

Precio spot y precio futuro de los marcadores Brent y WTI: Comportamiento y determinantes (1998-2008)

*Spot price and future price for Brent and WTI markers:
Behavior and determinants (1998-2008)*

Giuseppe Pulitano* y Emmanuel Borgucci**

Códigos JEL: G13, G15, D43, D52

Recibido: 25/11/09, Revisado: 19/02/10, Aceptado: 20/09/10

Resumen

La dinámica del precio del petróleo en los últimos años y la ascensión vertiginosa de las cotizaciones durante el año 2008 están capturando la atención de los académicos y gobiernos, entre otros. Este estudio propone un análisis de los mercados del petróleo concentrándose en los marcadores WTI y Brent, en la distribución mundial de las reservas, los niveles de producción, y destacando la comprensión de la *ratio* y de los mecanismos de los contratos a futuro. El intento de proponer una investigación lo más exhaustiva posible pasa además a través de dos tipologías de análisis: fundamental y técnica financiera. Se concluye que las causas de la subida de los precios del petróleo son múltiples y que entre ellas la componente especulativa haya sido quizás la más incisiva.

Palabras clave: Precios futuros del crudo liviano, Brent Blend, OPEP.

Abstract

The dynamics of oil prices in the past few years and their vertiginous rise observed during 2008 have captured the attention of academia and governments. This paper proposes an analysis of the petroleum market, making emphasis in the crude benchmarks WTI and Brent, the world reserves distribution, production levels, and the comprehension of the *ratio* and the mechanisms of the term or future contracts. The attempt at proposing a thorough research needs two types of analysis: fundamental and financial technical. It was found that the causes of the oil price increases are multiple and, among them, the speculative component has probably been the most incisive.

Key words: Sweet light crude future, Brent Blend, OPEC.

* Asesor Financiero por Banca Network Inv. (Napoli, Italia). Via Nicola Ricciardi, 5 – Napoli-Italia. Tlf: +39 081 769 0166. Correo electrónico: pulitano.g@libero.it

** Profesor de Macroeconomía de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad del Zulia, Maracaibo- Venezuela. Correo electrónico: eborgucci@yahoo.com.

1. Introducción

Tratar de definir de forma unívoca y sencilla cuál es el mecanismo de formación de los precios del crudo a nivel mundial, según Aprea *et al.* (2004) es una empresa con enormes dificultades. Es suficiente pensar que solamente después del primer gran shock petrolero de los años 70, los estudios económicos sobre la formación del precio del petróleo dejan de considerar el crudo como una mercancía cualquiera y comienzan a considerar su peculiaridad de *commodity*¹ especial.

Desde entonces, numerosas teorías han tratado de formular modelos de comprensión y predicción de los precios del petróleo. Estos modelos, a lo largo del tiempo, han desarrollado ideas tales como la concepción de que la explotación socialmente óptima de una materia prima conduce a un aumento del precio equivalente a una tasa de descuento oficial (Hotelling, 1931);² modelos de agotamiento físico de las reservas en el largo plazo (Hubbert, 1956)³ que estudian la naturaleza oligopolística de los productores cuyos estudios fundacionales se atribuyen a Agustín Cournot, Francis Edgeworth, Edward. H. Chamberlin, Paul Sweezy, John Neumann u Oskar Morgenstern (Ferguson y Gould, 1979); la rigidez de los mercados tanto del lado de la oferta como de la demanda de petróleo, los modelos de la OPEP, los modelos económicos (los primeros basados en un análisis de la relación demanda-oferta que tiene repercusiones en los precios *spot* y *future* del crudo) (Aprea *et al.*, 2004)⁴ y los econométricos (que analizan las tendencias a largo plazo de los precios para prever los movimientos futuros (Pindyck, 1999)).⁵ Cada teoría ha sido suficiente para explicar el comportamiento de los precios del crudo por un tiempo, pero nuevas variables y acontecimientos han cada vez modificado los modelos obligando a reformular conceptos y previsiones. En definitiva, los estudios relativos al análisis fundamental del comportamiento del precio de un *commodity* como el petróleo nos proveen un marco general para entender tanto la estructura productiva del crudo, como las dinámicas peculiares del lado de la demanda. Sin embargo, el análisis fundamental no es suficiente para darnos un instrumento completo de comprensión del sistema de formación de los precios del petróleo. Tomando en cuenta lo antes expuesto, se tratará de

describir la relación entre *shocks* externos y variaciones de los precios del crudo en una fase de tendencia en alza de los precios del petróleo para el periodo 1998-2008. Esta propuesta necesitará: 1) conocer y evaluar los mercados finales donde se realizan los precios del crudo; y 2) asociar eventos que, en términos de los mercados de *commodities* del petróleo, afectan su nivel de precios de manera coyuntural.

El análisis se desarrolla de la siguiente manera: 1) realización de un cuadro descriptivo de los marcadores *Brent* y *WTI*; 2) estudio breve del panorama de la distribución tanto de la producción y reservas mundiales de crudo; 3) realización de un análisis de carácter técnico (Amat y Puig, 2000) mediante el uso de gráficos simétricos de los mercados del petróleo que parte desde la descripción de los mercados *Spot* y *Future*, hasta una breve exposición sobre el sistema del *pricing* de los contratos derivados durante los últimos 10 años. El uso del análisis técnico permitirá identificar señales asociadas con la presencia de algunos factores clave en la determinación de una tendencia, quizás confirmados por los últimos acontecimientos relativos a la crisis económica del 2008, que serán citadas en las conclusiones.

2. Los *benchmark crudes*

Uno de los elementos básicos que impide una hipótesis unívoca de determinación del precio del petróleo es que no se pueden agrupar los crudos bajo un único marcador. La razón se encuentra en las características propias de cada crudo:

1. *El porcentaje de contenido de azufre*. Un crudo dulce (*sweet*) contiene un bajo porcentaje de azufre es mayor a 0,5% o $S > 0,5\%$, mientras que un crudo ácido (*sour*) contiene un alto porcentaje de azufre (es decir, $S > 1,5\%$).
2. *La gradación de la American Petroleum Institute (API)*. El índice API se usa para determinar el grado de densidad del petróleo. Una gradación API alta, significa una calidad alta de petróleo que es menos pesado. Un crudo con bajo porcentaje de azufre y un grado API alto es un

crudo que tiene un costo de refinación menor en términos de costo de desulfuración y esto se traduce automáticamente en que sea un crudo más costoso en el mercado.

Es así que hoy en día los crudos más reconocidos en el mercado son típicamente el llamado *West Texas Intermediate* (de ahora en adelante *WTI*) y el *Brent*. El *WTI* y el *Brent* representan los principales marcadores (*benchmark*) del mercado del petróleo. El petróleo *WTI* está definido como el crudo extraído en el Estado de Texas, su lugar de producción, con cierto porcentaje de contenido de azufre (contenido de azufre menor a 0,42% o $S < 0,42\%$), y una determinada gradación API ($37^\circ < \text{API} < 42^\circ$) (Nymex, 2008). Así mismo, el *Brent* está definido como el crudo extraído en el Mar del Norte (entre Gran Bretaña y Noruega), precisamente en los yacimientos de Brent y Ninian (Di Benedetto, 2000),⁶ y que presenta un contenido de azufre menor a 0,36%, es decir, $S < 0,36\%$, y gradación API 38°. Decir que el *WTI* y el *Brent* son los principales marcadores significa que, por sus propiedades físicas y químicas, son usados como indicadores principales en la formación de los precios respecto a los demás crudos.

3. Producción petrolera mundial

Además del *Brent* y del *WTI*, la producción mundial de crudo está formada por muchos otros crudos que, entre otros, incluyen el Dubai⁷ y la cesta OPEP. La *Energy Information Administration* (EIA) (2008) de Estados Unidos informó que la producción estimada mundial de crudo en barriles para 2007 fue de 84.500.000 b/d. La cesta OPEP, en particular, representa el promedio de los precios de trece crudos presentes en el mercado. Entre ellos, el *Kuwait Export*,⁸ el *Bonny Light* nigeriano,⁹ el *Saharan Blend*¹⁰ de Algeria y el BCF-17 venezolano.¹¹ Para 2007, según la EIA (2008), la producción diaria de la OPEP alcanzó 30.902.000 b/d y sus principales productores son: Arabia Saudita con 8.722.000 b/d, Irán 3.700.000 b/d, Emiratos Árabes Unidos con 2.493.000 b/d, Kuwait con 2.464.000 b/d, Venezuela con 2.390.000

b/d, Nigeria con 2.120.000 b/d, Iraq con 2.083.000 b/d y el resto de países con 5.557.000 b/d.

Más allá de la cesta OPEP, existen otros crudos agrupados como no-OPEP y países no miembros de la OECD. Estos países son: la Federación Rusa y el conjunto de naciones de la Comunidad de Estados independientes con 12.610.000 b/d; y los países que no son miembros de la OPEP y de la OECD con una producción diaria promedio de 16.006.000 b/d. Los países miembros de la OECD para 2007 alcanzaron en conjunto una producción diaria promedio de 21.450.000 b/d. De este total, los Estados Unidos produjo 8.460.000 b/d y el resto de países alcanzó una cifra de producción de 12.990.000 b/d. Dentro de estas cifras se debe destacar la participación de Noruega, Canadá y el Reino Unido. Todos los datos suministrados por la EIA proveen un escenario en el que los marcadores *WTI* y *Brent* se encuentran en áreas de producción con baja representatividad. En el caso del *WTI*, su representatividad es cuestionada debido a que es solo el 2% de la demanda de petróleo de los Estados Unidos (Bastos, 2005). Para Veazey (2009) su producción oscila entre 300.000 b/d a 400.000 b/d y para 1986 su producción fue de 1.300.000 b/d y en 2008 sólo alcanzó los 300.000 b/d (Weinberg, 2009). Además, la pérdida de representatividad está asociada a la disminución de la capacidad de inventarios en los propios Estados Unidos (Habiby, 2007) y el suministro proveniente del valle de Athabasca en la provincia de Alberta en Canadá (especialmente el *Syncrude Sweet Blend*, y el petróleo proveniente de las minas *Millenium* y *Steeptank* de la empresa Suncor) (Weinberg, 2009).

4. Mercados: *Spot*, *forward* y *futures*

Una vez expuesto el problema relativo a la calidad del crudo en examen, es necesario analizar cómo los crudos son negociados en los mercados internacionales.

Los mercados internacionales negocian el petróleo, como se expuso antes, como un *commodity*, en que el precio debe considerar factores tales como costos de transporte, costos de almacenamiento, costos

de los seguros, fuerte dependencia de las variables macroeconómicas, factores climáticos, dinámicas geopolíticas, entre otros factores. Estos elementos determinan que la compraventa del petróleo en cuanto materia prima necesite acudir a mecanismos de cobertura de riesgos de variación del precio en el tiempo. Lo antes expuesto significa que al lado de los mercados típicos llamados *actual market*, o *cash market*,¹² se han desarrollado en el tiempo otros mercados definidos como mercados a término (representados actualmente por los denominados mercados *forward* y los *futures*) (Hull, 1999).

El desarrollo de estos mercados y en general de las innovaciones financieras han respondido a cambios en las condiciones de demanda y de oferta de flujos financieros y de las economías en su conjunto (Mishkin, 1995). Desde el punto de vista de la teoría de la demanda de activos, la curva de demanda de un commodity como el petróleo crudo depende del diferencial entre el nivel de precios esperados P_{t+1}^e y los niveles de precios actuales P_t , es decir, el retorno esperado RET^e (retorno esperado en relación con otros activos), el crecimiento económico, su volatilidad y liquidez en los mercados en donde se comercializa. Por su parte, los factores de oferta dependen de la oferta actual de petróleo, los avances tecnológicos que incrementan la productividad en su producción y la capacidad de los gobiernos para manejar sus inventarios. Además de los factores antes mencionados, los mercados han sido afectados por factores de demanda y de oferta. Los factores de demanda están asociados a la volatilidad de las tasas de interés asociadas al riesgo (*interest-rate-risk*). Por tanto, según Fredrik Mishkin: “Se podría esperar que el incremento de la tasa de interés asociado al riesgo incrementará la demanda de productos y servicios financieros que sirvan para reducir el riesgo” (1995, p. 233). Entre los mecanismos que se han creado se encuentran los mercados de futuros financieros (contratos futuros, opciones, etc). Desde el punto de vista de la oferta, “Las principales condiciones para estimular mercados con el de commodities es el desarrollo de los sistemas de computación y telecomunicaciones (Mishkin, 1995, p. 237). Entre los mecanismos que surgieron productos de las condiciones de oferta se encuentra la internacionalización de los mercados financieros.

4.1 El precio spot

El mercado *cash* es aquel mercado en el que se efectúan compraventas diarias de crudo en el mundo. El precio que se forma en este mercado, también llamado precio *spot*, está definido como el precio de los acuerdos de compraventa con entrega máxima dentro de un mes. Según Kong, Reale, Rizavi, y Rodolfi (2005), el precio *spot* del crudo tiene un análisis controvertido en la literatura si lo comparamos con otros *commodities* y esto se debe a las propias peculiaridades del crudo como *commodity*. Los intentos de explicar la formación del precio *spot* del crudo son varios: oligopolio, competencia perfecta, teoría de Hubbert, uso de procesos estocásticos, etc. Hay que destacar que el mercado *spot*¹³ del crudo surgió en la década de los 80 como un mercado OTC (*over the counter*), debido a que los contratos bajo la modalidad *spot* adquirieron más relevancia que el sistema de las concesiones (desaparecidas) y de los intercambios bilaterales a largo plazo (vigentes en la actualidad) que, aun siendo todavía los mecanismos prevaecientes de acuerdos, acuden principalmente al precio del mercado *spot*. Hoy en día el mercado *spot* del crudo representa el 30% del mercado mundial y el precio *spot* influencia el 80% de los volúmenes intercambiados. Los pivotes que guían el mercado *spot* del petróleo son el *Dated Brent* (Gran Bretaña), el *Alaskan North Slope* y el *West Texas Intermediate* (EE.UU.), el *Dubai* y el *Tapis (Far East)*. Cada uno de ellos asume la función de indicador para su mercado de referencia.¹⁴

Uno de los elementos típicos del mercado del crudo en la definición de los precios está representado por los términos comerciales y el elemento transporte. El crudo viene transportado a través de oleoductos, o a través de las naves. El precio *spot* incluye estos factores. Las formas principales para determinar la modalidad son las fórmulas FOB (*Free On Board*), CIF (*Cost, Insurance & Freight*) y el DES (*Delivery Ex-Ship*). Se está en presencia de un contrato *spot* F.O.B. cuando el lugar establecido para la entrega es el mismo lugar de producción del crudo,¹⁵ y por ende el costo del transporte está a cargo del comprador. Un contrato *spot* C.I.F. indica un contrato donde el productor (o vendedor) se hace

cargo de los costos y de los riesgos del transporte. En general, el precio indicador de los contratos *spot* es C.I.F.

Ahora bien, conocidos los elementos que caracterizan el *commodity* petróleo y los mercados en que se comercian sus contratos, se presenta el problema de la medición de su eficiencia y transparencia. Estos problemas están relacionados con la escasa representatividad de los crudos pivotes en términos del volumen de producción diaria y la diferencia es la estabilidad de precios de los mercados *forward/future* frente al mercado *spot*. Es difícil determinar un lugar físico de formación del precio *spot* de los crudos, puesto que éste se forma sobre la base de negociaciones singulares que todos los días se cierran en el mundo. El precio final generalizado es el fruto de un conjunto de informaciones ofrecidas por trasnacionales, *traders*, *brokers* o grandes consumidores.

Existe una agencia internacional denominada Platt's,¹⁶ que se hace cargo de la determinación de los precios *spot* sobre la base de transacciones e informaciones adquiridas en el mercado por parte de esas fuentes atendibles. No obstante, esas cotizaciones, según Clò (2000), no reflejan cantidades efectivas canjeadas en el mercado, ni son un promedio ponderado; no existe alguna forma de control *a posteriori*, muchas veces los precios no toman en cuenta los diferenciales entre crudos. Por lo tanto, el riesgo de manipulación de los precios es alto.

El caso del crudo *Brent* es significativo. Para el *Brent*, el mercado prevé tres formas de negociación. Una es el tradicional mecanismo del *15-days Brent* (mercado *forward* con su dinámica compleja de negociación y entrega del físico), el clásico *future* sobre el *Brent*, que se abordará en el próximo epígrafe, y el denominado *Dated Brent* (mercado *spot* de crudo).¹⁷ Platt's, a través de entrevistas¹⁸ a los operadores calcula el precio del *Dated Brent*.¹⁹ Además de las entrevistas, Platt's acude a algunos elementos para fortalecer la transparencia y significatividad del precio formulado para el *Dated Brent* (partes solventes, ofertas no superiores a las demandas, ausencia de *market zapping*.)²⁰ El precio de los otros crudos está calculado a través de los diferenciales.

Cuadro 1. Crudos del Mar del Norte cotizados por Platt's

Crudos	Grados API	% de azufre	Puerto de carga
Forties	45	0,18	Hound Point, UK
Statfjord	38,3	0,25	Plataforma
Ekofisk	37,8	0,25	Teeside, UK
Oseberg	37,7	0,24	Syure, Noruega
Brent Blend	Encima de 38	Encima de 0,36	Sullon Voe, UK

Fuente: Kong, Reale, Rizavi, y Rodolfi (2005). Elaboración propia.

4.2 El precio future

Pindyck (2001) define un contrato *forward* como un contrato estandarizado de ejecución diferida, realizado en mercados organizados (como el *New York Mercantile*²¹ *Exchange* o *International Petroleum Exchange* de Londres²²), que establece unas condiciones de precios (*forward price*), cantidades, lugares de pago y entrega en una fecha posterior a la negociación.

Según Pindyck (1999) y Mishkin (1995), se debe destacar que un contrato *future*, más allá de ser un instrumento especulativo sobre un *commodity*, surgió como herramienta para reducir la volatilidad de un mercado. El sistema del *settlement price*,²³ que es el precio considerado por la *clearing house* al cierre de cada día, y que obliga la parte en pérdida a reintegrar el margen de garantía, reduce tanto la posibilidad de insolvencia de una de las partes, como los riesgos de alta volatilidad (muy presente en el mercado *spot*), permitiendo a las partes salir del contrato (asumiendo una posición contraria) antes de su vencimiento. Esto explica por qué los contratos *futures* terminan con la entrega del subyacente, puesto que su uso se ha desarrollado preferentemente por razones de cobertura (*hedging*).

En el ejemplo de el cuadro 2 se ilustran las especificaciones del contrato *future* sobre el *light sweet crude*, cotizado en el NYMEX y se destacan seis aspectos que se presentan en mercados como el New York Mercantile Exchange: 1) las condiciones de mercado pueden ser violadas

en algunas oportunidades; 2) se negocia las 24 horas diarias; 3) el *last trading day* es el último día que el *commodity* puede ser negociado; 4) el sitio de entrega es un sitio de aceptación general por razones prácticas como, por ejemplo, la entrega FOB en *Cushing, OK*; 5) se especifica del tipo de crudo, por ejemplo, el *light sweet crude future* es un contrato *future* genérico sobre uno de los siguientes crudos: *West Texas Intermediate, Low Sweet Mix, New Mexican Sweet, North Texas Sweet, Oklahoma Sweet, South Texas Sweet*; y 6) se encuentran las especificaciones en materia de gradaciones API y de azufre.

4.3 Elementos de pricing de los derivados sobre el crudo

Un contrato futuro es entonces un contrato de cobertura (Labianca, 2006) que según Mishkin (1995) relaciona rendimientos esperados RET^e , el riesgo en el comportamiento de los precios del *commodity*, la liquidez del mercado y cambios en la inflación esperada Π^e . Los dos mecanismos típicos para posicionarse a través de un futuro son el *long hedging* y el *short hedging*, respetivamente asumidos por quien quiere protegerse de una subida o una baja de los precios. Los aspectos que involucran la dinámica de precios en los mecanismos de cobertura que se utilizan en los mercados del crudo implican conocer la relación existente entre el precio *spot* y el precio *future* del crudo. Esta relación se resume en el concepto de *base* o la diferencia entre el precio *cash* de un *commodity* y el precio del contrato futuro con vencimiento más cercano, llamado *delivery month*. Esta diferencia no puede tener una tendencia lineal y casi nunca vale cero. No tiene una tendencia lineal debido a que sobre el precio futuro influyen algunos factores como los costos de almacenamiento, transporte, seguros. Casi nunca vale cero porque difícilmente el precio de una materia prima cotizado hoy es el mismo dentro de uno o dos meses, excepto cuando se llegue a la fecha de vencimiento en que el precio *cash* es igual al precio *future*. Es interesante destacar, además, que la diferencia entre precio *spot* y precio *future* puede ser mínima o marcada, y los dos precios pueden variar sensiblemente, causando una fuerte variación de la diferencia. Un dato importante es que la diferencia aumenta cuando el precio *spot* crece más del precio

Cuadro 2. Especificaciones de un contrato de *future light sweet crude* en el Nymex

Trading Unit 1,000 U.S. barrels (42,000 gallons). Price Quotation U.S. dollars and cents per barrel.

Trading Hours (All times are New York time) Open outcry trading is conducted from 9:00 AM until 2:30PM. Electronic trading is conducted from 6:00 PM until 5:15 PM via the CME Globex® trading platform, Sunday through Friday. There is a 45-minute break each day between 5:15PM (current trade date) and 6:00 PM (next trade date).

Trading Months Crude oil futures are listed nine years forward using the following listing schedule: consecutive months are listed for the current year and the next five years; in addition, the June and December contract months are listed beyond the sixth year. Additional months will be added on an annual basis after the December contract expires, so that an additional June and December contract would be added nine years forward, and the consecutive months in the sixth calendar year will be filled in. Additionally, trading can be executed at an average differential to the previous day's settlement prices for periods of two to 30 consecutive months in a single transaction. These calendar strips are executed during open outcry trading hours.

Trading at Settlement (TAS) Trading at settlement is available for the front two months except on the last trading day and is subject to the existing TAS rules. Trading in all TAS products will cease daily at 2:30 PM Eastern Time. The TAS products will trade off of a "Base Price" of 100 to create a differential (plus or minus) in points off settlement in the underlying cleared product on a 1 to 1 basis. A trade done at the Base Price of 100 will correspond to a "traditional" TAS trade which will clear exactly at the final settlement price of the day.

Minimum Price Fluctuation \$0.01 (1¢) per barrel (\$10.00 per contract).

Maximum Daily Price Fluctuation \$10.00 per barrel (\$10,000 per contract) for all months. If any contract is traded, bid, or offered at the limit for five minutes, trading is halted for five minutes. When trading resumes, the limit is expanded by \$10.00 per barrel in either direction. If another halt were triggered, the market would continue to be expanded by \$10.00 per barrel in either direction after each successive five-minute trading halt. There will be no maximum price fluctuation limits during any one trading session.

Last Trading Day Trading terminates at the close of business on the third business day prior to the 25th calendar day of the month preceding the delivery month. If the 25th calendar day of the month is a non-business day, trading shall cease on the third business day prior to the business day proceeding the 25th calendar day.

Delivery F.O.B. seller's facility, Cushing, Oklahoma, at any pipeline or storage facility with pipeline access to TEPPCO, Cushing storage, or Equilon Pipeline Co., by in-tank transfer, in-line transfer, book-out, or inter-facility transfer (pumpover). Complete delivery rules and provisions are detailed in Chapter 200 of the Exchange Rulebook.

Delivery Period All deliveries are ratable over the course of the month and must be initiated on or after the first calendar day and completed by the last calendar day of the delivery month.

Alternate Delivery Procedure (ADP) An alternate delivery procedure is available to buyers and sellers who have been matched by the Exchange subsequent to the termination of trading in the spot month contract. If buyer and seller agree to consummate delivery under terms different from those prescribed in the contract specifications, they may proceed on that basis after submitting a notice of their intention to the Exchange.

Deliverable Grades Specific domestic crudes with 0.42% sulfur by weight or less, not less than 37° API gravity nor more than 42° API gravity. The following domestic crude streams are deliverable: West Texas Intermediate, Low Sweet Mix, New Mexican Sweet, North Texas Sweet, Oklahoma Sweet, and South Texas Sweet. Specific foreign crudes of not less than 34° API nor more than 42° API. The following foreign streams are deliverable: U.K. Brent, for which the seller shall receive a 30 cent per barrel discount below the final settlement price; Norwegian Oseberg Blend is delivered at a 55¢-per-barrel discount; Nigerian Bonny Light, Qua Iboe, and Colombian Cusiana are delivered at 15¢ premiums.

Trading Symbol CL CLT (TAS Code)

Fuente: Nymex (2008)

future, y disminuye cuando el precio *spot* baja más rápidamente que el precio *future*.

Las anteriores consideraciones respecto a la *diferencia* (dando lugar a valores negativos o positivos) han producido la existencia de diferentes tipos de mercados. Se llama mercado *contango* o *carrying charge*, según Labianca (2006) cuando los precios *futures* con vencimiento más lejano muestran valores más altos que los que tienen vencimientos más próximos. La diferencia es negativa. De la misma forma, para Labianca (2006), se denominan mercados *backwardation* (Reino Unido) o *inverted market* (Estados Unidos), aquellos mercados donde el precio del *future* con vencimiento más próximo es mayor que el contrato *future* con vencimiento más lejano en el tiempo. La diferencia es positiva. Por tanto, es necesario destacar la importancia de la diferencia como componente clave en los mercados de *commodities*: 1) utilización en mercados donde el almacenamiento de bienes sirve para balancear demanda y oferta, 2) capacidad de medir la eficiencia y la eficacia del mercado. La fase *contango* (o *carrying charge*) representa, entonces, la fase de normalidad en los mercados de *commodities*, es decir la condición que el precio futuro es mayor que el precio *spot*, debido a que al precio *cash* hay que añadirle los costos de almacenamiento, seguros, intereses, transporte, etc. La fase de *backwardation* (o *inverted market*) representa una anomalía, y se verifica cuando el precio *spot* incorpora los costos añadidos. Este mercado se realiza cuando hay una temporánea escasez de oferta.²⁴

Cuando se negocia un contrato *future* sobre un *commodity* que requiere almacenamiento como el petróleo, se espera que el precio futuro sea una función positiva tanto del precio *cash*, como de la tasa nominal de descuento y de los costos de almacenamiento.²⁵ En este sentido, la lógica indica que el arbitraje sobre el precio garantiza que el precio futuro sea igual al precio *spot*, más los costos de almacenamiento y del interés pagado sobre el dinero prestado para comprar el crudo en el mercado *cash*. Por lo tanto, si esas dos funciones son positivas, el mercado se encontrará en fase *contango*.

En el mercado a futuro del crudo, *Brent Blend* y *WTI*, se asiste frecuentemente a una situación de *backwardation*; es decir, que la curva del precio de los *futures* esté por debajo de la curva del precio *spot*. Esta

situación sugiere que el precio *future* de un *commodity* como el petróleo depende del *cost-of-carry*. Si el precio *future* es demasiado alto respecto al precio *spot*, sería conveniente comprar al precio *spot* para venderlo luego al precio *future*, favoreciendo el aumento de los inventarios. En cambio, en una fase de *backwardation* los compradores pudieran decidir pagar lo que sea para asegurarse las provisiones de crudo y los productores decidir no aumentar la oferta reduciendo de hecho los inventarios.

Mabro (2000), destacando la casi irreversibilidad de las dos fases, afirmó que una fase de *backwardation* lleva los precios a subir sin límite, mientras que una fase *contango* induce los precios a bajar sin límite. Las subidas o bajadas sin límite en los precios futuros del petróleo se detienen hasta que se presente un *shock* que detenga alguna de las dos fases. Una vez que el shock, ya sea de oferta o de demanda, se disipa, tenderá a presentarse nuevamente las situaciones de *backwardation* o *contango*.

En definitiva, para el petróleo los mercados *contango* en general fomentan estrategias de mercado con compra *spot* y almacenamiento del petróleo en la espera de vender en el futuro a un precio más alto; en cambio, en una fase de *backwardation* hay un incentivo para los productores a vender *spot* en el breve periodo introduciendo en el mercado más cantidades de crudo. En definitiva, el primer escenario lleva a un aumento de los inventarios, el segundo a una reducción de almacenamiento. Para los inversionistas, en presencia de *backwardation* es conveniente vender *futures* comprando contratos con vencimientos más lejanos en el tiempo, ganando la diferencia. Esto, en el mercado del petróleo genera indudablemente aumento de liquidez, pero sobre todo de volatilidad. Desde el punto de vista de los productores OPEP el escenario *backwardation* representa un incentivo para extraer crudo más que tenerlo bajo tierra en la espera de vender lo en el futuro.

4.4 El crudo a \$ 100 por barril

En julio 2006 el *WTI* tocó su record histórico de US\$ 78,40 por barril. El 12 de octubre 2007 el precio fue de US\$ 86,38 por barril. El 19 de octubre 2007 el *WTI* cerró a US\$ 90.02 por barril y el 21 de noviembre

el precio fue de US\$ 99,29. El día 2 de enero 2008 el contrato *future* sobre el *light sweet crude* alcanzó un precio de US\$ 100,09 por barril, récord histórico hasta ese momento (en valor absoluto, porque si tomamos en cuenta el valor ajustado por la inflación, los US\$ 20 dólares del 1979 representaban los US\$ 101 dólares de hoy). El 7 de julio 2008, en el NYMEX el contrato *future* a 4 meses sobre el *light sweet crude* llegó a su máximo valor histórico de US\$ 147,24 por barril. Estos comportamientos del mercado se sustentan en razones de carácter fundamental y variables financieras.

5. Análisis fundamental

5.1 Demanda de crudo

El factor de aumento de la demanda está considerado por muchas partes como el factor principal de la tendencia del precio del petróleo en los últimos 25 años (Moscatelli y Guerrero, 2007). Además, mucha influencia sobre este factor la ha tenido la composición cualitativa de la demanda y distribución del crudo.

La figura 1 muestra cómo, a partir de los años 80, y luego de la caída del muro de Berlín, la demanda mundial de crudo ha crecido desde los 63,113 m/bd de crudo en 1980, hasta los 84,949 m/bd del 2006. Este aumento constante ha sido arrastrado principalmente por el aumento del consumo de crudo de dos áreas: América del Norte, que desde 20,203 m/bd de crudo del 1980, ha llegado a 25,07 m/bd del 2006, y del área asiática, con un aumento que ha llevado la demanda de crudo desde los 10,73 m/bd del 1980, a los 25,07 m/bd del 2006. Si se toma en cuenta que la demanda de crudo de Japón ha pasado de los 4,95 mb/d de 1980 a los 5,197 mb/d de 2006, se puede suponer que las economías asiáticas que han influenciado el aumento de la demanda mundial de petróleo, han sido la de India (0,643 mb/d en 1980, y 2,571 mb/d en 2006), la de Corea del Sur (0,537 mb/d en 1980 y 2,179 mb/d en 2006), y la economía China que, desde un consumo de 1,765 mb/d en 1980, ha pasado a los 7,201 mb/d de crudo demandado en 2006.

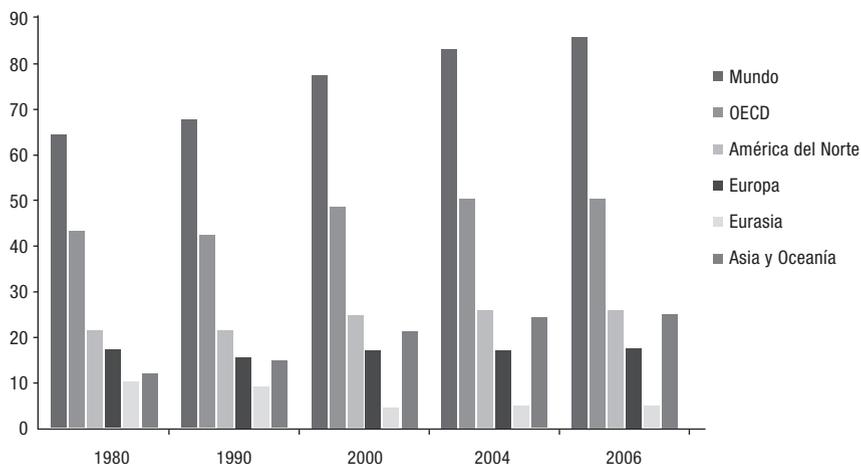


Figura 1. Demanda mundial de crudo entre 1980 y 2006

Fuente: Elaboración propia.

5.2 Oferta de crudo

Paralelamente, del lado de la oferta, la producción de crudo, si bien ha mostrado una tendencia al aumento, también ha evidenciado que las áreas de extracción de los indicadores *Brent* y *WTI*, es decir Europa y América del Norte, revelan una baja en cuanto a la oferta de esos crudos livianos. La figura 2 muestra que el comportamiento de la producción mundial de crudo, del Medio Oriente y la de la OPEP muestra un crecimiento en la década de los 90, comienza a perder impulso y luego se estabiliza entre 2004 y 2006. Por su parte la producción de América del Norte no presenta crecimientos significativos y la producción europea mostró un crecimiento entre 1980 al 2000, pero comenzó a declinar suavemente.

5.3 Oferta de la OPEP

Es importante, además, destacar el papel asumido por la OPEP que, después de la sensible disminución de su producción entre los años

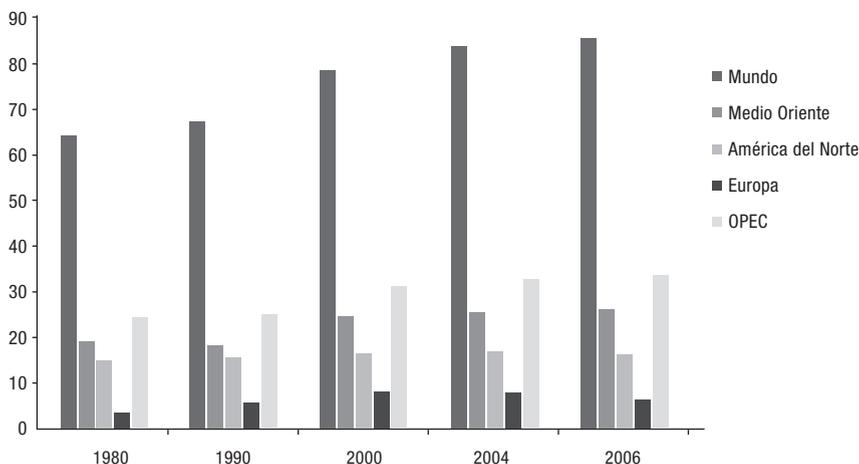


Figura 2. Producción mundial de crudo: NGPL y otros productos líquidos

Fuente: Elaboración propia.

1998 y 2000, a partir del 2004, juntamente con Rusia, ha empezado una política de aumentos de producción, que ha coincidido con el aumento de los precios. En particular, desde mediados del año 2002, los niveles de producción de la OPEP han superado sensiblemente las cuotas oficiales, así que, si los aumentos de los precios realizados después del 2000 se debieron principalmente a los cortes de producción, los que siguieron desde el 2004 hasta el 2006 están relacionados principalmente al aumento de la demanda de petróleo.

Un análisis adicional amerita la tendencia en alza que se ha desarrollado desde finales del 2006 hasta el pico de julio 2008. Mientras parece limitado el desempeño de los países no OPEP que han evidenciado una capacidad de aumento de producción no superior a los 700.000 barriles diarios, muy por debajo del crecimiento medio anual de la demanda, y que, además, como se dijo, es manifiesto el declive de la producción mayor al esperado en algunos yacimientos no-OPEP, se resalta que en 2007 la OPEP ha aplicado unos cortes de producción, mientras que la demanda seguía creciendo por encima de 1 millón de barriles diarios al año. En definitiva, la OPEP ha continuado en su convencimiento que el mercado está bien abastecido.

Cuadro 3. Producción de la OPEP entre 1998 y 2008

Años	Producción en millones b/d	Años	Producción en millones b/d
1998	28.819.000	2004	31.076.000
1999	27.311.000	2005	32.305.000
2000	28.873.000	2006	32.448.000
2001	28.008.000	2007	32.077.000
2002	25.595.000	2008	32.157.000
2003	28.817.000		

Fuente: Elaboración propia.

En consecuencia, se puede afirmar que, dentro de los elementos que han llevado a los precios del crudo a los récords de 2008, una parte relevante la han asumido las últimas decisiones de la OPEP (García y Ramírez, 2008) añadiendo más tensión al mercado. En particular, en los primeros cuatro meses del 2008, el organismo se ha reunido dos veces decidiendo mantener sin variación las cuotas de producción. Esta afirmación toma más fuerza si dentro de la misma OPEP, en el primer semestre 2008 hubo una reducción de producción de 600 mil barriles diarios, debido a los cortes en Nigeria (200 mil b/d), Irán (170 mil b/d), Venezuela (120 mil b/d) y Arabia Saudita (100 mil b/d). Excluyendo Arabia Saudita, la impresión de los mercados es que esos cortes se deben a la incapacidad de estos países de mantener altos niveles de producción (García y Ramírez, 2008).

Un elemento también relevante está representado por la capacidad de refinación. Los datos OPEP (OPEP, 2007), que relacionan la producción entre productos refinados y capacidad de refinación, muestran que en el periodo 1997-2007, frente a un aumento generalizado de consumo de productos refinados, y por ende de producción de los mismos, la capacidad de refinación parece no aumentar proporcionalmente. Esta tendencia parece más evidente en el área OPEP, aunque también la capacidad de refinación del área no-OPEP tampoco ha evidenciado un crecimiento notable en el periodo 1997-2007. Esta tendencia permite afirmar que la subida del precio del petróleo de estos últimos años no

Cuadro 4. Capacidad mundial de refinación de petróleo entre 1998 y 2008 (en millones de barriles diarios)

Años	Países OECD	Países no OECD	Mundo
1998	43.230.000	34.800.000	78.030.000
1999	44.190.000	35.890.000	80.080.000
2000	44.330.000	37.200.000	81.530.000
2001	44.480.000	36.840.000	81.320.000
2002	44.500.000	36.950.000	81.440.000
2003	44.690.000	37.300.000	82.000.000
2004	44.750.000	37.510.000	82.260.000
2005	45.120.000	37.670.000	82.800.000
2006	45.580.000	39.760.000	85.340.000
2007	45.520.000	39.830.000	85.360.000
2008	45.550.000	39.910.000	85.460.000

Fuente: EIA (2009)

haya sido acompañada por un aumento de capacidad de refinación, es decir de inversiones en el área (Di Benedetto, 2008).

Finalmente, algunos analistas han retomado el análisis de la evolución de los precios del crudo a través del modelo de Hubbert (1956), considerando además las conclusiones que *Energy Right Watch* hace en su reporte anual 2007.²⁶ Si se considera en este análisis, que, resumido, dice que las provisiones de crudo se encuentran en una fase de *plateau*,²⁷ se puede justificar en parte la tendencia de subida de los precios a través de una percepción general, o mejor dicho de expectativas de próxima futura caída de la oferta.

6. Análisis técnico financiero

Por lo que concierne a las variables financieras, algunos analistas imputan la tendencia en alza a la debilidad del dólar estadounidense (periodo 2003-2008) y a las expectativas de inflación del área dólar estadounidense. Es

decir, la inversión financiera en petróleo necesita una protección para los inversores ante ambos fenómenos. La crisis de los *subprime*, que se inició en 2006, podría sostener esta afirmación tomando en cuenta que la correlación entre dinámica del dólar estadounidense y precio del petróleo es ampliable a las variaciones de todas las *commodities*.²⁸ Además, en la medida en que la inversión en este activo ha resultado rentable, han aumentado considerablemente los volúmenes de capitales invertidos, es decir que se vuelve significativo un análisis de sustituibilidad de activos, en este caso el dólar estadounidense en *commodities*. Además, utilizando brevemente la hipótesis del modelo de Pindyck (2001) sobre la influencia de los inventarios en la determinación de los precios *spot* del crudo, en los mercados de materias primas de extracción, como lo minerales y el petróleo, es normal que pueda registrarse un pequeño diferencial positivo entre precio *spot* y precio *future* (*backwardation* con base positiva), en la medida en que esto genere incentivos para que los productores extraigan y vendan el producto, en lugar de esperar un precio mayor en el futuro sin tener la necesidad de extraer más crudo.

Si se analiza el comportamiento de esta diferencia en dos periodos, julio-diciembre 2007 y enero-mayo 2008 (ver Figura 3 y Cuadro 5), el diferencial ha sido positivo por valores superiores a lo normal y por plazos bastante largos de tiempo. Este comportamiento podría explicar el aumento de volatilidad que ha empujado el precio hasta superar los 140 dólares por barril, así como sugieren las hipótesis de Pindyck (2001).

Se podría afirmar que la especulación de los últimos años está disfrazando el equilibrio real entre demanda y oferta de petróleo con el equilibrio entre demanda y oferta de *futures*. Los altos costos del petróleo tendrían que empujar los productores a que inviertan más dinero para descubrir y desarrollar nuevos yacimientos, pero esto no ha sucedido por el temor de una fuerte baja de los precios.

El problema relativo a la enorme especulación que se ha verificado en el mercado de los *futures* sobre materias primas es siempre de actualidad. En particular, en el caso del petróleo, mientras la cantidad efectiva que se canjea diariamente en los mercados es alrededor de 85 millones de barriles, la cantidad negociada por ejemplo en el NYMEX es de 1 millardo de barriles.²⁹ Muchos analistas atribuyen esta enorme

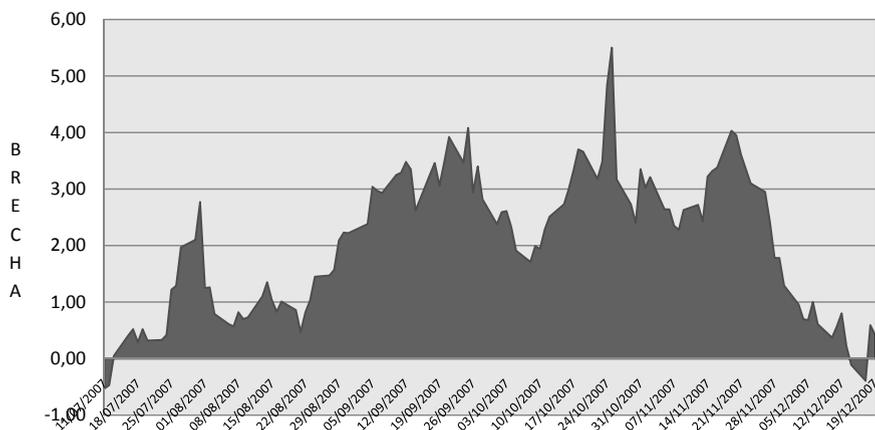


Figura 3. Brecha entre el WTI y el Sweet Light Crude en el mercado Nymex entre julio y diciembre de 2007.

Fuente: Elaboración propia.

discrepancia a la falta de una reglamentación después que el *Commodity Futures Modernization Act* del 2000 ha limitado el poder de la *Commodity Futures Trading Commission (Cftc)* (Capezzuoli, 2008).

Los tres factores esenciales para el buen funcionamiento del mercado de los *futures*, especulación, liquidez y mercancías, deberían garantizar que el precio fuera expresión del mercado, pero uno de ellos, la mercancía, no está bien representado. Si un comprador de *future* sobre el WTI en el NYMEX quiere recibir el físico, tiene la única opción de cargarlo en el *hub* de *Cushing*,³⁰ Oklahoma, mientras que un comprador de un *future* sobre el Brent en el IPE (*International Petroleum Exchange*) de Londres, no encuentra virtualmente el depósito donde cargar el crudo, aunque se prevé una compensación monetaria.

La tendencia en baja de los precios visible en el 1998 tiene sus razones probablemente en las decisiones OPEP de noviembre 1997 (Di Benedetto, 1998) cuando, a raíz de la crisis en los mercados financieros asiáticos, se decide aumentar sensiblemente la producción; decisión que, unida a la reducción de demanda, fue responsable de la caída de los precios del crudo hasta los \$10 por barril en los años 1998-1999.

Cuadro 5. Brecha entre el WTI y el *sweet light crude* en el mercado *Nymex* entre enero y mayo de 2008

Ob	Día	Enero	Día	Febrero	Día	Marzo	Día	Abril	Día	Mayo
1	01	1,55	01	0,18	03	1,23	01	1,47	02	1,74
2	03	1,29	04	0,21	04	1,43	02	1,66	05	1,71
3	04	1,06	05	0,24	05	2,21	03	1,84	06	1,64
4	07	0,95	06	0,06	06	2,39	04	1,64	07	1,28
5	08	1,16	07	0,01	07	2,61	07	1,64	08	0,83
6	09	1,53	08	0,4	10	3,49	08	2,06	09	0,52
7	10	1,5	11	0,46	11	3,68	09	2,26	12	0,63
8	11	1,39	12	0,3	12	3,86	10	1,86	13	0,8
9	14	1,26	13	-0,25	13	3,43	11	1,59	14	0,33
10	15	0,82	14	0,33	14	3,69	14	2,04	15	0,61
11	16	1,18	15	0,68	17	3,61	15	2,05	16	0,51
12	17	1,25	19	1,11	18	3,03	16	1,84	19	0,48
13	18	1,44	20	1,9	19	3,7	17	1,72	20	-0,38
14	22	1,47	21	1,38	20	2,99	18	2,03	21	-1,25
15	23	1,36	22	1,38	24	1,92	21	2,46	22	-0,46
16	24	1,22	25	1,33	25	0,91	22	2,87	23	-0,19
17	25	0,8	26	1,06	26	2,22	23	4,17	-	-
18	28	0,66	27	1,56	27	2,78	24	3,35	-	-
19	29	0,77	28	1,07	28	2,14	25	5,8	-	-
20	30	0,71	29	1,21	31	1,51	28	2,57	-	-
21	31	0,45	-	-	-	-	29	2,26	-	-
22	-	-	-	-	-	-	30	2,24	-	-

Fuente: Elaboración propia.

En relación con la evolución de los precios del crudo en un horizonte que transcurre entre diciembre de 1998 y marzo de 2009 (Figura 4), desde el punto de vista del análisis técnico, se pueden establecer dos tendencias primarias: la primera entre diciembre de 1998 y diciembre de 2001, y la segunda entre diciembre de 2001 y julio de 2008. Después de experimentar un nivel de US\$ 9,33 barril para diciembre de 1998,

el precio del crudo comienza a describir una prolongada cresta circular (*rounding top*), que incluía un esquema de cabeza y hombros (*head and shoulder*). Esa cresta tiene como punto máximo US\$ 32,12 el barril. A partir de este punto se presenta un cambio de tendencia que se prolongará hasta finales de 2001. Ese cambio de tendencia se verificó cuando los precios se colocaron por debajo de la línea de soporte de US\$ 28,6 el barril, precio que fue el que correspondió a septiembre de 2000. La figura denominada cabeza y hombros (cuyo primer hombro se ubicó a US\$ 30,05 el barril y el segundo a US\$ 28,81 el barril) mostró una tendencia descendente, debido a que la línea de cuello (*neckline*) también lo fue. Las dos evidencias anteriores confirmaron el comportamiento descrito anteriormente como cresta circular.

Algunas de las explicaciones que dan cuenta de ese comportamiento se dieron cuando, en marzo 1999, los países productores no-OPEP Noruega, Rusia y México, después de la reunión de Viena, deciden unilateralmente cortar inmediatamente la producción en 2 millones de barriles. Esta decisión, junto con la recuperación mundial de la demanda de crudo, llevó el precio en 1999 hasta los 25 dólares por barril.

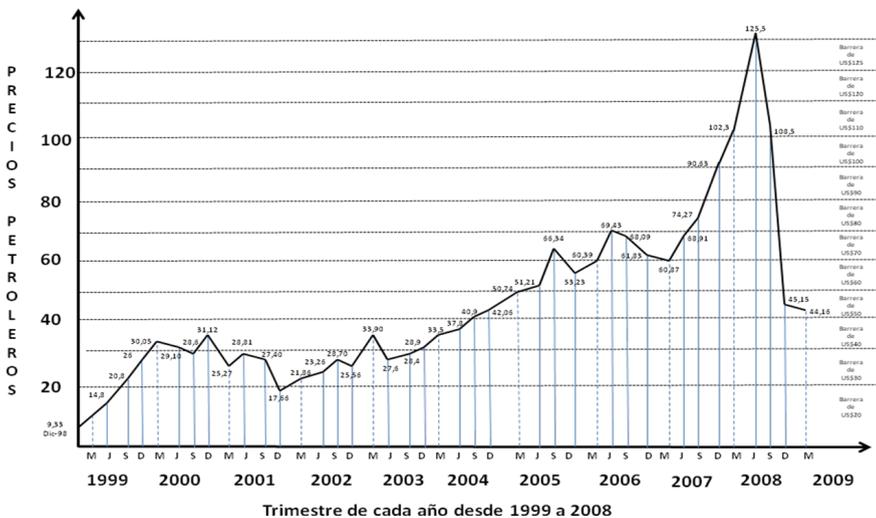


Figura 5. Precios internacionales del petróleo considerados trimestralmente en US\$ entre diciembre 1998 y marzo de 2009.

Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2000, los efectos mínimos del problema Y2K y el crecimiento de la economía estadounidense y de Asia, especialmente China e India, impulsaron al alza los precios. El crecimiento económico en Asia y Estados Unidos fue aprovechado por la OPEP para, mediante acuerdos, elevar su oferta. Así el 28 de marzo de 2000, la OPEP acordó incrementar su producción en 1.452.000 de barriles por día; el 21 de junio el incremento en la producción fue de 708.000 barriles por día; y el 10 de septiembre de 2000, la OPEP acordó elevar la producción a 800.000 barriles diarios. Esos incrementos en la producción se tradujeron en una consolidación del alza de los precios del crudo en los principales mercados de *commodities* como el de New York (NYMEX), en que el precio del barril de crudo alcanzó los US\$ 37,00 para la tercera semana del mes de septiembre de 2000. Por su parte, el comportamiento de los precios mundiales del crudo en el 2001 estuvieron afectados por: un crecimiento de la producción de crudo de los países no pertenecientes a la OPEP; la debilidad de la economía estadounidense; los acontecimientos del 11 de septiembre (torres gemelas), y la crisis económica y financiera (burbuja Internet), que frenaron de cierta forma la subida de los precios del crudo por la desaceleración de la demanda en los Estados Unidos y Europa. En ese periodo la OPEP realizó cortes en su producción en febrero, abril y septiembre de 2001.

Entre diciembre de 2001 y julio de 2008 los precios mundiales del crudo experimentaron una tendencia primaria alcista. Este rumbo alcista fue la manifestación del crecimiento en los volúmenes comercializados de crudo y del número de contratos futuros sobre el petróleo. Esta larga tendencia consolidó la presencia no solamente de los expertos de mercado como los inversionistas y especuladores, sino de otros actores participantes en los mercados financieros pero que no tenían al commodity petróleo como componente de sus portafolios de inversión. Es decir, los expertos de mercado, frente a las buenas perspectivas del crecimiento de la demanda mundial de petróleo producido por naciones fuera y dentro de la OPEP, comenzaron a reestructurar sus carteras de inversiones con la inclusión del crudo.

En esta tendencia alcista se logró identificar dos series de movimientos antes de septiembre de 2007, que fue el periodo en donde

los precios escalaron niveles hasta de US\$ 125,50. La primera serie de movimientos dieron comienzo en 2002 hasta junio de 2004 y la segunda serie entre junio de 2004 a septiembre-diciembre de 2007. En la primera serie de movimientos, se identificó un gráfico de cabeza y hombros ascendente. De diciembre de 2001 hasta septiembre de 2002 se produjo un alza hasta US\$ 28,70 el barril, para luego caer en el siguiente trimestre a US\$ 25,50 el barril. En enero de 2002 la OPEP retrasó la entrada en vigencia de sus recortes establecidos el año anterior y los productores no-OPEP establecieron una línea de ajustarse al mercado con recortes e incrementos de la producción. La combinación de los factores antes mencionados, la baja de los inventarios estadounidenses, y la situación conflictiva en Venezuela, permitieron a los precios tener una tenencia creciente hasta alcanzar un máximo de US\$ 33,90 el barril. Posteriormente entre marzo a junio de 2003, el precio del crudo cayó a US\$ 27,60 el barril, debido a los efectos en caída de las exportaciones de crudo venezolano y la salida del mercado del petróleo de la Iraq de Saddam Hussein. Sin embargo, desde este trimestre hasta junio de 2004 el precio se ubica por encima del máximo de marzo de 2003 en US\$ 37,8 (anteriormente, el precio se ubicó en US\$ de 33,50 el barril, lo que indica el segundo hombro de la figura). Es decir, si se traza una línea de cuello (*neckline*) entre diciembre de 2002 y junio de 2003, todo movimiento de los precios por encima de esa línea se consideraría una confirmación del movimiento primario ascendente de la serie. Lo anterior ocurrió entre junio y septiembre de 2003 y se atribuye principalmente a una progresiva reducción del exceso de producción de crudo en relación a su demanda, lo que produce dos efectos sobre los precios: la imposibilidad de lograr una cobertura en el suministro si la OPEP sale del mercado, y el aumento del *risk premium* (el precio que paga el comprador de una opción por el derecho a usar una opción y que depende del Strike price, la volatilidad del mercado) para quienes adquirieron opciones sobre crudo a un determinado *strike price*.

Para el 2004 y junio de 2005, los precios del crudo siguieron una tendencia creciente. En abril de 2004, la OPEP acordó cortes de la producción de un millón de barriles diarios. Posteriormente en abril y noviembre de 2004 se incrementó la producción en medio millón y un

millón de barriles diarios respectivamente. En 2005, la OPEP abandonó su sistema de bandas de precios y aprobó dos incrementos en marzo y julio que totalizaron un millón de barriles diarios. Sin embargo, entre julio y septiembre de 2005, los precios del petróleo experimentaron un salto de US\$ 55,21 el barril a US\$ 69,43 el barril. En ese periodo la producción petrolera del Golfo de México especialmente se vio afectada por los efectos del huracán Katrina. Todo esto ocurría dentro un escenario de un crecimiento económico mundial liderado por la cuenca Asia-Pacífico, especialmente China, que impulsó el incremento de la demanda mundial de petróleo. Entre junio de 2005 finales del año 2007, los precios mundiales del crudo atraviesan un canal ascendente y que fue la oportunidad que tuvo el mercado para establecer estrategias especulativas junto al mantenimiento de las cuotas de la OPEP y otros productores. En este canal, la línea de resistencia se ubicó entre US\$ 66,34 el barril y US\$ 69,43 el barril, mientras que la línea de soporte se ubicó en US\$ 60,87 el barril. En este punto los actores estaban tanteando el mercado para determinar posteriormente indicios sobre la evolución futura. Es decir, en el corto plazo, debido al nivel de los inventarios estadounidenses y de otros grandes países importadores como Alemania, se hacían compras a medida que el precio se alejaba de la línea de resistencia y vendían al alejarse de la línea de soporte. La OPEP por su parte, en noviembre de 2006 y febrero de 2007 realizó recortes de 1.200.000 b/d y 500.000 b/d respectivamente, que ayudaron al crecimiento de los precios. Por su parte, el mercado consideró que las posibilidades de mayores aumentos de precios, debido al aumento de la demanda mundial, la presión por el mantenimiento de inventarios estratégicos a niveles cónsonos con las necesidades principales de los países de la OCDE, y la debilidad del dólar respecto al euro contribuyeron a llamar la atención de los inversionistas expertos en el mercado de *commodities*.

La ruptura de la resistencia a \$70 abrió una fase alcista en el año 2007 cuando el impulso, aparentemente fuertemente especulativo, llevó el precio del crudo hacia los \$100 por barril. Esa fase alcista, liderada por los expertos del mercado, se confirmó cuando los precios sobrepasaron la línea de resistencia del canal ascendente entre septiembre y diciembre de 2007. Este proceso estuvo a la par de la caída de los inventarios

estadounidenses. Obviamente el mercado de los *commodities* conoce que el petróleo es un bien almacenable y que no se degrada, por ejemplo, como el café o el azúcar de caña. Esa fase de crecimiento atrajo la participación de otro tipo de inversionistas como los “inversionistas institucionales”, negociantes no-comerciales, y los fondos soberanos. Ahora bien, los precios del crudo seguían creciendo hasta el punto de que el 26 de julio de 2008 la Cámara de Representantes del Congreso de los Estados Unidos aprobó la *Energy Markets Emergency Act*, que estableció la *Commodity Futures Trading Commissions* (CFTC). Pero en ese mismo año, la demanda de crudo de los Estados Unidos experimentó una significativa caída. Para McCullough (2008), desde el punto de vista económico, las estimaciones del precio del crudo son la mejor forma de establecer precios esperados a la hora de tomar posiciones en el mercado *forward*. La diferencia entre los precios estimados y los esperados es el premio (*premium*). Para el 2008 el premio disminuyó al tiempo que los inversionistas/especuladores estaban liquidando posiciones de oferta inclusive antes del 3 de julio de 2008. Posteriormente, la crisis de las hipotecas *subprime* contribuyó a una recesión que castigó la demanda mundial de crudo, por lo que comenzó un cambio de tendencia desde el segundo semestre de 2008 y que se ha extendido a 2009.

En resumen, desde la perspectiva económica-financiera se presentan una serie de elementos que direccionaron el comportamiento de los precios del crudo en los últimos años. Por una parte, se encuentra el crecimiento del consumo de petróleo en los Estados Unidos y Europa y en las denominadas economías emergentes tales como la República Popular China, India y Brasil. Por otra parte, la participación del mercado en términos de volúmenes transados físicos y mediante contratos ha tenido un crecimiento significativo.

En un estudio realizado por Barsky y Kilian en el año 2004 y mencionado por Håkansson (2006) se comprobó el efecto de los precios del petróleo en el producto nacional bruto de los Estados Unidos. Entre sus conclusiones se estableció que los incrementos significativos en los precios del petróleo fueron los responsables de las recesiones en la década de los años 70. Según Håkansson (2006), el crecimiento de la economía china, en los últimos tres lustros ha sido superior al 8% anual expresados

en US\$ de 2004. El resultado es un incremento del poder de compra de la población que se tradujo en un incremento en la adquisición de vehículos hasta alcanzar para el 2004 la cifra de 74 vehículos por habitante o cien millones de unidades. El proceso de industrialización y de cambio en los esquemas de urbanismo de las grandes ciudades chinas condujo a que entre 1970 y 2004 el consumo de petróleo se haya incrementado en 1100%. En consecuencia, lo que es válido para China es válido para el resto de las economías. Para EIA (2005) el crecimiento económico está entre los factores cruciales en el comportamiento de la demanda de crudo. Ahora bien, según Håkansson (2006), China presenta una alta elasticidad ingreso de la demanda de consumo de crudo, debido a que los chinos en términos de riqueza consumen relativamente poco combustible per cápita y debido a la baja concentración de vehículos en el país.

Por otra parte, el petróleo crudo se convirtió en el *commodity* más comercializado en el mundo. Según Håkansson (2006) y Weinberg (2009) la brecha entre volúmenes de producción del WTI y el número de contratos comercializados fue cada vez más amplia. Entre 1986 y 2008 la producción de crudo catalogado como WTI decreció un promedio de 1.000.000 b/d, mientras que el número de contratos pasó de 10.000 contratos diarios a 500.000 contratos diarios. Estas cifras indican varias cosas: 1) se emitieron un mayor número de contratos como alternativas de inversión a otro tipo de activos de acuerdo a la teoría de la demanda de activos; 2) como lo expresa Weinberg (2009) la relación entre la producción entre WTI y comercialización de crudo se encuentra estará por encima de 1:2000 y la relación producción mundial de petróleo a comercio de petróleo se encuentra estará en el orden de 1:6; 3) la mayor cantidad de contratos sobre commodities petroleros estarán significativamente influenciados por el interés especulativo en términos de RET^c, liquidez, y riesgo relativo principalmente; y 4) el interés especulativo podría estar limitado a las restricciones en el financiamiento bancario sobre todo después de los efectos financieros no esperados de la crisis de los “*subprime*”.

Existe una serie de hechos puntuales que afectaron la tendencia creciente del petróleo. Seguramente, cabe destacar que los frecuentes

episodios de violencias internas en Nigeria, la incertidumbre geopolítica en Irán, el cierre de algunos terminales en México por cuestiones meteorológicas (inclusive los desastres causados en 2005 por el huracán Katrina en el Golfo de México), la baja de los inventarios en Europa y EEUU, la flexión de la capacidad productiva de la OPEP y los temores sobre las reservas, resultan ser algunos de los factores determinantes para explicarnos este camino exponencial hacia los US\$ 140.

7. Conclusiones

El 2008 ha representado un año crucial en la evolución del precio del crudo. La crisis financiera, generada por la crisis del crédito y que está generando una fuerte recesión mundial duradera, ha sido acompañada por la caída del precio del petróleo que, desde los 140 dólares de julio 2008, ha llegado hasta los 40 dólares de diciembre 2008.

La brusca caída de los precios del *Brent* y del *WTI* en los mercados internacionales pareciera confirmar muchas de las hipótesis anteriores con que se ha tratado de explicar la tendencia del precio de petróleo en los últimos 10 años.

Las expectativas sobre una inevitable recesión mundial implican previsiones de una fuerte caída de la demanda de crudo,³¹ obviamente acompañada por una frenada del grado de agotamiento de las reservas mundiales. Se puede establecer la hipótesis que desde noviembre del 2008 la demanda haya sido la más incisiva en la dinámica de los precios. No obstante, si la recesión mundial no es un fenómeno permanente, la recuperación económica impulsará nuevamente los precios del petróleo. La razón es que, independientemente del volumen importado por la Unión Europea, Japón o los Estados Unidos, las grandes y medianas economías emergentes tales como China, India, Brasil, Turquía, África del Sur o inclusive algunas economías medianas de la cuenca Asia-Pacífico, América Latina y Europa del Este experimentarán un crecimiento en su demanda.

Lo antes expuesto indica que la OPEP no dejará de tener algún grado de protagonismo en el comportamiento de los precios del crudo y

su desafío consistirá en mantener una capacidad productiva significativa (en términos de reservas probadas e industrialización); en mantener la disciplina dentro de la organización en términos de respetar las cuotas; que sus economías no se vean amenazadas por la inestabilidad política (como por ejemplo: de Irak, Irán o Nigeria); en exigir balancear las cuentas fiscales nacionales con un mercado de *commodities* que atienda más a consideraciones tales como el poder adquisitivo del dólar estadounidense, la volatilidad de los mercados financieros, la entrada de especuladores con gran músculo financiero y sin las ataduras de orden político o social propio de la gran mayoría de los miembros de la OPEP, o el surgimiento de nuevos instrumentos financieros más complejos asociados a operaciones de futuro o de opciones.

En relación con el papel de los mercados de *commodities*, en el último trimestre 2008, el mercado ha ingresado en una fase *contango*, es decir que el precio de los *futures* sobre el petróleo ha vuelto a incorporar “normalmente” el *Cost of Carry*, señal de una tendencia negativa (inversa a la antecedente fase de *backwardation*), probablemente confirmada por un aumento de los inventarios derivado por la crisis económica, que representaría el *shock* (Mabro, 2000) externo necesario para modificar la tendencia.

Como se podrá observar, los desafíos de la OPEP y particularmente los de Venezuela son enormes en materia de mantener una presencia en el escenario mundial del petróleo. En el caso particular de Venezuela, el financiamiento de un desarrollo económico que se traduzca en prosperidad para la nación dependerá, en gran medida, de la volatilidad de un mercado internacional de *commodities*. Frente a un escenario de alta dependencia del *commodity* petróleo, la fijación, por ejemplo, del precio de barril de referencia para el cálculo del presupuesto nacional deberá tomar en consideración cada vez más las vicisitudes de un mercado caracterizado por su interconexión global, su inestabilidad y las innovaciones financieras que buscan esquivar las regulaciones de los Estados nacionales.

8. Notas

- 1 La palabra inglesa *commodity* proviene probablemente de la palabra francesa *comodité*, que significa conseguido de manera práctica, y que a su vez deriva del latino *commoditas*. En los mercados financieros la palabra *commodity* se asocia a materias primas no genéricas estandarizadas.
- 2 Su tesis parte de la afirmación de que, siendo el petróleo una materia prima disponible en cantidad limitada, los productores, para que su margen de ganancia sea constante en el tiempo, aumentarán el precio de una cantidad constante igual a la tasa oficial de descuento. Este mecanismo induce una baja de la demanda. El modelo prevé que, al punto de agotamiento de la materia prima, ingrese en escena una fuente energética alternativa, también llamada recurso *backstop*.
- 3 El geólogo Marion King Hubbert en los años 50 teorizó que la producción de crudo llegaría a un pico y que luego iría a tener una tendencia descendente, hasta el agotamiento de las reservas. El autor partió de la hipótesis de que es la producción la que influye los precios y no el contrario. Ciertamente es que su teoría no tenía previsto el concepto de equilibrio entre precio y costo marginal que, según los economistas, iba a reducir la velocidad de agotamiento de las reservas.
- 4 Los modelos económicos se preocupan sobre todo de comprender la formación de los precios en el corto/mediano plazo en función de la dinámica del mercado. Entre ellos, ha sido desarrollado el modelo monetarista que explicaba cómo la inflación importada por los países productores desde los países consumidores de crudo es la causa base del alza de los precios. Este modelo se demostró eficiente para explicar las crisis petroleras de 1973 y 1979. Otros modelos son los de Pindyck (1999) que, para construir una función de demanda/oferta de crudo, introduce el mercado de los inventarios. Los modelos a cortísimo plazo (semana/mes) toman en cuenta las variables climáticas, los inventarios y los cánones de arrendamiento de los buques transportadores; son modelos útiles para determinar precio *spot* y precio *future*; los usan las empresas de trading. Los modelos centrados en el mediano plazo (algunos meses) están basados en el estudio de variables como inversiones y reservas. Estos modelos son los que han tenido más dificultades en formular previsiones.

- 5 Los modelos econométricos, formulados básicamente para interpretar las tendencias de los precios a largo plazo, se dividen entre modelos que suponen movimientos de tipo browniano (*random walk* y *shock persistence*, es decir caótico y con o sin memoria de los shocks pasados), Black-Scholes (1973), y modelos que individualizan tendencias de largo plazo conectadas a elementos estructurales del mercado del crudo (*mean reverting models*) (Pindyck, 1999; Bernard *et al.* (2004) y Radchenko (2005).
- 6 Estos yacimientos están conectados al terminal (*hub*) de Sullom Voe que se encuentra en las islas escocesas Shetland (UK).
- 7 Es el crudo que acude al mercado asiático. Producido en el Estado de Dubai, y cargado en el puerto de Fateh, este crudo tiene un grado API 32°, y un porcentaje de azufre mayor a 2,0%, es decir, S>2,0%.
- 8 El crudo de Kuwait, con gradación API 31° y porcentaje de azufre S>2,5%. Kuwait exporta más de 60% de su crudo a los países asiáticos como Japón, India, Singapur, Corea del Sur, Taiwán y Tailandia (UP, 2007).
- 9 EL *Bonny Light* es un crudo nigeriano con características API>36°, y S<0,13% (UP, 2007).
- 10 El *Saharan Blend* es un crudo producido en Argelia. Las características son 43,5°<API <47,5°, S<0,1% (UP, 2007).
- 11 El BCF-17 es un crudo venezolano con características 16,5° API y azufre S>2,53%. El BCF-17 es extraído en la zona de Bachaquero (costa oriental del lago de Maracaibo) y representa alrededor de un tercio de la producción de crudo venezolano (E-petroquímica, 2007).
- 12 Es el mercado donde se canjea el físico. Un mercado cash market es representado por cualquier compraventa con entrega de inmediato.
- 13 Hace tiempo los listados de los precios del crudo estaban fijados por vía administrativa por las *majors*, fruto de una coordinación oligopolística de las compañías (Clò, 2000).
- 14 El mercado de referencia es el área geográfica de pertenencia, importante por la incidencia del costo de los transportes. Un ejemplo es la formación del precio del *Arabian Light*, 34° API. Su precio se forma a revés (*net-back*) desde Europa a partir del precio del *Brent*, y después de haber deducido el efectivo costo de transporte y el diferencial. En el mes de enero 1995 el *Arabian Light* realizaba un precio de 16,01 US\$/b, con un diferencial de 0.95 respecto al *Brent* (Clò, 2000).

- 15 Los lugares principales donde se hace la carga son Ras Tanura (Arabia Saudita), Bonny (Nigeria), Sullom Voe (Mar del Norte), Sidi Kerir (Iran), Cushing, Oklahoma (EEUU) (Clò, 2000).
- 16 En realidad en el mercado, además que Platt's, existen también Argus y London Oil report que cumplen esta función.
- 17 Desde el mes de julio del 2002 Platt's cotiza el *Dated Brent* como una mezcla de tres crudos: Brent, Fortis y Oseberg (BFO). Antes del 2002 el precio del *Dated Brent* era calculado como un promedio entre precio mínimo y precio máximo. El sistema ha sido modificado porque la dinámica de baja de su producción (en particular de los campos Brent y Ninian) y alza de los precios, hizo que su cotización no fuera lo suficiente significativa si comparada con otros crudos de la misma calidad (Kong, Reale, Rizavi, y Rodolfi, 2005).
- 18 Según Patrignani (2001) el sistema de Platt's dificulta la aproximación para establecimiento de un precio adecuado del crudo.
- 19 El mecanismo de cálculo se llama Market on Close (MOC) y toma en cuenta las entregas en el puerto de Sullom Voe entre los 10 y 23 días siguientes.
- 20 Comportamientos especulativos finalizados al modificar el precio alejándolo de los valores fundamentales.
- 21 Donde se negocia el contrato future sobre el Light Sweet Crude desde el mes de abril del año 1983, sobre la base del punto de fijación de precio (*price settlement point*) ubicado en Cushing OK.
- 22 Donde se negocia el contrato future sobre el Brent Blend desde el mes de junio del 1988.
- 23 Es el precio de liquidación de las posiciones diarias en instrumentos de cobertura. Este mecanismo permite una gran eficiencia de los mercados, eliminando las probabilidades de insolvencia. Si el operador no cumple con el pago, la Clearing House cierra la posición.
- 24 El caso del precio del petróleo es típico. Ello se verifica cuando por ejemplo hay cortes por parte del OPEP.
- 25 La función costo de almacenamiento mas tasa de descuento es llamada *cost-of-carry*.
- 26 Conclusiones antes contrastadas por la EIA, y luego alcanzadas a través de correcciones sobre los datos de las reservas mundiales. ERW afirma que las reservas mundiales ya superaron el pico de Hubbert en el año 2006.

- 27 Urso (2007) afirmó que el aumento del precio de una materia prima en fase de agotamiento se dispara cuando el mercado se “da cuenta” que la materia prima está destinada al agotamiento.
- 28 Es típico de las estrategias de inversión de los gestores de *Hedge Funds*, sobre todo aquellos cuyo *trade-off* riesgo/rendimiento se coloca en el *range* de *short-selling*, modificar el posicionamiento de los títulos *shorting*, hacia los *commodities*, y en particular a las materias primas energéticas.
- 29 Si todos los compradores de futuros quisieran recibir el físico al vencimiento, no sería posible atenderlos.
- 30 Donde la cantidad diaria disponible es de 20 millones de barriles, 50 veces menos de la cantidad negociada en el NYMEX.
- 31 El último reporte de la EIA (*International Information Energy*) (2008) informó que las previsiones para el 2009 fueron de una reducción de la demanda de crudo de 1,1 millones de barriles al año, la más fuerte desde el 1980.

9. Referencias

- Amat, O. y Puig, X. (2000). *Análisis técnico bursátil*. Segunda edición. Barcelona: Ediciones Gestión, S. A.
- Apra, M. y Catovic, D. y Abderahim y Reale F. (2004). *I Modelli Teorici per la Determinazione del Prezzo del Petrolio*. Roma: Scuola Mattei, Master Medea (ENI).
- Bastos, Fernando (2005). “The Little Giant.” Santa Fe de Bogotá D. C.: Ecopetrol, S. A
- Capezzuoli, R. (2008). “La trappola del greggio virtuale.” *Il Sole 24Ore*. 8 de junio 2008, Roma.
- Cló, A. (2000). *Economia e politica del petrolio*. Roma: Edirtice Compositori.
- Colin, A. (2008). *Techniques for Commodity futures markets. Effective strategy and tactics for short-term and long-term traders*. New York: McGraw-Hill.
- Di Benedetto, F. (2000). *I mercati del petrolio e la loro volatilità*. Milano: FrancoAngeli.
- Di Benedetto, F. (2008). *Oil Trading & Risk Management*. Milano: FrancoAngeli.

- E-petroquímica (2007). *Gradaciones API y porcentaje de azufre*. Consultado en septiembre 2008. Disponible en: [<http://www.e-petroquimica.com.ar/index.php?id=crudos/crudos.php>].
- EIA (Energy International Administration) (2005). *International Energy Outlook*. Washington, DC: U.S. Department of Energy. Consultado en Febrero 2010, Disponible en: [<http://www.eia.doe.gov/>].
- EIA (Energy International Administration) (2005). *World Crude Oil Refining Capacity 1979-2008*. Disponible <http://www.eia.doe.gov/emeu/aer/txt/ptb1109.html>. Consulta el 12 de marzo de 2010.
- EIA (Energy International Administration) (2008). *International oil prices*. Washington, DC Consultado en noviembre 2008, Disponible en: <http://www.eia.doe.gov/>
- EIA (Energy International Administration) (2008). *Weekly All Countries Spot Price FOB Weighted by Estimated Export Volume (Dollars per Barrel)*. Washington, DC Consultado en noviembre 2008, Disponible en: http://www.eia.doe.gov/oil_gas/petroleum/info_glance/petroleum.html. Consultado el 5 de marzo de 2010. [<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/oilprice.html>].
- ENERGY WATCH GROUP (2007) *Crude Oil. The Supply Outlook*. Consultado en octubre. Disponible en: [http://www.energywatchgroup.org/fileadmin/global/pdf/EWG_Oilreport_10-2007.pdf] EWG-Series, N° 3/2007.
- Habiby, Margot (2007). “WTI Prices Don’t Reflect International Oil Market, Study Say.” New York: Bloomberg. Disponible en: <http://www.Bloomberg.com/apps/news?pid=20602099&csid=apum7LTvljdc&refer=energy>.
- Håkansson, Gustav (2006). “New significant player in the oil market: What is the response on China’s oil consumption from changes in oil price and income growth.” Jönköping: Jönköping University International Business School
- Hotelling, H. (1931). “The Economics of Exhaustible Resources.” *Journal of Political Economy*. 39 (University of Chicago), 2 (April),.
- Hull, J.C. (1999). *Introduction to futures and Options Markets*. Madrid: Prentice Hall.

- Kong, X. y Reale, F. y Rizavi, A. y Rodolfi, S. (2005). *Manuale operativo sui derivati*. Roma: Fondazione ENI in collaborazione con Enifin.
- Labianca, E. (2006). *Materie prime: capire per guadagnare*. Milano: Club Commodity.
- Mabro, R. (2000). *Oil markets and prices*. Oxford Institute for Energy Studies Monthly Comment, (August).
- McCullough, Robert (2008) *Seeking the causes of the July 3, 2008 spike in world oil prices (Updated)*. Disponible en el sitio web: <http://www.mrsearch.com/356.pdf>. Fecha de consulta 9 de marzo de 2010.
- Merino García, P. A. y García Ramírez R. (2008). “Evolución del mercado del petróleo en el primer cuatrimestre de 2008 y previsiones a corto plazo.” *Boletín Económico de ICE*. 2939, Madrid: Información Comercial Española (Ministerio de Industria de España).
- Mishkin, S. Frederic (1995). *The economics of money, banking, and financial markets*. Fourth Edition. New York: Harpers Collins.
- Moscattelli, M. y Guerrera, M. (2007). “Mercati a termine & mercati dei greggi”. *Staffetta quotidiana*. Consultado el 20 septiembre 2008. Disponible en: <http://www.staffettaonline.com/>.
- NYMEX (New York Mercantile Exchange). Consultado en septiembre 2008. Disponible en: www.nymex.com.
- OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) (2007). *Annual Statistic Bulletin*. Consultado el 10 enero 2009. Disponible en: www.opec.org
- Patrignani G.M. (2001). *Aumenta la confusione sull'accertamento dei prezzi del greggio*. Milano: Staffetta Quotidiana del 17/02/2001. Consulta el 15 de septiembre 2008. Disponible en: <http://www.staffettaonline.com>].
- Pindyck, S. R. (2001). *The dynamics of commodity spot and futures markets: a primer*. Cambridge MA: Massachusetts Institute of Technology.
- UNIONE PETROLIFERA (UP) (2007). *Statistiche economiche, energetiche e petrolifere*. Consultado en Noviembre 2008. Disponible en: http://www.unione petrolifera.it/Stampa/Pubblicazioni/index_html?tree-e=eJyLLWTUCOVxhACXTNdK20ImON/dPTXQtpA5VQ8AvKkJ1Q#AAAAAAGGeQ].
- Urso, A. (2007). “Previsioni sul prezzo del petrolio.” *Matemáticamente Magazine*. Consultado en septiembre 2008. Disponible en:

http://www.matematicamente.it/il_magazine/numero_1%3a_gennaio_2007/].

Veazey, Matthew V. (2009). "Outlook: Maybe Cushing Isn't So Isolated After All." *DownstreamToday*, April 23. Disponible en: http://www.downstreamtoday.com/News/article.aspx?a_id=16068&AspxAutoDetectCookieSupport=1.

Weinberg, Eugen (2009). *GMT-Greed, Might and Taxi drivers: What comes after the strong price decreases for commodities?* Frankfurt am Main: ZCM Research.