



UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES

ESCUELA DE ECONOMÍA.

INTERRELACIÓN DINÁMICA ENTRE EL PRECIO DEL PETRÓLEO Y LA INVERSIÓN PETROLERA MUNDIAL

Profesor Guía: Dr. Osmel Manzano

Autor: Sergio Guerra Reyes

CARACAS, OCTUBRE 2006

AGRADECIMIENTOS

Quisiera dedicar este trabajo a todos mis maestros y profesores,
quienes han hecho de mí un eterno curioso de la teoría
económica.

Expreso mi más sincero agradecimiento al Prof. Osmel
Manzano, tutor de este trabajo y persona excelente.

A Rodolfo Méndez, Alejandro Puente, y Giovanni DiPlácido
por su invaluable apoyo y colaboración.

A Ariadna Arreaza por compañía incondicional

A “*Viktorias Welt*” de Alfredo Marcano y “*Symphony of a
Thousand*” de Gustav Mahler por todas las horas de inspiración.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I: APROXIMACIONES TEÓRICAS A LA INVERSIÓN EN EL SECTOR PETROLERO	5
I.1 Teoría contemporánea sobre la demanda de inversión	7
I.1.1 Consideraciones sobre la irreversibilidad	10
I. 2 El mercado petrolero: un recurso agotable	16
I.2.1 Mercado competitivo	18
I.2.2 Monopolio	20
I.2.3 Otros modelos de competencia imperfecta	22
I. 3 Inversiones en el mercado petrolero	24
I.3.1 Consideraciones iniciales	24
I.3.2 El modelo de Farzin	28
I.3.3 El modelo de Hotelling	29
CAPITULO II: APROXIMACIÓN EMPÍRICA AL COMPORTAMIENTO DE LA INVERSIÓN EN EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL	33
II.1 Aproximaciones empíricas previas	34
II.2 Nuestra aproximación empírica	39

II.2.1 Vectores Autorregresivos (VAR)	41
II.2.1.1 Identificación en Vectores Autorregresivos	45
II.2.2 Vectores Autorregresivos Bayesianos (BVAR)	47
CAPITULO III: LA ESTIMACIÓN	54
III.1 La data	55
III.2 Relación de largo plazo entre las variables: primera aproximación	58
III.3 Identificación del BVAR	60
III.4 La previa	61
III.5 Resultados de la estimación del BVAR	63
CONCLUSIONES	68
BIBLIOGRAFÍA	70
APÉNDICE A: ORDEN DE INTEGRACIÓN DE LAS VARIABLES ESTUDIADAS	
APÉNDICE B: TEST DE EXOGENEIDAD EN BLOQUE	
APÉNDICE C: DESCOMPOSICIÓN DE VARIANZA	

INTRODUCCIÓN

El estudio de la inversión, de sus implicaciones y determinantes, es un tema siempre vigente en la literatura económica. Su importancia radica, principalmente, en que es uno de los factores que contribuye a explicar los niveles de vida en el largo plazo, y adicionalmente en que su comportamiento es esencial para explicar las fluctuaciones de la economía en el corto plazo.

La inversión en el mercado petrolero es un tema de amplia relevancia dentro de esta literatura. Esto se debe, en primer lugar, a que su desarrollo condiciona la oferta futura de la principal fuente de energía a nivel mundial, en segundo lugar, a que su rentabilidad se relaciona con el comportamiento altamente volátil del precio del petróleo y, en tercer lugar, a la posible existencia de poder de mercado en el comportamiento de los oferentes de este recurso agotable.

Nuestro trabajo engloba estas características que realzan la importancia de la inversión en el mercado petrolero para estudiar, no solo su comportamiento frente a cambios en el precio del petróleo, sino también para evaluar su impacto en el comportamiento de largo plazo de la cesta petrolera.

Sin embargo, nuestro trabajo requiere considerar, adicionalmente, muchas aristas de la literatura económica. En particular, requiere estudiar el proceso de decisión que encierra la adquisición de bienes de capital en el sector petrolero, la estructura del mercado petrolero, las consideraciones sobre el poder de mercado y las características principales de la demanda de petróleo entre otros. La amplitud del tema sugerido, hace necesario acotar nuestro foco de análisis, razón por lo cual nos valdremos de los aspectos teóricos propuestos por Hotelling (1931) para exponer nuestras ideas principales. Supondremos la existencia de dos grupos de oferentes en el mercado petrolero, uno de los cuales posee poder de mercado, y supondremos que todas las inversiones en el mercado petrolero son utilizadas para extraer el recurso del subsuelo. Adicionalmente, propondremos utilizar una aproximación empírica multivariada para la estimación del comportamiento de las variables, y nos valdremos del uso de los vectores autorregresivos bayesianos (BVAR) como herramienta principal para el análisis.

En el primer capítulo trataremos los aspectos teóricos generales que encierra el proceso de inversión, ilustrados a partir de la teoría “ q ” de la demanda de bienes de capital propuesta originalmente por Tobin (1969). Seguidamente, se expondrán las implicaciones de la irreversibilidad sobre la decisión del inversor, basándonos para ello en los planteamientos sugeridos por Abel et al. (1995). Posteriormente, se tratarán los aspectos fundamentales que encierra la caracterización del mercado petrolero, apoyándonos en el trabajo desarrollado por Hotelling (1931). Específicamente, trataremos los temas relacionados con la conducta de los

productores de un bien agotable en presencia o no de poder de mercado, exponiendo situaciones de competencia perfecta, monopolio y competencia monopolística. Finalizaremos el capítulo realizando algunas consideraciones particulares sobre el tema de la inversión en el mercado petrolero, y exponiendo tanto el modelo teórico propuesto por Farzin (2001), como una ampliación del trabajo de Hotelling (1931), en la cual se endogeniza la decisión de invertir en bienes de capital dentro de conducta del productor.

En el segundo capítulo realizaremos una revisión a las aproximaciones empíricas previas que han tratado de la inversión en el mercado petrolero. Se argumentará que la existencia de una relación bidireccional entre el precio del petróleo y la inversión en el sector hace necesario un enfoque multiecuacional para evitar problemas de identificación y sesgo en las estimaciones. Sims (1980), sugiere utilizar un sistema de ecuaciones reducido, imponiendo sobre él la mínima cantidad de restricciones. Basados en ello, expondremos las características de los Vectores Autorregresivos (VAR) y, particularmente, desarrollaremos las bondades de su estimación a través de un enfoque Bayesiano. Se mencionará la importancia del proceso de identificación del sistema, lo cual nos permitirá trabajar con un modelo no reducido y utilizar herramientas de análisis como las funciones impulso respuesta y la descomposición de varianza. Finalizaremos el capítulo resumiendo las características de estimación de los modelos BVAR (Vectores Autorregresivos Bayesianos).

En el tercer y último capítulo trataremos los aspectos particulares de nuestra estimación, se mencionarán las características principales de los datos utilizados, probaremos la existencia de una relación de largo plazo entre las variables sugeridas a través de los tests de cointegración multivariados y realizaremos las pruebas necesarias para establecer un orden de exogeneidad entre las variables que permita identificar el sistema de ecuaciones utilizando la Descomposición de Choleski. Seguiremos la exposición resumiendo las características de la información previa que será suministrada en la estimación del BVAR y finalizaremos con la presentación de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO 1: APROXIMACIONES TEÓRICAS A LA INVERSIÓN EN EL SECTOR PETROLERO

El presente capítulo tiene por objetivo brindar una aproximación teórica al proceso de decisión que encierra la demanda de bienes de capital en el sector petrolero. Como punto inicial, haremos una breve descripción del modelo contemporáneo de inversión, llamado el modelo “ q ” en honor al economista James Tobin¹, y que será expuesto en base a los planteamientos sugeridos por Romer (2002). Seguidamente, se desarrollarán las consideraciones teóricas sobre el tema de la irreversibilidad en las inversiones en bienes de capital, para ilustrar, tal como lo sugiere Abel et al. (1995), que los incentivos para invertir en una unidad adicional de capital se incrementan a medida que se reducen los costos asociados a revertir una inversión previamente realizada.

Nuestro segundo punto abarcará discusiones asociadas a la estructura del mercado petrolero mundial, particularmente sobre la conducta de sus oferentes. Plantearemos cuáles serían los procesos de maximización a los que se enfrentan los distintos productores del mercado, considerando las situaciones de competencia perfecta e imperfecta. En esta sección será expuesta una de las principales conclusiones del trabajo de Hotelling (1931), la cual postula que a medida que exista

¹ Véase Tobin J. (1969)

un mayor control de mercado por parte del productor de un bien agotable, la oferta del recurso tenderá a estar sesgada hacia una conducta conservacionista.

El tercer y último punto del presente capítulo, expondrá aquellos temas relacionados con las inversiones en el mercado petrolero, realizando, en primer lugar, una consideración sobre el tipo particular de inversión al cual nos referiremos a lo largo de todo el trabajo. Anticipándonos sobre este punto, es pertinente señalar que las actividades del sector petrolero requieren en su mayoría llevar a cabo inversiones en bienes de capital, sin embargo, serán aquellas realizadas en la etapa de producción de la industria (que encierra las actividades de perforación y extracción) las que serán consideradas a lo largo de este trabajo. Posteriormente, nos referiremos al modelo propuesto por Farzin (2001) y retomado por Ringlund et al. (2004), en donde el número de taladros utilizados en la industria petrolera (bienes de capital) son considerados como el input principal del proceso de producción de la industria petrolera para la incorporación de nuevas reservas. Como último punto, trataremos una extensión al modelo propuesto por Hotelling (1931) en donde se explicitan las decisiones de inversión en el proceso de maximización de beneficios de un agente, el cual será la base para la siguiente sección de este trabajo.

I.1 Teoría contemporánea sobre la demanda de inversión

La teoría contemporánea sobre la demanda de inversión parte del objetivo básico de una empresa de maximizar sus beneficios. En general, la decisión de invertir considera no sólo el precio al cual se adquieren los bienes de capital, sino también la existencia de costos de ajuste del *stock* previo. Es precisamente este punto la diferencia fundamental que subyace entre los modelos actuales y sus predecesores.

Romer (2002), basándose en el trabajo de Tobin(1969), plantea un modelo de inversión con costos internos de ajuste conocido como la teoría q de la demanda de inversión. Supone una situación donde existe una industria compuesta por N empresas idénticas, cada una con costos de compra de capital igual a la unidad y con costos de instalación irrelevantes, donde los beneficios de cada empresa son proporcionales a su stock de capital $k(t)$ y decrecientes con el stock de capital total de la industria $K(t)$ (el cual toma como dado). Esta situación puede representarse matemáticamente como $\pi[K(t)]k(t)$, tal que $\pi'[K(t)] < 0$. Adicionalmente supone una tasa de depreciación nula, lo que permite que la variación en el stock de capital sea igual a la inversión realizada por la empresa para cualquier periodo t , es decir $\dot{k}(t) = I(t)$. Finalmente, el modelo supone información perfecta y un tipo de interés real constante.

La premisa fundamental del modelo es la presencia de costos a los que se enfrenta la empresa relativos a la tasa de variación de su stock de capital $C(\dot{k})$. Matemáticamente éstos deben cumplir las siguientes propiedades $C(0)=0$, $C'(0)=0$ y $C''(\bullet)>0$.

El problema se reduce entonces a la siguiente maximización de beneficios por parte de una empresa.

$$\underset{k(t), I(t)}{\text{Max}} = \int_{t=0}^{\infty} e^{-rt} [\pi[K(t)]k(t) - I(t) - C(I(t))] dt$$

Sujeto a la restricción $\dot{k}(t) = I(t)$.

Permitiendo entonces plantear el Hamiltoniano del valor presente como:

$$H(k(t), I(t)) = \pi[K(t)]k(t) - I(t) - C(I(t)) + q(t)I(t)$$

Donde $I(t)$ es la variable de *control*, $k(t)$ es la variable de *estado* y $q(t)$ representa la variable de *coestado*. Esta última, (que intencionalmente reemplaza la notación estándar λ por la letra q) se interpreta como el efecto marginal descontado de un aumento exógeno sobre la restricción, el precio sombra de la inversión, o simplemente el valor de mercado de una unidad de capital.

La solución de este problema nos lleva a las siguientes condiciones de primer orden.

$$1 + C'(I(t)) = q(t) \quad (1)$$

$$\pi(K(t)) = rq(t) - \dot{q}(t) \quad (2)$$

Con la siguiente condición de transversalidad:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} e^{-rt} q(t) k(t) = 0 \quad (3)$$

La interpretación de (1) es sencillamente que la empresa invertirá hasta el punto donde los costos de adquisición (costos de compra y costos de ajuste) sean iguales al valor de dicha unidad de capital, mientras que la ecuación (2) engloba el requisito fundamental de que la empresa iguale el ingreso marginal del capital con su costo de oportunidad marginal. Por su parte, la condición de transversalidad (3) implica que la empresa no debe acumular capital valioso indefinidamente y por tanto, su valor descontado debe aproximarse a cero.

Finalmente, el autor expresa $q(t)$ en términos de los ingresos marginales futuros del capital, tal que:

$$q(t) = \int_{\tau=t}^{\infty} e^{-r(\tau-t)} \pi(K(\tau)) d\tau \quad (4)$$

Siendo τ un momento determinado en el tiempo.

La importancia económica de $q(t)$ es que sintetiza toda la información que requiere la empresa para tomar su decisión de invertir. En otras palabras, refleja los efectos de una unidad adicional de capital sobre el valor presente de los beneficios empresariales. Así, si el valor de $q(t)$ es elevado, la empresa tendrá incentivos para aumentar su stock de capital y de reducirlos en caso contrario (nótese que la inversión óptima de acuerdo a este modelo es una función creciente de los beneficios futuros esperados). $q(t)$ También es llamado el valor sombra del capital.

I.1.1 Consideraciones sobre la Irreversibilidad

En general, las inversiones en bienes de capital (y particularmente en el sector petrolero) son irreversibles, esto quiere decir que para las empresas resulta más costoso reducir su stock de capital que aumentarlo. Esta condición se presenta principalmente por dos razones: (1) por la naturaleza intrínseca de este tipo de inversión (los bienes de capital difícilmente pueden ser utilizados para otra función que no sea la de generar un producto final, es decir, su uso alternativo puede considerarse nulo), y (2) debido a problemas de asimetría de información, es decir, existe un tipo de información que el inversionista posee al momento de realizar la inversión, y otro tipo de información relevante para la toma de decisión que el inversionista dispone luego de que ésta fue realizada. Para resumir, podemos

englobar el concepto de irreversibilidad como una situación en donde los costos de ajuste de la inversión en bienes de capital son asimétricos.

Si replanteamos la ecuación (4) de la sección anterior en presencia de incertidumbre, obtenemos que el valor de una unidad adicional de capital $q(t)$ queda expresado como $q(t) = \int_{\tau=t}^{\infty} e^{-r(\tau-t)} E_t[\pi(K(\tau))]d\tau$, de modo que si las expectativas de un agente son de una menor rentabilidad futura, se verá reducida su demanda de inversión.

Bernanke (1980) concluye que la inversión en bienes agotables en presencia de irreversibilidades tenderá a ser pospuesta hasta un punto donde el agente involucrado en la decisión pueda incorporar nueva información relevante.

Para ilustrar los efectos de la irreversibilidad sobre la demanda de inversiones, seguiremos de manera formal los planteamientos expuestos por Abel et al. (1995). Partimos de un modelo en donde la decisión de inversión de un agente bajo incertidumbre se enfrenta con el problema de la irreversibilidad tanto para expandir como para reducir un stock de capital físico dado.

Supongamos una empresa que posee un horizonte de decisión de dos periodos. Comenzando el periodo uno, esta empresa adquiere un stock de capital $K_1 \geq 0$ a un precio $b > 0$ por unidad de capital. La rentabilidad bruta de operar este

nivel de capital es $r(K_1)$, donde r es la tasa de interés real. Ésta rentabilidad deberá cumplir con las siguientes características; debe ser positiva, estrictamente creciente y estrictamente cóncava en K_1 . Adicionalmente, se establece como supuesto que el capital no se deprecia.

Se asume que en el segundo periodo la empresa posee tres alternativas: (A) Puede operar con el mismo stock de capital que dispone en el primer periodo ($K_2=K_1$), y por tanto no tendrá necesidad de comprar o vender unidades adicionales de capital. (B) La empresa puede operar con un stock de capital inferior al que dispone en el periodo previo ($K_2 < K_1$), para lo cual deberá vender su “exceso de capital” a un precio b_L , tal que $b_L < (1+r)b$ (el precio de venta de una unidad de capital es menor que su valor corriente y por tanto la opción de “desinvertir” se hace costosa). (C) La empresa puede operar con un stock de capital superior al del primer periodo ($K_2 > K_1$), adquiriendo su “déficit de capital” a un precio b_H , tal que $b_H > (1+r)b$ (el valor de compra de una unidad de capital en el segundo periodo excede su valor corriente y por tanto expandir la inversión resulta costosa).

Como puede observarse, el hecho de que los precios a los que una empresa puede comprar o vender bienes de capital adicionales cumplan con la siguiente característica $b_L < (1+r)b < b_H$, impone restricciones en la decisión tanto para expandir, como para reducir el stock de capital en los siguientes períodos.

Se asume por otro lado, que el retorno bruto de operar un stock de capital en el segundo periodo es $R(K_2, e)$, donde e es una perturbación aleatoria tal que un mayor “ e ” implica una mayor rentabilidad para la empresa y viceversa. Adicionalmente, el retorno marginal del capital debe cumplir con las siguientes condiciones: $R_K(K_2, e) \geq 0$, $R_{KK} < 0$ y $R_{Ke} > 0$.

Se definen dos valores críticos para “ e ”

$$R_K(K_1, e_L) = b_L \quad \text{y} \quad R_K(K_2, e_H) = b_H \quad (1)$$

En el segundo periodo, cuando “ e ” se vuelve conocido para la empresa, el stock de capital se ajustará a un nuevo nivel óptimo $K_2(e)$. Cuando $e > e_H$, la decisión racional de la empresa será adquirir capital hasta el punto donde su ingreso marginal iguale el costo marginal de compra b_H , por lo tanto, $K_2(e)$ estará determinado por la condición $R_K(K_2(e), e) = b_H$. Análogamente, cuando $e < e_L$, la decisión óptima es vender capital hasta el punto donde el ingreso marginal de la empresa iguale su nuevo precio de venta b_L , así, el nuevo stock de capital $K_2(e)$ vendrá dado por la condición $R_K(K_2(e), e) = b_L$. Por último, cuando $e_L < e < e_H$, la decisión óptima de la empresa será no modificar el stock de capital existente, es decir, $K_2(e) = K_1$.

Sea $V(K_1)$ el valor presente esperado de los beneficios en el primer y segundo periodo respectivamente cuando la empresa posee un stock de capital K_1 en el primer periodo. El problema de maximización de la empresa queda expresado como

$$\max_{K_1} \{V(K_1) - bK_1\} \quad (2)$$

Donde $V(K_1)$ puede expresarse como:

$$\begin{aligned} V(K_1) = & r(K_1) + \frac{1}{1+r} \int_{-\infty}^L \{R(K_2(e), e) + b_L [K_1 - K_2(e)]\} dF(e) + \\ & \frac{1}{1+r} \int_{e_L}^{e_H} R(K_1, e) dF(e) + \frac{1}{1+r} \int_{e_H}^{+\infty} \{R(K_2(e), e) - b_H [K_2(e) - K_1]\} dF(e) \end{aligned} \quad (3)$$

El valor de la empresa $V(K_1)$ es la suma descontada de sus beneficios en el primer y segundo periodo, donde este último es calculado para cada una de las siguientes alternativas: $e < e_L$, $e_L < e < e_H$, $e > e_H$. Cuando $e < e_L$, la decisión óptima de la empresa es vender capital, por tanto, el retorno esperado vendrá dado por $R(K_2(e), e)$ (tal que $(K_2(e) < K_1)$) y la diferencia obtenida por la venta de $K_1 - K_2(e)$ unidades de capital. Cuando $e_L < e < e_H$, la decisión óptima es mantener el stock de capital del periodo anterior (tal que $K_2(e) = K_1$) por tanto el retorno esperado de la empresa estará dado por $R(K_1(e), e)$. Finalmente, cuando $e > e_H$, la decisión óptima de la empresa es comprar capital, por tanto, el retorno esperado de los beneficios en el segundo periodo estará dado por $R(K_2(e), e)$ (tal que $(K_2(e) > K_1)$), menos el costo de adquirir $K_2(e) - K_1$ unidades de capital.

La condición de primer orden de este problema de maximización queda expresada como

$$V'(K_1) \equiv r'(K_1) + \frac{1}{1+r} \left\{ b_L F(e_L) + \int_{e_L}^{e_H} R(K_1, e) dF(e) + b_H [1 - F(e_H)] \right\} = b \quad (4)$$

Donde $V'(K_1)$ corresponde a la suma de dos elementos. El primero de ellos es la rentabilidad marginal del capital corriente $r'(K_1)$, y el segundo elemento representa la rentabilidad marginal esperada del capital del segundo periodo evaluada en su nivel óptimo.

La rentabilidad marginal de una unidad adicional de capital o el valor sombra del capital (como fue expuesto en la sección anterior), está relacionada con la “Teoría q de la demanda de inversión”. Por lo tanto, es posible reescribir (4) de la siguiente manera; $q(K_1) \equiv V'(K_1) = b$. Lo que implica que, en el primer periodo, el valor de una unidad adicional de capital debe igualar a su costo de compra.

Puede observarse que tanto $\frac{\partial q(K_1)}{\partial b_L} = \left(\frac{1}{1+r}\right)F(e_L) > 0$ como

$\frac{\partial q(K_1)}{\partial b_H} = \left(\frac{1}{1+r}\right)[1 - F(e_H)] > 0$ son positivas.

Estos resultados permiten llegar a las siguientes conclusiones:

(A) A medida que disminuye el costo de revertir una inversión, mayor será el incentivo para invertir. (Se cierra la brecha entre el precio de venta b_L de una unidad y su valor corriente $(1+r)b$)

(B) A medida que el costo de expandir una inversión se incrementa, mayor será el incentivo hoy de invertir en una unidad de capital adicional. (Se amplía la brecha entre el precio de compra b_H de una unidad de capital y su valor corriente $(1+r)b$)

En la actualidad, la literatura sobre las implicaciones de irreversibilidades en las decisiones de inversión ha sido ampliamente tratada por autores como Pindyck y Dixit (1994), Casassus et al. (2005) y Caballero (1997).

I.2 El mercado petrolero: un recurso agotable

Un bien es agotable si un mayor consumo hoy implica un menor consumo en el futuro. La extracción óptima (producción) de un recurso agotable como el petróleo ha sido un tema ampliamente tratado en la literatura económica. Hotelling (1931), considerando un mercado competitivo, demuestra que en el equilibrio la diferencia entre el precio de un bien agotable y su costo marginal de extracción es estrictamente positivo y crece a una tasa de interés constante. De acuerdo con esta conclusión, y contrariamente a lo que ocurre con otros tipos de bienes, el precio de un bien agotable será distinto a su costo marginal inclusive en competencia perfecta. Esta diferencia es conocida como “la renta de escasez”, y refleja precisamente el costo de oportunidad que tiene para un productor vender una unidad de bien agotable durante cualquier periodo.

El petróleo, además de ser un bien agotable, es un recurso cuya distribución geográfica a nivel mundial es poco equitativa. El 78% de las reservas probadas de crudo a nivel mundial pertenecen al grupo de 11 países que forman la OPEP², y de estos países, 7 se encuentran ubicados en el Oriente Medio.

El rol de la OPEP en el mercado petrolero ha sido tema de discusión durante muchos años, principalmente, en los periodos donde el precio del barril petrolero ha experimentado importantes fluctuaciones. Ejemplos de ello, fueron las discusiones en el año de 1973, cuando los países Árabes exceptuando Irak ejercieron un embargo de sus exportaciones hacia Estados Unidos, el conflicto Irán-Irak en el año de 1979, la entrada al mercado de la producción Noruega en 1985 y recientemente desde el año 2003, cuando han sucedido diversos eventos geopolíticos en el medio oriente y han cobrado relevancia los temas sobre el fuerte crecimiento de economías como China e India.

Precisamente, la asignación del petróleo como recurso agotable ha sido la manera como la OPEP ha conducido públicamente sus acciones, por lo menos desde el año 1981, cuando sus miembros decidieron establecer un sistema de cuotas de producción. La literatura sobre el papel de la OPEP dentro del mercado petrolero es amplia, existiendo autores que defienden tanto un comportamiento competitivo para

² <http://www.opec.org/home/PowerPoint/Reserves/OPEC%20share.htm>

la oferta mundial de crudo, como otros que incorporan imperfecciones en el comportamiento del mercado.

En esta sección, siguiendo con una revisión de la literatura hecha por los autores Cremer y Salehi-Isfahani (1991), plantearemos los diversos modelos que han estudiado la estructura del mercado petrolero. Estos son, en general, variaciones al modelo propuesto por Hotelling (1931) al cual se le han incorporado conductas no competitivas, es decir, todos mantienen el supuesto de la existencia de un recurso agotable que se extrae en un horizonte de tiempo infinito.

I.2.1 Mercado Competitivo

Se asume un mercado con n productores tal que $i = 1 \dots n$, cada uno dispone inicialmente de una reserva del recurso escaso \bar{S}_i . El costo de extracción de una unidad de recurso viene dada por $c_i(S_i)$. La cantidad de petróleo (nuestro recurso) extraída/producida por el individuo “ i ” en el periodo “ t ” se denota como $q_i(t)$.

Se asume una demanda tradicional de la forma $D(p, t)$ donde p es el precio (negativamente relacionado con la cantidad demandada $\frac{\partial D}{\partial P} < 0$) y t es el tiempo. (Frecuentemente se asume que esta demanda cambia bruscamente en algún periodo T en el futuro, cuando otra tecnología ilimitada reemplace al recurso escaso, mas no así

en nuestro caso). Todos los productores y consumidores toman el precio “ p ” como dado y existe una tasa de descuento δ_i para cada “ i ”.

El problema entonces se plantea como la siguiente maximización

$$\max_{q_i(\cdot)} \int_{t=0}^{t=\infty} (p(t) - c_i(S_i(t))) q_i(t) \delta_i(t) dt$$

Sujeto a las siguientes restricciones.

$$dS_i(t) / dt = -q_i(t) \quad (1)$$

$$\int_{t=0}^{t=\infty} q_i(t) dt \leq \bar{S}_i \quad (2)$$

La primera restricción expresa el hecho que el stock de recurso decrece a la tasa de extracción del mismo, mientras que la segunda restricción expresa que solo podrá extraerse una cantidad acumulada de recurso no mayor al monto total de reserva \bar{S}_i .

La resolución de este problema llega la ecuación donde se expresa el postulado principal de Hotelling (1931)

$$\frac{d}{dt} [(p(t) - c_i(S_i(t))) \delta_i(t)] = c'_i(S_i(t)) \quad (3)$$

Que puede interpretarse como la curva de oferta para cada “ i ” que depende de toda la senda de precios. En el caso donde el costo de extracción sea igual a una

constante tal que $c_i(S_i) = c$, y todos los países tengan un mismo factor de descuento e^{-rt} , la ecuación (3) se convierte en $\frac{dp/dt}{(p-c)} = r$ (que suele ser expresada análogamente en la forma $P(Q) - CM_g(Q) = \lambda e^{rt}$)

Por tanto, como fue postulado por Hotelling (1931), la renta de escasez $(p-c)$ crecerá en el tiempo a una tasa de interés “ r ”.

I.2.2 Monopolio

Este modelo de competencia imperfecta establece que $n=1$, incorpora al precio como una variable de decisión de la empresa e introduce una segunda restricción en la cual se exige que para cada periodo la demanda iguale a la oferta del producto.

El problema entonces se plantea como la siguiente maximización

$$\max_{q_i(\cdot), p_i(\cdot)} \int_{t=0}^{t=\infty} (p(t) - c_i(S_i(t))) q_i(t) \delta_i(t) dt$$

Sujeto a las siguientes restricciones

$$dS_i(t) / dt = -q_i(t) \quad (1)$$

$$\int_{t=0}^{t=\infty} q_i(t) dt \leq \bar{S}_i \quad (2)$$

$$q_1(t) = D(p(t), t) \quad (3)$$

Donde la primera restricción expresa, al igual que en el caso anterior, el hecho que el stock de recurso decrece a la tasa de extracción del mismo. La segunda restricción establece que solo podrá extraerse una cantidad acumulada de recurso no mayor al monto total de reserva \bar{S}_i . Por último, la tercera restricción impone la condición de que los mercados se vacíen.

La solución de este problema plantea nuevamente el postulado de Hotelling (1931), sin embargo, dado que la empresa no toma el precio como dado, la solución queda modificada de la siguiente manera

$$IM_g(Q) - CM_g(Q) = \lambda e^{\rho t} \quad (4)$$

Donde será la diferencia entre el ingreso marginal de la extracción (en lugar del precio y su costo marginal), la que crecerá en el tiempo a una tasa ρ .

La conclusión de Hotelling (1931) al diferenciar entre el patrón de extracción del recurso escaso que tendrá lugar en un Mercado Competitivo y bajo la actuación de un Monopolio, es que este último estará sesgado hacia un excesivo cuidado (o conservacionismo)³ del recurso agotable. Es decir, tendrá un patrón de extracción en

³ Lewis, Matthews y Burness (1979) llegan a una conclusión distinta asumiendo que la elasticidad de la demanda se incrementa con el consumo.

el corto plazo inferior al caso competitivo, sin embargo, podrá prolongar la vida del recurso (esto conlleva a que exista un punto a partir del cual la extracción en el caso monopolista será superior al caso competitivo).

I.2.3 Otros modelos de competencia imperfecta

Para el estudio del mercado petrolero, postular que el mercado es únicamente competitivo, o que se caracteriza por tener una condición monopólica, puede llevar a conclusiones equivocadas, de hecho, la literatura empírica que ha evaluado los distintos tipos de conducta de mercado no ha sido concluyente al respecto⁴. Una posible alternativa, es considerar una conducta de cartelización del mercado, en donde se toma en cuenta tanto la presencia de la OPEP como de un grupo de productores externos.

Seguiremos la extensión del modelo de Hotelling (1931) propuesta por Lewis y Schmalensee (1980). Se asume un mercado con “ n ” productores en un juego del tipo Nash-Cournot. Cada jugador toma como dadas las sendas de extracción de los otros. Luego, para cada “ i ”, el problema consiste en resolver la siguiente maximización.

$$\max_{q_i(\cdot), p_i(\cdot)} \int_{t=0}^{t=\infty} (p(t) - c_i(S_i(t))) q_i(t) \delta_i(t) dt$$

⁴ Véase por ejemplo Griffin (1985), Cremer y Salehi-Isfahani (1991), Spilimbergo (1995), Dees et al. (2004).

Sujeto a las siguientes restricciones

$$dS_i(t)/dt = -q_i(t) \quad (1)$$

$$\int_{t=0}^{t=\infty} q_i(t)dt \leq \bar{S} \quad (2)$$

$$q_1(t) + \sum_{i \neq j} q_j(t) = D(p(t), t) \quad (3)$$

La única diferencia con el problema del monopolista se encuentra en la última restricción (3), en la cual cada productor debe enfrentar solamente una demanda residual. Lewis y Schmalensee (1980) asumen que cada jugador enfrenta un costo de producción constante, tal que $c_i(S_i) = k_i$ y muestran que existe un equilibrio para este juego si se cumplen dos condiciones; la primera es que la demanda que enfrenta cada “ i ” debe ser estacionaria, la segunda es que la elasticidad sea estrictamente decreciente en la extracción agregada.

Bajo estas condiciones se verifica que los ingresos para cada productor son decrecientes con respecto al número de productores “ n ”. Adicionalmente se demuestra que si el número de productores tiende a infinito, la situación converge a un mercado competitivo (condición Nash-Cournot).

Finalmente, la conclusión principal que se desprende de estudiar distintos tipos de mercado para la producción de un bien agotable es que, en el agregado, la producción de un cártel será inferior a la de un mercado de competencia perfecta

(sesgada hacia el conservacionismo del recurso agotable), pero superior a la del caso de un monopolista, tal que $P_m < P_C < P_{cp}$.

I.3 Inversiones en el mercado petrolero.

El siguiente apartado tiene como fin enlazar los aportes a la teoría de la inversión en bienes de capital y el mercado petrolero. Los planteamientos que serán expuestos a continuación no son en ninguna medida originales, sin embargo, tratarán de ser explicados e interpretados de la manera más clara posible para la comprensión del lector. Inicialmente, acotaremos el rango de actividades que dentro de esta amplia industria genera la demanda de bienes de capital y estableceremos su vinculación con la producción de petróleo, posteriormente expondremos algunas características particulares de la inversión en el mercado petrolero. Los modelos propuestos seguirán los planteamientos expuestos por Farzin (2001) y posteriormente retomados por Ringlund et al. (2004), así como una ampliación del tradicional modelo de Hotelling (1931).

I.3.1 Consideraciones iniciales

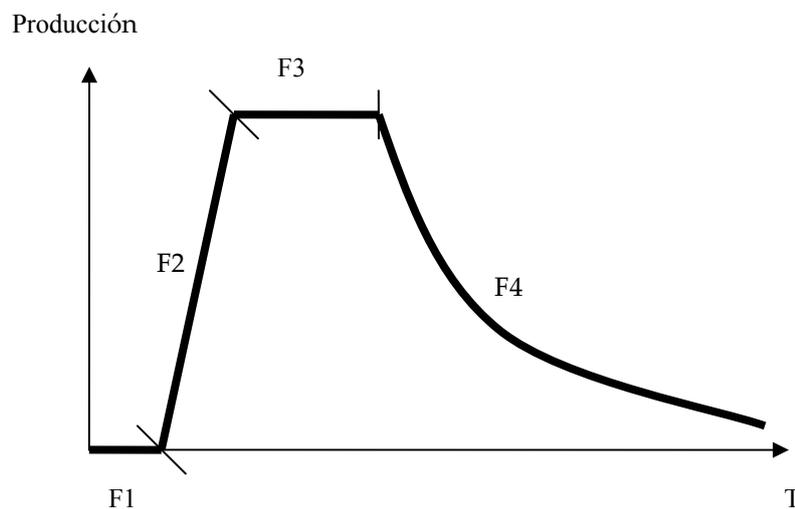
A nivel general, la Industria Petrolera es un sector de la economía que se encarga de las siguientes actividades: exploración, perforación y extracción

(producción), transporte, refinación y comercialización del petróleo. Del proceso de exploración depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo, es decir, la incorporación de nuevas reservas. La fase de producción comienza después de que se ha comprobado la presencia del recurso y se refiere a la explotación del petróleo y el gas natural de sus yacimientos. La fase de transporte se encarga de movilizar el crudo almacenado a través de oleoductos a las refinerías y a los terminales de embarque para su exportación. La fase de refinación se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados y, por último, la fase de comercialización se encarga de colocar en los mercados (nacionales e internacionales) el crudo y el producto final refinado.

A lo largo de este trabajo, las inversiones en bienes de capital a las que haremos referencia se refieren exclusivamente a la fase de producción. Aune et al. (2005) explicita un perfil de producción que argumenta puede percibirse durante la vida útil de un pozo petrolero. Este perfil consta de cuatro fases y puede ser visualizado en la figura I-1. La primera fase (F1) es llamada la fase de inversión (*investment*) que comprende el periodo entre la decisión de invertir y el comienzo de la producción. La segunda fase (F2) es llamada la fase pre-tope (*pre-peak*), recoge el periodo de crecimiento de la producción hasta su nivel máximo (los autores estiman que las dos primeras fases tienen un periodo de duración conjunta máxima de seis años). La tercera fase (F3) es la fase tope (*peak*), periodo en el cual la capacidad de producción del pozo es constante y fijada por las restricciones geológicas. La cuarta y final fase (F4) es la llamada fase de declinación (*decline*), que recoge el periodo de

tiempo cuando la capacidad de producción declina en el tiempo a una tasa anual que se asume constante (no se encuentra representada en el gráfico), hasta llegar a un punto cuando cualquier extracción adicional resulta poco rentable, de lo cual es posible deducir que los costos de extracción crecen a medida que la vida útil del pozo se reduce.

Figura I. Perfil de producción para un pozo petrolero.



Fuente: Aune, et al. (2005) Pág. 7

Los autores argumentan que dadas las restricciones geológicas presentes en la segunda y tercera fase, aun a pesar de que los costos de extracción pueden ser tratados como constantes, las decisiones de inversión poseen poca capacidad de respuesta tanto en el corto como en el largo plazo. Sin embargo, un precio elevado en la cesta de crudo puede acelerar significativamente la ejecución de la primera fase e inclusive podría hacer mas rentable las inversiones en la cuarta fase, llamadas

inversiones en la capacidad de recuperación de reservas. (Es conveniente destacar la presencia de costos crecientes en esta última fase, ya que a medida que va envejeciendo el yacimiento, la presión natural del pozo desciende, con lo cual, la extracción del petróleo se irá haciendo cada vez más compleja y podrá requerir técnicas especializadas como la incorporación de bombas de extracción, o la introducción artificial de presión por medio de inyección de gas o agua).

Más allá de las etapas existentes en el proceso de producción de petróleo, el proceso de perforación y extracción del recurso natural requiere, como fue expuesto, de inversiones en bienes de capital. El principal insumo dentro de este proceso son los taladros (*Oil Rigs*) utilizados en la industria. De hecho, el número de taladros activos es el indicador de referencia básico para referirse a la demanda de productos utilizados en la perforación, producción y procesamiento de hidrocarburos⁵.

La utilización de este insumo está determinada por el gasto destinado a las actividades de exploración y desarrollo en la industria petrolera, que, como veremos a continuación, se encuentran fuertemente influenciados por el valor de la cesta petrolera, condicionando así su rentabilidad futura.⁶

A continuación expondremos dos modelos utilizados para estudiar la demanda de bienes de capital en el sector petrolero.

⁵ <http://www.bakerhughes.com/investor/rig/faq.htm>

⁶ Existen otros factores que afectan el gasto destinado a estos bienes de capital, como la tecnología, el clima, impuestos, etc., que no serán tratados explícitamente en este trabajo.

I.3.2 El modelo de Farzin

Partiendo del supuesto de la existencia de una de reserva del bien agotable fija y conocida, Farzin (2001) desarrolla un modelo económico para la adición de reservas que explícitamente incorpora el valor esperado del recurso extraído, el desarrollo acumulado de estas reservas y el progreso tecnológico. El modelo trata a las nuevas reservas como el producto final de un proceso de perforación, en donde el número de taladros es un input principal del proceso. El desarrollo de las ecuaciones seguirá los planteamientos de Ringlund et al. (2004).

Sea $C(Y_t^*)$ el costo total de un nivel de perforación petrolera (Y_t^*) tal que $C' > 0$ y $C'' < 0$. Sea $F(Y_t^*, Z_t, A_t)$ el número de barriles desarrollados (o descubiertos) una función del nivel de perforación (Y_t^*), la tecnología (Z_t), y la perforación petrolera acumulada en el área (A_t) tal que $F'_{Y_t^*} > 0$ y $F''_{Y_t^*} < 0$, es decir, el número de barriles desarrollados o descubiertos es una función creciente y cóncava del nivel de perforación y $F'_{Z_t} > 0$ y $F'_{A_t} > 0$. Adicionalmente, sea X_t^e el valor esperado por barril del recurso desarrollado (o descubierto).

El problema de maximización al que se enfrenta un productor petrolero es al siguiente:

$$\max_{Y_t^*} \{X_t^e F(Y_t^*, Z_t, A_t) - C(Y_t^*)\}$$

Cuya condición de primer orden se presenta a continuación;

$$X_t^e F_{Y_t^*}'(Y_t^*, Z_t, A_t) = C'(Y_t^*)$$

Esta condición determina que en un periodo t , el productor escoge el volumen óptimo de extracción de reservas igualando el costo marginal de añadir un barril adicional con su ingreso marginal esperado.

Es pertinente destacar que de acuerdo a este modelo sólo las modificaciones en el precio esperado del recurso extraído tendrán un efecto sobre las decisiones de inversión (nivel de perforación adicional) de hoy. La relación, por tanto, no es contemporánea.

I.3.3 El modelo de Hotelling

El modelo que será expuesto a continuación es una extensión del tradicional trabajo de Hotelling (1931), en el cual se explicita la decisión de inversión que debe considerar un productor para extraer una cantidad (q) de recurso escaso del subsuelo. El modelo es dinámico, en tanto que considera que las decisiones de hoy tienen un impacto en las condiciones futuras y conlleva un problema de maximización por parte de un agente que se considera racional.

Los supuestos generales del modelo se mantienen inalterados, a saber; se asume un mercado de competencia perfecta en donde cada productor posee una cantidad R de recurso agotable. La extracción de una cantidad (q) de reservas en un periodo de tiempo determinado puede venderse a un precio (p) que se asume como dado. Por la extracción de (q) unidades del recurso escaso, el productor enfrenta un costo (c), y buscará hallar la cantidad (q) que maximiza el flujo futuro de la renta proveniente de la extracción del recurso (beneficios Π). El desarrollo de las ecuaciones seguirá los planteamientos de Manzano y Guerra (2006).

Las innovaciones que están presentes en la extensión del modelo son las siguientes:

- (1) El productor enfrenta no solo un costo $c(q)$ que depende de la extracción del recurso, sino que adicionalmente debe considerar el costo que conlleva la inversión en el desarrollo nuevas de reservas $i(d)$.
- (2) El monto de reservas no es fijo como en los casos anteriores, sino que evoluciona positivamente con el monto de nuevas reservas desarrolladas (d) y negativamente con la cantidad que es extraída (q).

El productor enfrenta entonces el siguiente problema de maximización

$$\max_{q,d} \int_0^T [p * q - c(q) - i(d)] e^{-rt}$$

Sujeto a las siguientes restricciones

$$\dot{R} = d - q \quad (1)$$

$$\dot{D} = d \quad (2)$$

La primera restricción ilustra la evaluación de las reservas en el tiempo, que dependen del número de nuevas reservas desarrolladas y las que son extraídas, mientras que la segunda restricción establece que la variación del monto de nuevas reservas acumuladas es igual a una cantidad “ d ”.

Permitiendo entonces plantear el Hamiltoniano de valor corriente como:

$$H = \pi(q)e^{-\rho t} + \lambda(d - q) + \phi d$$

Donde q y d son las variables de estado mientras que λ y ϕ son las variables de coestado. El multiplicador de lagrange λ puede ser interpretado como el precio sombra de las reservas, mientras que el multiplicador ϕ se interpreta como el precio sombra de la acumulación de nuevas reservas.

La solución de este problema nos lleva a las siguientes condiciones de primer orden.

$$(p - c_q)e^{-\rho t} = \lambda \quad (1)$$

$$\dot{\lambda} = 0 \quad (2)$$

$$i_d e^{-\rho t} = \lambda + \phi \quad (3)$$

$$\dot{\varphi} = 0 \quad (4)$$

Con la siguiente condición de transversalidad

$$H_t = 0 \quad (5)$$

La interpretación de (1) es sencillamente el postulado principal de Hotelling (1931) en el cual se ilustra que la renta de extracción de un recurso escaso será siempre positiva y crecerá a una tasa real r . (2) Implica que el valor de las reservas no se deprecia en el tiempo. (3) Requiere que el valor de la inversión sea igual al precio sombra de las reservas más el precio sombra de la acumulación de nuevas reservas, (4) implica que el valor de las nuevas reservas acumuladas tampoco se deprecia y finalmente la condición de transversalidad (5) impone que los precios sombras del modelo deben tender a cero en un momento final del tiempo.

Uno de los supuestos fundamentales en los que subyace el modelo de Hotelling, es la suposición de un precio constante. Es pertinente por tanto resaltar que los cambios temporales e inesperados en el valor del recurso escaso no tendrán efecto sobre las decisiones de inversión. Esto se debe a que el precio sombra de las nuevas reservas no se modifica. Solo los cambios permanentes o esperados en el precio del bien agotable tendrán un efecto sobre la inversión.

CAPITULO II: APROXIMACIÓN EMPÍRICA AL COMPORTAMIENTO DE LA INVERSIÓN EN EL MERCADO PETROLERO MUNDIAL

Tal como fue expuesto en el capítulo anterior, las inversiones en el mercado petrolero dependen en gran medida del precio que reciba un productor por la extracción del bien agotable; éste condiciona la rentabilidad futura de los bienes de capital que se empleen dentro del proceso de producción y, por tanto, un mayor precio genera incentivos para una mayor inversión.

Por otro lado, las inversiones en el sector petrolero constituyen la etapa previa del proceso de producción del hidrocarburo, es decir, su fin es el de generar la oferta de petróleo para los potenciales demandantes del recurso¹. Ahora, tal como hemos señalado en el capítulo anterior, si existen oferentes dentro del mercado petrolero con poder de mercado, sus decisiones de inversión tendrán efectos sobre el precio del petróleo utilizando como canal de transmisión la oferta futura del recurso. De manera análoga, un incremento agregado en las decisiones de inversión de todos los productores conduce, *ceteris paribus*, a un incremento general en la oferta del recurso, lo cual, tal como postula la teoría económica, presionará al precio del bien agotable a la baja.

¹ Esta relación no es contemporánea, tal como fue ilustrado en la sección I-C1

Teóricamente existe, por tanto, una relación bidireccional entre el comportamiento agregado de la inversión en el mercado petrolero y el precio del petróleo. Es por ello que al considerar los objetivos de nuestro trabajo, resulta conveniente estudiar la agregación del mercado a través de una aproximación multiecuacional, la cual nos permite evaluar, tanto de manera cualitativa como cuantitativa, los efectos que existen entre el comportamiento de la inversión y el precio evitando tropezar con este potencial problema de simultaneidad.

En el presente capítulo nos dedicaremos, en primer lugar, a realizar una breve reseña sobre las aproximaciones empíricas previas que han intentado evaluar el comportamiento de la inversión en el mercado petrolero y, en segundo lugar, realizaremos una descripción sobre las herramientas empíricas que proponemos para nuestra estimación, la cual será presentada en el siguiente capítulo.

II.1 Aproximaciones empíricas previas

Ringlund et al. (2004), siguiendo el modelo teórico propuesto por Farzin (2001), evalúan cómo reacciona la demanda de taladros en la industria petrolera frente a cambios en el precio del petróleo. Los autores realizan un tipo de agregación del mercado, en tanto que estudian la elasticidad precio de la demanda en bienes de capital para distintas regiones del planeta. En particular: Estados Unidos, Europa, Latinoamérica, Asia y el Oriente Medio No-OPEP.

La metodología empírica empleada por los autores (que consideramos representa su principal aporte), enfrenta de una manera más realista el supuesto de Farzin (2001) que postula que los cambios tecnológicos tienen un efecto positivo sobre el número de barriles desarrollados a partir de un stock dado de bienes de capital.

Los autores proponen modelar la tecnología como un componente no observado, sugiriendo que los cambios tecnológicos siguen un proceso estocástico similar al de un paseo aleatorio con *drift*. El modelo planteado se resume a continuación.

$$\Delta y_T = \sum_{l=1}^p \beta_l \Delta y_{t-l} + \sum_{l=0}^q \gamma_l \Delta x_{t-l} + \lambda y_{t-1} + \theta x_{t-1} + \kappa M_t + \mu_t + \varepsilon_t \quad (1)$$

Tal que

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \beta + \eta_t; \quad \eta_t \sim Niid(0, \sigma_n^2) \quad (2)$$

Donde y_t denota el logaritmo del número de taladros por región, x_t es un promedio móvil del logaritmo de la cesta petrolera Brent en términos nominales, M_t es un vector de variables determinísticas, μ_t es una tendencia estocástica que refleja los cambios tecnológicos y ε_t es un término de error.

Este tipo de modelo, en donde se trabaja explícitamente patrones de comportamiento de variables no observadas, son conocidos tradicionalmente como

“modelos espacio-estado”, y su estimación se realiza a partir del procedimiento recursivo del Filtro de Kalman².

Los resultados obtenidos señalan que las inversiones en bienes de capital (número de taladros) en todas las regiones estudiadas responden positivamente ante cambios en el precio del petróleo. Sin embargo, la velocidad y la magnitud de estas respuestas no son homogéneas entre todos los grupos. En particular, los autores señalan que Estados Unidos posee la mayor elasticidad precio tanto en el corto como en el largo plazo.

Nuestra principal crítica a este trabajo es el hecho de que los autores no consideran el impacto que pueden tener las decisiones de inversión sobre el precio de la cesta petrolera. Este hecho toma mayor relevancia en la medida que los autores estudian elasticidades para regiones formadas por diversos países, no entidades individuales. De hecho, para el caso de particular de África, de nueve países que conforman el grupo, tres forman parte de la OPEP (Argelia, Libia y Nigeria).

Omitir la existencia de una posible relación bidireccional entre las variables estudiadas conduce a una especificación inadecuada del modelo propuesto, y por tanto, a resultados sesgados o incorrectos.

² Para un desarrollo detallado véase Durbin y Koopman. (2001)

Otra aproximación empírica al tema de la inversión en el mercado petrolero fue propuesta por Casassus et al (2005), en la cual los autores replican el comportamiento del precio futuro y spot de la cesta petrolera, utilizando un modelo de equilibrio general, y en donde la tecnología genera *shocks* de productividad tanto en el sector petrolero como en el no petrolero de la economía.

Formalmente, el sistema puede resumirse en el siguiente sistema de ecuaciones:

$$U(t, C) = e^{-\rho t} \frac{C^{1-\gamma}}{1-\gamma} \quad \text{Para } \gamma \neq 1 \text{ y } U(t, C) = e^{-\rho t} \log(C) \quad \text{Para } \gamma = 1 \quad (1)$$

$$dQ_t = -(i + \delta)Q_t dt + \sigma_q Q_t dw_{Q,t} + X_t dI_t \quad (2)$$

$$dK_t = (f(K_t, \bar{I}Q_t) - C_t)dt + \sigma_K K_t dw_{K,t} - \beta(X_t; Q_t, K_t)dI_t \quad (3)$$

$$\beta(X_t; Q_t, K_t) = \beta_K K_t + \beta_Q Q_t + \beta_X X_t \quad (4)$$

Donde (1) es la caracterización del agente representativo que maximiza su utilidad intertemporal. Su decisión se reduce a consumir el bien “C” o invertirlo en la producción de tecnología. Esta última requiere adicionalmente del petróleo, que se produce de acuerdo al stock disponible en los pozos. (2) Es la dinámica de las reservas de pozos de petróleo Q_t , (3) es el stock del bien de consumo K_t y (4) refleja el costo de construir los pozos.

Las reservas, Q_t , se reducen debido a que se producen a una tasa (i) y se deprecia a una tasa (δ) . I es la decisión de inversión, que se reduce desarrollar nuevos pozos. X es el número de pozos. $\beta > 0$ Es el costo de desarrollar los pozos y finalmente w_q y w_k son parámetros de incertidumbre asociados al desarrollo de la tecnología.

Finalmente, como sugieren los modelos expuestos en el capítulo anterior, los autores argumentan que las decisiones de inversión no se modificarán frente a cualquier movimiento en el precio del petróleo. Señalan que debe existir un cambio lo suficientemente significativo como para alterar el estado actual de las inversiones en la economía.

Adicionalmente, mientras que Ringlund et al. (2004) no considera los efectos que tienen las inversiones del mercado petrolero sobre el precio del hidrocarburo, Cassasus et al. (2005) plantea que existe una prima de riesgo en el precio que depende de la distancia existente entre la decisión de invertir y la realización de la inversión, específicamente, los autores concluyen que esta prima será positiva en la medida que la distancia entre los planes de invertir y la decisión sea mayor.

La aproximación que proponemos para evaluar la bidireccionalidad entre el precio y la inversión petrolera a nivel agregado será expuesta en la siguiente sección, sin embargo, adelantamos al lector que a diferencia del enfoque de equilibrio general

propuesto por Cassasus et al. (2005), nuestra propuesta se centra en un análisis empírico a través del uso de técnicas avanzadas en series de tiempo.

II.2 Nuestra Aproximación Empírica

Tal como ha sido expuesto anteriormente, existen argumentos teóricos que justifican el hecho de que, a nivel agregado, las inversiones petroleras no deban ser consideradas como exógenas en el comportamiento del precio del petróleo. Omitir esta relación al realizar pruebas empíricas, conduce a obtener coeficientes sesgados y conclusiones equivocadas sobre la magnitud y el tipo de respuesta de la inversión frente al comportamiento de la cesta de crudo.

Sims (1980) propone una aproximación no estructural como estrategia de estimación para este tipo de problemas:

*“Debido a que los grandes modelos econométricos incluyen frecuentemente restricciones poco creíbles, la investigación empírica se ha orientado al contraste de teorías económicas utilizando frecuentemente un marco uniecuacional o de pocas ecuaciones. Por esta única razón, parece que vale la pena investigar en la posibilidad de construir grandes modelos de una manera donde se pueda evitar acumular restricciones de manera azarosa... debe ser posible estimar macro modelos a gran escala de manera reducida y no restringida, tratando todas las variables como endógenas.”*³

³ Tomado de Enders (2004) pp. 264, que cita a su vez a Sims (1980).

Cuando no existe certeza sobre la exogeneidad de una variable, una extensión natural para el análisis empírico puede ser tratar a cada variable simétricamente, flexibilidad que podemos obtener con el uso de los Vectores Autorregresivos (VAR).

Un Vector Autorregresivo (VAR), es una generalización multivariada de los modelos autorregresivos uniecuacionales, en el cual cada variable es tratada como endógena dentro de un sistema de ecuaciones. Cuando se incorporan los efectos contemporáneos de las variables consideradas, el sistema de ecuaciones se encuentra en su forma *no reducida*, mientras que cuando los efectos contemporáneos se omiten, el sistema se encuentra en su forma *reducida*. Precisamente, con esta última especificación es posible identificar y evaluar cuantitativamente los efectos y mecanismo de transmisión entre las variables utilizando un conjunto mínimo de supuestos económicos iniciales.

Dado que el objetivo fundamental de nuestro trabajo es estudiar una dinámica de comportamiento y no identificar determinantes de la inversión para el mercado petrolero mundial, la utilización de Vectores Autorregresivos (VAR) nos provee de la herramienta natural para realizar este tipo de análisis.

Adicionalmente, siguiendo los argumentos de Méndez (2002), una extensión de los modelos VAR que ha tomado relevancia dentro de la econometría moderna ha sido la incorporación de estimaciones bayesianas a la hora de emplear este tipo de enfoque multivariado. De hecho, la metodología BVAR (Vectores Autorregresivos

Bayesianos) permite incorporar de una forma mucho más adecuada, flexible y transparente, información adicional a la que proveen las relativamente escasas series de tiempo macroeconómicas⁴.

El desarrollo y explicación de las herramientas empíricas que utilizaremos a lo largo de este trabajo será expuesto a continuación.

II.2.1 Vectores Autorregresivos (VAR)

Para la elaboración de esta sección seguiremos los planteamientos expuestos por Enders (1996, 2003, 2004) y Harris y Sollis (2003).

Considere el siguiente sistema bivariado no reducido conformado por las variables y_t , z_t

$$\begin{aligned} y_t &= b_{10} - b_{12}z_t + \gamma_{11}y_{t-1} + \gamma_{12}z_{t-1} + \varepsilon_{yt} \\ z_t &= b_{20} - b_{21}y_t + \gamma_{21}y_{t-1} + \gamma_{22}z_{t-1} + \varepsilon_{zt} \end{aligned} \quad (1)$$

Donde se asume que tanto y_t como z_t son procesos estacionarios, ε_{yt} y ε_{zt} son perturbaciones ruido blanco no correlacionadas con desviaciones estándares σ_y y σ_z respectivamente.

⁴ Ver sección II.2.2

El sistema de ecuaciones (1) constituye un vector autorregresivo de primer orden debido a que su rezago más elevado lo constituye la unidad. La estructura del sistema incorpora relaciones contemporáneas entre las variables a través de los coeficientes b_{12} y b_{21} respectivamente.

Para ilustrar la manera de transformar el sistema (1) a una forma reducida, nos valdremos del álgebra matricial. El modelo anterior puede ser reescrito de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} 1 & b_{12} \\ b_{21} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_t \\ z_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{10} \\ b_{20} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \gamma_{11} & \gamma_{12} \\ \gamma_{21} & \gamma_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{t-1} \\ z_{t-1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_{yt} \\ \varepsilon_{zt} \end{bmatrix}$$

$$\text{O alternativamente: } \beta x_t = \Gamma_0 + \Gamma_1 x_{t-1} + \varepsilon_t \quad (2)$$

$$\text{Donde } B = \begin{bmatrix} 1 & b_{12} \\ b_{21} & 1 \end{bmatrix}, x_t = \begin{bmatrix} y_t \\ z_t \end{bmatrix}, \Gamma_0 = \begin{bmatrix} b_{10} \\ b_{20} \end{bmatrix}, \Gamma_1 = \begin{bmatrix} \gamma_{11} & \gamma_{12} \\ \gamma_{21} & \gamma_{22} \end{bmatrix}, \varepsilon_t = \begin{bmatrix} \varepsilon_{yt} \\ \varepsilon_{zt} \end{bmatrix}$$

Si premultiplicamos por la matriz B^{-1} al sistema de ecuaciones (1), obtenemos el modelo VAR en su forma estándar.

$$x_t = A_0 + A_1 x_{t-1} + e_t \quad (3)$$

$$\text{Tal que } A_0 = B^{-1}\Gamma_0, \quad A_i = B^{-1}\Gamma_i \quad \text{y} \quad e_t = B^{-1}\varepsilon_t$$

El sistema reducido (3) puede ser reescrito de la siguiente manera

$$\begin{aligned} y_t &= a_{10} + a_{11}y_{t-1} + a_{12}z_{t-1} + e_{1t} \\ z_t &= a_{20} + a_{21}y_{t-1} + a_{22}z_{t-1} + e_{2t} \end{aligned} \quad (3')$$

Donde por construcción, los términos de error e_{1t} y e_{2t} están compuestos por los shocks (o perturbaciones) ε_{yt} y ε_{zt} . Tal que $e_t = B^{-1}\varepsilon_t$. Por tanto, es posible expresar los errores como:

$$\begin{aligned} e_{1t} &= (\varepsilon_{yt} - b_{12}\varepsilon_{zt})/(1 - b_{12}b_{21}) \\ e_{2t} &= (\varepsilon_{zt} - b_{21}\varepsilon_{yt})/(1 - b_{12}b_{21}) \end{aligned}$$

Dado que ε_{yt} y ε_{zt} son procesos ruido blanco y e_{1t} y e_{2t} están formados a partir de combinaciones lineales de ellos, nuestros errores deben tener un valor medio cero, varianza constante, y no deben estar serialmente correlacionados, sin embargo la covarianza entre e_{1t} y e_{2t} es distinta de cero y puede ser expresada como:

$$Cov(e_{1t}, e_{2t}) = Ee_{1t}e_{2t}$$

$$Ee_{1t}e_{2t} = E[e_{1t} = (\varepsilon_{yt} - b_{12}\varepsilon_{zt})(\varepsilon_{zt} - b_{21}\varepsilon_{yt})/(1 - b_{12}b_{21})^2 = -(b_{21}\sigma_y^2 + b_{12}\sigma_z^2)(1 - b_{12}b_{21})^2]$$

Por tanto, es posible definir la matriz de varianzas y covarianzas de los shocks e_{1t} y e_{2t} de la siguiente manera:

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \text{var}(e_{1t}) & \text{cov}(e_{1t}, e_{2t}) \\ \text{cov}(e_{1t}, e_{2t}) & \text{var}(e_{2t}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \sigma_{12} \\ \sigma_{12} & \sigma_2^2 \end{bmatrix}$$

Es conveniente destacar que las variables a la derecha de la igualdad en el sistema (3') son predeterminadas, y sus componentes de error se asumen serialmente no correlacionados y con varianza constante, lo cual permite estimar cada ecuación del modelo utilizando *Mínimos Cuadrados Ordinarios*, obteniendo estimadores consistentes y asintóticamente eficientes.

Sobre la condición de estacionaridad de las variables empleadas en el VAR, Sims (1980), Sims, Stock y Watson (1990), así como Doan (2004) recomiendan no diferenciar las series utilizadas incluso si las variables contienen raíces unitarias. Su argumento (cada vez de mayor relevancia en la econometría moderna) es que el objetivo de un VAR es determinar la interrelación entre un número de variables, no determinar parámetros de estimación. Más aún, los autores señalan que al diferenciar las series de tiempo se está desechando información concerniente a los movimientos comunes en la data.

Finalmente, es pertinente señalar que la estimación de modelos VAR a partir de su representación estándar, se considera una herramienta fundamental para la

elaboración de pronósticos de las variables en estudio, pero su funcionalidad no se limita a este hecho. El estudio de las series de tiempo a partir de un modelo primitivo como (1), permite ampliar el número de aplicaciones disponibles para este tipo de modelo, sin embargo, el procedimiento para retornar de una forma estándar como (3') a su forma primitiva (1) no se considera trivial. Sobre este tema haremos una breve descripción a continuación.

II.2.1.1 Identificación en Vectores Autorregresivos (VAR)

Como fue expuesto en la sección anterior, los modelos VAR en su forma estándar, por ejemplo el sistema (3'), pueden ser estimados utilizando el procedimiento MCO, sin embargo, no así el sistema en su forma primitiva. La razón fundamental es que los coeficientes contemporáneos en cada ecuación del sistema (1) están relacionados con los términos de error.

Para poder retornar del sistema estándar (3') al sistema primitivo (1), es necesario imponer un número mínimo de $(n^2 - n)/2$ restricciones al modelo, siendo n el número de variables consideradas. En nuestro caso, para un sistema con dos variables, es necesario imponer al menos una restricción para poder identificar la forma primitiva del modelo.

Una manera de obtener el número exacto de restricciones necesarias para lograr el proceso de identificación, es utilizar la descomposición triangular de Choleski. El procedimiento apropiado para obtener esta descomposición, es precisar el orden de los efectos contemporáneos de las variables estudiadas, lo cual permite que la matriz B tenga una forma triangular inferior, es decir, los elementos debajo de la diagonal principal serán iguales a cero.

En nuestro caso, la restricción impuesta al sistema (1) debe tener la siguiente forma característica:

$$B: \begin{bmatrix} 1 & b_{12} \\ b_{21} & 1 \end{bmatrix} \rightarrow B: \begin{bmatrix} 1 & b_{12} \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

El decir, debemos imponer que el efecto contemporáneo de la variable z_t sobre y_t sea cero. Tradicionalmente, la manera apropiada (no *Ad Hoc*) de identificar este tipo de restricciones en un modelo VAR requiere estudiar el orden de precedencia de las variables analizadas⁵, o de manera equivalentemente, identificar su grado de exogeneidad.

Luego de obtener la identificación adecuada para el modelo primitivo (1), es posible realizar un “análisis innovacional” a las series consideradas, el cual incluye

⁵ Conocido tradicionalmente como el “Test de causalidad de Granger”

herramientas de estudio como la *funciones impulso respuesta* y la *descomposición de varianza*⁶.

Las *funciones impulso respuesta* se obtienen a partir de la representación de un VAR en promedios móviles, lo cual permite visualizar el comportamiento de las variables consideradas frente a shocks de otras variables del sistema. Por otro lado, la *descomposición de varianza* nos señala qué porción de los movimientos en una secuencia temporal obedece a shocks propios o de otras variables.

Finalmente, tal como hemos señalado al comienzo de este apartado, una ampliación de los modelos VAR que ha tomado relevancia dentro de la econometría moderna es realizar su estimación a la luz de los conceptos estadísticos bayesianos. Las características que distinguen entre los modelos VAR tradicionales y los BVAR (Vectores Autorregresivos Bayesianos) serán explicadas a continuación.

II.2.2 Vectores Autorregresivos Bayesianos (BVAR)

Los planteamientos expuestos a lo largo de esta sección seguirán los argumentos de Méndez (2002).

⁶ Para profundizar en este tema véase Enders (2004)

La diferencia fundamental entre la metodología de estimación clásica y la bayesiana se centra en el uso que le da el investigador a la información previa que conoce éste sobre los parámetros que desea estimar. Por ejemplo, cuando un investigador con paradigmas estadísticos clásicos excluye una variable al estimar un modelo VAR, está incorporando de manera implícita información previa a su estimación, es decir, está incorporando *a priori* y con absoluta certeza su creencia de que el parámetro asociado a la variable que excluye tiene un valor nulo. Frente a este tipo de problemas, y siguiendo con el ejemplo anterior, el enfoque bayesiano emplea como información previa una distribución de probabilidades asociadas al valor del mismo parámetro. Sims (1980, 1990), Litterman, Sims y Doan (1986) y Doan (2004) son pioneros en el uso de métodos bayesianos para la estimación de modelos VAR.

La información adicional que el investigador desea incorporar a su estimación es llamada tradicionalmente “PREVIA” (*prior*), y su objetivo principal es sintetizar de una manera estándar, el conocimiento que se tiene sobre las series de tiempo macroeconómicas.

En general, el conocimiento que se incorpora en la estimación de modelos bayesianos se puede englobar en las siguientes ideas:

- Las series macroeconómica de las variables en niveles usualmente contienen una raíz cercana a uno en su representación autorregresiva.

- Los coeficientes que acompañan a los valores rezagados de una determinada variable explicativa tendrán mayor probabilidad de acercarse a cero en la medida que aumente el número de rezagos.
- De cara al pronóstico de una determinada variable son de mayor utilidad sus propios valores rezagados que otras variables explicativas.

Como puede observarse, las ideas o postulados que encierra la formación de la PREVIA sobre el conocimiento que se tiene sobre las series de tiempo, son puramente estadísticos y en gran medida generales, es decir, son restricciones que pueden ser contradichas por la información que aportan los datos y que permite imponer menos exigencia sobre ellos. En palabras de Méndez (2002)

“Como puede verse así postulados, estos supuestos son bastante difusos, en el sentido que no imponen restricciones exactas a priori como lo hacen implícitamente los métodos clásicos, sino que se trata de restricciones que pueden ser violadas si los datos hablan con mucha fuerza en su contra.”

La llamada previa de Litterman engloba esta información ampliamente aceptada sobre las series de tiempo macroeconómicas, y sus variaciones son conocidas como previas de Minnesota. A continuación expondremos como se incorpora esta información adicional en el contexto de los modelos autorregresivos.

Siguiendo a Méndez (2002), consideremos el siguiente sistema de ecuaciones

$$y_t = c_1 + b_{111}y_{t-1} + \dots + b_{11p}y_{t-p} + b_{121}x_{t-1} + \dots + b_{12p}x_{t-p} + \varepsilon_{1t}$$

$$x_t = c_1 + b_{211}y_{t-1} + \dots + b_{21p}y_{t-p} + b_{221}x_{t-1} + \dots + b_{22p}x_{t-p} + \varepsilon_{2t}$$

Tal que $(\varepsilon_{1t}, \varepsilon_{2t}) \rightarrow Niid(0, \Sigma)$

Donde se plantea estimar cada uno de los coeficientes " b_{ijk} ", tal que los subíndices representan la i -ésima ecuación, de la j -ésima variable, rezagada k -periodos.

La distribución de los coeficientes " b_{ijk} " se asume normal con media \tilde{b}_{ijk} y desviación estándar Ψ_{ijk} , lo cual puede expresarse como:

$$b_{ijk} \sim N[\tilde{b}_{ijk}, \Psi_{ijk}^2]$$

Tal que $\tilde{b}_{ijk} = 1$ si $i = j, k = 1$, y cero en los otros casos.

La distribución previa del coeficiente que acompaña al primer rezago de la variable dependiente en cada ecuación está centrada en la hipótesis que su valor se encuentra próximo a uno, es decir, posee una raíz unitaria. Esta creencia se ajusta con un mayor o menor grado de certeza con la desviación típica que se le asocie.

De manera análoga, la distribución previa de los otros coeficientes del sistema se centra en la hipótesis que sus valores son cero, pero al igual que en el caso anterior, este conocimiento se ajusta de acuerdo con la desviación típica que tenga asociado el coeficiente para cada caso.

Análogamente se asume que la desviación estándar para cada coeficiente tiene la siguiente forma:

$$\Psi_{ijk} = \frac{\theta_0 \theta_{ij}}{k^{\theta_2}} x \frac{\sigma_i}{\sigma_j}$$

Donde θ_0 es una medida de incertidumbre global (usualmente 0.1 ó 0.2), k es el número de rezagos, θ_2 es la tasa de decaimiento del número de rezagos (usualmente posee un valor de 1 ó 2, lo cual supone una tasa de decrecimiento armónica), θ_{ij} es la medición de incertidumbre asociada a cada coeficiente y finalmente σ_i es el error estándar estimado de un modelo autorregresivo univariado para la variable i , estimado por mínimos cuadrados ordinarios.

Tal que: $\theta_{ij}=1$ para $i = j$
 $0 < \theta_{ij} < 1$ para los otros casos (usualmente toma valor de 0.5)

Ψ_{ijk} es mayor para los coeficientes que acompañan al primer rezago de la variable dependiente en cada ecuación que para cualquier otro caso, lo cual supone

que se tiene más certeza que los coeficientes que acompañan al resto de las variables están próximos a cero. Adicionalmente, Ψ_{ijk} decrece armónicamente al incrementar el número de rezagos, lo cual plantea una manera difusa de restringir el número rezagos para cada variable en lugar de restringirlos arbitrariamente.

La fracción σ_i/σ_j cumple un papel de normalización por las diferentes unidades entre las variables.

En general, podemos identificar tres conclusiones relevantes sobre la construcción de la previa de Litterman: (1) es uniforme, en el sentido de que asigna igual probabilidad a cualquier valor de los coeficientes respectivos, (2) se centra en la hipótesis de que las variables macroeconómicas siguen caminatas aleatorias con incremento, y (3) es independiente del número de parámetros, en tanto que requiere precisar el valor de: $\theta_0, \theta_{ij}, \theta_2$.

Finalmente, conviene señalar que, tal como expone Méndez (2002), el uso de la metodología de los Vectores Autorregresivos Bayesianos (BVAR) ocupa un lugar cada vez más relevante dentro de la econometría moderna, destacando que ha sido implementada con éxito en los principales departamentos de investigación de los Bancos Centrales mas prestigiosos del mundo, los cuales han concluido que a

través de su uso es posible superar de manera efectiva y exitosa a los modelos tradicionales⁷.

⁷ Véase por ejemplo los trabajos de Leeper, Sims y Zha (1996), Sims y Zha (1998).

CAPITULO III: LA ESTIMACIÓN

Nuestra propuesta consiste en la estimación de un modelo BVAR en su forma reducida con las siguientes características:

$$x_t = A_0 + \sum_{i=1}^5 A_i x_{t-i} + e_t \quad (1)$$

Donde x_t es un vector de dimensión (6x1) compuesto por las siguientes variables: producción petrolera OPEP, producción petrolera No-OPEP, número de taladros del grupo OPEP, número de taladros del grupo No-OPEP, índice de actividad industrial de los países industrializados y el precio real del petróleo. A_0 es un vector de constantes de dimensión (6x1), A_i es una matriz de coeficientes de dimensión (6x6) asociados a los valores rezagados del vector x_t y finalmente e_t es un vector de perturbaciones con media cero y varianzas σ_i^2 respectivamente.

El resumen de las variables utilizadas se presentará a continuación.

III.1 La Data

A continuación haremos un breve resumen sobre las características de las variables utilizadas en este trabajo. Debemos destacar que la letra “L” que precede las etiquetas de todas las variables hace referencia a una transformación logarítmica.

Cuadro I. Características de la data utilizada.

Variable	Etiqueta	Escala / Unidades	Rango	Frecuencia	Fuente
Producción Petrolera NO-OPEP	LPNO	Miles de barriles de producción diaria	Desde: Enero-73 Hasta: Junio-06	Promedio trimestral	Energy Information Administration (EIA)
<p>Nota: La serie presentó un comportamiento estacional que fue removido utilizando el procedimiento TRAMO-SEATS. Posteriormente se construyeron los promedios trimestrales a partir de datos en frecuencia mensual. Fuente: http://www.eia.doe.gov/emeu/mer/inter.html</p>					
Producción Petrolera OPEP	LPO	Miles de barriles de producción diaria	Desde: Enero-73 Hasta: Marzo-06	Promedio trimestral	Energy Information Administration (EIA)
<p>Nota: Se construyeron los promedios trimestrales de la serie a partir de datos en frecuencia mensual. Fuente: http://www.eia.doe.gov/emeu/mer/inter.html</p>					
Taladros Grupo NO-OPEP	LTNO	Número de taladros	Desde: Enero-82 Hasta: Junio-06	Promedio trimestral	Baker Hughes Incorporated Oilfield Services
<p>Nota: La serie presentó un comportamiento estacional que fue removido utilizando el procedimiento TRAMO-SEATS. Posteriormente se construyeron los promedios trimestrales a partir de datos en frecuencia mensual. Fuente: http://www.bakerhughes.com/investor/rig/index.htm</p>					

Cuadro II. Características de la data utilizada (continuación)

Variable	Etiqueta	Escala / Unidades	Rango	Frecuencia	Fuente
Taladros Grupo OPEP	LTGO	Número de taladros	Desde: Enero-82 Hasta: Junio-06	Promedio trimestral	Baker Hughes Incorporated Oilfield Services
<p>Nota: Se construyeron los promedios trimestrales de la serie a partir de datos en frecuencia mensual. Fuente: http://www.bakerhughes.com/investor/rig/index.htm</p>					
Índice de Actividad de los países Industrializados	LIPIC	Índice 2000=100	Desde: Enero-73 Hasta: Marzo-06	Trimestral	Fondo Monetario Internacional
<p>Nota: La serie se obtuvo con el patrón estacional removido directamente de su fuente principal. Fuente: http://www.imfstatistics.org</p>					
Precio real del Petróleo	LBR	USD constantes de 1997	Desde: Enero-73 Hasta: Junio-06	Promedio trimestral	Fondo Monetario Internacional
<p>Nota: Se construyeron los promedios trimestrales de la serie a partir de datos en frecuencia mensual de la cesta BRENT. Previamente se deflactó la serie por el Índice de precios al consumidor de los Estados Unidos con base 1997=100. Fuente: http://www.imfstatistics.org, http://www.bls.org</p>					

Presentamos adicionalmente una breve descripción estadística de las variables utilizadas. Nótese que la omisión de la letra “L” en la etiqueta de cada variable hace referencia a su representación en nivel.

Cuadro III. Resumen estadístico de las variables

Serie	Número de Observaciones	Media	Unidades	Desv. Típica	Mínimo	Máximo
PO	133	25464,0	000' bbl/d	4640,9	15159,3	33556,7
PNO	134	35635,6	000' bbl/d	4722,7	24769,4	42994,1
TGO	98	250,7	Taladros	53,3	160,3	442,0
TNO	98	2087,3	Taladros	806,2	1166,9	5432,8
IPIC	133	70,2	Índice	18,8	43,5	107,5
BR	134	32,5	USD 1997	16,4	10,8	85,3
LPO	133	10,1		0,2	9,6	10,4
LPNO	134	10,5		0,1	10,1	10,7
LTGO	98	5,5		0,2	5,1	6,1
LTNO	98	7,6		0,3	7,1	8,6
LIPIC	133	4,2		0,3	3,8	4,7
LBR	134	3,4		0,5	2,4	4,4

Fuente: Cálculos propios

Adicionalmente, los tests de estacionalidad para series de tiempo señalan que las variables, en su mayoría, son integradas de primer orden¹. La excepción resultó ser la inversión del grupo OPEP, que mostró un comportamiento estacionario alrededor de una constante.

Cuadro IV. Resumen del orden de integración de las variables estudiadas.

Variable	Etiqueta	Orden de Integración	
		Nivel	Diferencias
Producción Petrolera NO-OPEP	LPNO	I(1)	I(0)
Producción Petrolera OPEP	LPO	I(1)	I(0)
Taladros grupo NO-OPEP	LTNO	I(1)	I(0)
Taladros grupo OPEP	LTGO	I(0)	I(0)
Índice de Actividad Industrial de los países Industrializados	LIPIC	I(1)	I(0)
Precio real del petróleo	LBR	I(1)	I(0)

Fuente: Cálculos propios

¹ Los resultados de las pruebas de estacionalidad se encuentran en el apéndice A de este trabajo.

La transformación logarítmica de las variables fue realizada por ser la forma funcional estándar de la literatura utilizada.

La selección del número de rezagos fue realizada en base a las sugerencias de Doan (2004a). El autor propone incorporar al menos un año y un período de rezagos para la estimación de BVARs, y posteriormente ajustar el patrón de decaimiento de los mismos utilizando la información previa que proporcionará el investigador.

III.2 Relación de largo plazo entre las variables: primera aproximación

Cualquier relación de equilibrio entre un set de variables no estacionarias implica que sus tendencias estocásticas deben estar vinculadas. Esto puede traducirse en el hecho de que, en estado de equilibrio, las variables no deben moverse independientemente entre ellas, vínculo conocido como una Relación de Cointegración.

Siguiendo la aproximación sugerida por Hansen, Johansen y Juselis (2005), evaluaremos la relación de cointegración entre las variables consideradas dentro de un contexto multiecuacional. La prueba consiste en estudiar el siguiente modelo.

$$\Delta x_t = A_0 + \pi x_{t-1} + \sum_{i=1}^{p-1} \pi_i \Delta x_{t-i} + e_t \quad (2)$$

Donde el rango π (dado por las raíces características distintas de cero en la matriz) representa el número de vectores cointegrados independientes².

Tal que $\pi = -(I - \sum_{i=1}^p A_i)$ es una matriz de dimensión $(p \times p)$, $\pi_i = -\sum_{j=i+1}^p A_j$ es una matriz de coeficientes de dimensión $(p \times p)$ correspondiente a cada rezago de la variable dependiente, Δ es el operador de diferencias, x_t es el vector de variables planteado en (1), p es el número de rezagos del modelo expresado en niveles, A_0 es un vector de constantes y e_t es un vector de perturbaciones.

Cuadro V. Resultados del Test de Cointegración Multivariado

p-r	r	Eig.Value	Trace	Trace*	Frac95	P-Value	P-Value*
6	0	0,61	177,30	171,53	95,51	0,00	0,00
5	1	0,38	87,91	85,59	69,61	0,00	0,00
4	2	0,30	42,49	41,62	47,71	0,15	0,17
3	3	0,06	8,84	8,71	29,80	0,99	0,99
2	4	0,03	3,26	3,23	15,41	0,95	0,95
1	5	0,00	0,24	0,24	3,84	0,62	0,62

Fuente: Cálculos propios

La prueba sugiere que existen dos raíces características estadísticamente distintas de cero en el sistema, lo cual se traduce en dos vectores de cointegración independientes. Sin embargo, como sugiere Harris (2003), es posible intuir que al menos uno de ellos estaría recogiendo la estacionaridad de la variable “Taladros OPEP (ltgo)”.

² Vease Hansen, Johansen y Juselius (2005) para una explicación más detallada.

La relación de largo plazo sugerida por el vector de cointegración adicional, será estudiada en las siguientes secciones.

III.3 Identificación del BVAR

Siguiendo la exposición de la sección II. B.1.1, para obtener el número exacto de restricciones y lograr un proceso adecuado de identificación del BVAR, realizaremos la extensión multivariada del *test* de Causalidad de Granger-Sims, llamado test de exogeneidad en bloque. Esta prueba posee como hipótesis nula que los rezagos de un set de variables no explican una ecuación con el resto de las variables consideradas.

En todos los casos considerados se rechazó la hipótesis nula, sin embargo, las variables fueron ordenadas de acuerdo a su nivel de rechazo.

Cuadro VI. Resultados Test de Exogeneidad en bloque

<i>Variable</i>	<i>Chi-Sq</i>	<i>Nivel de Significación</i>	<i>Variable</i>	+←Exógena→-
LPO	11,360497	0,003413	LPO	
LPNO	14,750943	0,000626	LPNO	
LTGO	18,900492	0,000079	LTGO	
LTNO	21,033839	0,000027	LTNO	
LIPIC	29,485664	0,000000	LIPIC	
LBR	59,186090	0,000000	LBR	

Fuente: Cálculos propios

Finalmente, para precisar el orden de los efectos contemporáneos entre las variables estudiadas y utilizar la descomposición triangular de Choleski como procedimiento de identificación del BVAR, el test de exogeneidad en bloque sugiere el siguiente orden para las variables: producción OPEP, producción No-OPEP, taladros OPEP, taladros No-OPEP, Índice de Actividad de los Países Industrializados y el precio de la cesta petrolera.

III. 4 La previa

El tipo de previa adoptada para realizar la estimación del BVAR sugerido es conocida como “*Previa de Minnesota*”, y corresponde a variaciones hechas a la distribución previa original propuesta por Litterman et al. (1986). Es decir, sigue las características generales expuestas en la sección II.B.2, sin embargo, serán realizadas algunas modificaciones que expondremos a continuación.

- Para cada ecuación, la distribución previa del coeficiente de la variable dependiente rezagada un periodo está centrada en la hipótesis de que su valor está cercano a uno, exceptuando la variable LTGO (taladros grupo OPEP) que rechazó la hipótesis de raíz unitaria estudiada en nivel. Se plantea una distribución previa difusa para el coeficiente rezagado de esta variable, particularmente, centraremos su valor en 0,5.

- La incertidumbre asociada a la desviación estándar de todos los coeficientes distintos al de la variable dependiente rezagada un periodo (θ_{ij}), fue centrada en 0.4 (en lugar de su estándar 0.5) siguiendo la sugerencia de Doan (2004a) en virtud de que nuestro sistema posee más de cinco ecuaciones.
- El patrón de decaimiento del número de rezagos del sistema es armónico con valor 2.0, como sugiere Doan (2004a).
- El parámetro de incertidumbre global se fijó en 0.2 como sugiere Litterman et al. (1986).

Cuadro VII. Resumen de la previa utilizada

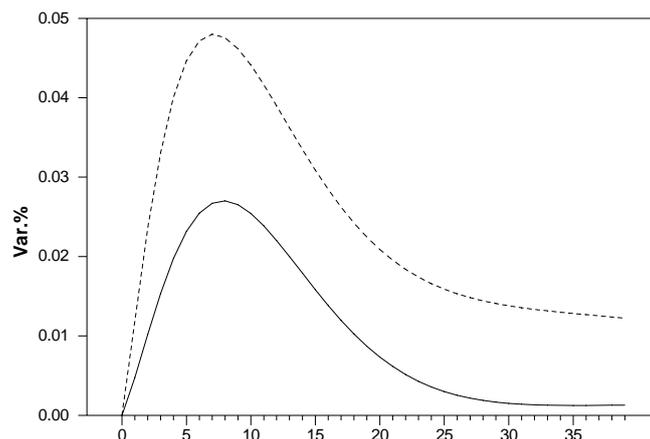
Parámetro de incertidumbre global	0.2					
Parámetro de decaimiento armónico	2.0					
Simétrica						
	LPO	LPNO	LTGO	LTNO	LIPIC	LBR
LPO	1.0	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
LPNO	0.4	1.0	0.4	0.4	0.4	0.4
LTGO	0.4	0.4	1.0	0.4	0.4	0.4
LTNO	0.4	0.4	0.4	1.0	0.4	0.4
LIPIC	0.4	0.4	0.4	0.4	1.0	0.4
LBR	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.0
Primer rezago Var. dependiente	1.0	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0

Fuente: Cálculos propios

III. 5 Resultados de la Estimación del BVAR

En el siguiente apartado presentaremos los resultados del modelo propuesto ilustrando las funciones impulso-respuesta y la descomposición de varianza para las variables señaladas.

Gráfico I. Respuesta de la Inversión ante un *shock* típico del precio del petróleo. (OPEP-continua; No-OPEP-punteada)

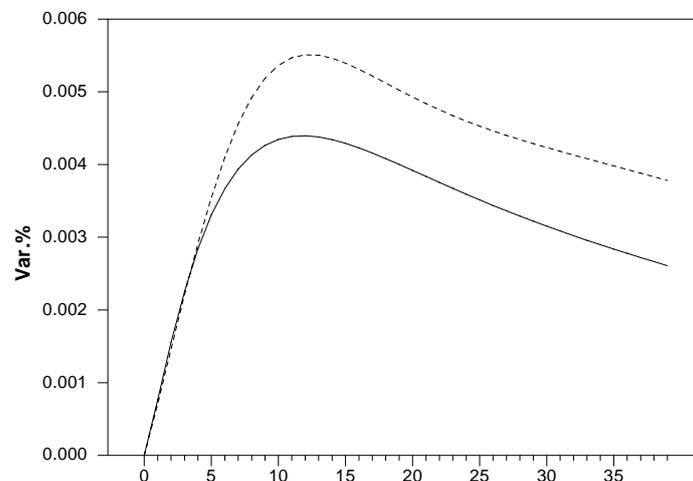


Fuente: Cálculos propios.

Puede evidenciarse que tanto la inversión OPEP como la No-OPEP responden positivamente ante un shock típico en el precio del petróleo. Ambos alcanzan niveles máximos de inversión entre el 6to y 7mo trimestre, sin embargo, mientras que la variación en las inversiones del grupo No-OPEP es cercana al 5%, la del grupo OPEP se sitúa ligeramente debajo del 3%. Este resultado podría estar relacionado con el comportamiento conservacionista propuesto por Hotelling (1931)

La descomposición de varianza señala que en el largo plazo (30 trimestres) la inversión OPEP estaría explicada en un 46,95% por el comportamiento del precio del petróleo, mientras que para la inversión No-OPEP este porcentaje se sitúa en 39,72%.

Gráfico II. Respuesta de la Producción de petróleo ante un *shock* típico de inversión. (OPEP-continua; No-OPEP-punteada)

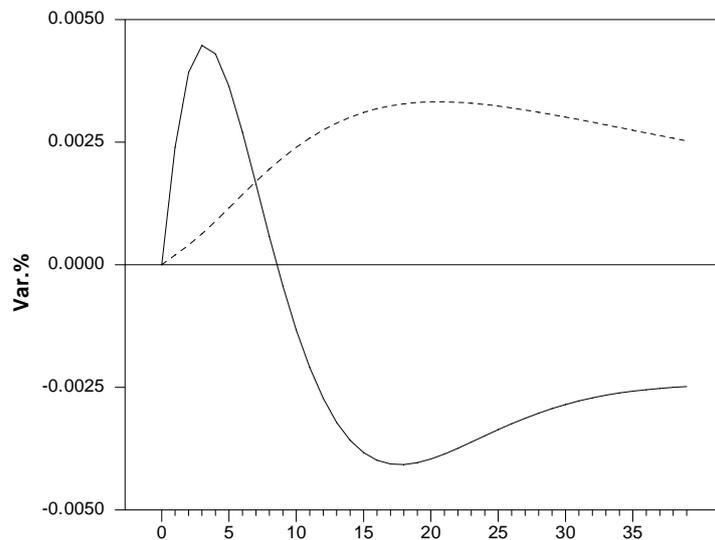


Fuente: Cálculos propios.

Puede observarse que la producción de petróleo, tanto en el grupo OPEP como en el No-OPEP, responde positivamente ante un shock típico de inversión. La respuesta alcanza niveles máximos a partir del 10mo trimestre en cada grupo, sin embargo, esta relación no es uno a uno. La gráfica nos señala que históricamente un shock de inversión en el grupo No-OPEP genera una variación cercana al 0,6% en su producción (que para los niveles actuales representa 250 mil barriles adicionales), mientras que para el grupo OPEP la variación se sitúa cercana al 0,4% (190 mil barriles adicionales)

Por su parte, la descomposición de varianza señala que en el largo plazo la producción OPEP estaría explicada solo en un 8% por el comportamiento de sus inversiones (medida como el número de taladros utilizados) mientras que la producción No OPEP estaría explicada en un 22,67%% por su el comportamiento de sus inversiones.

Gráfico III. Respuesta de la Producción de petróleo ante un *shock* típico de precio. (OPEP-continua; No-OPEP-punteada)



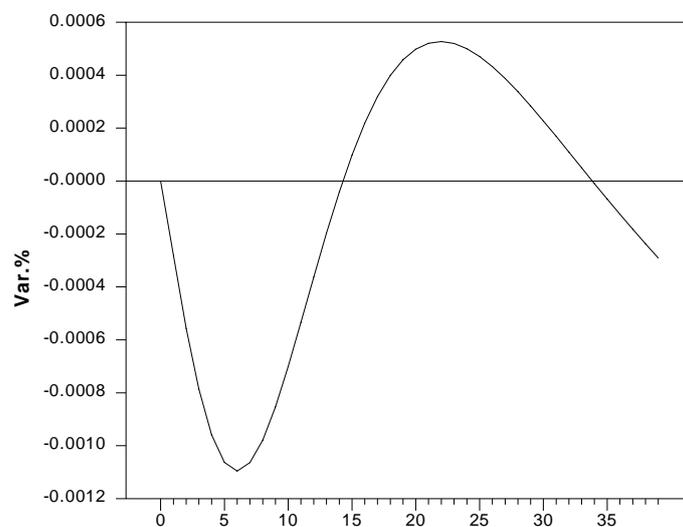
Fuente: Cálculos propios.

La gráfica expuesta señala, en primer lugar, que la OPEP posee una capacidad de producción suficiente para responder en el corto plazo a un shock típico en el precio, mientras que el grupo No-OPEP posee una capacidad de respuesta menor. En segundo lugar, puede observarse que el grupo No-OPEP tiene un incremento lento y constante en su producción mientras que el grupo OPEP experimenta un sobreajuste

en los primeros 5 trimestres y posteriormente reduce su producción. Esto sugiere nuevamente un comportamiento conservacionista por parte del Cártel.

Adicionalmente, la descomposición de varianza señala que en el largo plazo, la producción OPEP estaría explicada en un 75% por su capacidad de producción y solo en un 4% por el comportamiento de los precios. Por su parte la producción No OPEP estaría explicada en un 33% por su capacidad y en un 13% por el comportamiento de los precios.

Gráfico IV. Respuesta de los países industrializados ante un *shock* en el precio del petróleo. (OPEP-punteada; No-OPEP-continua)



Fuente: Cálculos propios.

La gráfica señala que el comportamiento del índice de actividad del grupo de países industrializados ante un shock típico en el comportamiento del precio del petróleo es inicialmente negativo, alcanzando su mínimo en el 6to trimestre. Posteriormente, el comportamiento del índice de actividad recupera su nivel inicial

luego de 12 trimestres para luego generar un sobreajuste. Es pertinente destacar, sin embargo, que las variaciones en el índice de actividad por el shock de precios no superan en ningún caso el 0.02%, lo cual podría evidenciar que la elasticidad de la demanda de petróleo en los países industrializados es relativamente inelástica ante shock de precios.

La descomposición de varianza señala que, en el largo plazo, el índice de actividad de los países industrializados es explicado principalmente por variaciones en ella misma (66,36% factores internos) y, adicionalmente por la producción de petróleo del grupo OPEP (14,36%).

Otro punto relevante en los resultados obtenidos es que el precio del petróleo pareciera no reaccionar tanto en el corto como en el largo plazo a las variaciones de la inversión de ambos grupos (OPEP, No-OPEP). La descomposición de varianza señala que su comportamiento en el largo plazo obedece solo un 8% ante cambios en la producción OPEP, mientras que en el caso de la producción No-OPEP, este porcentaje se sitúa en 12%.

Este resultado podría estar ocasionado principalmente por dos razones; en primer lugar, tal como propone Hotelling (1931), la evolución del precio de un recurso agotable está determinada fundamentalmente por la renta de escasez del recurso y no por la inversión. En segundo lugar, debido a que una mayor inversión no necesariamente se traduzca en una mayor oferta.

CONCLUSIONES

En el presente trabajo desarrollamos una aproximación empírica para estudiar la relación existente entre el precio del petróleo y la inversión petrolera a nivel mundial. Argumentamos que al estudiar la inversión separando entre productores OPEP y No-OPEP es necesario considerar el efecto que generan las decisiones de inversión sobre la oferta futura del recurso y éstas a su vez sobre el precio.

La estimación fue realizada a partir de un Vector Autorregresivo Bayesiano, incorporando como información previa al modelo los planteamientos sugeridos por Litterman (1986) y Doan (2004a). Las herramientas que utilizamos para estudiar esta relación fueron principalmente las funciones impulso respuesta y la descomposición de varianza.

Considerando las proposiciones de Hotelling (1931), nuestra estimación sugiere que las decisiones de inversión se encuentran en gran medida explicadas por el comportamiento de la cesta petrolera en el largo plazo, al menos en un 47% para el grupo OPEP y en un 40% para el grupo No-OPEP.

Del mismo modo, los resultados estimados a partir de la descomposición de varianza sugieren que la relación existente entre la inversión y la oferta futura del

recurso no es uno a uno, particularmente, la producción OPEP estaría explicada en el largo plazo sólo en un 8% por sus decisiones de inversión y en un 73% por su capacidad instalada. Para el grupo No-OPEP, sin embargo, el 22,67% de su producción en el largo plazo estaría explicada por sus decisiones de inversión, 30,2% por su capacidad instalada, 22,5% por la actividad de los países industrializados y en un 13,5% por el comportamiento del precio del petróleo.

Finalmente, nuestra aproximación empírica sugiere que el comportamiento del precio del petróleo en el largo plazo no estaría influenciado por las decisiones de inversión agregadas del mercado. Este resultado podemos evaluarlo al menos de dos maneras; en primer lugar, modelos como el de Hotelling (1931) sugieren que en el largo plazo, será el agotamiento y la tecnología los determinantes del precio del petróleo, no así la inversión. En general, podemos expresar éste resultado en términos de la evolución del precio del petróleo, que estaría determinada por la “renta de escasez” del recurso agotable, y no por las decisiones de inversión en el sector. Un análisis futuro que incorpore información sobre el comportamiento de las reservas de petróleo para los grupos OPEP y No-OPEP, podría ilustrarnos resultados complementarios a los obtenidos en este trabajo. En segundo lugar, nuestros resultados podrían sugerir que no toda inversión en el mercado petrolero se traduzca necesariamente en una mayor oferta del recurso, particularmente, esta inversión podría estar concentrada en la fase de recuperación de reservas y no en las etapas más productivas de los yacimientos de crudo.

BIBLIOGRAFÍA

- Abel, Andrew B. Avinash K. Dixit, Janice C. Eberly y Robert S. Pindyck (1995). “Options, the value of Capital, and Investment” NBER Working Paper 5227, National Bureau of Economic Research. Cambridge MA.
- Aune Finn Roar, Solveig Glomsrod, Lars Lindholt y Knut Einar Rosondahl. (2005) “Are high oil prices profitable for OPEC in the long run?” Discussion Paper No. 416. Statistics Norway, Research Department.
- Bernanke, Ben S. (1980) “Irreversibility, uncertainty and cyclical investment” NBER Working Paper 502, National Bureau of Economic Research. Cambridge MA.
- Caballero, Ricardo J. (1997) “Aggregate Investment” NBER Working Paper 6264, National Bureau of Economic Research. Cambridge MA.
- Casassus, Jaime, Pierre Collin-Dufresne y Brian R. Routledge. (2005) “Equilibrium Commodity Prices with Irreversible Investment and Non-Linear Technology” NBER Working Paper 11864, National Bureau of Economic Research. Cambridge MA.
- Chiang, Alpha C. (1992) *Elements of Dynamic Optimization*. McGraw-Hill, Inc.
- Cremer, J. y Salehi-Isfahani, D. (1991) *Models of the oil market*. Harwood Academic Publishers.

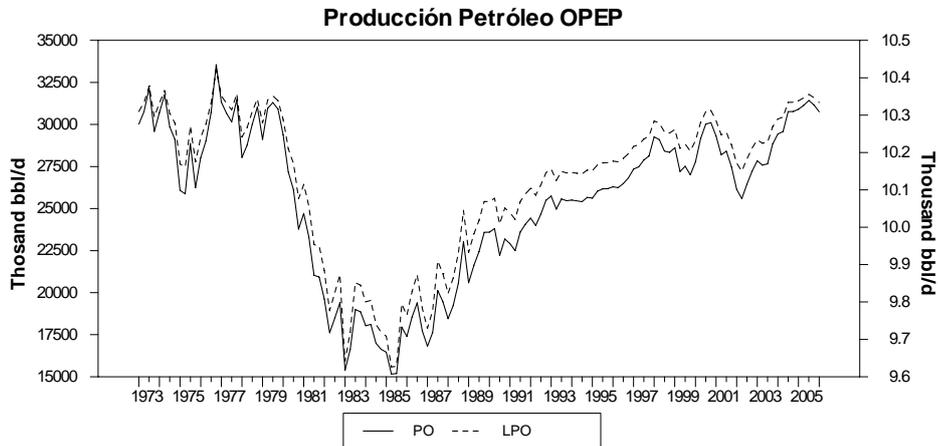
- Dees, S., Pavlos Karadeloglou, Robert K. Kaufmann y Marcelo Sanchez. (2004) “Does OPEC Matter? An Econometric Analysis of Oil Prices” Forthcoming in *The Energy Journal*.
- Dees, Stéphane, Pavlos Karadeloglou, Robert K. Kaufmann y Marcelo Sanchez. (2005) “Modeling the World Oil Market Assessment of a Quarterly Econometric Model”. Current Research. Center for Energy and Environmental Studies (CEES) at Boston University. Boston. MA.
- Dixit, Avinash K., y Pindyck, Robert S. (1994) *Investment under uncertainty*. Princeton, NJ. Princeton University Press.
- Doan, Thomas A. (2004a) *RATS User’s Guide Version 6.0*. Estima. Evanston IL.
- Doan, Thomas A. (2004b) *RATS Reference Manual Version 6.0*. Estima. Evanston IL.
- Durbin y Koopman. (2001) *Time Series analysis by State Space Methods*. Oxford Statistical Science Series. Oxford University Press.
- Elder, John y Peter E. Kennedy (2001), “Testing for Unit Roots: What Should Students Be Taught?” *Journal of Economic Education*. Vol. 31, No. 2, p. 137-146.
- Enders, Walter. (1995) *Applied Econometric Time-Series*. John Wiley and Sons, New York. Second edition: 2004.
- Enders, Walter (1996). *RATS Handbook for Econometric Time Series*. John Wiley Sons Ltd. USA
- Enders, Walter (2003). *RATS Programming Manual*. MIMEO

- Farzin, Y.H. (2001) “The Impact of Oil Price on Additions to US Proven Reserves”. *Resource and Energy Economics*. Vol. 23, N. 3.
- Griffin, James M. (1985) “OPEC Behavior: A Test of Alternative Hypothesis”, *American Economic Review*, Vol. 75, p. 954-963.
- Guro Børnes Ringlund, Knut Einar Rosendahl, y Terje Skjerpen (2004) “Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation”. Discussion Papers No. 372, Statistics Norway, Research Department.
- Hansen, Dennis H., Johansen S. y K. Juselius (2005). *CATS in RATS*. Estima. Version 2.0.
- Harris, Richard y Robert Sollis (2003). *Applied Time Series Modelling and Forecasting*. John Wiley Sons Ltd. England.
- Hotelling, H. (1931) “The economics of exhaustible resources” *The Journal of Political Economy*. Vol. 39, No. 2, p. 137-175.
- What Does Monetary Policy Do?
- Leeper, Eric M., Sims, Christopher A. y Tao Zha (1996) “What Does Monetary Policy Do?” *Brookings Papers on Economic Activity*. Vol. 1996, No. 2, pp. 1-78.
- Lewis, Tracy R., Matthews, Steven A., y Burness H. Stuart (1979) “Monopoly and the rate of extraction of natural resources” *American Economic Review*, Vol. 69, No. 1, pp. 227-230.
- Lewis, Tracy R., Schumalnssee Richard L. (1980) “On Oligopolistic Markets for Nonrenewable Natural Resources” *Quarterly Journal of Economics*. Vol. 95, No. 3, pp. 475-491.

- Litterman, R., Sims, C. y Thomas Doan (1986). “Forecasting and Conditional Projection Using Realistic Prior Distributions”, Research Department Staff Report 93, Federal Reserve Bank of Minneapolis.
- Manzano, Osmel. (2000) “Tax Effects upon Oil fields developments in Venezuela” CEEPR Working Paper, Center of Energy and Environmental Policy Research. Boston MA.
- Manzano, Osmel y Sergio Guerra (2006) “Oil Investment Volatility and Institutions”. Mimeo.
- Méndez M. Rodolfo. (2002) “Modelos de Vectores Autoregresivos Bayesianos (BVAR) para el pronóstico del Producto y los Precios en Venezuela”. Mimeo. Papel de Trabajo. Banco Central de Venezuela.
- Pickering, Andrew (2002) “The Oil Extraction Puzzle: Theory and Evidence” University of Bristol Discussion Paper N.534.
- Petróleo y Otros Datos Estadísticos (Varios años) Ministerio de Energía y Petróleo.
- Romer, D. (2001) *Macroeconomía Avanzada*. McGraw-Hill, segunda edición 2002.
- Sims, Christopher (1980). “Macroeconomics and Reality” *Econometrica*. Vol. 48, No. 1, pp. 1-48.
- Sims, Christopher A., Stock, James H. y Mark W. Watson (1990) “Inference in Linear Time Series Models with some Unit Roots” *Econometrica*. Vol. 58, No. 1, pp. 113-144.

- Sims, Christopher A. y Tao Zha (1998) "Does Monetary Policy Generate Recessions?" Working Paper 98-12, Federal Reserve Bank of Atlanta.
- Spilimbergo, A. (1995) "Testing the hypothesis of collusive behavior among OPEC members" IDB Working Paper 312, Inter-American Development Bank, Washington DC.
- Tobin J. (1969) "A general equilibrium approach to monetary theory", *Journal of Money Credit and Banking*, Vol. 1, No 1, pp. 15-29.
- Tracy R. Lewis, Steven A. Matthews, y H. Stuart Burness (1979) "Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources: Note". *American Economic Review*. Marzo 1979, p. 227-230.

APÉNDICE A: ORDEN DE INTEGRACIÓN DE LAS VARIABLES ESTUDIADAS

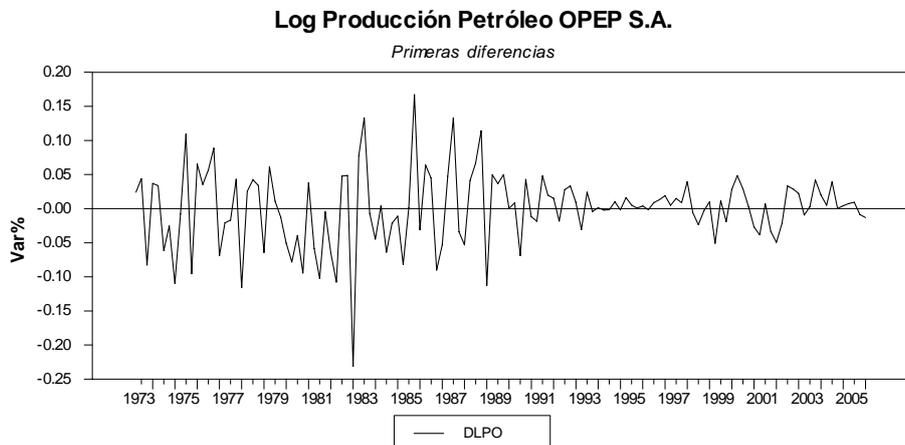


Fuente: EIA

Label	Det	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
LPO	T	AIC=12 BIC=0	-3.43	-3.13	-1.73	6.34	5.39	2.10	La serie no es estacionaria.

Phillips-Perron Unit Root Test → No puede rechazar la presencia de una raíz unitaria.

Perron Unit Root and Structural Change → No puede rechazar la presencia de una raíz unitaria.



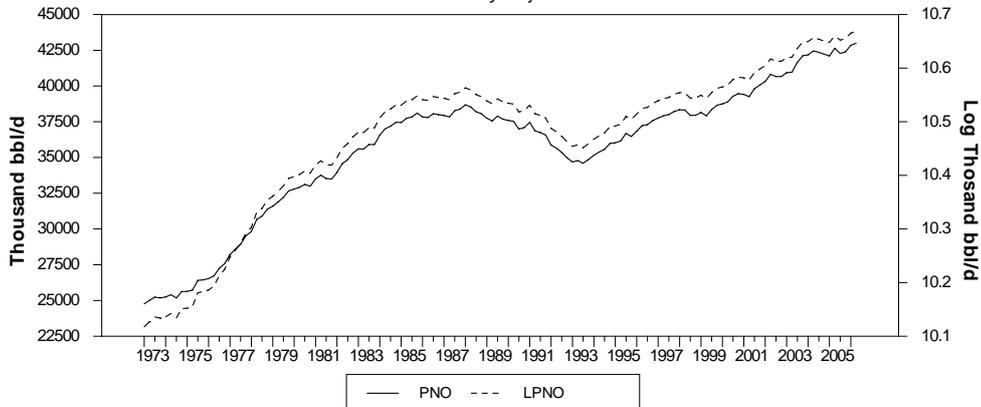
Fuente: EIA

Label	Det.	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
DLPO	None	AIC=2 BIC=1	-1.95	-1.62	-10.24	-	-	-	Estacionaria

Phillips-Perron Unit Root Test → Estacionaria

Producción Petróleo No-OPEP

Seasonally Adjusted



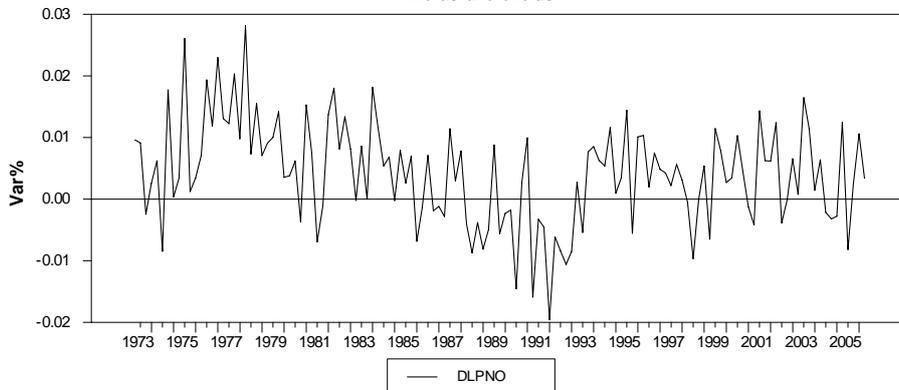
Fuente: EIA

Label	Det.	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
LPNO	Trend	AIC=3 BIC=3	-3.43	-3.13	-2.38	6.34	5.39	3.54	Raíz unitaria con drift.

Phillips-Perron Unit Root Test → Raíz unitaria con drift.

Log Producción Petróleo No-OPEP S.A.

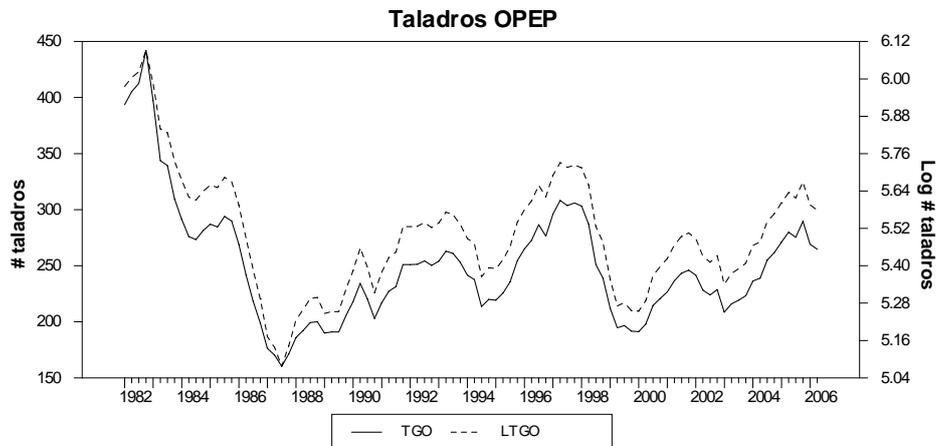
Primeras diferencias



Fuente: EIA

Label	Det.	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
DLPNO	None	AIC=2 BIC=2	-1.95	-1.62	-2.67	-	-	-	Estacionaria

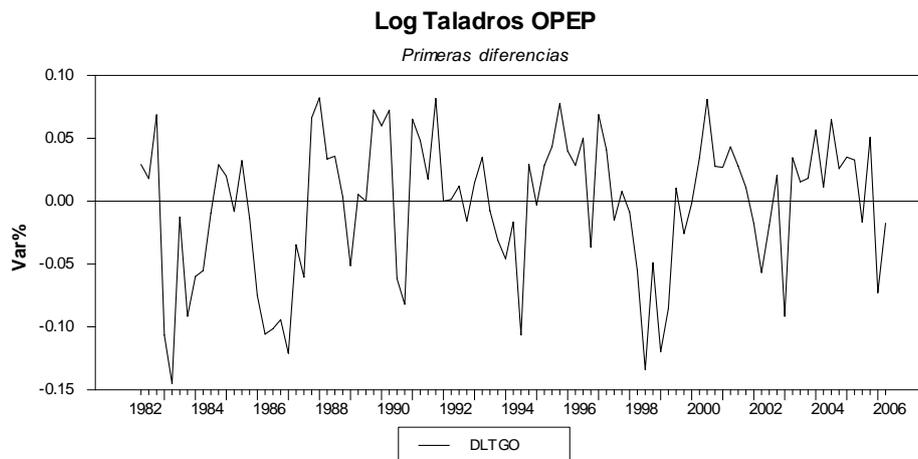
Phillips-Perron Unit Root Test → Estacionaria.



Fuente: Baker Hughes

Label	Det	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
LTGO	C	AIC=18 BIC=2	-2.89	-2.58	-3.76	4.71	3.86	7.23	Estacionaria alrededor de una media

Nota: Con el criterio de selección de rezagos AIC la conclusión se mantiene.
Phillips-Perron Unit Root Test → Estacionaria alrededor de una media al 10%



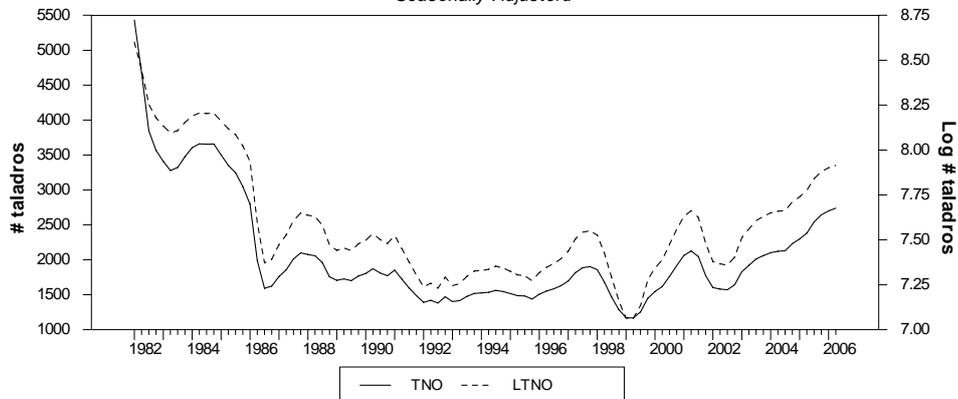
Fuente: Baker Hughes

Label	Det	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
DLTGO	non	AIC=11 BIC=0	-1.95	-1.61	-6.12	-	-	-	Estacionaria

Nota: Con el criterio de selección de rezagos AIC la conclusión se mantiene.
Phillips-Perron Unit Root Test → Estacionaria

Taladros No-OPEP

Seasonally Adjusted



Fuente: Baker Hughes

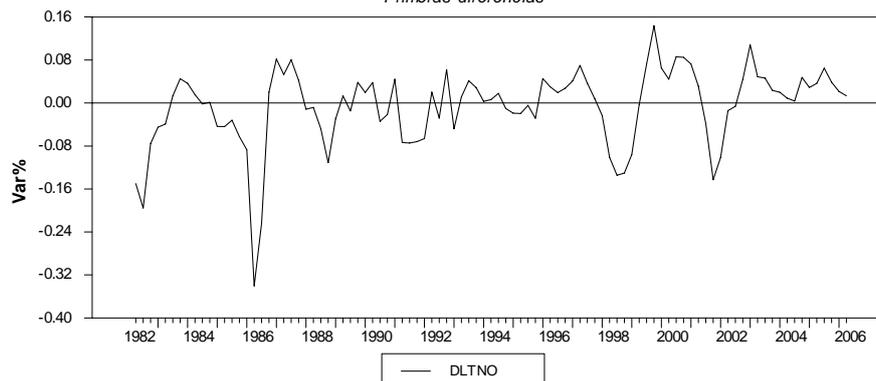
Label	Det	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
LTNO	T	AIC=8 BIC=1	-3.45	-3.15	-2.40	6.49	5.47	3.69	La serie no es estacionaria
LTNO	C	AIC=8 BIC=1	-2.89	-2.58	-2.73	4.71	3.86	3.74	La serie no es estacionaria

Nota:

- (Componente determinístico: Trend) Con el criterio de selección de rezagos AIC la conclusión del test conjunto se modifica. El valor F calculado es de 7.92, sugiriendo una comportamiento estacionario en tendencia.
- (Componente determinístico: Constant) Con el criterio de selección de rezagos AIC la conclusión del ADF se modifica. El valor T calculado es de -2.57 sugiriendo un comportamiento no estacionario.
- Phillips-Perron Unit Root Test → Estacionaria alrededor de una media al 5%

Log Taladros No-OPEP

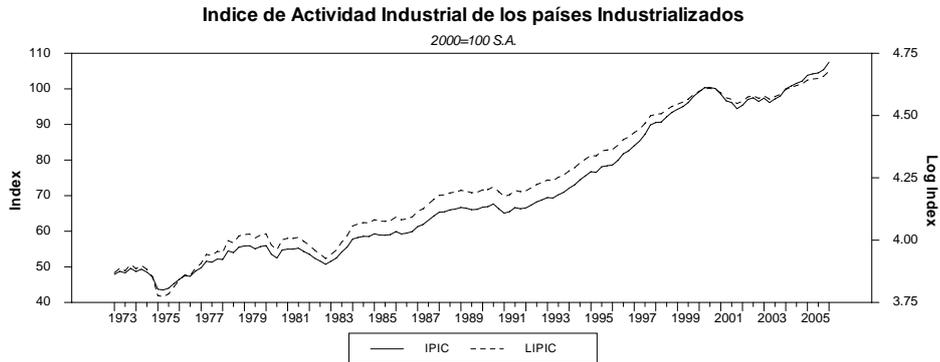
Primeras diferencias



Fuente: Baker Hughes

Label	Det	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
DLTNO	non	AIC=3 BIC=3	-1.95	-1.61	-5.33	-	-	-	Estacionaria

Phillips-Perron Unit Root Test → La serie es Estacionaria

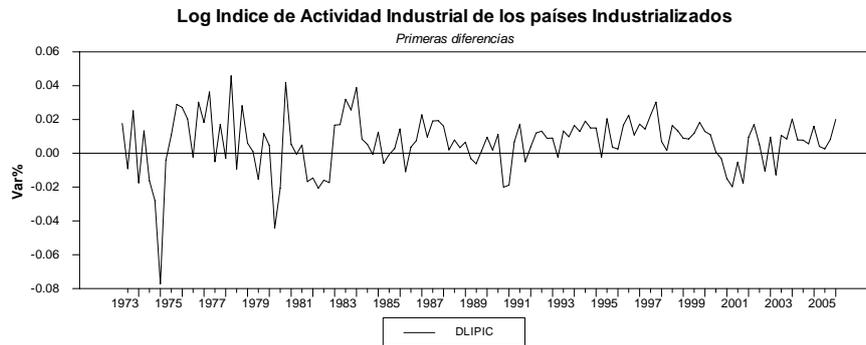


Fuente: FMI

Label	Det.	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
LIPIC	Trend	AIC=6 BIC=1	-3.43	-3.13	-2.82	6.34	5.39	4.44	Raíz unitaria con drift.

Nota: Utilizando el criterio de selección de rezagos AIC la conclusión sobre la estacionalidad de la serie no se modifica.

Phillips-Perron Unit Root Test → La serie no es estacionaria.

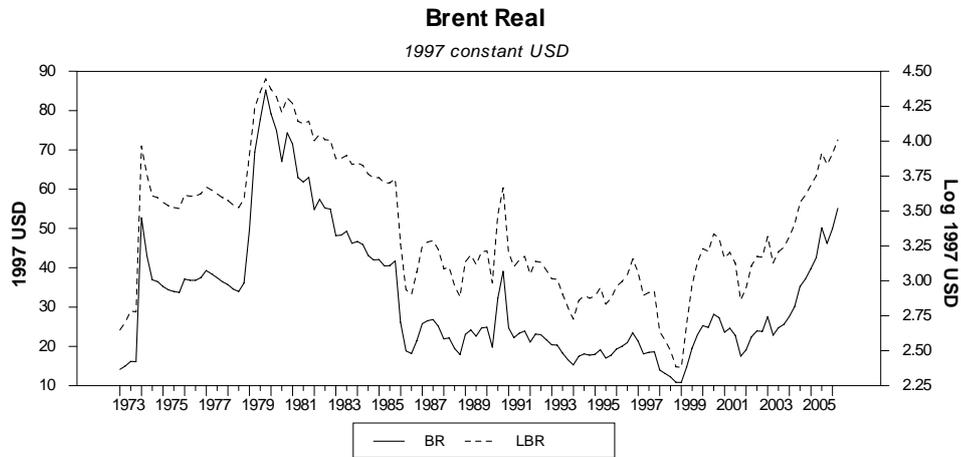


Fuente: FMI

Label	Det.	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
DLIPIC	None	AIC=5 BIC=0	-1.95	-1.62	-7.77	-	-	-	Estacionaria

Nota: Utilizando el criterio de selección de rezagos AIC la conclusión sobre la estacionalidad de la serie no se modifica.

Phillips-Perron Unit Root Test → Estacionaria.

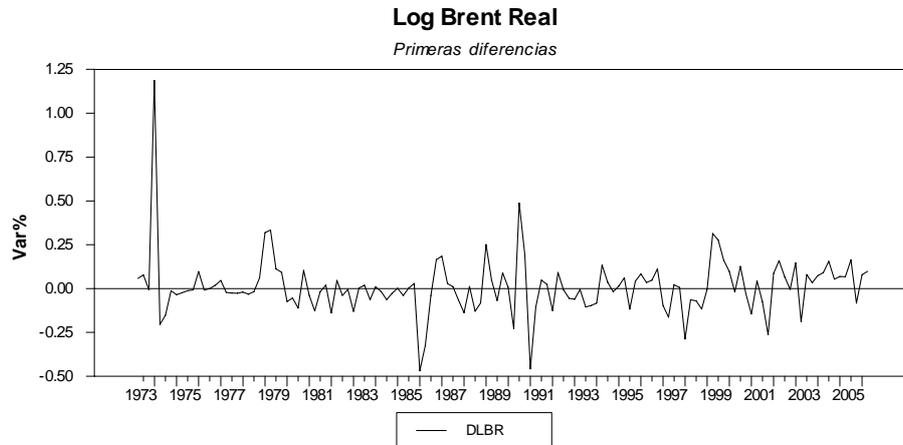


Fuente: FMI

Label	Det	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
LBR	T	AIC=6 BIC=1	-3.43	-3.13	-2.60	6.34	5.39	3.40	La serie no es estacionaria

Phillips-Perron Unit Root Test → No puede rechazar la presencia de una raíz unitaria.

Perron Unit Root and Structural Change → No puede rechazar la presencia de una raíz unitaria.



Fuente: FMI

Label	Det	Lags	Test ADF			Test Conjunto			Notas
			5%	10%	T-calc	5%	10%	F-calc	
DLBR	none	AIC=2 BIC=1	-1.95	-1.62	-10.68	-	-	-	Estacionaria

Phillips-Perron Unit Root Test → Estacionaria

APÉNDICE B: TEST DE EXOGENEIDAD EN BLOQUE

LIPIC

```
system(model=vu1)
var ltno ltgo lpo lpno lbr
lags 1
det constant lipic{1}
end(system)
estimate(noprint, residual=u1)
```

```
system(model=vr1)
var ltno ltgo lpo lpno lbr
lags 1
det constant
end(system)
estimate(noprint, residual=r1)
```

```
ratio(degrees=2, mcorr=4)
# u1
# r1
Log Determinants are -32.553468 -32.232972
Chi-Squared(2)= 29.485664 with Significance Level 0.00000040
```

LTNO

```
system(model=vu3)
var lipic ltgo lpo lpno lbr
lags 1
det constant ltno{1}
end(system)
estimate(noprint, residual=u3)
```

```
system(model=vr3)
var lipic ltgo lpo lpno lbr
lags 1
det constant
end(system)
estimate(noprint, residual=r3)
```

```
ratio(degrees=2, mcorr=4)
# u3
# r3
Log Determinants are -35.573564 -35.344935
Chi-Squared(2)= 21.033839 with Significance Level 0.00002707
```

LTGO

```
system(model=vu4)
var lipic ltno lpo lpno lbr
lags 1
det constant ltgo{1}
end(system)
estimate(noprint, residual=u4)
```

```
system(model=vr4)
var lipic ltno lpo lpno lbr
lags 1
det constant
end(system)
estimate(noprint, residual=r4)
```

```
ratio(degrees=2,mcorr=4)
# u4
# r4
Log Determinants are -35.596378 -35.390938
Chi-Squared(2)= 18.900492 with Significance Level 0.00007867
```

LPO

```
system(model=vu5)
var lipic ltno ltgo lpno lbr
lags 1
det constant lpo{1}
end(system)
estimate(noprint, residual=u5)
```

```
system(model=vr5)
var lipic ltno ltgo lpno lbr
lags 1
det constant
end(system)
estimate(noprint, residual=r5)
```

```
ratio(degrees=2,mcorr=4)
# u5
# r5
Log Determinants are -35.595036 -35.471552
Chi-Squared(2)= 11.360497 with Significance Level 0.00341271
```

LPNO

```
system(model=vu6)
var lipic ltno ltgo lpo lbr
lags 1
det constant lpno{1}
end(system)
estimate(noprint, residual=u6)
```

```
system(model=vr6)
var lipic ltno ltgo lpo lbr
lags 1
det constant
end(system)
estimate(noprint, residual=r6)
```

```
ratio(degrees=2,mcorr=4)
# u6
# r6
Log Determinants are -31.725717 -31.565380
Chi-Squared(2)= 14.750943 with Significance Level 0.00062643
```

LBR

```
system(model=vu7)
var lipic ltno ltgo lpo lpno
lags 1
det constant lbr{1}
end(system)
estimate(noprint, residual=u7)
```

```
system(model=vr7)
var lipic ltno ltgo lpo lpno
lags 1
det constant
```

```
end(system)
estimate(noprint, residual=r7)

ratio(degrees=2, mcorr=4)
# u7
# r7
Log Determinants are -37.724765 -37.081437
Chi-Squared(2)= 59.186090 with Significance Level 0.00000000
```

APÉNDICE C: DESCOMPOSICIÓN DE VARIANZA

Cuadro VIII. Descomposición de varianza de LPO (%)

Trimestres	Desv. Típica	LPO	LPNO	LTGO	LTNO	LIPIC	LBR
1	0,040	100,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,066	96,293	0,186	0,362	0,818	0,989	1,352
10	0,076	89,619	0,356	2,015	3,973	2,604	1,434
20	0,086	80,410	0,534	5,410	6,309	4,645	2,692
30	0,092	75,756	0,919	7,231	6,362	5,960	3,771
40	0,096	73,025	1,391	8,344	6,479	6,570	4,192

Fuente: Cálculos Propios.

Cuadro IX. Descomposición de varianza de LPNO (%)

Trimestres	Desv. Típica	LPO	LPNO	LTGO	LTNO	LIPIC	LBR
1	0,006	0,066	99,934	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,015	5,701	82,554	1,567	7,397	2,146	0,634
10	0,023	12,297	58,075	2,747	17,499	6,274	3,108
20	0,034	13,728	39,187	2,298	23,202	12,612	8,973
30	0,041	11,685	33,193	1,654	23,415	17,775	12,278
40	0,046	9,751	30,196	1,409	22,674	22,506	13,464

Fuente: Cálculos Propios.

Cuadro X. Descomposición de varianza de LTGO (%)

Trimestres	Desv. Típica	LPO	LPNO	LTGO	LTNO	LIPIC	LBR
1	0,043	2,101	0,043	97,856	0,000	0,000	0,000
5	0,083	5,303	0,493	76,147	6,661	0,524	10,873
10	0,108	5,312	0,852	47,926	9,398	1,755	34,757
20	0,124	5,206	0,780	36,711	7,540	2,696	47,067
30	0,126	5,237	1,167	35,886	7,384	3,372	46,954
40	0,127	5,172	1,453	35,393	7,422	4,246	46,315

Fuente: Cálculos Propios.

Cuadro XI. Descomposición de varianza de LTNO (%)

Trimestres	Desv. Típica	LPO	LPNO	LTGO	LTNO	LIPIC	LBR
1	0,051	4,663	5,684	0,415	89,238	0,000	0,000
5	0,141	6,854	3,475	1,315	70,255	1,043	17,058
10	0,203	7,810	3,009	2,626	49,771	1,999	34,784
20	0,247	9,071	5,421	2,906	38,006	2,923	41,673
30	0,267	9,952	8,073	2,823	35,250	4,180	39,723
40	0,282	10,045	9,602	2,618	34,019	5,994	37,722

Fuente: Cálculos Propios.

Cuadro XII. Descomposición de varianza de LPIC (%)

Trimestres	Std Error	LPO	LPNO	LTGO	LTNO	LIPIC	LBR
1	0,010	0,026	5,520	0,672	10,978	82,804	0,000
5	0,024	1,102	6,603	1,479	7,452	83,019	0,345
10	0,034	3,917	5,823	6,006	5,389	78,254	0,612
20	0,049	9,706	3,802	11,105	3,824	71,204	0,358
30	0,060	14,367	2,663	13,608	2,700	66,366	0,297
40	0,068	17,952	2,046	15,230	2,078	62,462	0,233

Fuente: Cálculos Propios.

Cuadro XIII. Descomposición de varianza de LBR (%)

Trimestres	Desv. Típica	LPO	LPNO	LTGO	LTNO	LIPIC	LBR
1	0,134	2,210	2,067	1,495	8,844	1,553	83,832
5	0,266	3,249	2,722	1,344	4,347	1,712	86,626
10	0,316	4,289	4,578	1,267	2,269	1,788	85,808
20	0,355	6,763	9,086	1,347	2,573	2,388	77,842
30	0,383	8,280	11,666	1,246	2,476	3,819	72,513
40	0,405	8,540	12,941	0,988	0,832	5,794	70,905

Fuente: Cálculos Propios.