

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES

ESCUELA DE ECONOMÍA

**VOLATILIDAD EN LOS PRECIOS DEL PETRÓLEO WTI, Y SUS
EFECTOS SOBRE EL MERCADO PETROLERO**

Tutor: Andreas Faust

Autor: José Ricardo La Rosa

Caracas, Octubre de 2009

Agradecimientos

A mi familia, por darme su apoyo y su confianza.

A los profesores Luis Morales, Adriana Arreaza y Andreas Faust, por guiarme en el proceso de diseño y ejecución de la investigación

Índice

Agradecimientos	2
Índice de Gráficos.....	6
Introducción	8
Capítulo 1: Descripción de los Mercados Petroleros	11
1.1 Mercado Spot de petróleo	12
1.1.1 Demanda de petróleo	13
1.1.2 Oferta de Petróleo	20
1.2 Mercado de Inventarios Petroleros	28
1.2.1 Descripción de los inventarios	29
1.2.2 Evolución histórica de los inventarios de petróleo.....	35
1.2.3 Mercado de inventarios.....	45
1.3 Descripción de los Mercados de Futuros.....	52
1.3.1 Contratos de Futuros y Forwards.....	53
1.3.2 Comportamiento del Mercado de Futuros.....	55
1.3.3 Cálculo del convenience yield	61

1.3.4 Backwardation Normal en los mercados de futuro de petróleo	63
Capítulo 2 – Derivación del Modelo.....	72
2.1 Derivación Formal del Modelo.....	73
2.1.1 Costos Directos de Producción	75
2.1.2 Costos de Oportunidad	76
2.1.3 Costos Logísticos	79
2.1.4 Costos de Almacenamiento	83
2.2 Redefinición de función objetivo y restricciones.....	85
2.2.1 Condiciones de Primer Orden	86
2.2.2 Volatilidad	94
Capítulo 3 – Estimación y Resultados	96
3.1 Recopilación y construcción de datos.....	96
3.2 Metodología de Estimación	103
3.3 Análisis de la información	105
3.4 Presentación de Resultados.....	111
3.5 Discusión de los resultados.....	115
Conclusiones y Recomendaciones	129

Apéndice: Transformaciones Lineales	133
Bibliografía	135
Anexos.....	140

Índice de Gráficos

Gráfico 1 – Comportamiento de la Demanda de Petróleo	13
Gráfico 2 – Distribución de la Demanda	14
Gráfico 3 - Variaciones en el precio contra Variaciones en la Demanda.....	16
Gráfico 4 – Evolución de la Producción de Petróleo.....	20
Gráfico 5 – Distribución de la Producción de Petróleo.....	21
Gráfico 6 – Distribución de las Reservas Petroleras	33
Gráfico 7 – Evolución de los Inventarios Totales de la OCDE	36
Gráfico 8 – Distribución de Inventarios por Regiones	37
Gráfico 9 – Comportamiento de los Inventarios.....	39
Gráfico 10 – Días de Consumo OCDE.....	41
Gráfico 11 – Estacionalidad en los Inventarios.....	42
Gráfico 12 – Estacionalidad en los Inventarios.....	44
Gráfico 13 – Evolución de la Posición Neta No Comercial.....	58
Gráfico 14 – Evolución de la Posición Neta Comercial	59
Gráfico 15 – Número de Contratos Abiertos	60
Gráfico 16 – Contratos Abiertos vs Precios del Petróleo.....	61
Gráfico 17 – Precios de Contratos Futuros Seleccionados	65
Gráfico 18 – Backwardation en Futuros de Petróleo.....	66

Gráfico 19 - Backwardation en Futuros de Petróleo.....	67
Gráfico 20 –Resultados de la estimación de la demanda.....	89
Gráfico 21 – Evolución del Convenience Yield Total.....	109
Gráfico 22 - Evolución del Convenience Yield por Mes	110
Gráfico 23 – Cambios en inventarios vs. Precios	118
Gráfico 24 – Índice Industrial vs. Precios de Petróleo	121

Introducción

Históricamente, los mercados petroleros mundiales se han caracterizado por experimentar períodos de alta volatilidad. Bien sea por la existencia de shocks en la oferta y/o en la demanda, por cambios en las expectativas de los agentes acerca del balance futuro entre la demanda y la oferta, o por el estallido de un conflicto regional que genere dudas acerca de la confiabilidad del suministro petrolero, los diversos mercados en donde se transa el petróleo presentan, regularmente, cambios inesperados en la trayectoria de los precios.

Esta condición de los mercados ha causado que elaborar predicciones en el mediano y largo plazo, acerca del comportamiento de los precios sea, muchas veces, una tarea infructuosa. Hamilton (2008) plantea que la elaboración de modelos econométricos para tratar de predecir la trayectoria futura de los precios, puede ser útil cuando se

utilizan períodos relativamente cortos. Pero al tratar de realizar proyecciones con períodos más largos, muchas veces la mejor predicción de los precios es el mismo precio de hoy. Esta situación muestra las dificultades generadas por la alta volatilidad presente en los mercados.

Todo lo anterior refleja la necesidad de conocer más detalladamente, tanto las causas como las consecuencias, de la volatilidad en los mercados petroleros. Este trabajo se centra sobre la evaluación de los cambios que pueden producirse en el mercado, cuando se presentan períodos de alta volatilidad.

Específicamente, se busca comprobar la hipótesis que ante un aumento en la volatilidad de los precios del petróleo, se producen cambios en el mercado spot y en el de inventarios a través de dos canales: el primero se relaciona con las decisiones de las empresas de mantener mayores niveles de inventarios, para cubrir sus riesgos ante un mercado más inestable. El segundo se basa en el valor, que tiene para la empresa, de la opción de poder diferir la decisión de producir petróleo, esperando así nueva información acerca de los precios, con la expectativa de que al presentarse un mercado más volátil, se puedan alcanzar precios más altos de venta.

Para poder probar esta hipótesis, se deriva un modelo de maximización de beneficio para la empresa, en la que se incluyen, además de los costos de producción, el costo de

oportunidad al ejecutar la opción de producir hoy, en vez de esperar nueva información sobre los precios, así como los beneficios económicos derivados de mantener mayores niveles de inventarios, ya que éstos permiten reducir los costos asociados a los ajustes en el nivel de producción, ante fluctuaciones en las condiciones de demanda u oferta en el mercado spot. Los principios de este modelo de optimización fueron desarrollados por Pindyck (2001), y este trabajo buscará aplicar dichos principios a los eventos más recientes del mercado petrolero, para tratar de determinar si las relaciones básicas descritas por el modelo, se han mantenido estables desde entonces.

El resto del trabajo se divide en 3 capítulos. En el primero se realiza una descripción general, de los tres tipos básicos de mercados petroleros que se pueden identificar: un mercado spot en donde se negocia el petróleo en forma física, un mercado de inventarios en donde se intercambian los derechos de mantener mayores o menores inventarios, y por último el mercado de contratos futuros, en el que se transan contratos de compra o venta de petróleo, en plazos futuros determinados. En el segundo capítulo se expone la derivación formal del modelo, y en el tercero se desarrolla la estimación, y se discuten los resultados obtenidos.

Capítulo 1: Descripción de los Mercados Petroleros

A lo largo de este capítulo se expondrán los elementos más influyentes sobre el comportamiento en los mercados petroleros, haciendo especial énfasis en aquellos que puedan generar períodos de alta volatilidad en los mercados.

Para esto, y siguiendo a Pindyck (2001), se estudiarán las características de 3 mercados diferentes para el petróleo: el mercado spot, en donde interactúan la oferta y demanda del petróleo físico; el mercado de inventarios, en donde se establecen los niveles óptimos de existencias del crudo; y el mercado de futuros, en donde se transan contratos de entrega futura del petróleo.

La teoría que va a ser desarrollada en este trabajo se basa en las interacciones entre los tres mercados, y sus efectos sobre las variables petroleras más “visibles”, es decir,

aquellas que son analizadas con mayor interés por parte de los agentes económicos.

Estas variables pueden ser: precios, inventarios, producción, demanda, entre otras.

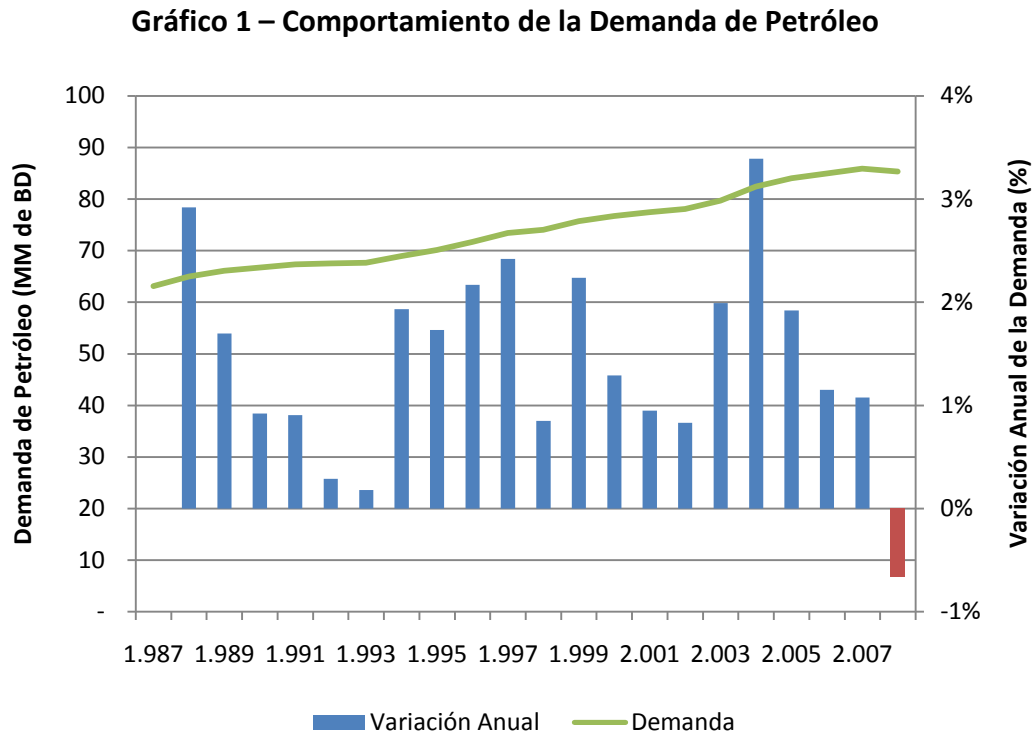
1.1 Mercado Spot de petróleo

El mercado Spot de es aquel en donde se negocian las cantidades físicas de petróleo, con entrega inmediata¹. Los principales agentes que participan en este mercado son las empresas productoras de petróleo, como las firmas consumidoras del petróleo crudo, o de productos derivados, como insumos industriales. A continuación se expondrán algunas estadísticas acerca del comportamiento de la demanda y la oferta en el mercado Spot.

¹ El término de entrega inmediata incluye a los plazos de entrega de commodities relativamente cortos, por ejemplo, en 30 días (Christian, 2006)

1.1.1 Demanda de petróleo

Según cifras publicadas por la Agencia Internacional de Energía², (IEA por sus siglas en inglés), para el 2008 la demanda de petróleo crudo alcanzó el promedio de 85,8 Millones de Barriles por Día.

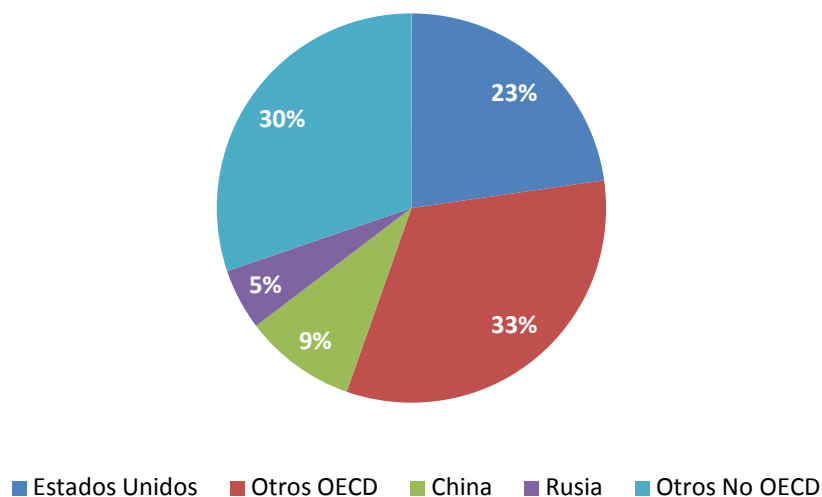


Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA)

² La IEA y la OPEP son las principales fuentes de información sobre el balance del mercado petrolero con la disponibilidad de amplias estadísticas de ese mercado.

Los mayores consumidores de petróleo son los países miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), los cuales abarcan aproximadamente el 56% de la demanda mundial de petróleo para el año 2008. El resto de la demanda está comprendida por los países no miembros de la OCDE, dentro de los cuales destacan países como China y Rusia, los cuales abarcan cerca del 14% del consumo mundial.

Gráfico 2 – Distribución de la Demanda



Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA)

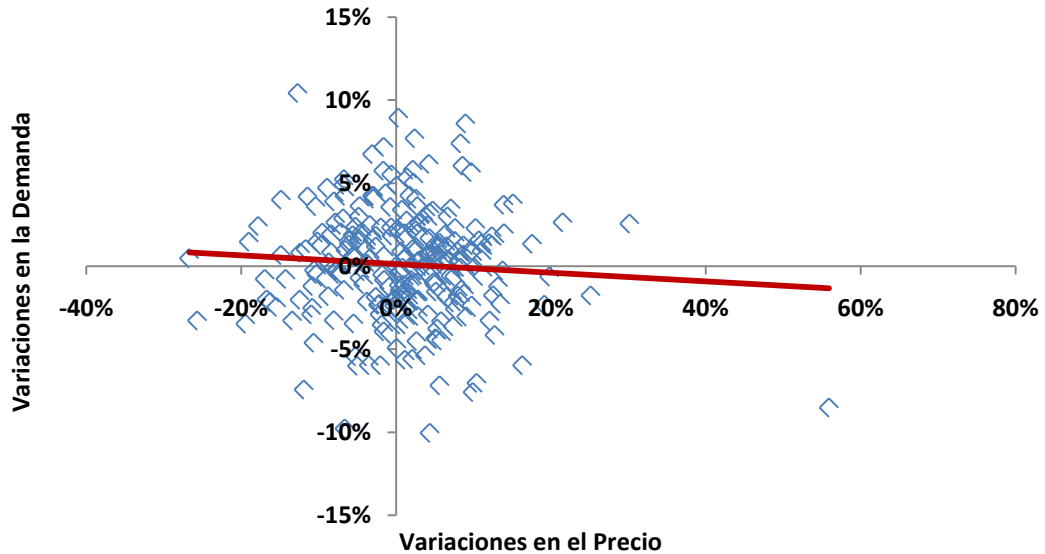
Los países con el mayor crecimiento en su demanda son los países No OCDE, entre ellos destacan, en los últimos años, principalmente China, India y los propios países

productores del Medio Oriente y Rusia. Los países No OCDE incrementaron su participación en el mercado global de 40,45% (promedio entre los años 2003 y 2006) a 44,57% en 2008.

Elasticidad precio de la demanda

De acuerdo a la teoría económica, cabe esperar que la demanda de petróleo presente una elasticidad-precio de signo negativo. Es decir ante aumentos en el precio del mercado, se debería observar un ajuste a la baja en las cantidades demandadas. En el Gráfico 3 - Variaciones en el precio contra Variaciones en la Demanda se observan las relaciones entre variaciones en los precios del petróleo contra variaciones en el consumo de petróleo, durante el período comprendido entre 1991 y 2008. Es evidente que no existe una clara, o significativa, relación entre una y otra variable.

Gráfico 3 - Variaciones en el precio contra Variaciones en la Demanda



Fuente: Administración de Información de Energía (EIA)

En varios trabajos se estimaron empíricamente los coeficientes de la elasticidad del precio del petróleo. Trabajos como el de Dahl (1993) y el de Cooper (2003) se dedican a realizar una revisión bibliográfica de los diversos enfoques realizados para la estimación de la elasticidad precio. Llegan al resultado de una elasticidad en el corto plazo alrededor de -0,1; así como una elasticidad a largo plazo de entre -0,2 y -0,3.

Si bien los resultados concuerdan con lo planteado por la teoría, se puede argumentar que, siguiendo a Hamilton (2008), es muy difícil obtener estimaciones

confiables para la elasticidad de la demanda. Esto se debe a que cada año, tanto la oferta como la demanda responden a varios factores diferentes al precio. Por lo que no se pueden comparar directamente los precios del mercado y el comportamiento de la demanda, para estimar la elasticidad.³

El hecho de que la demanda del petróleo tienda a ser inelástica con respecto al precio, sobretodo en el corto plazo, es un factor importante que permite la presencia de una alta volatilidad en los precios. Esto se debe a que ante la existencia de un desajuste en el mercado, la demanda no puede ajustarse de forma rápida, por lo que el desequilibrio persiste de forma temporal. Esto contribuye a generar una mayor volatilidad en el precio del mercado spot.

Elasticidad Ingreso de la Demanda

Se ha comprobado que la demanda de consumo muestra una alta elasticidad con respecto al ingreso de las economías. Es decir, existe una correlación significativa entre

³ Otro elemento que dificulta una estimación confiable de la elasticidad de la demanda, es la política de varios países de mantener subsidios a los combustibles fósiles, lo cual causa que la demanda no responda adecuadamente ante los cambios en los precios. (Hamilton, 2008)

los niveles de consumo de petróleo y productos derivados, y el desempeño de la actividad económica de los países. Esta relación ha sido analizada por trabajos como el de Krichene (2005), en donde se estima que entre 1974 y 2004, el coeficiente de elasticidad ingreso de la demanda fue de 1,54. Esto implica que, en promedio, por cada punto porcentual de crecimiento en la actividad económica (que puede ser medida por indicadores como el Producto Interno Bruto, por ejemplo), se ha registrado un aumento de un 1,54% en el consumo de petróleo.⁴

Durante los últimos años, se ha visto como el acelerado crecimiento económico de varios países en vías de desarrollo (en particular las 4 economías que conforman el llamado BRIC, Brasil, Rusia, India y China, que, desde el 2000, han presentado una tasa de crecimiento promedio de su PIB real cercana a un 7% anual⁵), ha contribuido con el aumento en los niveles de precios de diversos commodities, en particular aquellos que se destinan al uso industrial. Entre éstos se encuentra el petróleo. Trabajos como el de Lehmann, Moreno y Jaramillo (2007), concluyen que el rápido crecimiento económico

⁴ Esta relación puede explicarse por los usos finales del petróleo. Por ejemplo para los Estados Unidos de América, según el Departamento de Energía, aproximadamente un 67% del consumo de petróleo se destina al sector del transporte, y un 20% a la generación de energía eléctrica. Para el resto de los países, generalmente el principal uso del petróleo es la generación de energía y la calefacción de espacios cerrados.

⁵ Datos tomados del Fondo Monetario Internacional.

de países como China ha sido un factor clave en el aumento de los precios de ciertos commodities, como el petróleo.

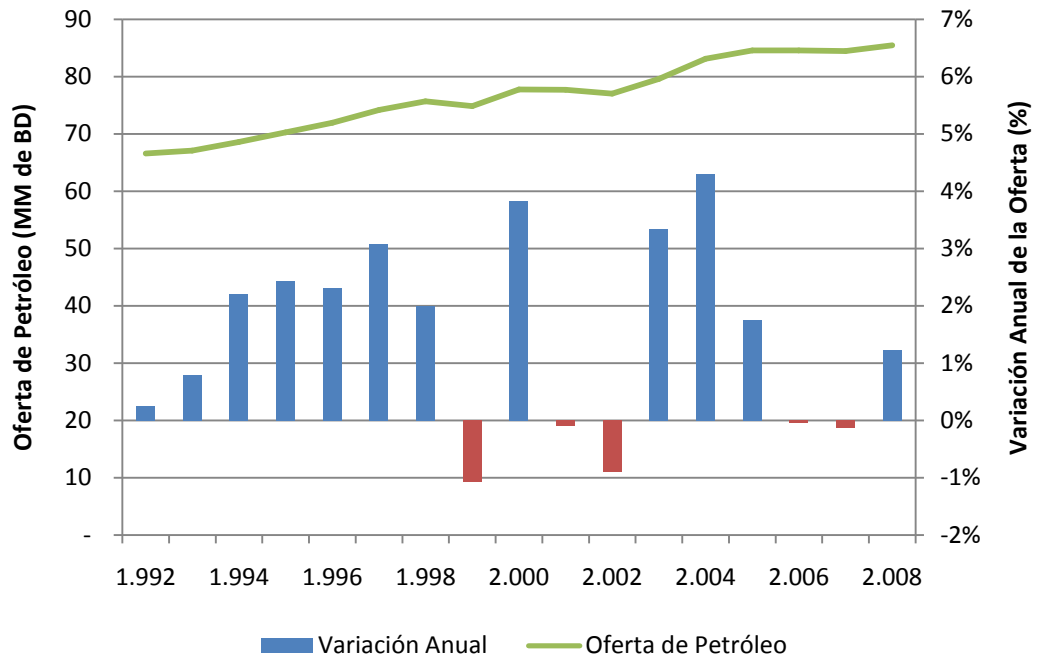
Además un número importante de países en vías de desarrollo, aplican subsidios a las importaciones, o al consumo, de combustibles, tales como petróleo, gasolina, etc. Esto también contribuye a que la elasticidad ingreso de la demanda sea mayor (ya que aumentan los ingresos disponibles para la adquisición de estos commodities), y al mismo tiempo reduce la elasticidad precio (porque los consumidores no reciben todo el efecto del alza en los precios).

Por otra parte, desde hace varios meses, las estimaciones de demanda de petróleo, particularmente las elaboradas por la IEA, contemplan una reducción para la demanda de petróleo en el corto plazo. Esto podría explicar la rápida caída experimentada en los precios del petróleo durante el último semestre del año 2008.⁶

⁶ A pesar de las expectativas de reducción de la demanda a corto plazo, la misma IEA advierte que a mediano y largo plazo, la demanda va a continuar creciendo, y alerta sobre las posibles consecuencias de que podrían ocurrir si no se realizan nuevas inversiones en la exploración y producción de petróleo, que permitan abastecer la demanda futura.

1.1.2 Oferta de Petr6leo

Gráfico 4 – Evoluci6n de la Producci6n de Petr6leo

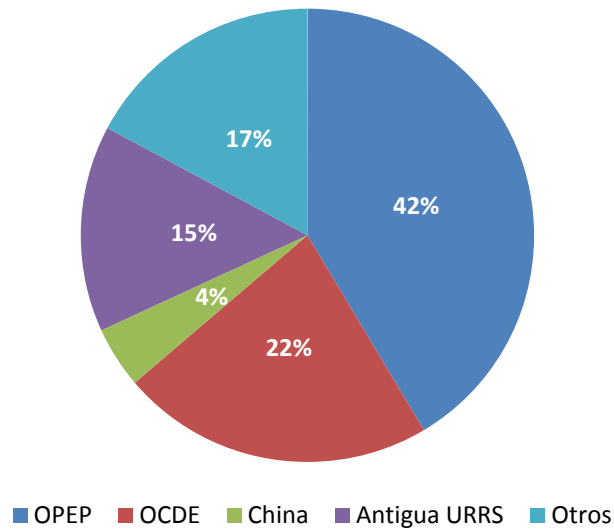


Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA)

Según cifras provistas por le IEA, la producci6n mundial de crudo para el año 2008 alcanz6 86,5 Millones de Barriles por día. De este total, aproximadamente el 42%

provino de los países miembros de la OPEP, mientras que los países de la OCDE abarcan un 22% del total.

Gráfico 5 – Distribución de la Producción de Petróleo



Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA)

La oferta de petróleo en el mundo proviene de 2 tipos de empresas petroleras, las que están compuestas por capital privado, conocidas como IOC por las siglas en inglés de Compañía Petrolera Internacional (International Oil Company), y aquellas que están compuestas por capital público, conocidas como NOC, por las siglas en inglés de Compañía Petrolera Nacional (National Oil Company).

Según cifras proporcionadas por la Administración de Información de Energía (EIA por sus siglas en inglés), al 2008, las NOC controlaron aproximadamente el 52% del mercado mundial de petróleo, así como el 88% de las reservas probadas a nivel mundial. Esto implica que actualmente existe un balance entre los dos tipos de empresas, pero en el futuro, ya que las NOC controlan la mayoría de las reservas petroleras, se puede asumir que éstas se van a convertir en los principales actores del mercado spot de petróleo.

Por su parte, existen dos grandes grupos de países productores de petróleo que se diferencian en su actuación como oferentes de petróleo⁷: aquellos que pertenecen a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y aquellos que no pertenecen a ella.

La OPEP agrupa a 15 países exportadores de petróleo cuya oferta comprende alrededor de 34% de la oferta global de crudo.⁸ De acuerdo a la literatura económica, se podría considerar a la OPEP como un oligopolio, que posee un cierto grado de poder

⁷ No necesariamente un país productor de petróleo es exportador del mismo. Los Estados Unidos de América poseen la mayor producción de petróleo en el mundo, pero también es el mayor importador de crudo.

⁸ Actualmente, los países miembros de la OPEP son: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Qatar, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Algeria, Nigeria, Ecuador, Angola y Gabón. Indonesia, que era miembro desde 1962, suspendió su membresía a partir de enero del 2009.

de mercado sobre los precios cobrados. Esto lo realiza a través de la imposición de cuotas de producción a sus países miembros, con lo cual busca adecuar la oferta en el mercado y así mantener un precio acorde con sus objetivos. Este podría ser mayor al de un hipotético precio competitivo (correspondiente a una situación de competencia perfecta), o menor, si la OPEP lo percibe como demasiado elevado. Esta política requiere que se mantenga una capacidad ociosa por parte de la OPEP para poder actuar a corto plazo e incrementar su oferta, lo cual implica que la OPEP asume el costo de mantener esta capacidad.

Aun así lo importante es que la OPEP posee influencia sobre el mercado, y la utiliza para maximizar sus ingresos, dadas las condiciones del mercado. Esta es una función que ha cumplido la OPEP desde su formación, y se observa cuando decide ajustar su producción a través de aumentos o reducciones de las cuotas de los países miembros.⁹

Por otra parte, el resto de la oferta de petróleo proviene de un grupo importante de países que no pertenecen, explícitamente, a ningún tipo de organización en particular. Entre los productores de la No OPEP se encuentran importantes productores, tales como Rusia, Estados Unidos, China, entre otros¹⁰. De éstos, sólo Rusia es un

⁹ Adicionalmente la OPEP produce productos petroleros como condensados y líquidos de gas natural alrededor de 5 mmbd (6%) que no están sujetos al sistema de cuotas.

¹⁰ Los Estados Unidos de América abarcan aproximadamente un 10% de la producción mundial de petróleo, mientras que Rusia posee un 11%, y China el 4,65% de la producción total.

exportador importante mientras EEUU y China son los mayores importadores. Según la IEA, la producción de estos países alcanzó unos 50 Millones de Barriles por día durante el 2008. Esto corresponde aproximadamente un 60% de la oferta mundial de crudo.

Rezagos en la producción

Existe una amplia diferencia entre el momento en que se descubre un campo petrolífero, y el momento en el que el nuevo petróleo es colocado a disposición del mercado. Esta diferencia responde a las necesidades tecnológicas y de infraestructura que conlleva el desarrollo de un campo petrolífero. Según Hamilton (2008), estos rezagos implicarían que, en ausencia de excesos de capacidad productiva, la elasticidad precio de la oferta es muy baja o casi nula. Además resulta cada vez menos frecuente el descubrimiento de campos petroleros importantes y cada vez más difícil la extracción del petróleo¹¹.

¹¹ Un ejemplo de esta situación se refleja en los campos petroleros descubiertos en la costa de Brasil, los cuales al encontrarse buja una gruesa capa de sal, hace muy difícil su extracción, a pesar de que, según estimaciones de la empresa petrolera estatal brasilera (Petrobras), las cantidades recuperables de petróleo de uno de dichos campos (el campo Tupi) se estiman entre 5 y 8 Billones de Barriles de crudo. (Duffy, 2008)

Esta característica de la explotación petrolera ha sido citada como una de las razones del aumento en los precios experimentado hasta mediados del año pasado. El argumento se basa en que, si por una parte se posee una demanda de petróleo creciente, y al mismo tiempo existe una oferta que, debido a los rezagos normales que se presentan en la producción de petróleo, no puede responder rápidamente a los cambios en la demanda, el resultado es que se generan fuertes presiones al alza en los precios

Petróleo como recurso agotable

Es bien conocido que el petróleo es un recurso limitado y, en tal sentido, no renovable y escaso. Para este caso, Hotelling (1931) planteó que para todo recurso agotable, existe una diferencia entre el costo marginal de producción del petróleo, y el precio de venta en el mercado. Esta diferencia se conoce como *Renta de Escasez*, y se presentaría aún en casos de mercados perfectamente competitivos.

Para comprender este principio, es necesario entender que, como el petróleo es un recurso agotable, teóricamente existe un momento en el que se va a alcanzar una

producción máxima, a partir del cual dicha producción tenderá a caer progresivamente. Según lo planteado por Hirsch (2005), esto se deriva de que la producción de un pozo individual de petróleo se caracteriza por aumentar rápidamente después de su descubrimiento, alcanza un punto máximo (o un pico), a partir del cual se tiende a declinar de forma lenta¹². Luego como la producción total de petróleo no es más que la suma del producto de cada pozo individual, entonces cabría esperar que lo que suceda con cada pozo ocurra también con la producción total. Es decir que se alcance un nivel máximo de producción, a partir del cual ésta tienda a disminuir.¹³

Ahora, lo anterior sólo puede ser cierto si asumimos que: no existen nuevos descubrimientos que permitan sustituir a los pozos declinantes por otros nuevos, o los costos asociados con el desarrollo de un pozo son muy altos para que sea viable su explotación. Este último pareciera es la situación en la que el mercado petrolero se encuentra actualmente. Varios artículos tales como el de Bentley (2001), han hecho énfasis en el declive progresivo de la tasa de descubrimiento de nuevos campos petrolíferos lo suficientemente grandes como para reemplazar a los antiguos. Cabe destacar las palabras de Sadad al-Husseini, ejecutivo retirado de la empresa estatal

¹² Se ha estimado que la producción en los pozos petroleros presenta una tasa natural de declinación anual ubicada entre un 4% y un 8%

¹³ Esta idea también fue desarrollada por el geofísico M. King Hubbert, el cual predijo, correctamente, que la producción de petróleo en Estados Unidos alcanzaría un pico alrededor de los años 70. Para más información acerca de este tema, véase Deffeyes y Silverman, 2003

petrolera Saudi Aramco, publicadas en la revista New York Times, en las que afirma que “es necesario (descubrir y desarrollar) una nueva Arabia Saudita cada par de años” para satisfacer las proyecciones de demanda de petróleo.

Ante esta situación hipotética de perspectivas decrecientes en la producción de petróleo, sería lógico intuir que es posible obtener una ganancia mediante el almacenamiento del petróleo. Esto es así porque se genera la expectativa de mayores precios en el futuro (debido a la menor producción y a la demanda creciente), por lo que sería rentable comprar petróleo hoy y almacenarlo para venderlo en el futuro. Alternativamente, sería más beneficioso para aquellos agentes que posean reservas de petróleo, retrasar sus decisiones de producción, y mantener dichas reservas a la espera de precios más altos para explotarlas. De cualquier manera, estos comportamientos generan presiones al alza en el precio actual, lo cual explica el principio de Hotelling de la renta de escasez.

Como lo plantea Hamilton (2008), los análisis históricos de los precios del petróleo no concuerdan con el principio de Hotelling de la renta de escasez. Esto se debería a que hasta hace varios años, las perspectivas de reservas y suministro de petróleo eran lo suficientemente holgadas como para soportar la demanda mundial de crudo. Sin embargo, recientemente estas perspectivas han cambiado, y se han generado mayores preocupaciones por la capacidad de suministro de petróleo en el

futuro. Por lo tanto, si bien el principio de Hotelling no ha sido importante históricamente, podría empezar a ser un elemento adicional en el precio del petróleo, lo cual generaría un factor adicional en la volatilidad de los mercados.

1.2 Mercado de Inventarios Petroleros

Siguiendo a Pindyck (2001), se pueden estudiar las decisiones tomadas por las empresas respecto a los inventarios, como el producto de la interacción de una demanda y una oferta de dichos inventarios, en donde la oferta está representada por el total de existencias de petróleo disponibles para su almacenamiento, y la demanda varía en función de los beneficios que se obtengan de dichos inventarios.

A continuación se analizarán las principales características del mercado de inventarios, y la forma en que se derivan sus beneficios para las empresas.

1.2.1 Descripción de los inventarios

Hay tres tipos de instituciones que mantienen inventario de petróleo con distintos objetivos. Según la clasificación dada por la EIA, la mayor parte se encuentra en los países consumidores como *Inventarios Comerciales*, los cuales son mantenidos por la industria petrolera para garantizar la demanda sin interrupciones. En segundo lugar se encuentran los Inventarios Gubernamentales, o No Comerciales, que son mantenidos por los Gobiernos (u organizaciones creadas específicamente para mantener inventarios) de los distintos países por razones de seguridad energética como consecuencia de la crisis energética de 1974 (incluyen las llamadas Reservas Estratégicas de Petróleo). Una tercera forma de mantener inventarios de crudo es a través de las Reservas Petroleras de los países productores. Éstas consisten en campos petroleros aún sin desarrollar, así como el resultado de una determinada velocidad de producción para mantener los mercados en cierto equilibrio.¹⁴

¹⁴ En este sentido se diferencia entre los inventarios mantenidos sobre el suelo y las reservas mantenidas en el subsuelo.

A continuación se explicará con más detalle los tipos de inventarios de petróleo.

Inventarios Comerciales

De acuerdo a la descripción ofrecida por la EIA, los inventarios comerciales (o industriales) se encuentran en manos de las empresas petroleras, traders y otras organizaciones, excluyendo las existencias controladas por los gobiernos. Estos son mantenidos con el objetivo de facilitar y mantener las operaciones de procesamiento y refinación del crudo, así como garantizar las entregas de los productos derivados de petróleo a sus consumidores.

Estos inventarios también pueden ser poseídos por terceros agentes que se dedican a alquilar su capacidad de almacenamiento del crudo.

Gobierno y Reservas estratégicas

Por su parte, los gobiernos nacionales también mantienen inventaros de petróleo. Éstos no se utilizan para facilitar las operaciones de procesamiento de crudo; su objetivo es suplir las posibles interrupciones en el suministro petrolero. Estos inventarios también son conocidos como *Reservas Estratégicas*.

Estas reservas son importantes en los países que tradicionalmente han sido importadores netos de petróleo, debido a que ellos han sido los más afectados por interrupciones en el suministro internacional de petróleo. Un ejemplo de esto es la Reserva Estratégica de Petróleo de Estados Unidos de Norteamérica, la cual fue creada posterior al embargo petrolero árabe sufrido en los años 70. Tal como lo describe el Departamento de Energía de los Estados Unidos, las Reservas Estratégicas “le otorgan al Presidente una poderosa opción de respuesta en el caso de que una interrupción de los suministros de petróleo amenacen a la economía de los Estados Unidos.”

Adoptando una visión más amplia de las Reservas Estratégicas, se podría asegurar que constituyen una garantía energética, ya que su principal función es asegurar el suministro de crudo (o de productos derivados) a la economía, por un número determinado de días de consumo.

En los países OCDE se creó la Agencia Internacional de Energía luego de la crisis energética en el año 1974 con sus interrupciones en la oferta de crudos OPEP en ese

momento. La AIE vigila los inventarios petroleros de sus países miembros y representa los intereses energéticos de los países consumidores. La misma propone que sus países miembros mantengan inventarios de crudo y/o de productos destilados, suficientes para suplir el consumo de petróleo por 90 días. De esta manera se puede disminuir el riesgo asociado a las interrupciones del suministro internacional de petróleo.

Cabe destacar el caso de China, que no es un país miembro de la OCDE, y que debido a su creciente dependencia de las importaciones de petróleo, se encuentra en el proceso de construcción de una Reserva Estratégica de petróleo crudo. Se ha reportado la culminación de la fase 1 de dicho proyecto, con una capacidad de almacenamiento de 102 MM de Barriles de crudo; así como el progreso de la Fase 2, totalizando una capacidad de aproximadamente 170 MM de Barriles.

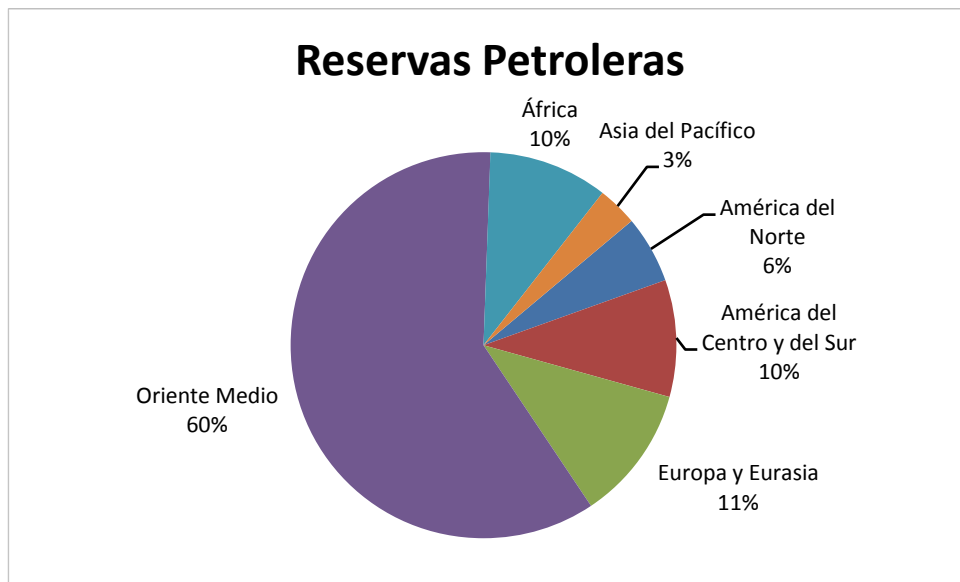
Reservas de petróleo

Por su parte, las mayores cantidades de petróleo se encuentran en las llamadas Reservas Petroleras. Éstas están compuestas por los campos petrolíferos aún sin explotar así como campos abandonados pero recuperables con nuevas tecnologías.

Según la información provista por BP¹⁵, actualmente existen en el mundo reservas probadas por aproximadamente 1.200 Millardos de barriles de petróleo¹⁶.

Como se observa en el gráfico siguiente, la mayor parte de las reservas se encuentra en los países del Oriente Medio, principalmente en países como Arabia Saudita, Irán e Irak.

Gráfico 6 – Distribución de las Reservas Petroleras



Fuente: BP, Annual Statistical Review of the World Energy (2009)

¹⁵ BP (producto de la fusión entre British Petroleum y Amoco), publica anualmente una amplia serie de estadísticas en su reporte Statistical Review of World Energy.

¹⁶ Según la EIA, las reservas probadas son “las cantidades estimadas de petróleo que pueden, con una certeza razonable basada en información geológica, ser recuperadas en los años futuros, asumiendo las condiciones económicas y operativas actuales”.

Cabe mencionar el caso de las reservas de Venezuela. Según la información provista por PDVSA en su Informe de Gestión Anual del 2008, Venezuela registró un nivel de reservas probadas de aproximadamente 172 Mil Millones de Barriles de crudo. Sin embargo, el Gobierno Nacional realiza desde el año 2006 un proceso de certificación de las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, las cuales podrían aumentar el total de reservas en el país a unos 313.000 Millones de Barriles de petróleo (El Universal, 2008).

Por su parte la mayor parte de las reservas petroleras mundiales se encuentran en los países que son miembros de la OPEP, los que poseen cerca del 76% de las reservas probadas del mundo. Dado que la mayoría de las empresas petroleras en los países miembros de la OPEP son propiedad del estado resulta en que la mayoría de las reservas no son accesibles por las empresas petroleras de capital privada, los llamados IOC's (International Oil Companies). Del resto, los países de la antigua Unión Soviética abarcan aproximadamente un 10%, y los miembros de la OCDE poseen un 6,3% del total.¹⁷ Además, se clasifica una parte de las reservas petroleras adicional como

¹⁷ Se debe tener en cuenta que la información de las reservas petroleras proviene de estimaciones geológicas y económicas, y no constituye una cifra exacta de las cantidades recuperables de petróleo.

probable de extraer así como otra parte como posible, ya que la tecnología actual no permite su extracción de manera eficiente.¹⁸

1.2.2 Evolución histórica de los inventarios de petróleo

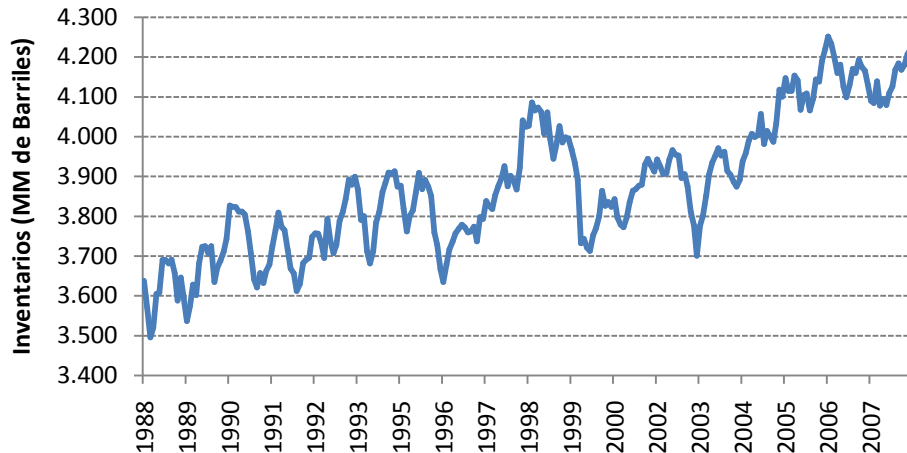
Si bien la información relacionada con los movimientos de los inventarios es importante para tener una visión completa del comportamiento del mercado petrolero, dicha información no puede ser analizada con la frecuencia que sería deseable. Esto se debe a que existen muchas dificultades en la obtención de estadísticas confiables y oportunas. Según la EIA, el único país en publicar información periódica semanal es los Estados Unidos de América, que publica la información acerca del comportamiento de los inventarios, tanto los pertenecientes de la industria como los del gobierno. Por su parte, actualmente sólo existe información histórica de inventarios de petróleo de frecuencia mensual para los países pertenecientes a la

¹⁸ Hay una amplia discusión sobre el alcance del petróleo para los próximos 50 años. Dependiendo de la definición del acceso y del futuro desarrollo de la tecnología resulta que se podría llegar al pico de la producción mundial en los próximos 10 años. Ver con más detalle la discusión sobre el pico de Hubbert en (Deffeyes & Silverman, 2003)

OCDE, por lo que en adelante se analizará esta información¹⁹. Los países OCDE concentran un 55% del consumo petrolero mundial.

A continuación se describen los hechos de los inventarios totales mantenidos, compuestos por los inventarios comerciales y gubernamentales. En primer lugar, tal como se observa en el Gráfico 2, para finales del año 2008 los países miembros de la OCDE mantenían existencias de crudo por un total de alrededor de 4,2 millones de barriles, tanto de crudo como de productos derivados. De esta cifra, un 64% era controlado por las industrias petroleras, y el 36% restante por los gobiernos.

Gráfico 7 – Evolución de los Inventarios Totales de la OCDE

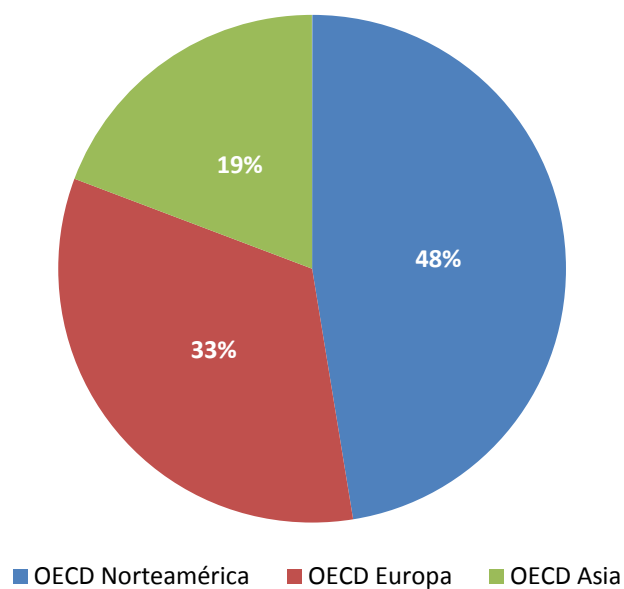


Fuente: Administración de Información de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos

¹⁹ La información de los inventarios publicada por la EIA, y la AIE incluye las existencias de petróleo crudo, así como de productos derivados como gasolina, aceite de calefacción, destilados y otros productos.

Por su parte, del total de los inventarios mantenidos por los países miembros de la OCDE, para finales del año 2008, la mayoría se encuentra en los países de la región Norteamérica, que comprende a los Estados Unidos de América, Canadá y México, con un 48% del total²⁰.

Gráfico 8 – Distribución de Inventarios por Regiones



Fuente: Administración de Información de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos

El análisis de los niveles de inventarios da indicios sobre el comportamiento de la demanda y oferta petrolera, y por lo tanto de los precios en el mercado spot. Esto se

²⁰ Sólo los Estados Unidos poseen aproximadamente el 40% de los inventarios mundiales de petróleo compuesto por aproximadamente 60% de inventarios comerciales, y un 40% de Reserva Estratégica.

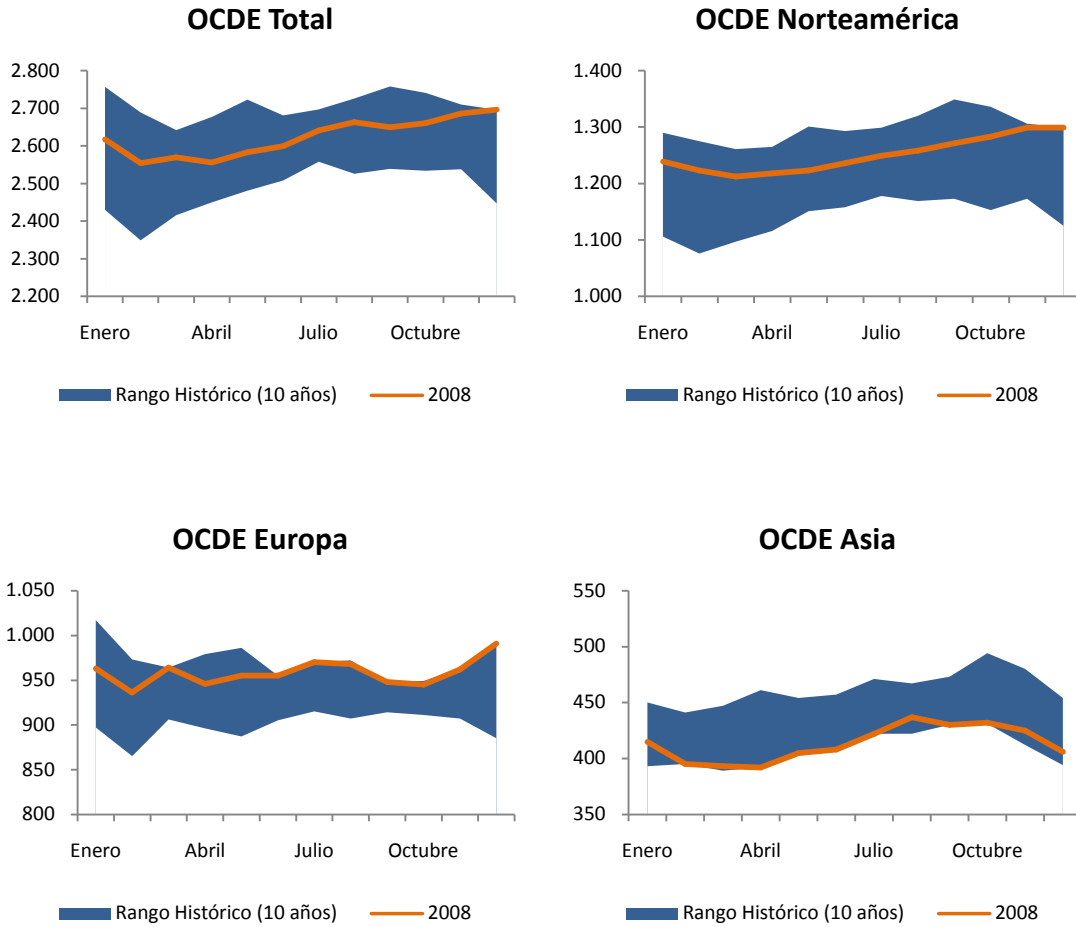
debe a que niveles “bajos” de inventarios podrían indicar que los suministros petroleros no han sido suficientes para satisfacer el consumo, por lo que los agentes se ven obligados a consumir las existencias almacenadas para satisfacer su demanda.

De lo anterior se deriva que los niveles de petróleo almacenados son seguidos con atención por los participantes en los mercados de petróleo, tanto los spot como los de instrumentos derivados, en busca de información acerca del balance existente entre la oferta y la demanda.

Tal como lo plantean Routledge, Seppi, y Spatt (2000), y Heaney (2005), no es fácil determinar cuándo los inventarios son “bajos” o llegan a agotarse. Si bien es cierto que existe una restricción de no negatividad en los modelos económicos, no es necesario que los inventarios sean cero para que se agoten. Es posible que existan ciertas cantidades almacenadas en tanqueros, tuberías, camiones, etc., pero que no estén disponibles para su compra o utilización inmediata.²¹

²¹ Para mayor discusión acerca de la definición de “agotamiento en los inventarios” véase

Gráfico 9 – Comportamiento de los Inventarios



Fuente: Administración de Información de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos

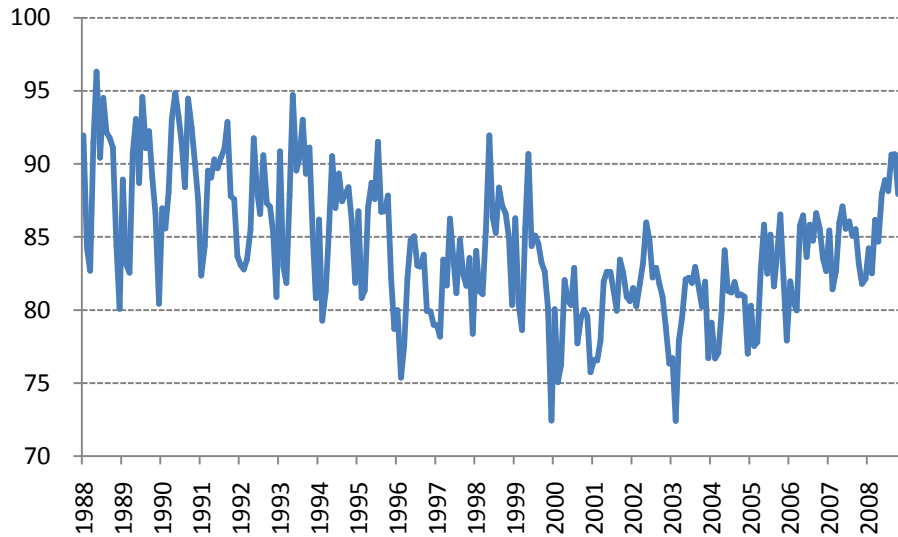
En el gráfico 4 se observa una forma sencilla de analizar el comportamiento de los inventarios, sin entrar en la discusión anterior. Se basa en comparar los niveles actuales con los rangos históricos de los períodos anteriores, expresados en miles de barriles de

crudo y productos. Estudiando de esta forma los inventarios de los países OCDE, se puede observar que para Norteamérica los mismos alcanzaron niveles relativamente altos para finales del año 2008, mientras que Europa presentó niveles altos durante todo el segundo semestre del 2008. Por su parte la región de Asia y Oceanía registró existencias bajas de petróleo durante todo el año 2008.

Días de Consumo

Otra forma de analizar el comportamiento de los inventarios es a través de la relación entre las existencias de petróleo y su demanda. El resultado de esta razón indica los *Días de Consumo* que pueden ser suplidos por los inventarios actuales. En el Gráfico 10 se observa cuál ha sido la evolución mensual de este indicador para los países de la OECD.

Gráfico 10 – Días de Consumo OCDE



Fuente: Administración de Información de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos

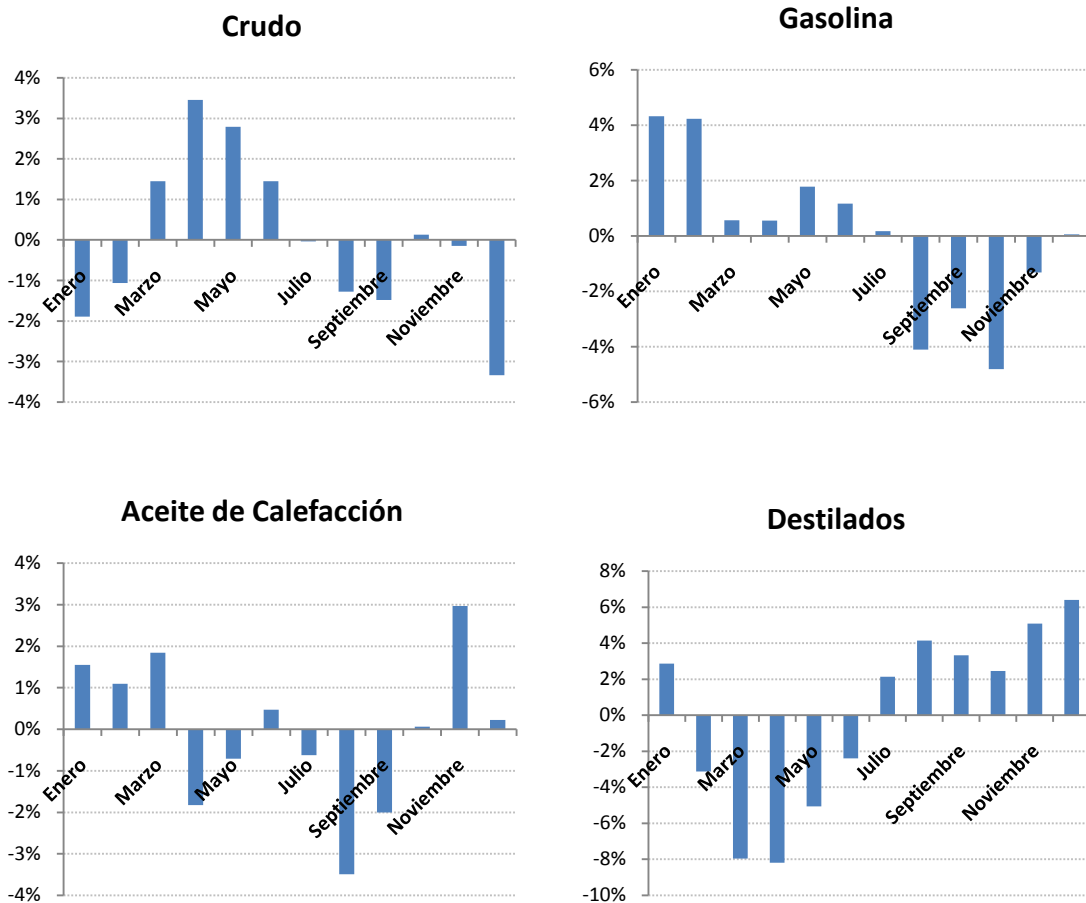
Por una parte, esta forma de analizar las existencias de petróleo podría dar una visión más completa de la significancia real de los inventarios. Por la otra podría revelar tendencias en la eficiencia en el uso de los inventarios

Estacionalidad en los Inventarios

Se ha observado que los inventarios petroleros (crudo y productos refinados) presentan un significativo comportamiento estacional. En el Gráfico 11 se grafican los

efectos estacionales de los inventarios comerciales de crudo y productos para los Estados Unidos de Norteamérica (obtenidos a través del programa de ajuste estacional X-12-ARIMA), para los últimos 10 años.

Gráfico 11 – Estacionalidad en los Inventarios

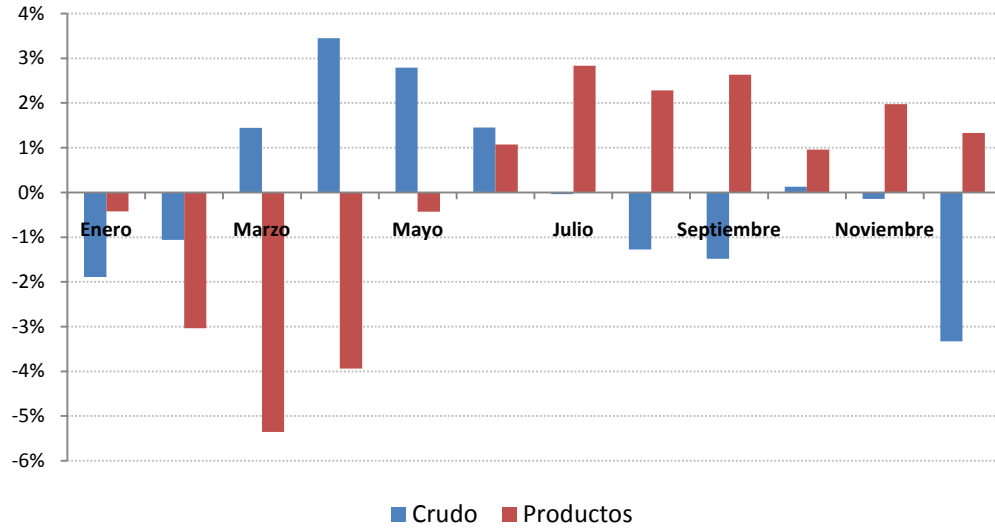


Fuente: Administración de Información de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos. Cálculos Propios

Tal como se observa en los gráficos anteriores, los inventarios de crudo tienden a aumentar rápidamente durante el segundo trimestre del año, lo cual puede responder a la realización de mantenimiento en las refinerías; mientras que disminuyen durante la temporada de invierno, debido a un mayor ritmo de refinación, producto de la mayor demanda de productos para calefacción.

Otro elemento que contribuye a la estacionalidad de los inventarios petroleros, es el efecto de los esquemas de utilización y consumo de las refinerías. Generalmente, en Norteamérica, las refinerías alcanzan su pico de producción cerca del verano, y entran en procesos de mantenimiento en el invierno. Esto provoca que los inventarios de petróleo crudo tiendan a disminuir durante el verano, y se acumulen a finales del invierno.

Gráfico 12 – Estacionalidad en los Inventarios



Fuente: Administración de Información de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos. Cálculos Propios

1.2.3 Mercado de inventarios

El comportamiento de los inventarios de crudo se puede entender como un mercado en el que existe una oferta de los mismos, los agentes presentan una demanda, y se establece un precio de equilibrio.²²

En primer lugar, se puede considerar que en el corto plazo, la oferta de inventarios es constante, y se puede contabilizar como la “cantidad total de petróleo almacenado por los productores, consumidores y otros agentes” (Pindick, 2001).

Por su parte la demanda de inventarios proviene de los agentes del mercado que deseen mantener niveles de crudo almacenados. Esta demanda viene condicionada por el cumplimiento de un par de funciones. A continuación se explicará la naturaleza de estas funciones.

Tal como lo plantea (Fair, 1989) una idea básica de la función de los inventarios es la suavización de la producción de un bien²³. En efecto al existir shocks temporales de la

²² En particular este enfoque se aplica para el comportamiento de los inventarios industriales, los cuales son poseídos por agentes privados.

demanda, así como costos asociados al ocurrir ajustes en los niveles de producción, un productor tendrá incentivos en mantener un cierto nivel de inventarios para así evitar cambios costosos en el proceso productivo. Estos beneficios se generarían tanto para los productores de petróleo, como para sus consumidores como un insumo industrial²⁴.

Como lo plantea Pindyck (1990), existe poca evidencia de que este tipo de suavización ocurre en el caso de los commodities. Si lo anterior ocurriese, habría que esperar que la producción presentase un grado de volatilidad menor que la de las ventas. Generalmente, con los commodities sucede lo contrario, lo que indica que no se cumpliría la función de suavización de la producción.

En cambio, según Pindyck (1990), la verdadera función es la suavización de los costos de producción, ya que la empresa puede reducir sus costos totales, a través de aumentos en la producción cuando los costos marginales son bajos, o reducciones en la producción cuando los costos marginales son altos.

También los inventarios sirven para reducir costos asociados con el desabastecimiento del recurso natural. Esto se debe a que al producirse un

²³ Si bien el estudio de Fair (1989) se realiza en base a productos industriales manufacturados, su planteamiento puede ser extendido a los inventarios petroleros.

²⁴ Un consumidor de petróleo como insumo industrial tendría incentivos adicionales a mantener inventarios de crudo, debido a la posibilidad de shocks en la oferta.

desabastecimiento (especialmente un recurso natural industrial), existen costos asociados a la interrupción del proceso industrial para el cual el recurso es utilizado.

Autores como Litzenebrger y Rabinowitz (1995), Pirrong (1998), Routledge, Seppi y Spatt (2000) y Heaney (2005), sostienen que otro beneficio que se deriva de los inventarios de un recurso almacenable (como el petróleo), es el mantenimiento de una opción sobre la decisión de venta sobre el mismo. Esto es porque el agente que posea inventarios, puede decidir el momento óptimo para vender el recurso. Aún desde el punto de vista de un consumidor existe este beneficio. Un agente que necesite un recurso en particular como insumo de su proceso productivo, al mantener inventarios, puede decidir si lo consume, o si por el contrario acude al mercado spot y vende sus existencias para obtener un beneficio adicional.

Convenience Yield

Ya que el mercado de inventarios se caracteriza por una oferta inelástica, el precio viene determinado por la demanda. Por lo que el precio que se paga por mantener inventarios debe ser igual al valor marginal obtenido de mantener dichos inventarios. Este valor marginal es lo que se conoce como Convenience Yield. Una primera

aproximación al concepto de Convenience Yield, se deriva del planteamiento de Pindyck (2001a), de que “en cualquier bien o servicio vendido en un mercado competitivo, si el precio recae sobre la curva de demanda, es igual al valor marginal del bien o servicio”. De esta forma el Convenience Yield se puede entender como el precio pagado por el privilegio de mantener inventarios.

Se puede tomar un concepto más formal, como el de Brennan y Schwartz (1985) en el que definen al Convenience Yield como el flujo de beneficios y servicios que obtiene el poseedor del commodity físico²⁵, pero no el dueño de un contrato de entrega futura de dicho commodity.

El origen de estos beneficios se encuentra en las funciones que cumplen los inventarios, la posibilidad de reducir costos los costos de producción, y el beneficio de poder decidir en qué momento se vende el petróleo.

Relación entre el convenience yield y la volatilidad en el mercado spot

²⁵ Se entiende que la posesión física del petróleo se puede realizar a través de la acumulación de inventarios “arriba de la superficie” (en refinerías, tanques, tuberías, etc.), o mediante las reservas petroleras subterráneas.

Siguiendo a Litzenberger y Rabinowitz (1995), Pindyck (1994) y Pindyck (2001a), se puede proponer que existe una relación positiva entre el convenience yield y la volatilidad en los precios del mercado spot.²⁶

Una primera razón para la existencia de esta razón, se basa en la demanda de inventarios. Como lo explica Pindyck (2001a) en situaciones en donde el mercado spot del petróleo presente alta volatilidad, es razonable esperar que exista un aumento en la demanda de petróleo destinada a acumular inventarios. Esto se basaría en que en un mercado volátil, se requieren mayores cantidades de inventarios para poder responder ante las fluctuaciones de oferta o demanda, sin que se presente la necesidad de alterar los patrones de producción o consumo del commodity.

Por tanto, ya que en el corto plazo, la oferta de inventarios es inelástica con respecto al precio, cualquier aumento en la demanda de inventarios conlleva a un aumento en el precio de los inventarios, que, como se explicó anteriormente, consiste en el convenience yield.

Un segundo vínculo entre la volatilidad y el convenience yield, proviene del hecho que al poseer inventarios, se puede decidir en qué momento se puede vender el petróleo. De esta forma se puede analizar la posesión de los inventarios (o reservas

²⁶ Según Pindyck (2001a) existe una alta correlación entre la volatilidad experimentada por los factores fundamentales del mercado petrolero, y la volatilidad en los precios spot.

subterráneas) de forma equivalente a disponer de una opción call sobre el petróleo, a un precio de ejercicio igual al costo de producción. Debido a que el valor de una opción aumenta conforme aumenta la volatilidad del precio del activo subyacente, cuando en el mercado spot de petróleo se presenta una situación de alta volatilidad, el valor de mantener la opción de vender el petróleo aumenta. Debido a que el valor de poder elegir en qué momento se vende el petróleo es un componente del convenience yield, éste último aumenta al presentarse una mayor volatilidad en el mercado spot.

Relación entre el convenience yield y el nivel de inventarios

Se ha planteado que las funciones que cumplen los inventarios dentro de una empresa, dependen del nivel de los mismos. Cuando se posee un nivel alto de inventarios, la utilidad marginal de una unidad extra es baja, mientras que cuando los niveles de petróleo almacenado son bajos, el beneficio marginal de una unidad adicional de inventarios es alto. Esto sucede debido a la presencia de rendimientos marginales decrecientes en la acumulación de inventarios. Adicionalmente, existe un costo derivado del almacenamiento del petróleo, correspondiente al mantenimiento de las instalaciones petroleras (tanques, tuberías, etc.), además del costo de oportunidad que se encuentra implícito al destinar capital financiero al mantenimiento

de inventarios. Por lo tanto la utilidad marginal obtenida por mantener inventarios de petróleo, decrece a medida que los inventarios aumentan.

1.3 Descripción de los Mercados de Futuros

El tercer mercado que debe ser analizado corresponde a aquel en donde se transan contratos de entrega futura del petróleo. Éstos son conocidos como los mercados de futuros, o mercados forward.

Estos mercados ofrecen dos posibilidades básicas: protegerse contra el riesgo de movimientos adversos en el precio, o buscar obtener una ganancia especulativa. Las interacciones que ocurran en este tipo de mercados, pueden tener consecuencias importantes sobre las decisiones de los agentes económicos, específicamente aquellas relacionadas con los niveles de inventarios y de producción.

A continuación se estudiarán las principales características de estos mercados, así como los mecanismos a través de los cuales, los cambios que se presenten en los mercados de futuros, pueden afectar al resto de las variables petroleras, tales como producción, precios, inventarios, entre otros.

1.3.1 Contratos de Futuros y Forwards

La forma más común de protegerse contra el riesgo de variaciones en el precio del petróleo, es a través de contratos de entrega futura del mismo a un precio previamente determinado (Pindyck, 2001 y Christian, 2006). A su vez existen 2 tipos básicos de contratos: los forward y los futuros.²⁷

Los Forward de petróleo son contratos de entrega futura del crudo, a una fecha determinada, en un lugar específico y a un precio establecido pagadero en la fecha de entrega. Estos contratos se diseñan en base a los intereses de los contratantes, e incluyen ciertas condiciones personalizadas con respecto a calidad y cantidad del recurso, condiciones de entrega y pago, entre otras. Estas condiciones originan que sea difícil negociar estos instrumentos en un mercado secundario, porque son tan específicas, que no todos los agentes del mercado de contratos de entrega futura pueden aceptarlas.

²⁷ También existen contratos de Opciones sobre el petróleo, así como un importante número de instrumentos financieros más complicados, como Swaps, ETF's, Spreads entre los precios de distintos tipos de petróleo, y otros derivados más complejos. Debido a que estos instrumentos se negocian principalmente en mercados Over-the-Counter (OTC), no existe información pública acerca del comportamiento de dichos instrumentos. Por lo tanto, el resto de la investigación se centrará, principalmente en los contratos de Futuros. Para más información acerca de los derivados financieros del petróleo véase Schofield (2007) y Christian (2006)

Por su parte un contrato de Futuro también establece la entrega futura del petróleo, a una fecha determinada. Con la diferencia de que estos contratos poseen condiciones estandarizadas para todos los agentes del mercado. Esto permite que exista un mercado activo en el que se pueden transar los futuros, mejorando la liquidez de dichos contratos.

Tanto los futuros como los forwards funcionan como instrumentos de cobertura ante el riesgo de precio por parte de los participantes del mercado de petróleo. Por una parte, los productores de petróleo buscan realizar una protección (hedge), ante la posibilidad de perder ingresos producto de una caída en los precios del mercado spot. Los compradores van a desear protegerse de aumentos en los precios en el mercado spot y garantizar a su vez la entrega de un producto, para evitar interrupciones y aumentos inesperados en sus costos de producción.

A pesar de la existencia de varios tipos de contratos, el instrumento más usado es el futuro (Christian 2006), debido a una serie de ventajas que presenta con respecto al forward. En primer lugar los futuros son contratos con condiciones homogéneas y estandarizadas, las cuales incluyen características físicas, condiciones de entrega, cantidades, entre otras. Esto mejora la liquidez de los contratos y facilita las transacciones realizadas con ellos.

En segundo lugar, los contratos de futuros son negociados diariamente en bolsas estructuradas (exchanges), tales como el NYMEX y ICE, así como fuera de la regulación de la bolsa de manera sobre la mesa (Over The Counter – OTC)²⁸. Esto permite la disponibilidad de los precios negociados, por lo que se reducen costos de información. Los contratos forward son transados sólo en mercados OTC, por lo que la información no está disponible.

En tercer lugar, ya que los futuros son transados en bolsas, estos contratos están marcados a mercado, con lo que las posiciones de los agentes se ajusta cada día dependiendo del precio. De esta forma se elimina el riesgo de contraparte para los agentes que participan en el mercado de futuros.

1.3.2 Comportamiento del Mercado de Futuros

²⁸ Además existe una regulación del NYMEX en manos de la CFTC cual obliga a los participantes de identificarse como actor comercial o no comercial, es decir si se participa en el mercado de futuros con fines industriales o financieros. Esto mejora la calidad de la información disponible.

A continuación se explicará el comportamiento que ha tenido el mercado de futuros de petróleo. Debido a la disponibilidad de información, el análisis se centrará en el comportamiento del mercados de futuros del crudo West Texas Intermediate (WTI), de la New York Merchantile Exchange (NYMEX). Esta información se hace pública a través del reporte Commitment of Traders (COT), elaborado por la Commodities Futures Trading Comission (CFTC), la cual es la agencia del Gobierno de los Estados Unidos de América para supervisar y regular el mercado de futuros y opciones de commodities.²⁹

De la información publicada en el COT, aquella que es más seguida por los agentes de los mercados petroleros se refiere a las posiciones netas por tipo de agente. De acuerdo con las normativas de la CFTC, los participantes del mercado deben ser registrados como *Comerciales* o *No Comerciales*, dependiendo de si participan en el mercado con fines industriales o financieros.

La posición neta puede ser definida como la diferencia entre las posiciones largas y cortas de los comerciantes o *traders*. Las posiciones largas corresponden a los agentes que compran los contratos de futuros (se comprometen a adquirir el físico) y por tanto se exponen al riesgo de precio del petróleo. Esto significa que al poseer una posición larga se puede obtener un beneficio económico si el precio del petróleo aumenta. Las

²⁹ Para mayor información acerca de los reportes publicados por la CFTC, incluyendo el Commitment of Traders (COT), se puede acceder a su sitio en Web www.cftc.gov

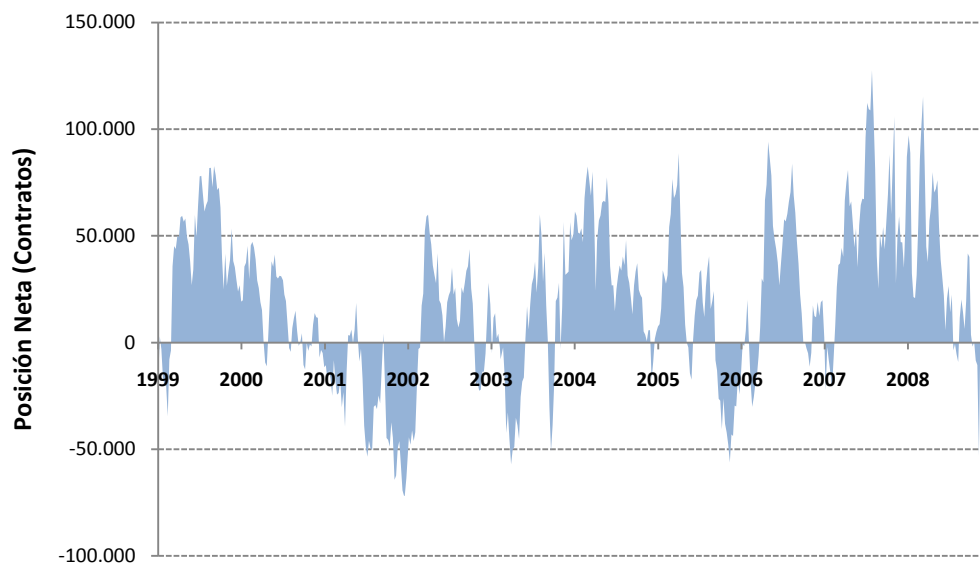
posiciones cortas vienen dadas por los agentes que venden los contratos de futuros (se comprometen a vender el físico) y se cubren contra el riesgo de precio. Por lo tanto, el poseedor de una posición corta de petróleo se beneficia ante una caída en los precios spot petroleros.

La posición neta de los agentes puede depender de dos factores. En primer lugar se encuentran las expectativas de los mismos, ya que si, por ejemplo, se posee la expectativa de un aumento en el precio spot del petróleo, se puede obtener un beneficio económico asumiendo una posición larga sobre la entrega del mismo. En segundo lugar se encuentran las mismas características y necesidades del agente. Una empresa productora de petróleo tenderá a tomar posiciones cortas, debido a que le permite cubrirse contra una posible disminución del precio de venta en el mercado spot.

En el Gráfico 13, se puede observar la evolución de la posición neta de los agentes no comerciales durante los últimos 10 años, mientras que en el Gráfico 14 se presenta la misma información para los agentes comerciales. Por definición el total de posiciones largas del mercado deben igualar a las posiciones cortas. Sin embargo pueden presentarse diferencias, las cuales responden a las posiciones que, por normativas de la CFTC, no deben ser reportadas.

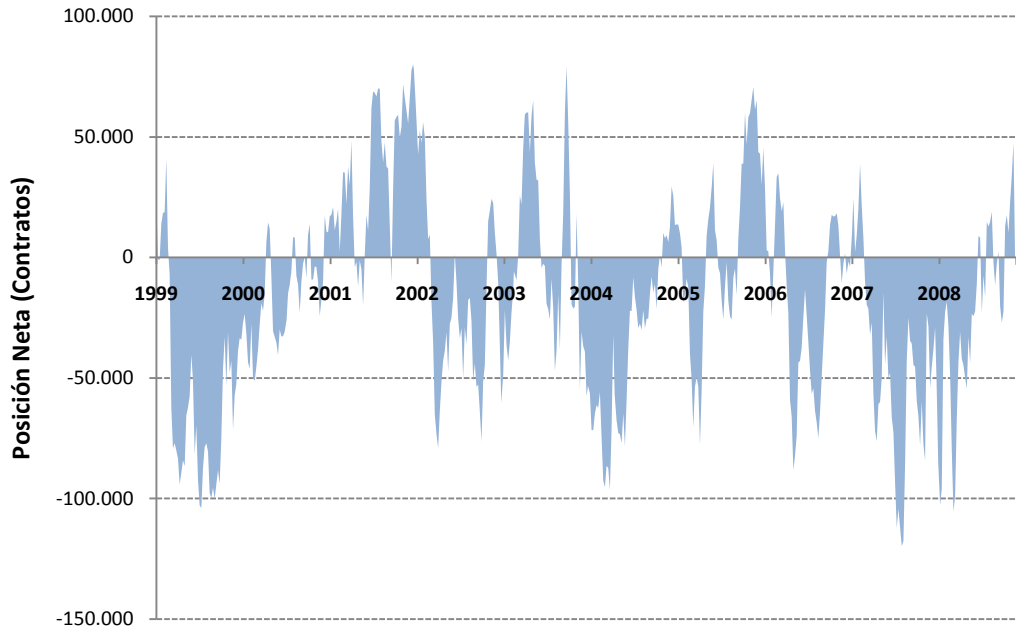
Como se observa en los gráficos, durante la mayor parte del tiempo los agentes comerciales presentaron posiciones netas cortas, mientras que los no – comerciales presentaron posiciones netas largas.

Gráfico 13 – Evolución de la Posición Neta No Comercial



Fuente: Commodity Futures Trade Commission

Gráfico 14 – Evolución de la Posición Neta Comercial

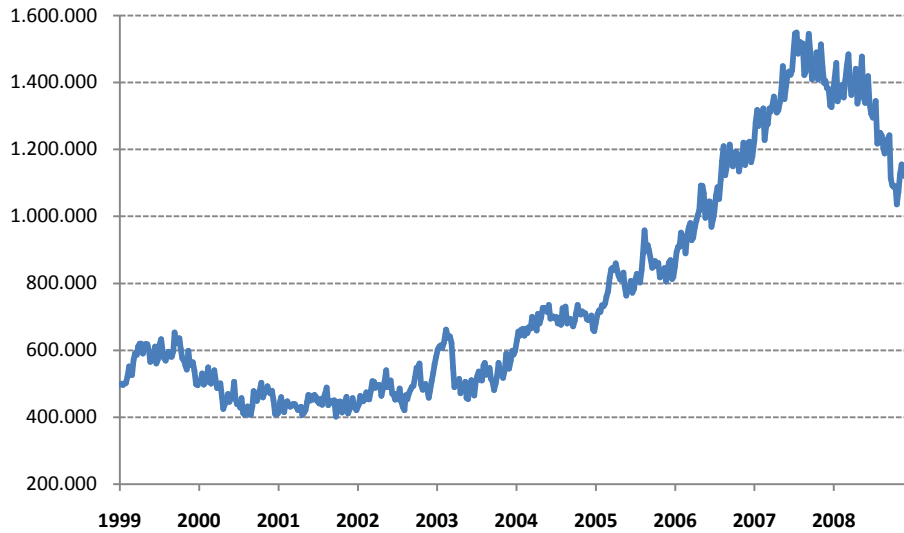


Fuente: Commodity Futures Trade Commission

Otra información publicada en el reporte COT, se refiere al número de contratos abiertos, o intereses abiertos. Éstos se refieren al número de contratos registrados y que aun no han sido ejecutados por las partes. Por lo tanto podrían ser analizados como el tamaño total del mercado de contratos de futuros de petróleo. En el

Gráfico 15 se puede observar la evolución de los últimos 10 años del total de contratos abiertos del mercado de futuros de petróleo en NYMEX. Es notorio el crecimiento experimentado por este mercado a partir del año 2004 hasta mediados del 2007.

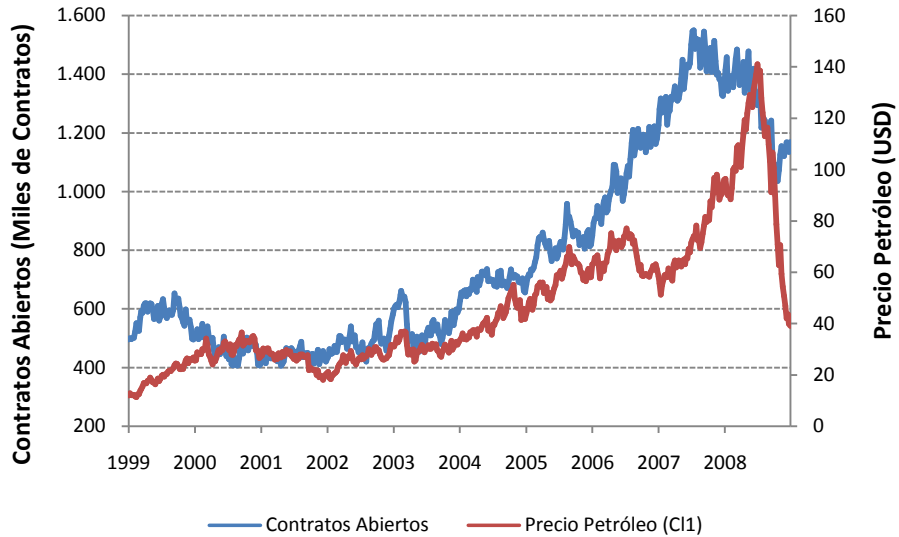
Gráfico 15 – Número de Contratos Abiertos



Fuente: Commodity Futures Trade Commission

Este crecimiento coincidió con la mayor parte del incremento en los precios de petróleo, con el cual se alcanzó su máximo histórico de 147\$ por barril. Este hecho, combinado con la rapidez en el aumento de los precios durante el 2008, llevó a una importante discusión, principalmente en los Estados Unidos de América, acerca de si la especulación en el mercado de futuros de petróleo fue una causa del aumento en los precios.

Gráfico 16 – Contratos Abiertos vs Precios del Petróleo



Fuente: Commodity Futures Trade Commission, Bloomberg L.P.

1.3.3 Cálculo del convenience yield

Para determinar el valor del convenience yield implícito para el petróleo, es necesario conocer sus precios para su entrega futura. En principio, el precio para la entrega futura debería ser igual al precio en el mercado spot o de entrega inmediata, mas su *Cost of Carry*, o costo de traslado (Kaldor, 1939). Este costo está compuesto por

el costo de almacenamiento, más su costo de oportunidad. Por lo tanto una forma de obtener el valor implícito del convenience yield, parte de evaluar las diferencias que se presentan entre el precio de los contratos forward, y el precio spot más su respectivo costo de traslado.

Una propuesta para evaluar esta diferencia se basaría en la siguiente ecuación (Pindick, 2001):

$$\varphi_{tT} - k = P_t(1 + r_t) - F_{tT} \quad (1)$$

En donde φ_{tT} representa el convenience yield del commodity, r_t es la tasa de interés libre de riesgo, P es el precio en el mercado de entrega inmediata, k es el costo de almacenamiento del petróleo, y F_{tT} representa el precio del contrato a entrega futura. De esta forma se expresa el convenience yield como la diferencia entre el precio spot más su costo de traslado $((1+r)*P + k)$ y el precio de entrega inmediata.

En principio para la utilización de esta ecuación se requeriría usar información correspondiente a los precios estipulados en los contratos forward. Sin embargo existe un par de razones que dificulta el uso de esta información. En primer lugar no hay disponibilidad de una serie de tiempo para estos precios, lo que responde a la forma en que se negocian estos contratos, que, como se mencionó anteriormente, son establecidos a través de operaciones personalizadas en mercados OTC. En segundo

lugar al ser acuerdos personalizados, incluyen condiciones de descuento o primas sobre el precio base³⁰, lo cual incluye un grado de distorsión sobre los precios que se desean para el cálculo del convenience yield. Debido a esto se utilizarán los precios de los contratos futuros, en vez de los precios forward, para la determinación del convenience yield.

A pesar de que los precios establecidos en los contratos forward no son exactamente iguales a los precios de los futuros de petróleo, se ha determinado que estas diferencias son pequeñas (Pindyck, 1990). Además al existir un mercado en donde se transan los futuros, es posible obtener información periódica acerca de sus precios.

1.3.4 Backwardation Normal en los mercados de futuro de petróleo

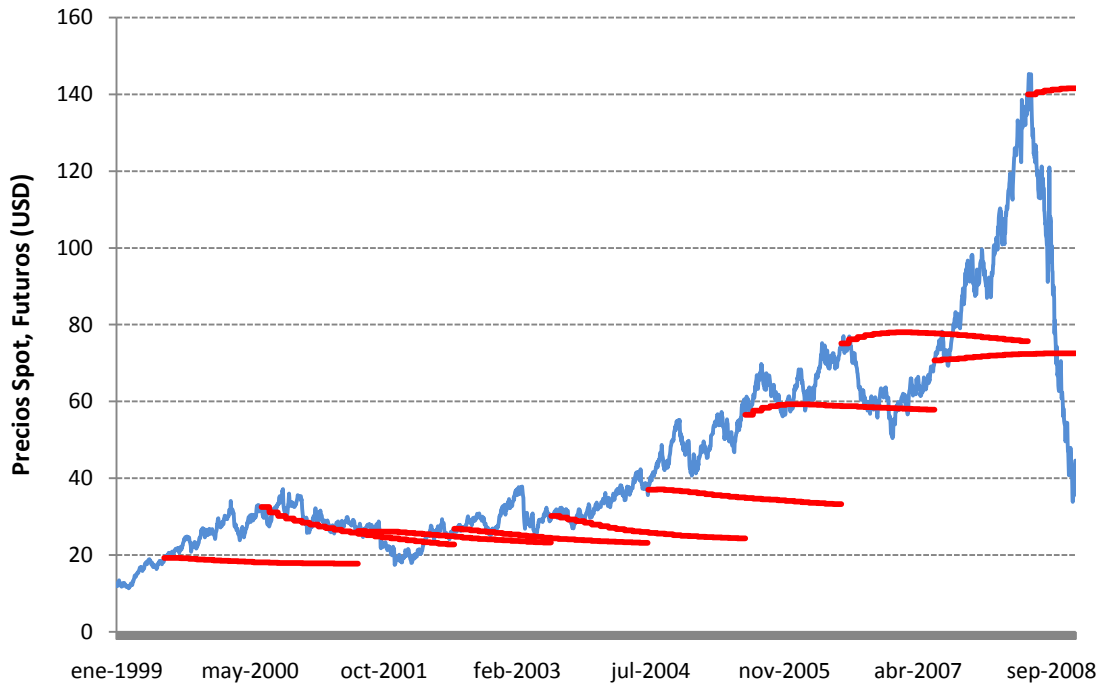
En el mercado de futuros del petróleo (y cualquier otro commodity), la forma de la curva de los precios de los futuros puede tomar 3 posibles formas, con respecto a la

³⁰ Estas primas o descuentos responden a factores como poder de negociación entre los agentes, características físicas del commodity negociado, condiciones de entrega, etc. (Christian, 2006)

relación entre los precios de entrega inmediata y los diferentes precios de los futuros con entrega en diferentes momentos. Si los precios del petróleo de entrega inmediata son mayores que los precios de entrega futura, entonces el mercado se encuentra en *Backwardation Fuerte*. Si por el contrario, los precios spot son menores que los precios de los futuros, el mercado se encuentra en una situación de *Contango*. A su vez, dentro de un mercado en Contango, se pueden caracterizar un estado adicional: si los precios descontados de los contratos de futuro son menores que los precios de entrega inmediata, el mercado se encuentra en un *Backwardation Débil*.

En el Gráfico 17 se muestra la evolución de los precios diarios del petróleo con entrega a un mes (Cl1), así como una serie de curvas de precios de momentos seleccionados. Se observa que antes del 2005, las curvas de precios se caracterizaban por encontrarse en una situación de Backwardation, mientras que durante los últimos años se presentaban en Contango.

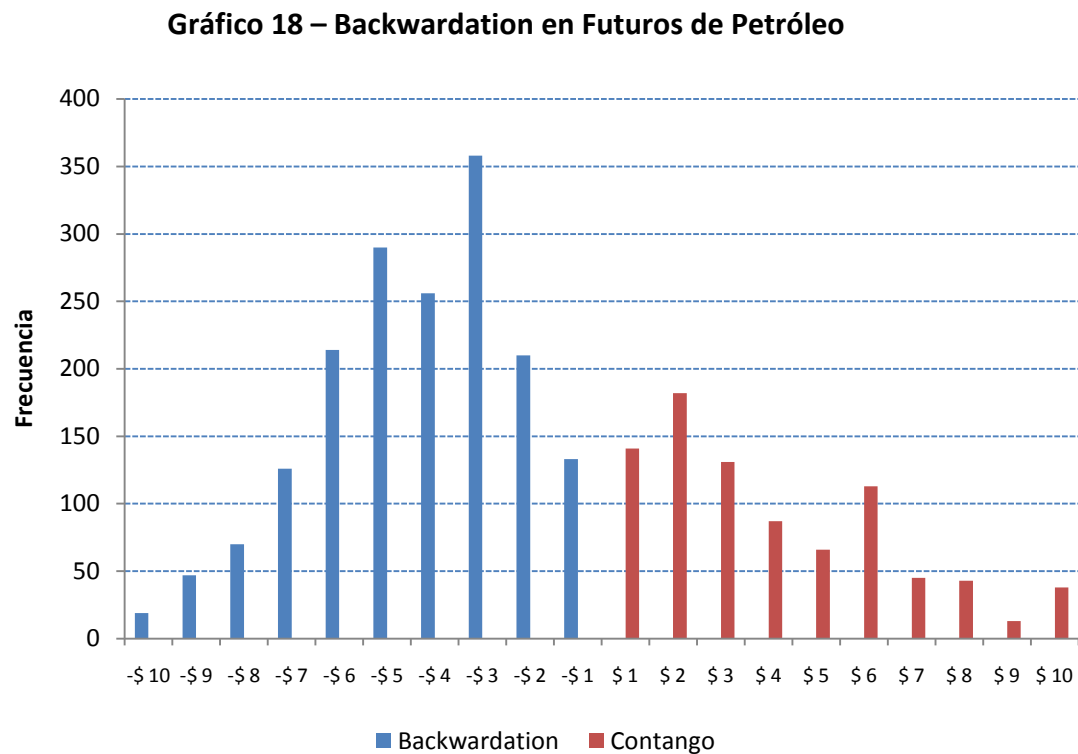
Gráfico 17 – Precios de Contratos Futuros Seleccionados



Fuente: Bloomberg L.P.

Se ha demostrado que los mercados de futuros de petróleo se encuentran la mayor parte del tiempo en una situación de Backwardation (Litzenberger & Rabinowitz, 1995). Tomando los precios diarios de los contratos de entrega futura a 1 y 12 meses, se realizó el cálculo de la diferencia entre los precios de dichos contratos. A partir de este proceso se puede afirmar que durante los últimos 10 años, el mercado de futuros de petróleo se encontró en una situación de Backwardation el 65% del tiempo. En el

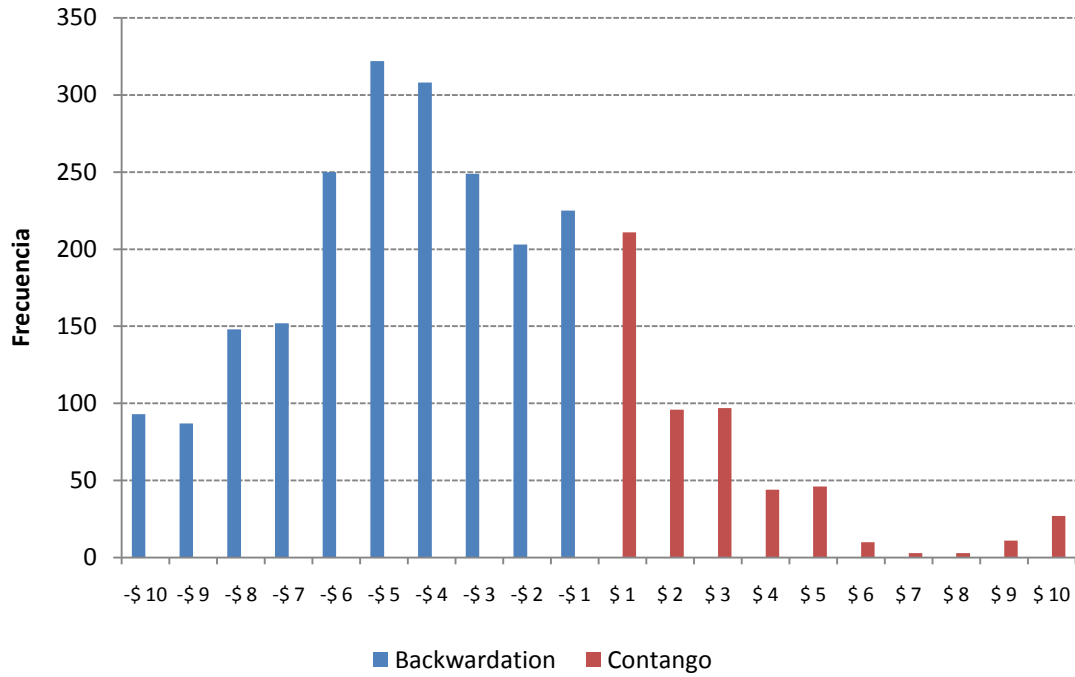
Gráfico 18 se presenta un histograma en el que se observa que durante los últimos 10 años, el mercado se ha encontrado en situación de Backwardation Fuerte.



Fuente: Bloomberg L.P.

En el Gráfico 19 también se muestra un histograma de las diferencias entre los precios de los contratos de entrega futura a 1 y 12 meses, pero incluyendo los precios descontados en un año. Este procedimiento revela que en los últimos 10 años el mercado de futuros de petróleo ha estado en Backwardation Débil en un 79% del tiempo.

Gráfico 19 - Backwardation en Futuros de Petróleo



Fuente: Bloomberg L.P., Board of Governors of the Federal Reserve System

A continuación se presentarán dos razones para explicar este comportamiento del mercado de futuros.

Efectos del convenience yield sobre el mercado de futuros

El hecho de que el mercado se encuentre en situación de Backwardation o Contango va a depender de la relación entre los beneficios de poseer el petróleo en su forma

física (convenience yield), y el costo de traslado del recurso (Cost of Carry). Siempre que el convenience yield sea mayor que el costo de traslado, el mercado va a encontrarse en Backwardation (débil ó fuerte). Si por el contrario el convenience yield es menor que el costo de traslado, el mercado se encontrará en Contango.

El hecho de que el mercado de futuros normalmente se encuentre en una situación de Backwardation, implica la existencia de un beneficio asociado a mantener inventarios de petróleo. En otras palabras, según la metodología expuesta anteriormente, normalmente el petróleo presenta un convenience yield positivo y superior a los costos de traslado.

El hecho de que normalmente exista un convenience yield positivo y significativo, plantea que mantener inventarios de petróleo sea similar a poseer una acción que paga dividendos. De esta forma el precio que se paga hoy por el petróleo incluye el valor descontado de los beneficios asociados con mantener inventarios, tal como el precio en el mercado spot de una acción que paga dividendos incluye el valor descontado de dichos dividendos.

Ya que los beneficios asociados con el convenience yield son atribuibles sólo al portador del petróleo en físico, y no al poseedor de un contrato de futuro, en el presente es más valioso mantener inventarios del recurso, que contratos de entrega

futura. Debido a esto, sería normal que los precios de los futuros tiendan a disminuir a medida que aumenta el plazo de su vencimiento, con lo que se originaría una curva de precios en Backwardation.

Reservas de petróleo como una opción call

El hecho de que las reservas de petróleo representen una opción, para el productor, de elegir el momento en el cual producir y vender el petróleo, va a determinar la existencia de Backwardation en el mercado de futuros de petróleo. Esta situación se debe que, bajo condiciones de incertidumbre, las reservas de petróleo constituyen una opción call³¹ sobre el commodity, con un precio de ejecución igual al costo de producción. Debido a que se puede elegir cuándo explotar las reservas, la existencia de un mercado en Backwardation es un requisito para que los productores decidan explotar sus reservas hoy, en vez de mantenerlas hacia el futuro (Litzenberger & Rabinowitz, 1995).

³¹ Las opciones call son instrumentos financieros que le dan a su tenedor el derecho, mas no la obligación, de adquirir un activo, a un precio preestablecido, dentro de un plazo estipulado. La analogía entre mantener inventarios y mantener una opción call se debe a que con ambos activos, el poseedor tiene el beneficio de decidir en qué momento disponer del petróleo en físico, ya sea para utilizarlo como insumo en un proceso productivo, o para venderlo a un precio más alto y realizar una ganancia adicional.

Para entender esto, primero se debe tener en cuenta que la decisión de producción va a depender de las expectativas del comportamiento de los precios. Si se posee la expectativa de que el precio del petróleo (neto del costo de producción) va a crecer más rápidamente que el costo de capital (tasa de interés), va a ser más rentable no extraer el petróleo hoy, y mantenerlo en el suelo obteniendo una ganancia de capital. Esto es debido a que el valor presente neto de las ganancias esperadas de mantener el petróleo en las reservas, va a ser mayor que los beneficios obtenidos extrayendo todo el petróleo que sea posible hoy.

Luego, en condiciones de incertidumbre acerca del comportamiento de los precios en el futuro, los productores de crudo van a obtener información de la curva de precios de los futuros. Si el precio descontado que reciben hoy por entregar el petróleo en el futuro, es mayor que el precio a entrega inmediata (mercado en Contango), los productores no van a tener incentivos a vender su petróleo hoy. Esto es porque pueden aumentar su beneficio al tomar una posición corta en un contrato con entrega a futuro, y mantener las reservas de petróleo sin producir hoy. De esta forma, no existiría producción de petróleo hoy sino en el futuro.

Entonces, para que pueda ocurrir producción de petróleo hoy, es necesario que el precio que recibe el productor por la entrega inmediata del petróleo sea mayor que el precio que obtenga por la entrega futura. En otras palabras es necesaria la existencia

un mercado de futuros en Backwardation débil o Backwardation fuerte para que exista producción hoy.³²

³² Para una discusión más detallada de este punto véase Litzemberger y Rabinowitz (1995)

Capítulo 2 – Derivación del Modelo

Para analizar empíricamente los efectos que tiene la volatilidad sobre el comportamiento del mercado spot de petróleo, se desarrollará un modelo de maximización intertemporal del beneficio económico de una empresa productora de petróleo, la cual debe tomar dos decisiones de forma simultánea: cuánto petróleo producir, y cuánto de esta producción almacenar bajo la forma de inventarios.

Este estudio se basa en el trabajo publicado por Pindyck (2001), en el cual se modelan las dinámicas existentes en el corto plazo entre el convenience yield, las decisiones de almacenamiento de inventarios, y el comportamiento de los precios. Debido a que los resultados obtenidos en el trabajo no son concluyentes, esta investigación se centra en realizar modificaciones en el modelo original, así como en actualizar los datos hasta el año 2008, con el doble objetivo de comprobar el papel de la volatilidad como un determinante adicional del mercado petrolero, y también

analizar si los parámetros estructurales del mercado del petróleo se han mantenido estables.

A continuación se procederá a explicar en detalle la derivación formal del modelo utilizado, desde la optimización del beneficio hasta la construcción del sistema de ecuaciones simultáneas. A medida que se desarrolle el modelo, se discutirán los aspectos teóricos más importantes del mismo, y las implicaciones que se pueden derivar del mismo.

2.1 Derivación Formal del Modelo

Esta sección sigue de cerca el trabajo realizado por Pindyck (2001) y Pindyck (2004) para la derivación de las decisiones óptimas de las empresas, con respecto a sus niveles de producción y de inventarios

La base del modelo es un proceso de maximización del beneficio económico de una empresa productora de petróleo. Para esto se plantea una función de beneficios de la siguiente forma:

$$\sum_{t=0}^{\infty} R_t \varepsilon (P_t Q_t - TC_t) \quad (2)$$

En donde P_t es el precio en el mercado spot de petróleo, Q_t es la cantidad demandada y vendida de petróleo en el mercado spot, y TC_t es el costo total de producción de petróleo. Debido a que se trata de una maximización del beneficio intertemporal, se va a buscar maximizar la sumatoria de los beneficios de la empresa desde el momento $t = 0$ hasta ∞ ; por su parte el coeficiente R_t indica el factor de descuento de los flujos de beneficios futuros para la empresa hasta el presente³³. Por último, el coeficiente ε indica que la maximización del beneficio se hace en base a las expectativas que las empresas tengan hoy acerca del comportamiento futuro de las variables del mercado petrolero.

³³ Si todos los elementos de ingresos y costos están expresados en términos nominales, una forma general de expresar R_t , es la siguiente:

$$R_t = \frac{1}{(1 + r_t)}$$

En donde r_t es la tasa a la cual se descuentan al presente, los beneficios obtenidos por la empresa. De esta forma, la función de beneficios es análoga a una función de Valor Presente Neto.

Ahora, para estudiar los efectos de la volatilidad, es necesario que se desarrollen los diversos elementos de costo a los que se enfrenta una empresa al momento de producir petróleo. Éstos son:

2.1.1 Costos Directos de Producción

Los costos directos están constituidos por todos aquellos egresos vinculados directamente con la producción física de petróleo. Éstos pueden ser: mano de obra, equipos de perforación y extracción, transporte, procesamiento, entre otros. Según el trabajo de Pindyck (2004), el costo marginal de producción de petróleo esta expresado de la siguiente forma:

$$C'(x) = c_0 + c_1x_t \quad (3)$$

En donde x_t representa las cantidades de petróleo producidas por la empresa. De esta forma, el costo total directo de producción puede ser definido como:

$$C(x) = \int_0^x C'(x)dx \quad (4)$$

Así la función de costos se puede aproximar como:

$$C(x) = c_0x_t + \frac{1}{2}c_1x_t^2 \quad (5)$$

Lo cual implica que se posee un costo directo de producción creciente y cuadrático en x_t . Nótese que se asume que no existen costos fijos de producción, y que no se especifican los costos de otros posibles factores de producción de petróleo, tales como salarios. Esto último responde al hecho que, según Pindyck (2004), dichos costos no son fácilmente observables, ni cambian de forma periódica.

2.1.2 Costos de Oportunidad

Tal como se explica en el segundo capítulo, el hecho de mantener existencias de petróleo puede ser considerado como poseer una opción call³⁴, con un precio de ejecución igual al costo marginal de producción, ya que el poseedor de los inventarios puede decidir el momento oportuno de ejecutar esa opción (Litzenberger & Rabinowitz, 1995). Esto implica que existe un costo de oportunidad asociado a la ejecución de dicha opción, ya que al decidir producir y vender una unidad de petróleo,

³⁴ Se recuerda que las opciones call son instrumentos financieros que le dan a su tenedor el derecho, mas no la obligación, de adquirir un activo, a un precio preestablecido, dentro de un plazo estipulado. En contraposición se encuentran las opciones put, que otorgan el derecho de vender un activo.

se está perdiendo la posibilidad de almacenar el recurso, y venderlo en un futuro a un precio, posiblemente, más alto.

Por lo tanto, al calcular el costo de producir una unidad adicional de crudo, se debe tomar en cuenta el valor de la opción que se tiene de esperar información nueva acerca del comportamiento futuro de los precios, la cual se pierde al ejecutar la opción de producir y vender el petróleo.

Para determinar el monto de dicho costo de oportunidad, es necesario calcular el valor de la opción de producir una unidad adicional de petróleo, así como el precio óptimo al cual se debería ejecutar la opción.

La metodología utilizada para calcular este costo se expone en forma general en (Pindyck 2001), y más detalladamente en (Dixit & Pindyck, 1994), y se explicará brevemente en la sección de análisis de datos. Para el cálculo del costo de oportunidad, se deben hacer asunciones acerca del comportamiento estocástico del precio del mercado (en este caso en particular, se asume que el precio sigue un proceso de reversión a la media³⁵), y que se puede expresar, en términos generales de la siguiente forma:

³⁵ Un proceso de reversión a la media se caracteriza por una variable, en este caso el precio del petróleo, que puede fluctuar aleatoriamente en el tiempo, pero tiende a acercarse a un valor promedio, el cual es constante a lo largo del tiempo.

$$\omega_t = \frac{\partial \Omega}{\partial x} \quad (6)$$

En donde ω representa el costo de oportunidad de ejecutar la opción de producir una unidad marginal de petróleo, Ω representa el costo de oportunidad total, asociado a un nivel de producción de x .

El costo total de oportunidad depende, además del nivel de producción x , de la volatilidad en el precio del mercado spot del petróleo σ , lo cual responde a que al existir una mayor volatilidad en los precios, el valor de la opción subyacente aumenta, porque existe una mayor probabilidad de que se pueda vender el petróleo en un futuro a un precio mayor³⁶. También va a depender de la tasa de interés libre de riesgo r_f , debido a que al vender el petróleo, el dinero obtenido por la empresa (o el poseedor de inventarios) puede ser invertido en instrumentos financieros que, al ser libres de riesgo

³⁶ Si en el mercado spot de petróleo se presenta un desequilibrio en sus determinantes fundamentales, tal que se genere una mayor volatilidad en el precio, técnicamente existe la misma probabilidad de que el precio aumente o disminuya. Pero debido a la naturaleza de los inventarios, que son considerados como opciones call, un aumento en la volatilidad necesariamente mejora el perfil de ganancias para el poseedor de los inventarios. Esto se debe a que siempre que el precio de mercado supere al costo marginal de producción, la empresa va a obtener una ganancia ejecutando la opción. Y en el caso de que por la misma volatilidad el precio caiga por debajo del costo marginal de producción, la empresa (o el poseedor de inventarios) tiene la opción de no vender el petróleo (siempre y cuando no existan necesidades de liquidez o limitaciones físicas al almacenamiento) y esperar a que el precio de mercado vuelva a aumentar. Para una discusión más profunda acerca de los perfiles de pérdidas o ganancias con distintos tipos de opciones, véase (Schofield, 2007), (Christian, 2006) o (Fabozzi, Modigliani, & Ferri, 1996).

pueden presentar un mayor atractivo para los agentes económicos.³⁷ De esta forma un aumento en la volatilidad debería generar un aumento en el costo de oportunidad de producir petróleo, así como un aumento en la tasa de interés libre de riesgo debería reducir dicho costo.

2.1.3 Costos Logísticos

Estos costos son definidos literalmente como “Costos de Mercadeo” (Pindyck, 2001), pero un análisis de su significado revela que se refiere a los costos en que incurre la empresa productora de petróleo, para poder mantener la estabilidad en su cadena de producción y mercadeo. Ya que la mayoría de las empresas productoras son integradas verticalmente (Business and Economic Research Advisor, 2006), existen costos necesarios, en términos de logística, para poder cumplir con los compromisos de producción y venta del crudo, así como para mantener el proceso de producción

³⁷ En este sentido la decisión de producir más o menos petróleo, puede ser vista, de una forma bastante simplificada, como una distribución de recursos en un portafolio de inversión. Para una discusión preliminar de este mecanismo véase (Frankel, 2005)

funcionando de manera continua, evitando así interrupciones costosas para la empresa.

En el capítulo anterior se mencionó que existe una serie de beneficios que se derivan de la posesión física de inventarios de petróleo, los cuales generan una de las justificaciones para la existencia de un convenience yield. También se explicaba que poseer inventarios de crudo permite reducir los costos mencionados en el párrafo anterior, ya que facilitan el cumplimiento de los esquemas de producción y venta, y reducen la probabilidad de sufrir escasez de la materia prima³⁸.

De esta forma, el valor marginal de almacenamiento, o convenience yield, de una unidad adicional de inventarios, denominado como φ_t , puede ser expresado como la reducción en los costos asociados a la producción y venta del petróleo. Siendo Φ el total de este tipo de costos, el convenience yield puede ser expresado como:

³⁸ Para una empresa petrolera, puede ser muy costoso el tener que interrumpir su proceso operativo, por falta de materias primas. Esto se debe, en primer lugar a la complejidad inherente a las actividades de procesamiento y refinación del petróleo, y en segundo lugar al hecho de que pueden producirse daños físicos a las instalaciones procesadoras de crudo en caso de una eventual suspensión de actividades. De esta forma mantener inventarios permite reducir una parte importante de este tipo de costos.

$$\varphi_t = -\frac{\partial\Phi}{\partial N} \quad (7)$$

Siguiendo el modelo desarrollado por (Pindyck 2001), una función que explique el convenience yield debe provenir de un proceso de optimización que tome en cuenta los costos de mantener los esquemas de producción, venta y envíos, y los costos asociados a un agotamiento de los inventarios. Sin embargo no es posible conseguir la información necesaria para esta especificación. Por lo que se adopta una función más general. Se asume que el convenience yield está en función del precio en el mercado spot del petróleo, la volatilidad en los precios, y el nivel de inventarios. Por tanto se puede especificar la siguiente función:

$$\varphi_t = e^{\alpha_0} P_t^{\alpha_1} \sigma_t^{2\alpha_2} N_t^{\alpha_3} \quad (8)$$

Como se explicó en el capítulo anterior, el beneficio obtenido por una unidad adicional de inventario aumenta al ser mayor la volatilidad experimentada en el mercado spot. Esto se debe a que al existir una mayor volatilidad en el mercado spot, aumenta la incertidumbre acerca de las condiciones futuras del mercado, especialmente con respecto a la disponibilidad del petróleo, por lo que las empresas perciben un mayor valor en los inventarios, ya que otorga un servicio de protección ante posibles situaciones de escasez.

También se asume que estos beneficios de almacenamiento, se reducen a medida que aumenta el total de unidades de petróleo almacenadas, debido a la existencia de rendimientos marginales decrecientes (lo cual implicaría que el coeficiente a_3 sea menor a 0). Por su parte también se asume que el convenience yield es proporcional al precio del mercado spot. La forma utilizada para la función se debe a la existencia de no linealidades entre los parámetros de la ecuación.³⁹

De esta forma se obtiene una función para analizar el comportamiento del beneficio obtenido por una unidad adicional de inventarios. Para poder obtener una expresión del costo logístico total, identificado como Φ_t , se puede proceder de la siguiente forma:

³⁹ Tal como se plantea en Heaney (2005), muchos de los estudios del convenience yield se han centrado en ajustar esta variable con los inventarios partiendo de relaciones no lineales.

$$\Phi_t = - \int_0^{N_t} \varphi_t dN_t \quad (9)$$

Con lo que se puede obtener:

$$\Phi_t = - \frac{1}{1 + \alpha_3} e^{\alpha_0} P^{\alpha_1} \sigma_t^{2\alpha_2} N_t^{1+\alpha_3} r_t^{\alpha_4} \quad (10)$$

Que es la expresión del costo total asociado con la logística del proceso productivo

2.1.4 Costos de Almacenamiento

Los costos de almacenamiento corresponden a todos los gastos que son necesarios para poder mantener una cierta cantidad de inventarios de petróleo sobre la tierra. Estos gastos provienen de factores tales como el mantenimiento de las instalaciones equipadas para almacenar el crudo, o el alquiler de dichas instalaciones, por ejemplo.

Sin embargo, no existe información pública y confiable con respecto a este rubro, por lo que es necesario realizar una aproximación para poder establecer una medida de

este costo. En esta investigación se sigue la propuesta realizada por Pindyck (2001), en la que se afirma que el convenience yield “en bruto”, es decir sin descontar por los costos de almacenamiento, por definición debe ser siempre positivo. Por lo que, los períodos en los que se registra un convenience yield neto negativo pueden ser explicados porque los costos de almacenamiento de petróleo son mayores que los beneficios derivados de dicho almacenamiento.

De esta forma, se puede suponer que el costo de mantener inventarios de petróleo, no puede ser menor que el valor absoluto del mínimo convenience yield neto registrado en el período de estudio. Es decir, para aproximar el costo de mantener inventarios de crudo, se puede tomar el valor absoluto del mínimo convenience yield de la muestra tomada. Se asume que este costo se mantiene constante a lo largo del tiempo.

2.2 Redefinición de función objetivo y restricciones

Una vez definidas las funciones de costos se pasará a la maximización de la función de beneficio intertemporal de la empresa productora de petróleo. Se asume que las empresas no poseen poder de mercado (son precio aceptantes), y que deciden simultáneamente el nivel de producción y de inventarios que maximizan la siguiente expresión

$$\sum_{t=0}^{\infty} R_t \varepsilon(P_t Q_t - C(x_t) - \Omega(x_t, \sigma_t, r_t) - \Phi(N_t, P_t, \sigma_t) - N_t k) \quad (11)$$

En donde R_t representa el factor de descuento del flujo de beneficios para el momento t , P_t representa el precio en el mercado spot de petróleo, Q_t representa las cantidades vendidas (de tal forma que $P_t * Q_t$ representa el ingreso total de la empresa); $C(x)$ es el costo directo de producción, $\Omega(x, \sigma, r)$ es el costo de oportunidad en el que se incurre al ejecutar la opción de producir petróleo, $\Phi(N, P, \sigma)$ es el costo derivado del cumplimiento de los esquemas de producción y mercadeo, y k es el costo de almacenamiento por barril de petróleo, el cual se asume que es constante.

La maximización anterior se encuentra sujeta a la siguiente restricción:

$$\Delta N_t = x_t - Q_t \quad (12)$$

La cual señala simplemente que los cambios en los niveles de inventarios son provocados por los desbalances existentes entre la oferta y demanda de petróleo. Cabe destacar que para que el mercado petrolero este en equilibrio, no es necesario que las oferta y la demanda sean iguales, ya que cualquier desbalance puede ser corregido a través de los inventarios.

2.2.1 Condiciones de Primer Orden

Para la especificación del modelo, se utilizarán las Condiciones de Primer Orden derivadas de la maximización descrita anteriormente.

En primer lugar se maximizará la ecuación (11) (función de beneficio), con respecto a los niveles de producción, manteniendo N_t constante, para lo que se deriva la función de beneficios con respecto a Q_t , con lo que se obtiene el costo marginal de producción.

Luego esta expresión es igualada al ingreso marginal de la empresa que, por ser precio aceptante, es igual al precio de mercado P_t . Este paso se puede expresar como:

$$P_t = \frac{\partial TC_t}{\partial x_t} \quad (13)$$

Sustituyendo en la condición anterior, se obtiene:

$$P_t = b_0 + b_1 x_t + b_2 \omega_t \quad (14)$$

Lo cual expresa que la empresa maximiza su beneficio cuando elige un nivel de producción tal que el precio que obtiene es igual a sus costos marginales directos de producción, más el costo de oportunidad derivado de ejercer la opción de producir una unidad adicional de petróleo.

Según Pindyck 2001, conviene que el modelo se exprese en términos de precios e inventarios, por lo que se sustituye la restricción (12) en (14), con lo que se obtiene:

$$P_t = b_0 + b_1(\Delta N_t + Q_t) + b_2 \omega_t \quad (15)$$

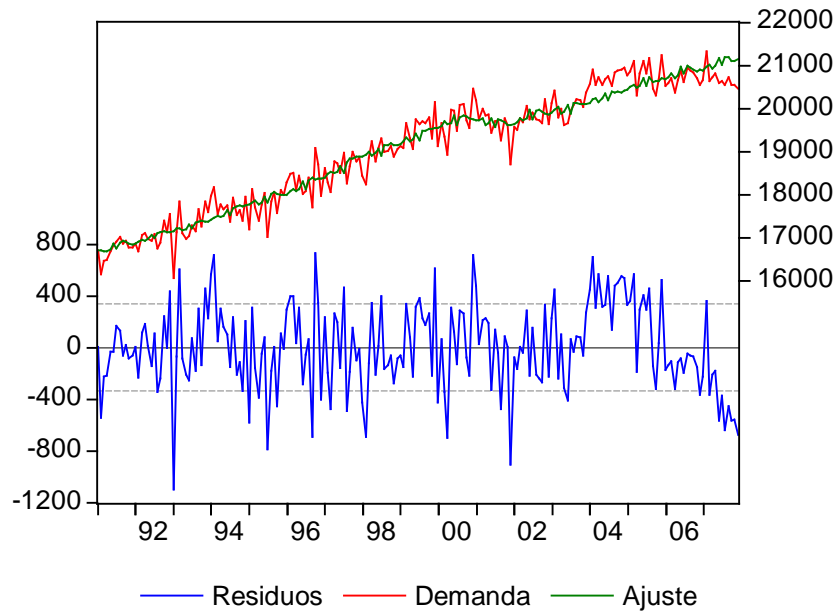
Por su parte se puede especificar una función para el comportamiento de la demanda de crudo. Debido a que se utilizan observaciones de alta frecuencia, se espera que la demanda no responda rápidamente ante cambios de corto plazo en el precio. Por lo que una especificación sencilla para una función de demanda puede ser

$$Q_t = \bar{Q} + \beta_1 I_t + \beta_2 T \quad (16)$$

En donde I_t representa un índice de actividad industrial en los Estados Unidos de América, y T es una tendencia lineal. De esta forma, se plantea que el consumo de petróleo crece linealmente, y está afectado por los cambios ocurridos en la actividad del sector industrial. Con respecto a la demanda de petróleo, se utilizó el consumo mensual de petróleo para los Estados Unidos de América desde el año 1991 hasta el 2008. La razón de utilizar esta especificación radica en su simplicidad, y su capacidad de aproximar el comportamiento real de la demanda petrolera. Como se explicó en el primer capítulo, existe una alta correlación entre el consumo de petróleo, y el comportamiento de la actividad económica. Así un estimador natural estaría dado por la evolución del PIB de la economía. Pero debido a que no existe información acerca de esta variable de forma mensual, se utiliza una variable proxy, que en este caso es el indicador de actividad industrial.

En el Gráfico 20 –Resultados de la estimación de la demanda, se pueden observar los resultados de la estimación de la demanda de petróleo, en donde se puede verificar el ajuste de la especificación usada.

Gráfico 20 –Resultados de la estimación de la demanda



En efecto, con esta regresión, realizada por MCO (Mínimos Cuadrados Ordinarios), se obtiene un R^2 de 0,94, por lo que se puede afirmar que la especificación probada, se puede insertar en el modelo estructural.

Realizando este cambio se obtiene:

$$P_t = b_0 + b_1(\Delta N_t + \bar{Q} + \beta_1 I_t + \beta_2 T) + b_2 \omega_t \quad (17)$$

Reorganizando se obtiene:

$$P_t = c_0 + b_1 \bar{Q} + b_1 \Delta N_t + b_2 \omega_t + b_1 \beta_1 I_t + b_1 \beta_2 T \quad (18)$$

Transformando los coeficientes, se puede obtener:

$$P_t = p_0 + c_1 \Delta N_t + c_2 \omega_t + b_3 I_t + b_4 T \quad (19)$$

En donde $p_0 = b_0 + b_1 \bar{Q}$; $c_3 = b_1 \beta_1$; $c_4 = b_1 \beta_2$

La expresión (19) indica la condición de equilibrio del mercado spot de petróleo, en la que se igualan el ingreso marginal del petróleo y el costo marginal de producción, y es la primera ecuación del modelo utilizado

La segunda Condición de Primer Orden se obtiene al derivar la función objetivo con respecto al nivel de inventarios, manteniendo Q_t y N_{t+1} como constantes. Al hacer esto, se imponen dos restricciones a la empresa: primero, las variaciones en los niveles de inventarios van a ser causadas únicamente por cambios en los niveles de producción; y, segundo, cualquier cambio realizado en el nivel de inventarios hoy va a ser revertido en el período siguiente.

Así, al derivar la función de beneficio intertemporal de la empresa, se deben tomar en cuenta los cambios provocados en el nivel de producción del período siguiente, por lo que siguiendo a Pindyck (2004), se puede plantear una condición de optimización de la siguiente forma:

$$\varepsilon_t \left(\frac{R_{t+1}}{R_t} \frac{\partial TC_{t+1}}{\partial x_{t+1}} \right) = \frac{\partial TC_t}{\partial x_t} + \frac{\partial TC_t}{\partial N_t} \quad (20)$$

Que reordenando se puede expresar como:

$$\frac{\partial TC_t}{\partial N_t} = \varepsilon_t \left(\frac{R_{t+1}}{R_t} \frac{\partial TC_{t+1}}{\partial x_{t+1}} \right) - \frac{\partial TC_t}{\partial x_t} \quad (21)$$

Con el objetivo de simplificar el análisis, se puede asumir que la tasa de descuento de los beneficios intertemporales de la empresa son 0, o muy cercanas a 0, con lo que el cociente $R_{t+1}/R_t \sim 1$. Con esta simplificación, la expresión anterior resulta:

$$\frac{\partial TC_t}{\partial N_t} = \varepsilon_t \left(\frac{\partial TC_{t+1}}{\partial x_{t+1}} \right) - \frac{\partial TC_t}{\partial x_t} \quad (22)$$

Que se puede interpretar como el balance entre dos decisiones de la empresa: vender una parte de los inventarios o producir. Suponiendo que la empresa desea producir una unidad adicional de inventarios, almacenarla por un período, y venderla en el período siguiente, con lo que la producción en $t + 1$ debería disminuirse en una unidad, la ecuación expresa que los beneficios de mantener una unidad adicional de inventarios en el período siguiente (el convenience yield expresado como $\partial TC_t / \partial N_t$), debe ser igual al aumento en el costo de producción de el momento actual, derivado de producir una unidad adicional de petróleo, menos el ahorro esperado de costos en el período $t + 1$, derivado de producir una unidad menos.

Para ver porque lo anterior se debe cumplir, se puede obtener la derivada parcial de los costos totales con respecto al nivel de inventarios, que es igual al convenience yield neto de los costos de almacenamiento, tal que:

$$-(\varphi_t - k) = \varepsilon_t \left(\frac{\partial TC_{t+1}}{\partial x_{t+1}} \right) - \frac{\partial TC_t}{\partial x_t} \quad (23)$$

Reorganizando la ecuación (22), se tiene

$$\varphi_t = \frac{\partial TC_t}{\partial x_t} - \varepsilon_t \left(\frac{\partial TC_{t+1}}{\partial x_{t+1}} \right) + k \quad (24)$$

La ecuación anterior expresa que la empresa sólo mantiene una unidad adicional de petróleo en su inventario, si el beneficio que obtiene de dicha unidad (el convenience yield) es igual (o mayor) que los costos derivados de obtener una unidad adicional, los cuales incluyen el costo marginal en el período t , el costo de almacenamiento k , y el ahorro esperado en el costo marginal en el período $t + 1$ (debido a la reducción en una unidad de la producción).

Para culminar la especificación de la segunda Condición de Primer Orden, se procede a sustituir las derivadas parciales de los costos totales con respecto a las unidades producidas, es decir, el costo marginal de producción, con la Condición de Primer Orden (13). Además, siguiendo a Pindyck (2004), debido a que la regresión se

realizará en base a una estimación instrumental, se utilizarán los valores reales del momento $t + 1$, en sustitución de las expectativas. De esta forma, se obtiene:

$$-(\varphi_t - k) = (P_{t+1}) - (P_t) \quad (25)$$

$$0 = \varphi_t - k + P_{t+1} - P_t \quad (26)$$

Sustituyendo P_t en la ecuación (27)

$$0 = (\varphi_t - k) + \varepsilon_t(p_0 + c_1\Delta N_{t+1} + c_2\omega_{t+1} + c_3I_{t+1} + c_4T_{t+1}) - (p_0 + c_1\Delta N_t + c_2\omega_t + c_3I_t + c_4T) \quad (27)$$

Reordenando

$$0 = (\varphi_t - k) + c_1(\Delta N_{t+1} - \Delta N_t) + c_2(\omega_{t+1} - \omega_t) + c_3(I_{t+1} - I_t) + c_4(T_{t+1} - T_t) \quad (28)$$

Lo cual se puede escribir como

$$0 = (\varphi_t - k) + c_1(\Delta N_{t+1} - \Delta N_t) + c_2\Delta\omega_{t+1} + c_3\Delta I_{t+1} + c_4 \quad (29)$$

Esta expresión se convierte en la segunda Condición de Primer Orden en el modelo a estimar, y como se ha explicado, refleja el equilibrio en el mercado de inventarios, el cual se alcanza cuando los beneficios de disponer de una unidad adicional de inventarios, son iguales a los costos incurridos para poder tenerla.

La tercera variable endógena del modelo es el convenience yield marginal.

Como se ha explicado anteriormente, el convenience yield es el ahorro en costos causado por disponer de una unidad adicional de inventarios, y puede ser expresada como:

$$\varphi_t = e^{a_0} P_t^{\alpha_1} \sigma_t^{2\alpha_2} N_t^{\alpha_3} \quad (30)$$

De esta forma, el modelo está compuesto por la condición de equilibrio en el mercado spot de petróleo (ecuación (19)), la condición de equilibrio en el mercado de inventarios (ecuación 29), y la ecuación del convenience yield (ecuación 30)

2.2.2 Volatilidad

Para lo que queda de la investigación, la volatilidad en el mercado es tratada como una variable exógena.

Como se demuestra en el trabajo de Pindyck (2001), para el caso del petróleo, ninguna de las tres variables endógenas del modelo, precios, inventarios y convenience yield, tiene algún poder predictivo sobre la volatilidad del mercado. También se

concluye que la única variable significativa al explicar los niveles actuales de volatilidad, es la misma volatilidad rezagada.

Por tanto se procede a considerar la volatilidad en el mercado spot de petróleo como una variable exógena dentro del modelo.

Capítulo 3 – Estimación y Resultados

En el siguiente capítulo, se describirá la metodología utilizada para recopilar la información necesaria para la estimación del modelo descrito en el capítulo anterior, así como el proceso de estimación y los resultados obtenidos.

3.1 Recopilación y construcción de datos

La estimación del modelo fue realizada para el período comprendido entre 1991 y 2008, y requiere el uso información mensual para el comportamiento de los precios en el mercado spot, inventarios comerciales, convenience yield, la volatilidad en los

precios del petróleo, tasas de interés de las Letras del Tesoro Estadounidense, y estimaciones del costo de oportunidad de producción.

Con respecto a los precios spot del petróleo, surge una dificultad relativa a la disponibilidad de dicha información. Tal como se explicó en el primer capítulo, no existen series periódicas y disponibles libremente, que reflejen la evolución de los precios en el mercado spot de petróleo. Además la mayor parte de los precios negociados en los mercados spot incluyen elementos tales como primas o descuentos, los cuales pueden distorsionar el precio real del crudo. Ante esta dificultad se decide utilizar la serie de precios del contrato de futuro de petróleo más activo, negociado en la bolsa NYMEX⁴⁰. Esta serie se obtuvo con frecuencia diaria a través del sistema de noticias e información financiera Bloomberg LP©, y luego se computó para cada mes de la muestra, el precio promedio del mes.

La información correspondiente a los inventarios pudo obtenerse a través de la Administración de Información de Energía (EIA por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América. En particular, se trabajó en base a la serie semanal de los inventarios comerciales de petróleo crudo y de productos derivados (tales como gasolina, destilados, aceite de calefacción). La razón

⁴⁰ En todo caso, se ha demostrado que las diferencias entre los precios de los contratos forward y los contratos de futuros son pequeñas. (Pindyck, 1990)

de utilizar esta serie responde al hecho de que el comportamiento de los inventarios totales, puede dar una información más completa acerca del nivel de existencias de petróleo y derivados en el mercado. De esta fuente también se pudo obtener otras estadísticas que sirven de complemento a la investigación, tales como producción y consumo de petróleo en los Estados Unidos. Para esta serie también se utilizó el promedio de los inventarios semanales del mes correspondiente.

Por su parte, el comportamiento del rendimiento de las Letras del Tesoro Estadounidense, se obtiene de la Reserva Federal de Estados Unidos de América. Específicamente se utilizó la serie diaria del rendimiento de mercado obtenido por una inversión en las Letras del Tesoro, con un plazo constante de un año. Luego, se transformó en una serie mensual a través del promedio de los rendimientos obtenidos en el mes.

Para realizar la estimación del convenience yield, se utiliza como base el modelo de costo de traslado, en el cual el precio de un contrato de futuro debe estar en función del precio en el mercado spot, así como del costo de traslado (costo of carry) del petróleo, que incluye la tasa de interés, el costo de almacenamiento y el convenience yield. A través de este procedimiento se puede derivar el rendimiento generado por los inventarios a partir de la curva de precios de futuros. Este modelo se puede especificar como:

$$F_{tT} = P_t(1 + r_t) - (\varphi_{tT} - k) \quad (31)$$

En donde F_{tT} es el precio del futuro en el período t , con entrega en T ; P_t es el precio en el mercado de entrega inmediata (mercado spot), r es la tasa de interés libre de riesgo de $T - t$ períodos, k es el costo de almacenamiento y φ_{tT} es el convenience yield implícito del contrato de futuros con entrega en T . Nótese que siempre que φ_{tT} sea mayor que k , la curva de precios de futuros se va a encontrar en, por lo menos, Backwardation Débil. Reorganizando la ecuación, se puede obtener:

$$\varphi_{tT} - k = P_t(1 + r_t) - F_{tT} \quad (32)$$

Para la determinación de los costos de almacenamiento k , se realiza el ajuste comentado en el Capítulo 2, en el que se asume que dicho costo es constante e igual al valor absoluto del mínimo convenience yield neto obtenido en la muestra. A partir de este procedimiento se pueden obtener dos series: primero la correspondiente al costo de almacenamiento, y segundo la serie del convenience yield sin descontar el costo de almacenamiento, la cual se obtiene sumándole al convenience yield neto, el costo de almacenamiento estimado

Con respecto a la volatilidad, se utilizó la serie diaria de los precios del contrato de entrega futura más activo del mes, y se calculó la variación logarítmica con respecto al

día anterior. Luego para crear una serie mensual, se calculó la desviación estándar de las diferencias ocurridas dentro de cada mes.

Por último, se realizó una estimación del costo de oportunidad derivado de ejecutar la opción de producir petróleo. La metodología utilizada puede ser encontrada de forma resumida en Pindyck (2004), y con una discusión mucho más profunda y detallada en Dixit y Pindyck (1994). La descripción detallada de la metodología utilizada va mucho más allá de los alcances de este trabajo. Sin embargo, se analizarán de forma breve los fundamentos estadísticos y económicos que se encuentran detrás de la estimación realizada para este costo.

Como se comentó en el capítulo 2, para poder determinar el costo de oportunidad de producir una unidad adicional de petróleo, es necesario que se estime el valor de la opción de producir una unidad marginal de petróleo, y el precio óptimo al cual esa opción debe ser ejecutada. Para realizar estas estimaciones, se deben hacer supuestos acerca del comportamiento estocástico del precio. En este caso, y siguiendo el trabajo de Pindyck (2004), se asume que los precios siguen un proceso de reversión a la media, que puede ser escrito de la siguiente manera:

$$\frac{dP}{P} = \lambda(\mu - P)dt + \sigma dz \quad (33)$$

Para el cálculo del costo de oportunidad se necesita estimar el valor de los parámetros μ (valor promedio al cual retorna el precio de mercado), λ (velocidad de reversión de los precios), $\gamma\sigma$ (desviación estándar de los precios). Para obtener estos valores, se puede partir de una regresión lineal por Mínimos Cuadrados Ordinarios de la siguiente ecuación:

$$P_t - P_{t-1} = a + bP_{t-1} + \epsilon_t \quad (34)$$

Una vez realizada esta regresión, se pueden obtener los parámetros del proceso de reversión a la media de la siguiente forma:

$$\mu = -\frac{a}{b} \quad (35)$$

$$\lambda = -\log(1 + b) \quad (36)$$

$$\sigma = \sigma_\epsilon * \sqrt{\frac{\log(1 + b)}{(1 + b)^2 - 1}} \quad (37)$$

En donde σ_ϵ es el error estándar de la regresión realizada de la ecuación 34.

Una vez obtenidos los valores para los tres parámetros del proceso de reversión a la media, se puede pasar al cálculo del valor de la opción de producir una unidad marginal de petróleo. Este cálculo, se basa en un enfoque del estudio de las decisiones de inversión de capital de las empresas, (y la determinación del valor de proyectos de

inversión), en el cual se toman en cuenta la irreversibilidad de la decisión de producción, así como la existencia de incertidumbre acerca del entorno futuro de la inversión. Bajo este enfoque surgen las llamadas “opciones reales” (a diferencia de las opciones financieras), en las que se puede decidir, no sólo si se realiza o no una inversión, también se puede decidir el momento óptimo para realizarla. De este modo la decisión de producir petróleo puede ser vista como una opción real, ya que las empresas productoras con acceso a reservas petroleras pueden decidir, tanto si se produce el petróleo, como el momento oportuno de producirlo.

Ya que este tema es bastante amplio y complejo, y su discusión teórica no forma parte de los temas propios de esta investigación, sólo se mencionará que la estimación del costo de oportunidad siguió una metodología de valoración de opciones reales, la cual se tomó del trabajo de Pindyck (2004), y que permite obtener una serie mensual para el costo de oportunidad estimado.⁴¹

⁴¹ Para un resumen del desarrollo teórico en el campo de las opciones, y de las opciones reales, véase Fernández (1999). Para un análisis más completo y profundo de la valoración de opciones reales, se puede acudir a Dixit y Pindyck (1994). Para analizar la aplicación de la teoría de opciones reales a la producción de petróleo véase Paddock, Siegel y Smith (1988) y Siegel, Smith y Paddock (1987)

3.2 Metodología de Estimación

En el capítulo anterior se especifica un modelo compuesto por las ecuaciones (19), (29) y (30). La estimación de este modelo se realiza a través del Método de los Momentos Generalizados (GMM por sus siglas en inglés). Esta metodología, desarrollada originalmente en el trabajo original de Hansen (1982), se basa en el supuesto de que los errores en las ecuaciones no están relacionados con un conjunto de variables instrumentales. Al seleccionar un conjunto adecuado de instrumentos, tal que la correlación entre éstos y los términos de error sea lo más cercana a cero que sea posible, el estimador GMM puede producir resultados que son robustos en la presencia de heterocedasticidad y autocorrelación de forma desconocida⁴². La estimación por GMM produce un estadístico, conocido como el estadístico J que puede ser utilizado para evaluar la calidad de la estimación, en particular, evalúa si los instrumentos

⁴² Para una discusión más completa acerca de las características y propiedades de los estimadores por GMM, véanse Hansen (1982), y Baum, Schaffer y Stillman (2003)

seleccionados cumplen con las condiciones necesarias para realizar una estimación apropiada.

Para poder realizar una estimación por GMM, es necesario especificar un conjunto de instrumentos que puedan ser catalogados como exógenos al modelo especificado. En este caso se incluyen como variables instrumentales: el índice de precios del Commodity Research Bureau (CRB), la Tasa de Descuento de la Fed (FEDRATE), el Índice de Actividad Económica de la Fed de Chicago (FEDECO), el convenience yield neto de los costos de almacenamiento (CYNETO), la producción de petróleo de los Estados Unidos de América (PRODUCCION), el índice de acciones Standard & Poor's 500 (SP500), el rendimiento de las Letras del Tesoro Estadounidense (TREASURY), el índice Trade Weighted Exchange Rate, de la cotización del dólar contra una cesta de monedas (TWEX), la tasa de los bonos corporativos baa (BAA), la estimación del costo de oportunidad (COPORT), los índices Heating Degree Days y Cooling Degree Days (HDD y CDD), y la tendencia lineal (TREND).

A su vez, los rezagos de los instrumentos mencionados anteriormente fueron seleccionados de tal forma que permitiesen minimizar el valor del estadístico J, lo cual permitió comprobar la idoneidad de los instrumentos seleccionados.

En definitiva, la estimación realizada será evaluada en torno a tres elementos: el comportamiento de los residuos, la idoneidad de las variables instrumentales seleccionadas, y los resultados de los parámetros estimados.

3.3 Análisis de la información

A continuación se presentará una serie de hechos estilizados sobre el comportamiento de las variables utilizadas en el modelo, así como las expectativas que se poseen acerca del resultado de la estimación.

En primer lugar, en la Tabla 1, se observa un resumen de los principales indicadores estadísticos de las series utilizadas

Tabla 1

	VOLATILIDAD	PRECIO	INVENTARIOS	INDUSTRIAL	COSTO_OPORTUNIDAD	CONVENIENCE_YIELD
Media	0,02	34,53	1.609,37	93,57	15,69	3,23
Mediana	0,02	23,82	1.616,20	99,02	13,16	3,21
Máximo	0,10	127,72	1.750,78	112,37	46,98	4,06
Mínimo	0,01	11,57	1.480,62	66,89	3,00	1,49
Desviación Estándar	0,01	24,09	65,22	14,08	8,65	0,35
Asimetría	4,00	1,82	0,00	-0,50	1,37	-0,42
Curtosis	29,48	5,92	2,18	1,83	4,53	5,22
Jarque-Bera	6.884,19	196,05	5,99	21,36	88,39	50,67
Probabilidad	-	-	0,05	0,00	-	-
Suma	3,84	7.458,58	347.623,20	20.210,77	3.388,59	696,71
Suma Desv. Cuadrado	0,02	124.818,50	914.545,10	42.619,10	16.083,73	26,17

En la Tabla 2, se pueden observar los coeficientes de correlación para las variables endógenas (precios, inventarios y convenience yield), y para las variables exógenas utilizadas en el modelo (índice industrial, costo de oportunidad y volatilidad).

Tabla 2

Matriz de Correlación	VOLATILIDAD	PRECIO	INVENTARIOS	INDUSTRIAL	COSTO_OPORTUNIDAD	CONVENIENCE_YIELD
VOLATILIDAD	100%	8%	-8%	19%	15%	-5%
PRECIO	8%	100%	54%	65%	38%	-2%
INVENTARIOS	-8%	54%	100%	18%	6%	-58%
INDUSTRIAL	19%	65%	18%	100%	54%	2%
COSTO_OPORTUNIDAD	15%	38%	6%	54%	100%	7%
CONVENIENCE_YIELD	-5%	-2%	-58%	2%	7%	100%

Nótese en la Tabla 2, que varios de los coeficientes de correlación parecen desafiar la teoría expuesta durante el segundo capítulo de este trabajo. Por ejemplo, según la

teoría, la volatilidad debe afectar de forma positiva a los beneficios derivados de mantener inventarios, y por lo tanto, a los niveles de petróleo almacenado. Sin embargo esto no se comprueba, ya que los índices de correlación de la volatilidad con el convenience yield y los inventarios son, respectivamente, -5% y -8%.

Por su parte, con respecto al precio, se observa que se mantienen las predicciones de la teoría relativas a la correlación con el indicador de actividad industrial (65%), con el costo de oportunidad (38%), y el nivel de los inventarios (54%).

Al analizar los inventarios, se comprueba la relación inversa con el convenience yield, ya que el índice de correlación entre las variables toma un valor de -58%. Esto confirma la teoría de que al aumentar las unidades de petróleo almacenadas, los beneficios marginales obtenidos disminuyen progresivamente.

Por último, con el convenience yield no se puede comprobar la teoría expuesta en el primer y segundo capítulo, ya que los coeficientes de correlación con los precios, y la volatilidad son negativos (respectivamente -2% y -5%)

Con base a estos resultados preliminares, se pueden formar expectativas acerca del comportamiento de los parámetros estimados en el modelo estructural. Según la teoría, todos los coeficientes estimados, excepto el coeficiente c_3 (relación entre los inventarios y el convenience yield) deben ser positivos y significativos.

Sin embargo, debido a los coeficientes de correlaciones obtenidos, parece difícil obtener parámetros que respondan adecuadamente a la teoría. En particular, el convenience yield estimado no se ajusta a lo que se podría predecir basado en la derivación del modelo en el capítulo 2, principalmente debido a su correlación con los precios del mercado spot, y con la volatilidad en dichos precios.

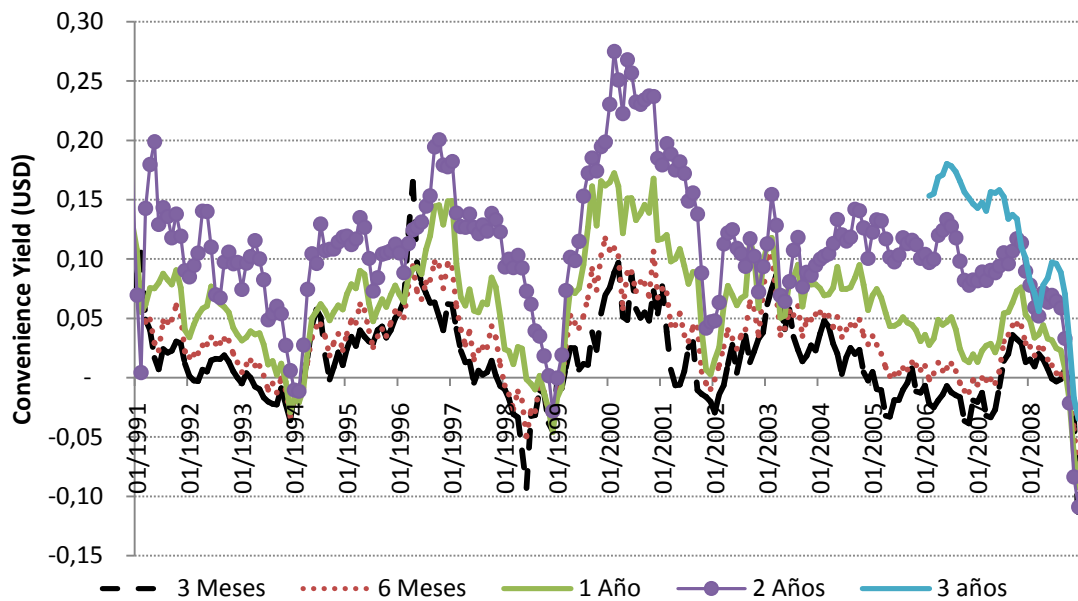
Para tratar de corregir este problema, se realizaron varias estimaciones del convenience yield, variando la duración del contrato futuro utilizado como referencia. Esto con la idea de estudiar si cambios en la duración de los contratos pueden generar cambios significativos en el convenience yield implícito.

Los resultados se presentan en el Gráfico 21, en el que se observa que dentro del rango utilizado para el estudio, el convenience yield derivado de contratos de futuros con una duración mayor, tiende a ser más alto en términos totales⁴³. Pero si se realiza el mismo estudio calculando el monto de esos beneficios en términos mensuales, es decir, el flujo de beneficios que se recibe cada mes producto de mantener inventarios, la relación anterior no se mantiene. Los resultados se pueden observar en el Gráfico 22, en el cual se evidencia que el convenience yield recibido periódicamente por la

⁴³ Este resultado es previsible, ya que, como se explicó en el capítulo 1, mientras mayor sea la duración del contrato de futuros, mayor va a ser el flujo de beneficios que el poseedor del futuro no va a poder disfrutar, por lo que el precio que está dispuesto a pagar va a ser menor.

empresa tiende a ser muy parecido, independientemente de la duración del contrato de entrega futura. Además se observa que estos beneficios tienden a moverse de forma conjunta a lo largo del tiempo.⁴⁴

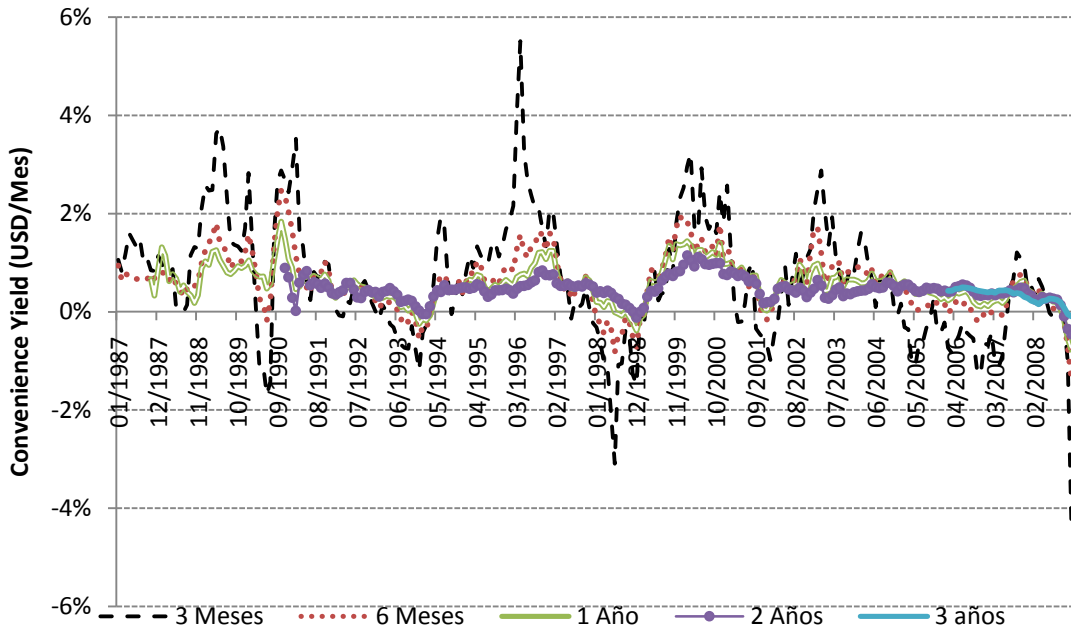
Gráfico 21 – Evolución del Convenience Yield Total



Fuente: Bloomberg LP

⁴⁴ En dado caso, las diferencias entre el convenience yield estimado para varios períodos, podrían explicarse en términos de liquidez de los contratos, ya que se ha comprobado que los futuros más negociados son los más próximos a su vencimiento. (Interagency Task Force on Commodity Markets, 2008)

Gráfico 22 - Evolución del Convenience Yield por Mes



Fuente: Bloomberg LP

Debido a esos resultados, se concluye que realizar varias estimaciones del convenience yield con vencimientos diferentes, no genera diferencias importantes en el comportamiento de la variable, ni en su relación con el resto de las variables del modelo.

Por su parte se realizó la prueba de raíces unitarias Augmented Dickey Fuller en las variables del modelo, para probar la estacionariedad de las series.⁴⁵ Estas pruebas se aplicaron para las series de precio, inventarios, convenience yield, costo de oportunidad, volatilidad e índice de actividad industrial. Los resultados obtenidos no permiten rechazar la hipótesis de la existencia de una raíz unitaria, por lo que las variables se caracterizan por ser no estacionarias.

3.4 Presentación de Resultados

Una vez analizadas algunas de las relaciones entre las variables utilizadas en el modelo, se pasará a estudiar los resultados de la estimación del modelo estructural. Como se explicó antes en este capítulo, el modelo está compuesto por las 3 ecuaciones (19), (29) y (30), las cuales determinan, respectivamente, el precio de equilibrio en el mercado spot, el nivel óptimo de inventarios, y el convenience yield derivado de mantener dicho nivel de inventarios. Los resultados se pueden observar en el Anexo 1 y

⁴⁵ La prueba ADF busca comprobar la hipótesis nula de la existencia de una raíz unitaria en la variable, lo cual genera evidencia de la presencia de correlación serial de los residuos. Para mayor información véase Gujarati (2005)

en el Anexo 3 se presenta la descripción estadística de los residuos estimados del modelo, en donde la serie RESIDUOS(1) corresponde a los residuos estimados en la ecuación de Precio, RESIDUOS(2) es la serie residual de la ecuación de Inventarios, y RESIDUOS(3) proviene de los residuos de la ecuación del Convenience Yield.

En primer lugar se evalúa el valor del estadístico J. Éste se distribuye como una Chi Cuadrada, con 51 grados de libertad, y posee un nivel de significancia de 94%, con lo cual se puede afirmar que no se rechaza la hipótesis nula que plantea que los instrumentos no se encuentran correlacionados con los residuos. Esto implica que la selección de las variables instrumentales fue adecuada.

Analizando las estadísticas de las series residuales estimadas, se puede analizar el estadístico Jarque-Bera, para probar la normalidad en los residuos⁴⁶. Para los residuos de las ecuaciones de Precio, Inventarios y Convenience Yield, los valores obtenidos del estadístico JB, indican, respectivamente, probabilidades de aproximadamente 82%, 0% y 89%, de que los residuos se encuentren bajo una distribución Normal. Esto implica que no se puede aceptar la hipótesis de normalidad en los residuos. Sin embargo, estos resultados deben ser analizados cuidadosamente, ya que la prueba Jarque-Bera fue

⁴⁶ La prueba de normalidad de Jarque-Bera busca comprobar la hipótesis de que la serie posee una distribución normal, y utiliza el valor del estadístico JB (distribuido asintóticamente como χ^2) para comprobar esta hipótesis. (Gujarati, 2005).

diseñada para muestras grandes (Gujarati, 2005), y es posible que con un número de 213 observaciones, a pesar de que no se alcancen los valores críticos de la distribución χ^2 , las series residuales de las ecuaciones de Precios y Convenience Yield analizadas se encuentren bajo una distribución normal.

Por otra parte, al analizar los resultados obtenidos por cada ecuación, se nota un coeficiente Durbin-Watson para la ecuación de Precio de 1,43; y para la ecuación del Convenience Yield de 0,61. Esto podría indicar la presencia de autocorrelación en los residuos. Al realizar la prueba de Breusch-Godfrey en cada serie residual, se pudo comprobar la existencia de correlación serial de grado 1 en los residuos.

También se realizó la prueba ARCH para la presencia de Heterocedasticidad Condicional Autoregresiva (ARCH por sus siglas en inglés). En este caso se comprobó la existencia de

Debido a esto se procedió a realizar la prueba ADF en las series residuales de las tres ecuaciones. Para la selección del número óptimo de rezagos se utilizó el Criterio de Información de Akaike (AIC por sus siglas en inglés), y no se utilizaron componentes determinísticos en las pruebas, debido a que se tratan de series residuales. Las pruebas ADF para las tres ecuaciones rechazan la hipótesis nula de existencia de raíces unitarias, por lo que se puede concluir que existe estacionariedad en las series de residuos

En definitiva, se pudo comprobar que las series residuales son estacionarias, lo cual implica que, a pesar que las variables del modelo no son estacionarias, se puede establecer una relación que sea estable. Por su parte no se pudo comprobar la normalidad en todas las series residuales, en especial con la relacionada a la ecuación de los inventarios, lo cual puede responder al alto índice de curtosis que presenta dicha serie. También se detectaron problemas con la presencia de un proceso ARCH y de correlación serial.

Sin embargo debido a que el estimador por GMM es robusto ante la presencia de autocorrelación y heterocedasticidad, y que se comprueba que los residuos son estables, se puede afirmar que, al analizar el comportamiento de los residuos y el nivel de significancia del estadístico J, la estimación realizada es válida.

El tercer aspecto a evaluar en la estimación, se refiere a los coeficientes estimados en el modelo. Los resultados indican que para 3 de los parámetros estimados, el signo obtenido no es consistente con la teoría desarrollada en los primeros capítulos de este trabajo. En primer lugar el coeficiente c_2 , que relaciona la volatilidad en el mercado spot de petróleo con el convenience yield obtenido de mantener inventarios, es negativo y significativo. Una situación similar ocurre con los coeficientes b_1 y b_3 , los cuales deberían ser todos positivos. Por su parte el valor estimado del parámetro b_2 ,

posee un signo positivo, consistente con la teoría, pero no es estadísticamente significativo

3.5 Discusión de los resultados

Se puede afirmar, que los resultados presentados anteriormente generan dudas, tanto acerca de la teoría subyacente en el modelo descrito, y que fue expuesta en los dos capítulos anteriores.

En primer lugar se encuentra el problema observado con los parámetros estructurales estimados, de los cuales 3, de un total de 9, a pesar de ser estadísticamente significativos, presentaron errores en el signo predicho por la teoría, mientras que un coeficiente adicional presentó problemas de no significancia estadística. A continuación se analizarán estos errores, y se tratará de buscar las posibles causas de su ocurrencia.

Costo Directo de Producción

En primer lugar se puede examinar el coeficiente b_1 , que puede ser interpretado como el costo directo de producir unidades adicionales de petróleo. Por teoría el coeficiente debería ser positivo, lo que indicaría un costo de producción creciente en la variable de producción x_t . Pero en la estimación, se observa un parámetro negativo y significativo, lo cual implicaría una función de costos decrecientes con respecto a x_t .

Una posible razón que justifique este resultado, puede provenir de los supuestos del modelo. Por ejemplo el supuesto de que los precios de mercado se igualan al costo marginal de producción puede ser inapropiado para modelos de dinámicas de corto plazo y alta frecuencia en las observaciones. Éste supuesto de que el precio de mercado y los costos marginales tienden a igualarse, funciona mejor con estudios realizados para buscar relaciones en el largo plazo-

Por otra parte, la función de los costos de producción de la empresa, en donde se asume que los costos directos aumentan de forma cuadrática al aumentar la producción de petróleo, podría no tomar en cuenta otros elementos que pueden influir sobre la determinación de los costos directos de producción de una empresa

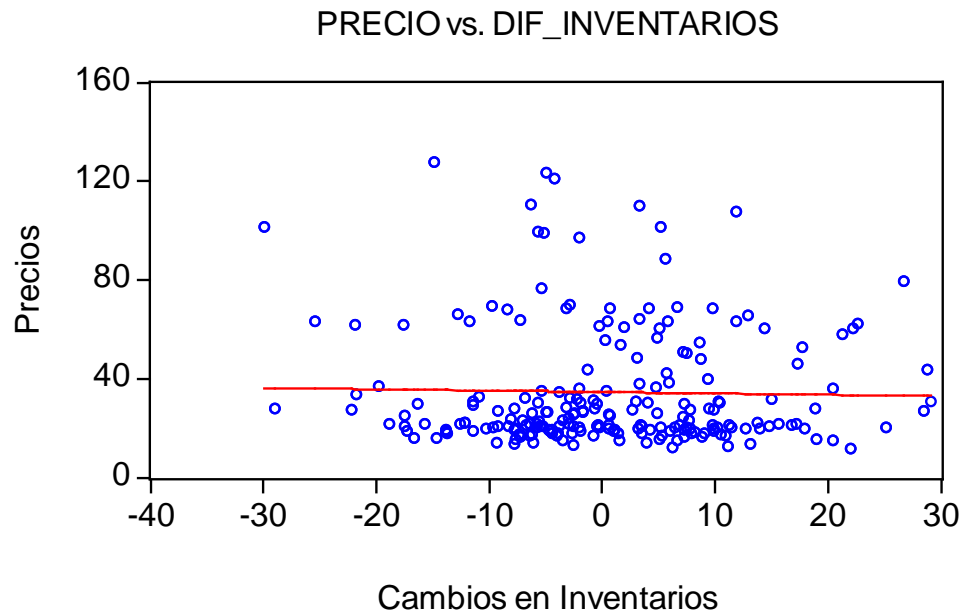
productora de petróleo, como por ejemplo la existencia de capacidad ociosa⁴⁷, la presencia de costos fijos⁴⁸, u otros costos como salarios, por ejemplo.

Por otra parte, un análisis acerca de la correlación entre la evolución de los precios del petróleo, y los cambios registrados en los niveles de inventarios, revela que no se puede afirmar a priori la existencia de una relación positiva entre estas dos variables. Como se puede observar en el Gráfico 23, en el que se emplea un gráfico de scatter comparando los cambios ocurridos en los niveles de inventarios (medidos en Millones de Barriles), con los precios en el mercado spot, no existe una relación lo suficientemente fuerte como para mantener el supuesto de que existe una relación positiva entre los precios, y las variaciones ocurridas en los inventarios.

⁴⁷ Que, por ejemplo, podría ser estudiado por el comportamiento del índice de utilización de las refinerías, provisto por la EIA del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América

⁴⁸ Los cuales podrían ser importantes, debido a la caracterización de la industria petrolera como *Capital Intensiva* (Business and Economic Research Advisor, 2006)

Gráfico 23 – Cambios en inventarios vs. Precios



Fuente: Administración de Información de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos. Cálculos Propios

Costo de Oportunidad

Con respecto parámetro b_2 , que se relaciona con el costo de oportunidad en que se incurre cuando se decide producir una unidad adicional de petróleo, se presenta un problema de no significancia estadística, a pesar de presentar un signo acorde con las predicciones de la teoría. En este caso el error puede provenir de la estimación realizada para determinar el valor de dicho costo.

Como se explica en la parte inicial de este capítulo, el costo de oportunidad utiliza los parámetros de una estimación, en la que se asume que el precio del petróleo sigue un proceso de Reversión a la Media, con una volatilidad constante. En primer lugar, es posible que el precio no siga un proceso de reversión a la media clásico. Existen otros posibles procesos estocásticos que podrían ser caracterizados para el precio del petróleo, de los que resultarían estimaciones diferentes del costo de oportunidad.⁴⁹

En segundo lugar el supuesto tomado de que la volatilidad es constante a lo largo de todo el período, es poco realista, ya que se sabe que ésta varía continuamente.

Índice de Actividad Industrial

Otro de los coeficientes en los que se presenta una discrepancia con respecto a la teoría, es en b_3 , que explica los precios spot del petróleo como consecuencia del nivel de actividad industrial en la economía. La teoría implica que un aumento en este tipo de actividad, conlleva a un mayor nivel de demanda de petróleo, lo que puede generar dos posibles consecuencias: primero, si se supone que la oferta se mantiene constante,

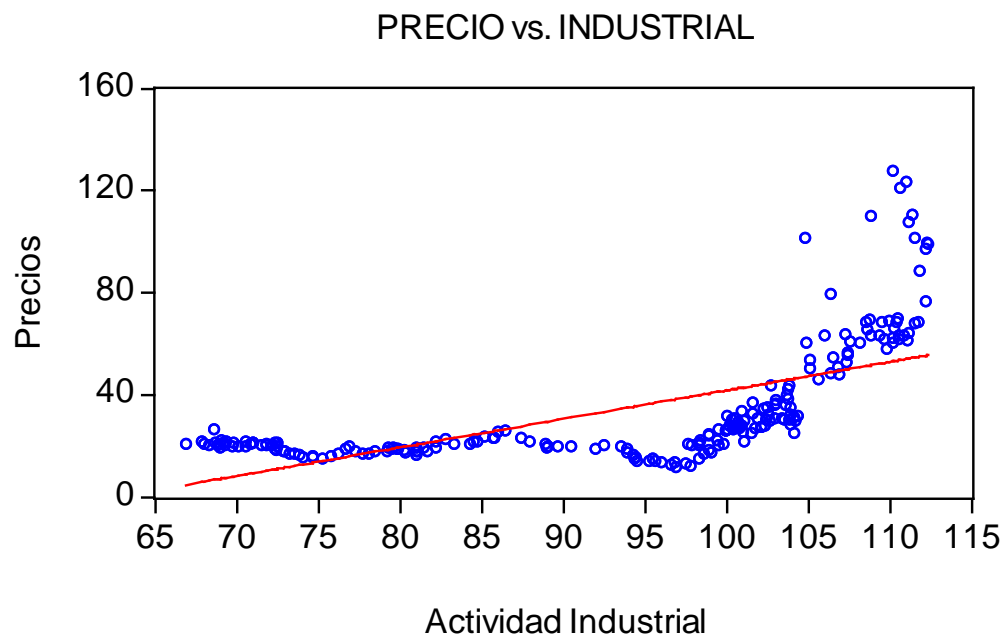
⁴⁹ Algunos de estos procesos pueden ser: Proceso de Wiener (también conocidos como Movimientos Brownianos), el caso especial del Movimiento Geométrico Browniano, mejor conocido como *Random Walk*, o los "Procesos con Saltos", en los que la variable puede sufrir cambios discretos y no periódicos. Para una discusión introductoria de estos procesos, y sus efectos sobre la determinación del costo de oportunidad, véase Dixit y Pindyck (1994).

se puede crear un exceso de demanda en el mercado spot (el cual podría ser suplido por los inventarios existentes), lo que provoca presiones al alza sobre el precio en el mercado spot. Una segunda consecuencia posible surge si se permite que la producción de petróleo aumente: debido a que se asume una función de costos con una forma cuadrática, el aumento en la producción causa un incremento en el costo marginal, lo cual puede presionar al alza en el precio del petróleo. En ambos casos, la relación entre el precio y el índice de actividad industrial debería ser positivo.

El hecho de que el coeficiente estimado presente un signo negativo, podría deberse a una mala especificación del modelo, ya que al analizar el

Gráfico 24, en el que se relacionan el valor del índice de actividad industrial con los precios en el mercado spot de petróleo, es evidente que existe una relación positiva entre estas dos variables. Analizando la Tabla 2, de la matriz de correlaciones entre las variables, se observa que la correlación entre el índice de actividad industrial y los precios del petróleo es de aproximadamente 38%.

Gráfico 24 – Índice Industrial vs. Precios de Petr6leo



Fuente: Administraci6n de Informaci6n de Energía – Departamento de Energía de Estados Unidos. Federal Reserve Board of Governors

Volatilidad

El último coeficiente que presenta discrepancias con las predicciones de la teoría es c_2 , el cual recoge los efectos de la volatilidad sobre las 3 variables endógenas, precio, inventarios y convenience yield. De acuerdo con la teoría, la volatilidad debería afectar al mercado a través de dos canales. El primero se relaciona con el convenience yield, y el segundo con el costo de oportunidad de producción de petróleo.

En forma resumida, los efectos teóricos de la volatilidad sobre el mercado spot de petróleo, que ocurren a través del canal del convenience yield, pueden ser explicados de la siguiente manera: al existir shocks temporales de demanda u oferta, los cuales generen un shock en la volatilidad, las empresas relacionadas con la industria petrolera (tanto las productoras como las consumidoras), van a tener incentivos a acumular mayores inventarios, con el objetivo de protegerse ante posibles fluctuaciones en la oferta o demanda de crudo, que obliguen a modificar sus planes óptimos de producción. En este sentido se presenta un aumento en el convenience yield, debido a que los inventarios prestan un servicio de protección ante fluctuaciones adversas a la empresa. Así al acumularse mayores inventarios, existe una menor disponibilidad de petróleo en el mercado spot, por lo que se genera una presión al alza en los precios.

El segundo canal, que opera a través del costo de oportunidad, genera un resultado parecido al anterior. Al aumentar la volatilidad de los precios en el mercado spot, aumenta el valor de la opción real que tienen los agentes del mercado, ya que les

permite esperar nueva información acerca de los precios, antes de ejecutar dicha opción de producir el petróleo⁵⁰. Esto origina que se reduzca la oferta del recurso en el mercado spot, causando presiones al alza en el precio.

El hecho de que el coeficiente c_2 estimado en el modelo estructural posea un signo negativo, podría deberse a que las relaciones descritas anteriormente no se han presentado de forma significativa en el mercado real de petróleo. Observando la Tabla 2, se evidencia que la correlación que ha tenido la volatilidad con las variables endógenas, precio, inventarios y convenience yield, durante el período de estudio, ha sido de 8%, -8% y -5% respectivamente. Este hecho no genera evidencia empírica que apoye la teoría desarrollada en este estudio, o por lo menos en lo concerniente al canal del convenience yield.

Esto último porque en la misma Tabla 2, se evidencia que existe una correlación positiva entre la volatilidad y el costo de oportunidad de un 15%, mientras que la correlación entre el costo de oportunidad y el precio del petróleo es de 38%. Este hecho podría dar una evidencia preliminar, aunque no robusta (debido a los resultados obtenidos en la estimación del modelo estructural), de que puede existir alguna

⁵⁰ Técnicamente, una empresa podría aprovechar esta opción real, produciendo mayores cantidades de petróleo, y almacenándolo a la espera de recibir precios más altos. Pero debido a la existencia de costos de almacenar el petróleo “sobre la tierra” (en tanques, barcos, etc.) podría ser más racional no producir más petróleo, y almacenarlo en el subsuelo.

relación entre la volatilidad y los precios, pero canalizada a través de los cambios en el costo de oportunidad de producción, y sus consecuencias sobre el nivel óptimo de producción petrolera.

Estabilidad en los Parámetros Estructurales

Otra posible razón por la que el modelo estimado no pudiese, tanto producir los resultados esperados por la teoría, como comprobar la hipótesis relativa a los efectos de la volatilidad sobre las variables del mercado petrolero, radicaría en la posibilidad de un cambio estructural en las relaciones entre las variables del modelo.

Al dividir el período de estudio en dos muestras, la primera que abarca desde 1991 hasta 1999, y la segunda que comienza en el año 2000 y termina en el 2008, se puede estudiar la posibilidad de que se presenten cambios en las correlaciones de las variables incluidas en el modelo. En la Tabla 3 se evalúa si existió un cambio en el signo de coeficiente de correlación de las variables del modelo, entre uno y otro período. Como se observa, de un total de 15 coeficientes de correlación, 11 experimentaron un cambio en su signo, mientras que sólo 4 se mantuvieron estables.

Tabla 3

	Precios	Inventarios	Convenience Yield	C. Oportunidad	Volatilidad	Industrial
Precios		Cambio	Cambio	Estable	Cambio	Cambio
Inventarios	Cambio		Estable	Cambio	Estable	Cambio
Convenience Yield	Cambio	Estable		Cambio	Cambio	Estable
Costo de Oportunidad	Estable	Cambio	Cambio		Cambio	Cambio
Volatilidad	Cambio	Estable	Cambio	Cambio		Cambio
Industrial	Cambio	Cambio	Estable	Cambio	Cambio	

En base a esta tabla se puede intuir la probable existencia de un cambio en la estructura en los mercados petroleros, tanto spot como de inventarios, lo cual podría causar que los resultados obtenidos por el modelo estructural, no permitan comprobar empíricamente las conclusiones dadas por la teoría.

Para intentar modelar este posible cambio, se volvió a estimar el modelo estructural para cada uno de los períodos tomados en cuenta. Los resultados de las estimaciones se encuentran en el Anexo 5 para el período entre 1991 y 1999, y en el Anexo 7, para el período entre el 2000 y el 2008.

Las pruebas realizadas en los residuos de ambas estimaciones confirman los resultados obtenidos cuando se toma el período completo: las series son estacionarias, pero presentan problemas de Correlación Serial y Heterocedasticidad Condicional Autorregresiva.

Por otra parte, las pruebas del estadístico J revelan que el conjunto de instrumentos utilizados en la estimación original, no logra ser el más adecuado para los períodos

separados. Este hecho puede significar un argumento que de soporte a la hipótesis de un cambio estructural en los parámetros.

Analizando los coeficientes estimados en ambos períodos, se observa que existen cambios, tanto en el signo de algunos parámetros, como en su valor y significancia estadística. Por ejemplo el coeficiente, c_2 , relacionado con la volatilidad, pasa de ser positivo pero no significativo en el primer período, a ser negativo y significativo en el segundo período. Por otra parte, el coeficiente b_3 , vinculado con el índice industrial, pasa de ser negativo y significativo en el primer período, a ser positivo y significativo en el segundo.

Otro aspecto que se debe notar, se relaciona con las estimaciones del precio en cada período. Observando los gráficos de la comparación entre los valores estimados y los valores reales de los precios spot, se nota que existe una importante diferencia al cambiar el período estimado. Cuando se trabaja con la muestra completa, se observa que la desviación estándar de la regresión es muy superior a la que se obtiene con los períodos separados, ya que para el período completo se obtiene una desviación de 58 USD, mientras que para el primer período, la desviación toma un valor de 3 USD, y en el segundo período de 18 USD. Esto se evidencia en la dispersión existente en los gráficos de las series residuales de los precios. Este hecho podría implicar, que las relaciones

existentes en el mercado spot para la formación de los precios, han cambiado de forma importante entre ambos períodos.

Se podría afirmar, como una conclusión de esta sección, que existen argumentos que apoyan la idea de la existencia de un cambio estructural, dentro del marco del modelo analizado, en los mercados petroleros, tanto en el mercado spot como en el de inventarios. Sin embargo, aun asumiendo que dicho cambio exista, no permite confirmar la hipótesis central del trabajo, que se basa en los efectos de la volatilidad en los precios del petróleo sobre las variables endógenas de precio, inventarios y convenience yield.

Por último, a pesar de que la estimación realizada no permite comprobar todas las predicciones de la teoría, si logra confirmar las relaciones del convenience yield con el nivel de inventarios y con el precio del petróleo en el mercado spot. Esto se observa en los signos de los coeficientes c_1 y c_3 . El primero relaciona al convenience yield con el precio del petróleo, y al ser dicho coeficiente positivo, confirma la idea de que los beneficios recibidos al tener inventarios aumentan a medida que el precio spot sea mayor.

El segundo coeficiente muestra la relación entre el convenience yield y los niveles de inventarios, y logra comprobar la idea de que existe una relación inversamente

proporcional y convexa entre las dos variables. Esto confirma la predicción de la teoría de que a medida que se acumula una mayor cantidad de petróleo como inventario, el beneficio marginal que se puede obtener de ellos es cada vez menor.

Conclusiones y Recomendaciones

Este trabajo se centró en probar la hipótesis que plantea que al experimentarse períodos de alta volatilidad en los precios del petróleo (la cual sirve como aproximación a la volatilidad en los determinantes fundamentales del mercado spot), se generan, para la empresa, efectos dinámicos desde 2 puntos de vista diferentes: en primer lugar, una mayor volatilidad aumenta el flujo de beneficios que obtiene una empresa consumidora de petróleo, al mantener una unidad adicional de inventarios de la materia prima (debido a que le permite cubrir una parte del riesgo de agotar sus reservas y verse obligada a alterar el plan óptimo de producción), por lo que, al buscar maximizar su beneficio, acumulará un número mayor de inventarios, hasta el punto en el que los costos marginales asociados a acumular una unidad adicional de petróleo, iguallen a los beneficios marginales de dicha unidad. De esta forma, en períodos de alta

volatilidad, se esperaría un proceso de acumulación de inventarios de petróleo y sus derivados.

Desde el punto de vista de una empresa productora de petróleo, una mayor volatilidad aumenta el costo de oportunidad en que incurre al decidir producir una unidad adicional de petróleo. Esto se debe a que pierde la oportunidad de esperar por nueva información acerca de los precios en el futuro, y la posibilidad de vender el mismo petróleo a un precio mayor. Por lo cual se esperaría que en períodos de alta volatilidad se observen menores niveles de producción.

El resultado de estas decisiones sobre el mercado spot de petróleo, deriva en presiones al alza en los precios del petróleo, ya que ambos procesos generan un exceso de demanda positivo en el mercado spot. Desde el punto de vista de la empresa consumidora, se acumulan inventarios, los cuales reducen la disponibilidad del recurso para atender la demanda actual. Y desde el punto de vista de la empresa productora, se reducen los niveles de producción, lo cual disminuye el petróleo disponible en el mercado.

La metodología utilizada en esta investigación se centró en comprobar la validez de la hipótesis expuesta en el párrafo anterior. Al derivar un modelo de maximización del

beneficio económico, se pueden analizar los efectos de las variables del modelo sobre las decisiones de las empresas.

Un análisis de los resultados obtenidos del modelo revela que no se pudo comprobar de forma empírica la validez de esa teoría, ya que se presentaron errores en los signos de los coeficientes estimados. Esto significa que las relaciones que se pueden estimar de los datos utilizados, son, estadísticamente, inversas a las predichas por la teoría desarrollada en este trabajo de investigación. De esta forma, a través de la metodología de la estimación de un modelo estructural, no se pudo comprobar empíricamente la validez de esta teoría.

Sin embargo, al separar el período de estimación en dos etapas, se pudo encontrar información que sugiere la posibilidad de la existencia de un cambio en las estructuras de los mercados alrededor de los años 1999 y 2000. Éste hecho podría ser una causa de la falla presentada por el modelo, porque si se comprobase la existencia de un cambio estructural, se deberían reconsiderar todas las relaciones existentes en el modelo, e incluir aquellos elementos que resultasen significativos a partir de ese período.

Otros motivos que pueden explicar el hecho de que la teoría desarrollada no pudiese ser comprobada, pueden relacionarse con la validez de los supuestos asumidos. Por ejemplo el supuesto de que el precio del mercado se iguala con el costo

de producción marginal podría ser inadecuado para modelos con dinámicas de corto plazo, y con alta frecuencia de observaciones (tal como el que se desarrolla en este trabajo), siendo más apropiado para estudios de largo plazo.

Por otra parte, es posible que existan errores de especificación en las ecuaciones del modelo, particularmente en la ecuación del costo directo de producción (donde se supone la existencia de costos crecientes en forma cuadrática), o en la correspondiente al convenience yield, en donde la función ideal debería provenir de un proceso de optimización del nivel de inventarios, tomando en cuenta elementos como costos de transporte, costos indirectos, niveles mínimos de inventarios, etc., pero, debido a la dificultad de conseguir dicha información, se opta por la versión simplificada expuesta en este trabajo.

Por último, existe la probabilidad de que existan elementos que intervienen en estas dinámicas entre los mercados petroleros, que no son tomados en cuenta en esta especificación. Algunos de estos elementos pueden ser: la eficiencia en el manejo de los inventarios⁵¹, cambios en las estrategias de cobertura de riesgo por parte de las empresas, efectos de la especulación financiera, efectos de políticas monetarias, etc.

⁵¹ En este caso, cabe destacar la filosofía de los inventarios Just In Time, la cual plantea que los niveles de productos almacenados deben mantenerse al mínimo posible, y que las materias primas y los productos deben ser entregados en el momento exacto en que sean necesarios. (Chase, 1995)

Apéndice: Transformaciones Lineales

El modelo original desarrollado por Pindyck (2004) está compuesto por las ecuaciones (19), (29) y (30). En el momento de realizar las estimaciones, se realizaron transformaciones lineales en las ecuaciones correspondientes al equilibrio en el mercado de inventarios, y a la determinación del convenience yield. Éstas se hicieron con el objetivo de facilitar el análisis económico de los resultados obtenidos. A continuación se mostrarán las transformaciones realizadas en ambas ecuaciones.

En primer lugar se trabajó con la ecuación (29) correspondiente al equilibrio en el mercado de inventarios, que originalmente toma la siguiente forma:

$$0 = (\varphi_t - k) + b_1(\Delta N_{t+1} - \Delta N_t) + b_2\Delta\omega_{t+1} + b_3\Delta I_{t+1} + b_t \quad (29)$$

El primer paso fue la descomposición de los operadores de diferencias

$$0 = (\varphi_t - k) + b_1(N_{t+1} - N_t - N_t + N_{t-1}) + b_2\Delta\omega_{t+1} + b_3\Delta I_{t+1} + b_t \quad (38)$$

Reagrupando los términos semejantes resulta

$$0 = (\varphi_t - k) + b_1(N_{t+1} - 2N_t + N_{t-1}) + b_2\Delta\omega_{t+1} + b_3\Delta I_{t+1} + b_t \quad (39)$$

Reordenando la expresión se obtiene

$$2b_1N_t = (\varphi_t - k) + b_1(N_{t+1} + N_{t-1}) + b_2\Delta\omega_{t+1} + b_3\Delta I_{t+1} + b_t \quad (40)$$

Despejando para N_t , resulta

$$N_t = \frac{1}{2b_1}(\varphi_t - k) + \frac{1}{2}(N_{t+1} + N_{t-1}) + \frac{b_2}{2b_1}\Delta\omega_{t+1} + \frac{b_3}{2b_1}\Delta I_{t+1} + \frac{b_t}{2b_1} \quad (41)$$

Siendo (41) la ecuación que sustituye a (29) en el sistema a ser estimado. Con respecto a la ecuación en la que se determina el convenience yield, originalmente era

$$\varphi_t = e^{c_0} P_t^{c_1} \sigma_t^{2c_2} N_t^{c_3} \quad (30)$$

Aplicando logaritmos naturales, resulta

$$\ln \varphi_t = c_0 + c_1 \ln P_t + c_2 \ln \sigma_t^2 + c_3 N_t \quad (42)$$

Siendo (42) la ecuación que pasa a reemplazar a (30) en el modelo a estimar.

Bibliografía

Baum, C. F., Schaffer, M. E., & Stillman, S. (2003). *Instrumental variables and GMM: Estimation and Testing*. Boston: Boston College Department of Economics.

Bentley, R. W. (2002). Global Oil and Gas Depletion: an Overview. *Energy Policy* (30), 189-205.

Business and Economic Research Advisor. (2006). *The Oil and Gas Industry*. Washington DC: Library of Congress.

Chase, A. (1995). *Dirección y Administración de la producción y de las Operaciones*. México DF: Mc Graw Hill.

Christian, J. (2006). *Commodities Rising*. Wiley.

Cooper, J. (2003). *Price elasticity of demand for crude oil: Estimates for 23 countries*. Glasgow: Caledonian University.

Dahl, C., & Serner, T. (1991). Analysing Gasoline Demand Elasticities: A survey. *Energy Economics* , 203-210.

Deffeyes, K., & Silverman, M. (2003). *Hubbert's peak: the impending world oil shortage*. Princeton: Princeton University Press.

Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under Uncertainty*. Princeton: Princeton University Press.

Duffy, G. (2008, Enero 22). 'Huge' gas field found off Brazil. Retrieved Julio 13, 2009, from BBC News: <http://news.bbc.co.uk/2/hi/americas/7201744.stm>

El Universal. (2008, Octubre 29). Reservas petroleras venezolanas suben a 152.561 millones de barriles. *El Universal* .

Fabozzi, F., Modigliani, F., & Ferri, M. (1996). *Mercados e Instituciones Financieras*. Pearson Education.

Fair, R. C. (1989). *The Production Smoothing Model is Alive and Well*. NBER Working Paper.

Fernández, V. (1999). Teoría de opciones: una síntesis. *Revista de Análisis Económico* , 87-116.

Frankel, J. (2005, Abril 14). Real Interest Rates Cast a Shadow Over Oil. *Financial Times* .

Gujarati, D. (2005). *Econometría*. México DF: McGraw Hill Interamericana.

Hamilton, J. (2009). *Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08*. Cambridge: National Bureau of Economic Research.

Hamilton, J. (2008). *Understanding Crude Oil Prices*. Cambridge: National Bureau of Economic Research.

Hansen, L. P. (1982). Large Sample Properties of Generalized Method of Moments Estimators. *Econometrica* , 50 (4), 1029 - 1054.

Heaney, R. (2005). *An Empirical Analysis of Commodity Pricing*. Melbourne: School of Economics and Finance, RMIT University.

Interagency Task Force on Commodity Markets. (2008). *Interim Report on Crude Oil*. Washington D.C.

Kaldor, N. (1939). Speculation and Economic Stability. *Review of Economic Studies* (7), 1-27.

Krichene, N. (2005). *A Simultaneous Equations Model for World Crude Oil and Natural Gas Markets*. International Monetary Fund.

Litzenberger, R., & Rabinowitz, N. (1995). Backwardation in Oil Futures Markets: Theory and Empirical Evidence. *Journal of Finance* , L (5), 1517-1545.

Paddock, J., Siegel, D., & Smith, J. (1988). Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases. *Quarterly Journal of Economics* , 479-508.

Pindyck, R. (2001). *The Dynamics of Commodity Spot and Futures Market: A Primer*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology.

Pindyck, R. (1990). *Inventories and the Short Run Dynamics of Commodity Prices*. Massachusetts Institute of Technology. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology.

Pindyck, R. (2001). *Volatility and Commodity Price Dynamics*. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology.

Pindyck, R. (2004). Volatility and Commodity Price Dynamics. *The Journal of Futures Markets* , 24 (11), 1029-1047.

Routledge, B., Seppi, D., & Spatt, C. (2000). Equilibrium Forward Curves for Commodities. *Journal of Finance* , 55 (3), 1297-1338.

Schofield, N. (2007). *Commodity Derivatives: Markets and Applications*. John Wiley and Sons.

Siegel, D., Smith, J., & Paddock, J. (1987). Valuing Offshore Oil Properties with Option. *Midland Corporate Finance Journal* , 22-30.

Anexos

Anexo 1 – Resultados de la Estimación del Período Completo

GMM-Continuously Updated Weight Matrix
Convergence in 16 Iterations. Final criterion was 0.0000052 <= 0.0000100
Monthly Data From 1991:01 To 2008:12
Usable Observations 211
Total Observations 216 Skipped/Missing 5
Function Value 36.04986301
J-Specification(51) 36.049863
Significance Level of J 0.94389413

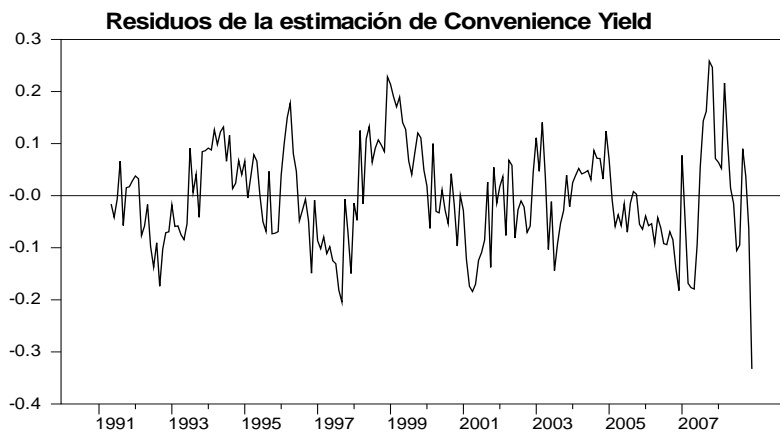
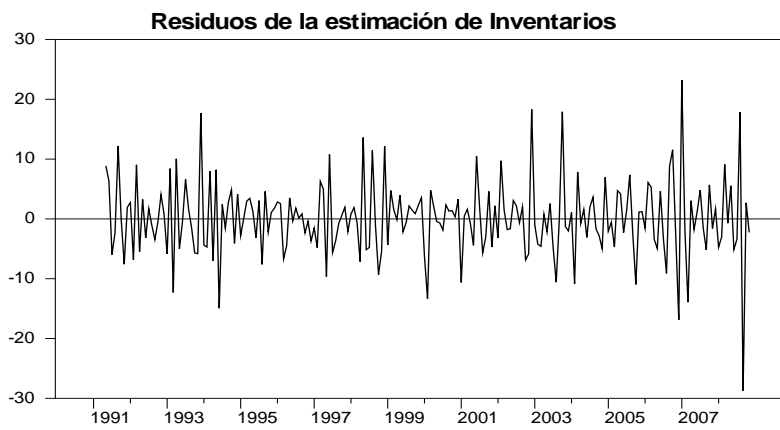
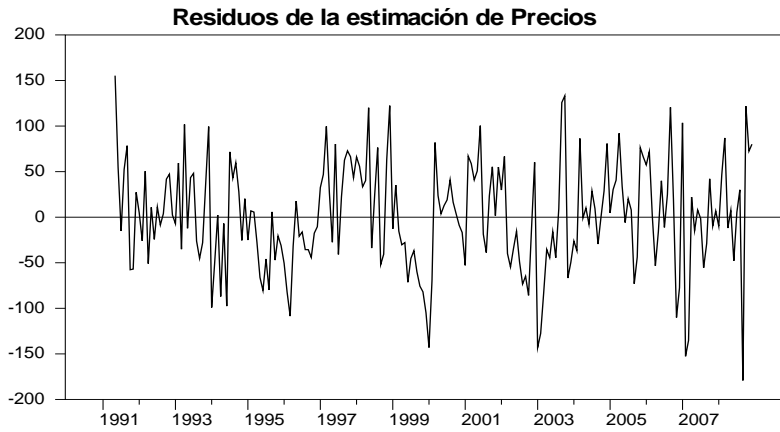
Dependent Variable PRECIO
Mean of Dependent Variable 34.718843507
Std Error of Dependent Variable 24.310911687
Standard Error of Estimate 58.791703947
Sum of Squared Residuals 729313.99959
Durbin-Watson Statistic 1.427833

Dependent Variable INVENTARIOS
Mean of Dependent Variable 1608.8646919
Std Error of Dependent Variable 65.5275657
Standard Error of Estimate 6.3172020
Sum of Squared Residuals 8420.3857181
Durbin-Watson Statistic 2.690700

Dependent Variable LCY
Mean of Dependent Variable 1.1669051767
Std Error of Dependent Variable 0.1025552657
Standard Error of Estimate 0.0930147688
Sum of Squared Residuals 1.8255186631
Durbin-Watson Statistic 0.612993

Variable	Coeff	Std Error	T-Stat	Signif
1. P0	220.2938292	63.5534088	3.46628	0.00052772
2. C0	23.0218009	1.8215143	12.63883	0.00000000
3. B1	-5.6222201	1.5120753	-3.71821	0.00020064
4. B2	0.1571756	0.6035014	0.26044	0.79452476
5. B3	-3.2169332	0.8860800	-3.63052	0.00028285
6. C1	0.1415692	0.0185228	7.64297	0.00000000
7. C2	-0.2007366	0.0403165	-4.97901	0.00000064
8. C3	-3.1374050	0.2660605	-11.79207	0.00000000
9. BT	1.0608640	0.2164146	4.90200	0.00000095

Anexo 2 – Residuos de la Estimación del Período Completo



Anexo 3 – Estadísticas de los residuos de la Estimación del Per. Completo

Statistics on Series RESIDUOS(1)
Monthly Data From 1991:01 To 2008:12

Observations	213
Sample Mean	0,414265
Standard Error	58,973102
t-Statistic (Mean=0)	0,102521
Skewness	-0,098782
Kurtosis (excess)	0,074963
Jarque-Bera	0,396276

Skipped/Missing	3
Variance	3477,826792
of Sample Mean	4,04077
Signif Level	0,91844
Signif Level (Sk=0)	0,558942
Signif Level (Ku=0)	0,826131
Signif Level (JB=0)	0,820257

Statistics on Series RESIDUOS(2)
Monthly Data From 1991:01 To 2008:12

Observations	211
Sample Mean	0,056714
Standard Error	6,33197
t-Statistic (Mean=0)	0,130104
Skewness	0,064984
Kurtosis (excess)	2,89837
Jarque-Bera	74,003332

Skipped/Missing	5
Variance	40,093843
of Sample Mean	0,435911
Signif Level	0,896609
Signif Level (Sk=0)	0,702001
Signif Level (Ku=0)	0
Signif Level (JB=0)	0

Statistics on Series RESIDUOS(3)
Monthly Data From 1991:01 To 2008:12

Observations	213
Sample Mean	-0,000942605
Standard Error	0,095647646
t-Statistic (Mean=0)	-0,143828605
Skewness	0,023610862
Kurtosis (excess)	0,154002695
Jarque-Bera	0,23027715

Skipped/Missing	3
Variance	0,009148472
of Sample Mean	0,006553669
Signif Level	0,885772438
Signif Level (Sk=0)	0,888907403
Signif Level (Ku=0)	0,651788709
Signif Level (JB=0)	0,891242631

Anexo 4 – Pruebas de Estacionariedad en los Residuos

```
*****
* TESTING THE NULL HYPOTHESIS OF A UNIT ROOT IN RESIDUOS(1) *
* Using data from 1991:01 to 2008:12 *
* Choosing the optimal lag length for the ADF regression *
* between 0 and 20 lags. *
*****

Model Selection Criteria
  Minimum AIC at lag: 2
  Minimum BIC at lag: 0

*****
* Augmented Dickey-Fuller t-test with 2 lags: -6.1316 *
* 1% 5% 10% *
* -2.58 -1.95 -1.62 *
* * *
* Augmented Dickey-Fuller Z-test with 2 lags: -97.1508 *
* 1% 5% 10% *
* -13.6 -8.0 -5.7 *
*****

*****
* TESTING THE NULL HYPOTHESIS OF A UNIT ROOT IN RESIDUOS(2) *
* Using data from 1991:01 to 2008:12 *
* Choosing the optimal lag length for the ADF regression *
* between 0 and 20 lags. *
*****

Model Selection Criteria
  Minimum AIC at lag: 7
  Minimum BIC at lag: 2

*****
* Augmented Dickey-Fuller t-test with 7 lags: -8.4336 *
* 1% 5% 10% *
* -2.58 -1.95 -1.62 *
* * *
* Augmented Dickey-Fuller Z-test with 7 lags: 115.2060 *
* 1% 5% 10% *
* -13.6 -8.0 -5.7 *
*****

*****
* TESTING THE NULL HYPOTHESIS OF A UNIT ROOT IN RESIDUOS(1) *
* Using data from 1991:01 to 2008:12 *
* Choosing the optimal lag length for the ADF regression *
* between 0 and 20 lags. *
*****

Model Selection Criteria
  Minimum AIC at lag: 2
  Minimum BIC at lag: 0

*****
* Augmented Dickey-Fuller t-test with 2 lags: -6.1316 *
* 1% 5% 10% *
* -2.58 -1.95 -1.62 *
* * *
* Augmented Dickey-Fuller Z-test with 2 lags: -97.1508 *
* 1% 5% 10% *
* -13.6 -8.0 -5.7 *
*****
```

Anexo 5 – Resultados de la Estimación del Primer Período

GMM-Continuously Updated Weight Matrix
 Convergence in 13 Iterations. Final criterion was 0.0000044 <= 0.0000100
 Monthly Data From 1991:01 To 1999:12
 Usable Observations 104
 Total Observations 108 Skipped/Missing 4
 Function Value 104.76436357
 J-Specification(51) 104.764364
 Significance Level of J 0.00001390

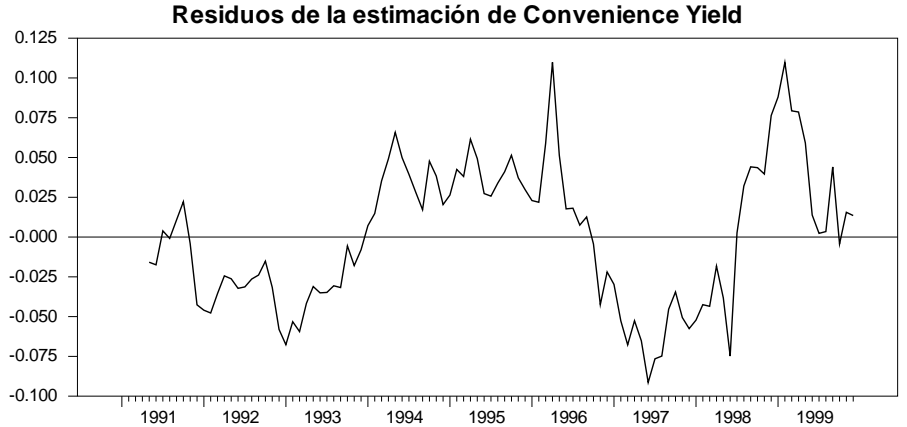
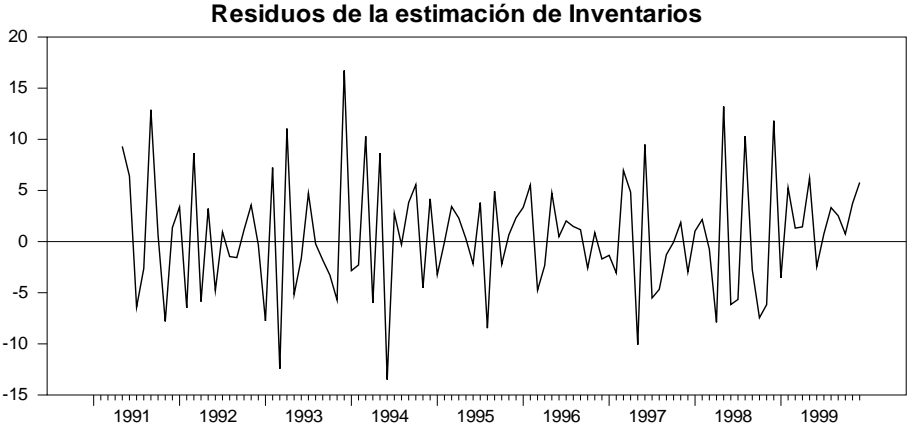
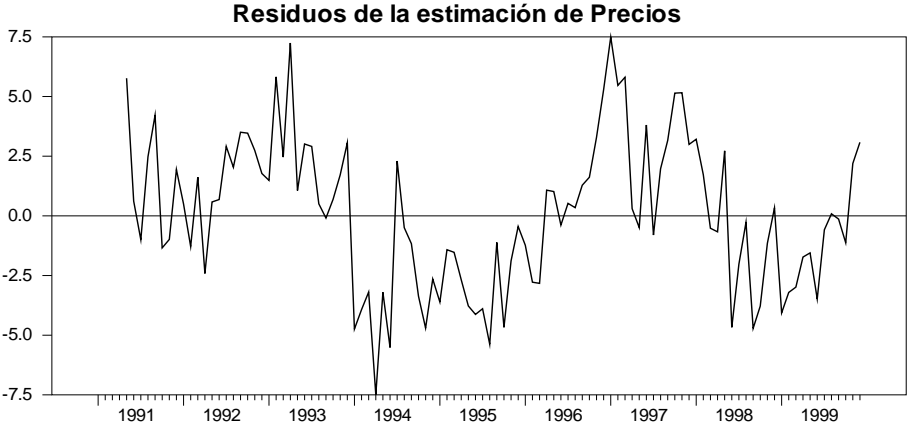
Dependent Variable PRECIO
 Mean of Dependent Variable 19.038720288
 Std Error of Dependent Variable 2.989540776
 Standard Error of Estimate 3.097972871
 Sum of Squared Residuals 998.13333466
 Durbin-Watson Statistic 0.761225

Dependent Variable INVENTARIOS
 Mean of Dependent Variable 1601.9297019
 Std Error of Dependent Variable 43.3462272
 Standard Error of Estimate 5.6421521
 Sum of Squared Residuals 3310.7235433
 Durbin-Watson Statistic 2.837132

Dependent Variable LCY
 Mean of Dependent Variable 1.1570541991
 Std Error of Dependent Variable 0.0687754311
 Standard Error of Estimate 0.0443029316
 Sum of Squared Residuals 0.2041259741
 Durbin-Watson Statistic 0.219432

Variable	Coeff	Std Error	T-Stat	Signif
1. P0	50.50103343	10.91448126	4.62698	0.00000371
2. C0	6.36319312	1.83033147	3.47653	0.00050796
3. B1	-0.24132535	0.04366995	-5.52612	0.00000003
4. B2	-0.60133708	0.10218997	-5.88450	0.00000000
5. B3	-0.40725111	0.16807412	-2.42304	0.01539103
6. C1	0.33071750	0.04212511	7.85084	0.00000000
7. C2	0.00694472	0.01945801	0.35691	0.72116059
8. C3	-0.83310765	0.24165158	-3.44756	0.00056568
9. BT	0.14628682	0.06006015	2.43567	0.01486416

Anexo 6 – Residuos de la Estimación del Primer Período



Anexo 7 – Resultados de la Estimación del Segundo Período

GMM-Continuously Updated Weight Matrix
 Convergence in 11 Iterations. Final criterion was 0.0000048 <= 0.0000100
 Monthly Data From 2000:01 To 2008:12

Usable Observations 107
 Total Observations 108 Skipped/Missing 1
 Function Value 96.53912954
 J-Specification(51) 96.539130
 Significance Level of J 0.00012271

Dependent Variable PRECIO
 Mean of Dependent Variable 49.959337103
 Std Error of Dependent Variable 26.201411045
 Standard Error of Estimate 18.611689605
 Sum of Squared Residuals 37064.263926
 Durbin-Watson Statistic 1.241089

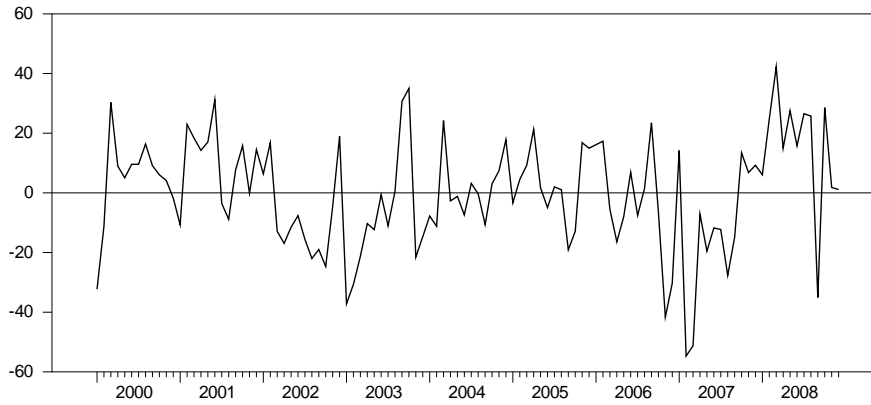
Dependent Variable INVENTARIOS
 Mean of Dependent Variable 1615.6052430
 Std Error of Dependent Variable 81.1661138
 Standard Error of Estimate 6.8882871
 Sum of Squared Residuals 5076.9894050
 Durbin-Watson Statistic 2.552017

Dependent Variable LCY
 Mean of Dependent Variable 1.1764799586
 Std Error of Dependent Variable 0.1266995567
 Standard Error of Estimate 0.0827633863
 Sum of Squared Residuals 0.7329262579
 Durbin-Watson Statistic 0.611009

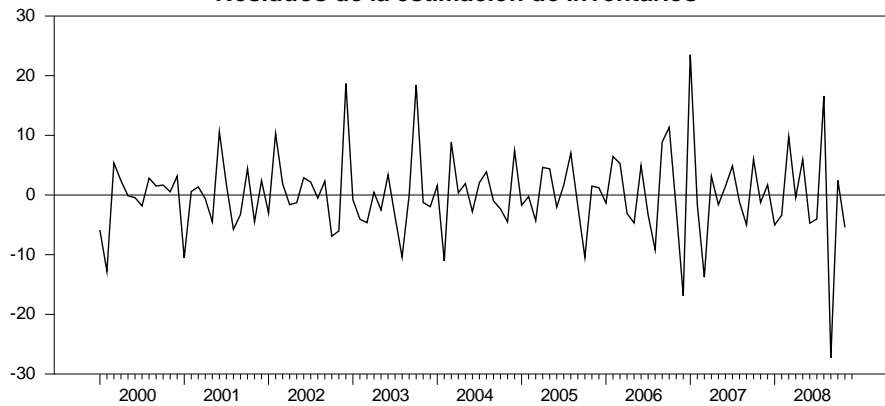
Variable	Coeff	Std Error	T-Stat	Signif
1. P0	-75.26136173	78.52532761	-0.95843	0.33784384
2. C0	27.09349505	2.24667822	12.05936	0.00000000
3. B1	-1.57204631	0.36543528	-4.30185	0.00001694
4. B2	-0.25545388	0.22844902	-1.11821	0.26347751
5. B3	0.09954907	0.87653070	0.11357	0.90957734
6. C1	0.23138814	0.03102480	7.45817	0.00000000
7. C2	-0.14056767	0.04767327	-2.94856	0.00319254
8. C3	-3.70386064	0.32800354	-11.29214	0.00000000
9. BT	0.75461637	0.11725707	6.43557	0.00000000

Anexo 8 – Residuos de la Estimación del Segundo Período

Residuos de la estimación de Precios



Residuos de la estimación de Inventarios



Residuos de la estimación de Convenience Yield

