

Este capítulo pertenece al libro: E. Palazuelos (dir) (2008), *El petróleo y el gas en la geoestrategia mundial*, Akal, Madrid. Capítulo XV, páginas 439 a 474

EL MERCADO DE PETRÓLEO, UN MERCADO FINANCIARIZADO

Enrique Palazuelos

El funcionamiento del mercado de petróleo se ha intentado formalizar utilizando diversos modelos que tratan de explicar su comportamiento¹. Por un lado están los que se basan en las características específicas de la oferta. Entre ellos, algunos lo hacen desde la morfología del mercado, considerando que se acerca más a las condiciones de competencia (Adelman, 1995; Clô, 2000), o a las de monopolio –en forma de cartel o en la de agente principal– (Adelman, 1980; Mabro, 1991); o bien desde la perspectiva del agotamiento cercano de las reservas, siguiendo la tesis sobre la *depletion* del geólogo estadounidense King Hubbert² (Kaufmann y Cleveland, 2001; Bentley; 2002). De forma más específica, conectados con la economía de los recursos limitados, otros se fundamentan en la finitud de las reservas de hidrocarburos (Hotelling, 1931; Campbell y Lherrère, 1995; Pindyck, 1999; Khana, 2001; Deffeyer, 2005). Por el lado de las características de la demanda, otras sagas de modelos (Gately y Huntington, 2002; Griffin y Schulman, 2005) analizan los determinantes de su comportamiento en términos de elasticidades precio y renta y de otros factores que condicionan la evolución del consumo y la sustitución entre las fuentes energéticas. Finalmente están los modelos que incorporan otros factores que influyen o que determinan la evolución del mercado, como son condiciones geopolíticas y la actuación de agentes específicos, como la OPEP, los gobiernos y los operadores financieros.

Cuando se analiza el comportamiento del mercado petrolero a partir de 1999, es decir, desde que acabó el prolongado período bajista que se inició a mediados de los años ochenta, el núcleo del debate se polariza en torno a dos posiciones. Una trata de explicar que los cambios en los referentes básicos (*fundamentals*) de la actividad petrolera –reservas, oferta, demanda, importaciones– son los que están determinando la fuerte subida de precios y la intensa volatilidad del mercado. La otra señala que los principales condicionantes del mercado son los factores de índole geoestratégica, institucional o financiera.

¹ Clô (2000), Parra (2003), Parra (2004), Fattouh (2007c), Mabro (1998) y Smith (2005) proponen diversas clasificaciones sobre los modelos propuestos.

² Hubert trabajó para la petrolera Shell y también para el US Geological Survey. Calculó el “peak” de la producción estadounidense en los años setenta y su posterior declive.

En este capítulo se sostiene que el núcleo del debate debe “girar” si se pretende elaborar una explicación consistente. Para evaluar la posible contribución de los *fundamentals* y de esos otros factores es necesario comprender el cambio de naturaleza que ha experimentado el mercado de petróleo, convirtiéndose sustantivamente en un “mercado financiero”. Si esto es así, los referentes básicos del mercado de petróleo pasan a ser aquellos que caracterizan a la lógica de los mercados financieros, sobre todo en sus fases de efervescencia donde priman la inversión de grandes volúmenes de capital en operaciones de corto plazo, los juegos de expectativas, la manipulación informativa sobre los motivos de la espiral alcista de los precios y la capacidad de los grandes operadores financieros para influir sobre los precios tomando posiciones de alto importe respecto a los volúmenes negociados en los mercados. En esa medida, los *fundamentals* del mercado físico de petróleo ejercen una influencia distinta en el comportamiento de los precios, de manera que el análisis no puede limitarse a constatar la existencia de agentes especulativos, sino que debe identificar cuáles son los componentes y las relaciones que imperan en ese *mercado financiarizado*.

El capítulo muestra, en primer lugar, la evolución de los referentes del mercado físico de petróleo, destacando cómo las principales variables no han experimentado modificaciones bruscas que puedan explicar el nuevo periodo alcista y volátil de los precios. Después examina cuatro rasgos «inquietantes» que influyen en el mercado como factores de incertidumbre y, en esa medida, son potenciales perturbadores de los *fundamentals*. A continuación analiza la relación entre los precios que se registran en el mercado físico de crudos con las condiciones que rigen en el mercado de derivados financieros para, seguidamente, explicar la lógica financiera que caracteriza al mercado de petróleo durante la década actual.

1. Los referentes básicos del mercado de crudos: panorama general

Tras un largo período de descenso que duró casi quince años y que sólo quedó interrumpido por breves momentos episódicos, en diciembre de 1998 el precio internacional del crudo registró su nivel más bajo, pagándose el barril de crudo Brent por debajo de los 10 dólares y el WTI a menos de 11 dólares en sus respectivos mercados al contado (gráfico 1). Pese a la inflexión de los primeros meses de 1999, al concluir el primer semestre los precios de ambos crudos seguían por debajo de 17 y 19 dólares-barril, respectivamente. Fue entonces cuando emprendieron una primera aceleración que les condujo a 37 y 35 dólares en septiembre de 2000, para después volver a caer hasta finales de 2001 y situarse de nuevo por debajo de los 20 dólares. En ese momento reanudaron la senda alcista y desde 2004 registraron una segunda aceleración que persistiría hasta el verano de 2006, acercándose a los 80 dólares. Tras descender en la segunda mitad del año, en el primer trimestre de 2007 se produjo una tercera

aceleración que condujo los precios por encima de los 140 dólares/barril en junio de 2008. Finalmente, cuatro meses después, a mediados de octubre, el precio volvía a situarse por debajo de los 70 dólares/barril.

Esas tres aceleraciones de los precios parecen sugerir que, en un contexto de intensa volatilidad, en el intervalo de 2000 a 2007 los referentes básicos de la actividad petrolera mundial habrían estado sujetos a bruscas modificaciones. Sin embargo, los datos desmienten de forma rotunda esa presunción ya que la evolución de las principales variables ha sido bastante similar a la del quinquenio 1996-2000, cuando los precios eran muy inferiores y menos volátiles.

Entre 2001 y 2005 la demanda mundial de petróleo creció a una tasa media del 1,8% anual frente al 1,7% del período precedente (cuadro 1); en cifras absolutas aumentó en 322 millones de toneladas (mt) frente a 289 mt del periodo anterior³. La producción de crudos siguió una trayectoria similar, sin que existiera un solo momento de déficit productivo que hubiera supuesto un peligro real para el abastecimiento de la demanda. El ritmo de crecimiento de la producción fue del 1,7% (frente a 1,8% del quinquenio anterior), con un incremento de 318 mt frente a los 311 mt de aquel quinquenio. Se trata, pues, de cifras absolutas y relativas que muestran una evidente continuidad entre ambos períodos, con mínimas diferencias entre la evolución de la oferta y la demanda. La situación no ha cambiado en 2006-2007 sino que, incluso, se observa un pequeño descenso en el ritmo de crecimiento de la demanda⁴, precisamente cuando los precios han registrado subidas cada vez más rápidas.

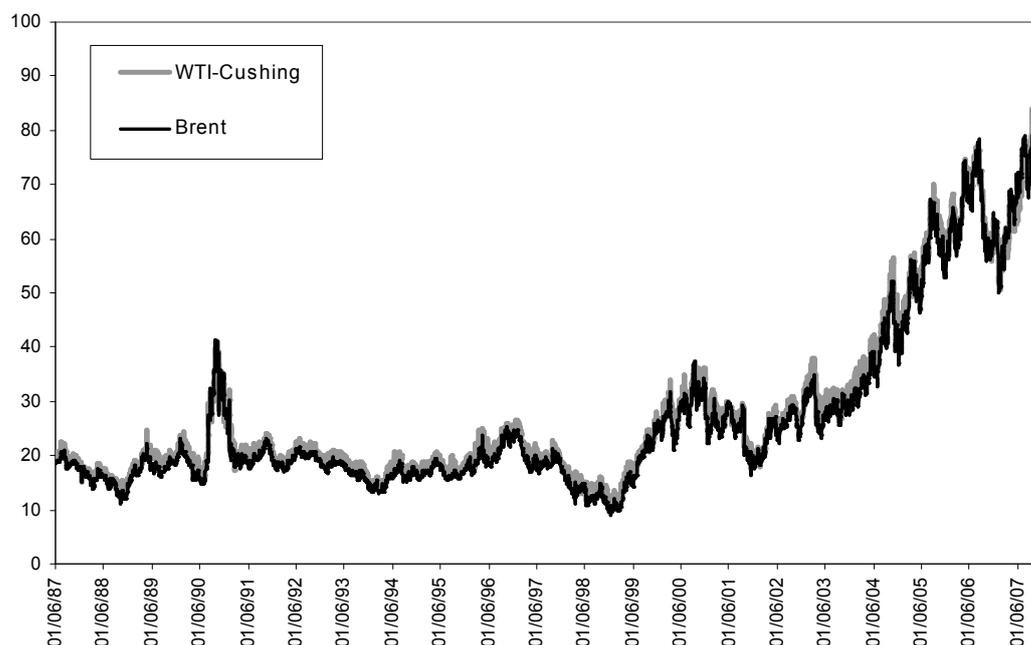
Por el lado de las reservas probadas⁷, entre 2001 y 2005 su volumen se incrementó en mayor medida (14,1 mil millones de toneladas) que en el quinquenio anterior (11,9 mil mt). Además, ese incremento de las reservas ha tenido lugar mientras aumentaba la cantidad de crudo extraído durante esos años, de modo que –considerando ese volumen de producción– las reservas totales se incrementaron en 36,2 mil mt. La relación entre las reservas finales y la producción anual también aumentó ligeramente, pasando de 41,8 a 42,3. Por tanto, en primera instancia, los datos sobre la evolución de las reservas no arrojan sombras inquietantes sobre la disponibilidad de recursos, aunque en el próximo apartado se matiza esta afirmación.

³ La fuente de los datos es IEA (2006c y 2008). Los datos de otras fuentes como BP (2007), EIA (2008) y OPEC (2007b) muestran pequeñas diferencias en las cifras absolutas, pero ofrecen resultados muy similares en las variaciones entre ambos períodos.

⁴ En 2006 y 2007 la demanda se incrementó el 1% y 1,2%, sucesivamente. Por ello, la tasa media de crecimiento en el intervalo 2001-2007 es del 1,6% anual, ligeramente inferior a la que registra la producción (1,7%). Fuente: IEA (2008).

⁷ Fuente: BP (2007). Los datos de EIA no difieren de modo significativo. Las cifras mencionadas no incluyen las reservas de arenas bituminosas de Canadá y los crudos extra-pesados de Venezuela.

Gráfico 1. Evolución de los precios al contado de los crudos WTI y Brent. Precios diarios junio de 1987 a enero de 2008 (dólares por barril).



Fuente: EIA (2008).

Cuadro 1. Evolución de la producción, el consumo y las importaciones de petróleo

	1991-1995	1996-2000	2001-2005
Promedios anuales de cada período (millones de toneladas)			
Demanda de petróleo	3.181	3.445	3.699
Producción de crudos	3.219	3.501	3.741
Importaciones de crudos	1.648	1.928	2.180
Incrementos en cada período (millones de toneladas)			
Demanda de petróleo	133	289	322
Producción de crudos	143	311	318
Importaciones de crudos	285	302	258
Tasas medias anuales de crecimiento (%)			
Demanda de petróleo	0,8	1,7	1,8
Producción de crudos	0,9	1,8	1,7
Importaciones de crudos	3,3	3,2	2,5
Importaciones / Producción (%)	51	55	58
Reservas probadas, al final de cada periodo (miles de millones de Tm)	140,1	151,9	165,0
Aumento de las reservas en cada período (Miles de millones de Tm)	3,5	11,9	14,1
Producción total extraída en cada periodo (miles de millones de Tm)	16,1	17,5	22,6
Aumento de reservas más producción extraída en cada periodo (miles millones de Tm)	19,6	28,6	36,2
Reservas / producción en el último año de cada período (años)	42,7	41,8	42,3

Fuente: Elaborado a partir de IEA (2006c) y BP (2007).

Por lo que se refiere al comercio internacional, la cantidad intercambiada de crudos de petróleo tampoco ha sufrido ninguna convulsión. De hecho, la tasa de crecimiento en 2001-2005 (2,5% anual) fue menor que la registrada en 1996-2000 (3,2%). El volumen de crudo comercializado aumentó en menos de 260 mt, mientras que en el período anterior lo hizo en 300 mt (cuadro 1).

Por consiguiente, ninguno de los datos concernientes al comportamiento de las variables básicas revela que durante la presente década se haya producido una modificación brusca de la dinámica petrolera. El panorama general de la actividad petrolera no invita a extraer conclusiones lineales, de causa-efecto entre la evolución de los *fundamentals* y la aceleración de los precios.

2. La presencia de cuatro rasgos «inquietantes» como factores de incertidumbre

El hecho de que las cifras agregadas no reflejen ninguna alteración brusca es significativo, pero no es concluyente para caracterizar el escenario petrolero de la presente década. Este escenario incorpora varios rasgos que inciden sobre la oferta y la demanda de petróleo y, por ello, influyen en la dinámica del mercado. Se trata de: los cambios en la estructura geográfica de la producción y el consumo, las inversiones realizadas para buscar nuevos recursos, el margen de capacidad productiva excedente, los acontecimientos que han afectado a varios países productores y los desajustes entre la oferta y la demanda de productos refinados.

a) Mayor asimetría entre oferentes y demandantes de petróleo

Según los datos avanzados en el apartado anterior, en 2001-2005, el comercio de crudos ha crecido más que la producción de manera que una mayor proporción de ésta se destina a la exportación. Veinte años atrás, esa proporción era del 45% y ahora se acerca al 60%, poniendo de manifiesto una mayor disparidad entre las situaciones de las regiones exportadoras y las regiones importadoras de crudo, que ya ha quedado expuesta en el primer capítulo del libro.

En el curso de las dos últimas décadas, las cuatro grandes regiones demandantes (América del Norte, Europa, Asia-Pacífico/OCDE y Asia Oriental-Meridional) han ido elevando su dependencia exterior porque reducen su producción (menos Asia Oriental-Meridional) al tiempo que elevan su consumo (salvo Asia-Pacífico/OCDE). En esa medida, su aportación conjunta a la producción mundial de crudos desciende (al 35%), mientras que mantienen su cuota en el consumo (79%) y en las importaciones mundiales (92%). Esas regiones importan cerca del 70% del petróleo que consumen.

Sin embargo, ese comportamiento no avala la idea, reiteradamente mencionada, de que en esta última década se asiste a un fuerte crecimiento de la demanda mundial de petróleo. Los datos muestran que:

* El ritmo de crecimiento de la demanda entre 2000 y 2007 no es intenso (1,6% anual), ya que es una décima inferior al registrado en la segunda mitad de los años noventa y es similar al que muestra la producción. Salvo en 2004, ningún año la demanda ha crecido un 2% y en 2006-2007 –cuando los precios subieron más deprisa– la demanda creció a una media anual del 1%.

* Sí es cierto que el crecimiento del consumo de China, India y otros países de aquella región está siendo bastante rápido, pero en parte es compensado con el estancamiento o el lento crecimiento del consumo que registran otros países importantes como Indonesia, Japón, Corea del Sur y buena parte de Europa Occidental

* A pesar de su acelerado ascenso, las importaciones de China y el resto de los países de esa región sólo representan la sexta parte de las compras mundiales de crudos, mientras que las realizadas por Europa Occidental y América del Norte suman más de las dos terceras partes del mercado.

Por su parte, las grandes regiones oferentes (Oriente Medio, Rusia-Caspio, África y América Latina) siguen elevando su producción y su consumo, pero éste sigue siendo una pequeña parte de aquélla por lo que también se acrecientan sus exportaciones. En esa medida, crece su aportación relativa a la producción mundial (65%) y a las exportaciones (74%); y además poseen el 91% de las reservas mundiales de crudos.

Se constatan así dos procesos simultáneos. El primero es la mayor asimetría entre las posiciones comerciales de las regiones importadoras y las regiones exportadoras. El segundo es la modificación interna de las posiciones relativas en cada uno de esos agregados mundiales. Dentro de las regiones oferentes, aumenta la importancia de Rusia-Caspio y África, decayendo la de América Latina, mientras que Oriente Medio mantiene su protagonismo exportador. Dentro de las regiones demandantes, aumenta la importancia de Asia Oriental-Meridional y América del Norte, y se reduce la de Asia-OCDE y Europa Occidental.

Esos dos procesos fomentan sensaciones inciertas entre los agentes, mayoritariamente occidentales, que operan en el mercado, así como en los organismos internacionales que responden a esos intereses. Por un lado, la producción y las exportaciones se concentran cada vez más en regiones no-occidentales y en una proporción elevada están controladas por empresas estatales pertenecientes a esos países petroleros. Por otro lado, la demanda y las importaciones más dinámicas corresponden a China, India y otros países de Asia Oriental-Meridional, cuyas compras también son realizadas por empresas estatales. Esa creciente presencia de países no-occidentales y de empresas estatales suscita inquietudes en los círculos económicos y políticos

¹¹ Véase, http://investor.shareholder.com/bhi/trig_counts/rc_index.cfm.

estadounidenses y europeos, porque sus comportamientos escapan al tradicional control de la situación por parte de esas potencias y por las grandes corporaciones transnacionales.

b) Insuficiencia de inversiones y reservas disponibles

En los años noventa se redujo notablemente la inversión destinada a la prospección y a la construcción de infraestructuras de transporte, almacenamiento y otras. De hecho, una parte del aumento de las reservas probadas procede de la revalorización de las que ya se habían descubierto pero su explotación no era rentable con los bajos precios que reflejaba el mercado. Por tanto, sólo en parte el aumento de las reservas responde a nuevos yacimientos descubiertos como consecuencia de una mayor exploración, sobre todo en el mar Caspio y en la zona occidental de África. .

Las causas que explican esa caída de la inversión son de diversa índole y apuntan a una responsabilidad compartida entre distintos agentes petroleros y gobiernos de varios países. Unas conciernen a la evolución del propio mercado petrolero durante los años noventa, ya que el prolongado descenso de los precios internacionales fue un factor claramente disuasorio para que se emprendieran inversiones en prospecciones y en infraestructuras para la explotación y el transporte de petróleo, puesto que su rentabilidad futura era incierta. En aquel contexto de pesimismo y de precios bajos, los intereses que prevalecían en las compañías petroleras no favorecían el desembolso de nuevas inversiones. En los países productores, la posición monopolista de las empresas estatales y el comportamiento rentista de sus gobiernos dieron preferencia a la obtención de mayores ingresos a través del aumento de los volúmenes exportados antes que a la búsqueda de nuevos recursos (Fattouh, 2006b, 207b).

Lo mismo sucedió en las grandes corporaciones transnacionales, donde la presión de los accionistas y la escalada de las cotizaciones bursátiles impusieron un modo de gestión guiado por criterios de rentabilidad a corto plazo que marginaba la realización de inversiones en prospecciones e infraestructuras petroleras que requerían fuertes desembolsos y no ofrecían esa rentabilidad inmediata (Osmundsen et al, 2007). Además, en los círculos políticos y económicos occidentales se desató un exagerado optimismo en el potencial que ofrecían los recursos petrolíferos de países no pertenecientes a la OPEP (mar del Norte, Golfo de México, mar Caspio y costa occidental de África). Con ello minusvaloraban un hecho que seguía siendo evidente, más allá de sus deseos: la mayor parte de las reservas probadas y por descubrir siguen estando en las zonas petroleras tradicionales, sobre todo en Oriente Medio.

Otras causas están asociadas a factores de índole política y militar que han afectado gravemente a la actividad petrolera de importantes países productores. Cabe recordar los conflictos bélicos que enfrentaron a Irak con Irán y luego con Kuwait, y la posterior invasión angloestadounidense de Irak. Igualmente, los procesos de inestabilidad política que afectaron a Rusia, Argelia y Venezuela. O bien las sanciones políticas y económicas impuestas por la

coalición angloestadounidense contra Libia e Irak. Todos esos episodios dificultaron o impidieron de raíz la realización de inversiones en busca de nuevos recursos petroleros (Morse y Jaffe, 2005; Fattouh y Mabro, 2006).

No obstante, las cifras avanzadas en el apartado anterior, en las que coinciden sustancialmente las principales fuentes de información (IEA, EIA-USGS, OPEC, O&GJ) ponen de manifiesto que desde el punto de vista de las reservas disponibles no existen razones fundadas para argumentar que el abastecimiento del petróleo estará amenazado en las próximas dos o tres décadas. Además, el cambio de tendencia de los precios está favoreciendo un nuevo incremento de las inversiones en prospección, construcción de oleoductos y otras actividades relacionadas con la explotación de petróleo. (IEA, 2006a, 2008). Según los datos de este organismo, las inversiones mundiales en explotación de petróleo y gas se redujeron en los años noventa hasta caer por debajo de los 60 mil millones de dólares por año, para volverse a elevar desde 2003, situándose en torno a los 120 mil millones en 2005. De ese modo, entre 2000 y 2004, el porcentaje que representan esas inversiones sobre el conjunto de las realizadas en explotación y producción se redujo desde el 23% hasta el 10%, volviendo a elevarse al 14% en 2006. Las previsiones de la IEA estiman un incremento de la inversión en nuevas prospecciones petroleras que proporcionen entre 2006 y 2010 un aumento de las reservas descubiertas equivalente a 21 millones de barriles-día, esto es, más de mil millones de toneladas de crudos. Los datos avanzados en el capítulo 10 muestran también las previsiones de Arabia Saudí y otros países de la región.

c) Dudas sobre el margen operativo, episodios de shock y otras amenazas

El margen entre la producción efectiva que se obtiene en un momento dado y la que se podría alcanzar si se utilizara plenamente la capacidad disponible se ha reducido en el transcurso de la última década, aunque la estimación de su magnitud es discutible. Unas fuentes cifran el margen en torno al millón de barriles-día, es decir, unos 50 mt (Kochhar, 2005) y otras lo sitúan por encima de los dos o tres millones de barriles-día (Morse y Jaffe, 2005; Boussena et al., 2006; Fattouh, 2007b; Shibab-Eldin, 2006). Los últimos informes de la IEA (2008) sitúan el «*spare*» de los países de la OPEP entre 2,3 y 2,8 millones de barriles, esto es, 115-140 mt de crudos, sin contabilizar las (reducidas) aportaciones de otros productores no pertenecientes a esa organización.

Durante la segunda mitad de los años noventa el *spare* de los países de la OPEP estuvo oscilando entre 5 y 10 millones de barriles-día y todavía se situaba por encima de los 4 millones barriles-día al comenzar la década actual. Sin embargo, no tiene sentido tomar ese dato como referencia ya que, precisamente, su propio exceso era un signo de la situación de sobre-oferta que caracterizaba al mercado y contribuía al agudo descenso del precio internacional. La pretensión de que existan márgenes similares responde estrictamente a los intereses de los países consumidores y entra en abierta colisión con los intereses de los países productores. En sentido contrario, un *spare* reducido genera

incertidumbre en el mercado, ya que la eventual caída de la producción en países importantes o el incremento más rápido de la demanda por parte de los países consumidores podrían amenazar el abastecimiento de esos países.

Las dudas sobre el margen operativo se han relacionado principalmente con las posibles dificultades de Arabia Saudí para seguir ejerciendo como *swing producer*, es decir como el productor elástico que puede aumentar en pocos días su producción efectiva, como venía ocurriendo en las décadas pasadas. En ese tiempo, siendo el mayor país productor y disponiendo de las mayores reservas mundiales, Arabia Saudí podía incrementar con rapidez su producción y su exportación en 1-3 millones de barriles-día cuando así lo requería el mercado para compensar la interrupción temporal de la exportación de crudo de otros países (Mabro, 1998).

En la presente década se han producido dos (breves) interrupciones exportadoras de países importantes y otra que tiene mayor persistencia. Entre diciembre de 2002 y febrero de 2003 Venezuela no pudo exportar crudo debido a la huelga del personal directivo y técnico de la compañía estatal (PdVSA) contra el gobierno. En el caso de Nigeria su interrupción estuvo motivada por conflictos étnicos en las zonas meridionales del país. La interrupción más grave, seguida de una fuerte restricción de las exportaciones, corresponde a Irak. Ha sido un factor externo, la invasión anglo-estadounidense en 2003, la que ha creado un escenario caótico que ha dado lugar a que en los últimos cinco años la capacidad exportadora iraquí registre niveles reducidos.

Adicionalmente, ha habido un reguero de situaciones que han generado dudas en distinto grado, unas más fundadas que otras. Entre ellas están los actos y las amenazas terroristas en países de Oriente Medio y el norte de África, el encarcelamiento de los dirigentes de la segunda empresa petrolera rusa (Yukos) y su posterior absorción por la compañía estatal Rosneft, los diversos huracanes que han castigado al Golfo de México, donde se concentra una buena parte de la extracción de crudos, además de los puertos de recepción de importaciones, las redes de oleoductos y las refinerías de EE.UU.

La concatenación de circunstancias adversas ha sido numerosa y el incremento de la producción de Arabia Saudí no ha ejercido esa función de «*swing producer*» que había ejercido en las décadas anteriores tras la interrupción de las exportaciones de países en guerra (Irak-Irán), o invadidos (Kuwait por Irak y luego Irak por Estados Unidos y Reino Unido). Entre 2001 y 2005 el mayor incremento de la producción y la exportación de crudos ha correspondido a Rusia, que ha aportado casi la mitad del aumento de la producción registrada en esos años, siendo también significativa la aportación de Kazajstán y de varios países africanos. No obstante, Arabia Saudí ha sido el segundo país que más ha incrementado la producción y el tercero que más lo ha hecho en las exportaciones durante esa primera mitad de la década. Su margen operativo ha descendido, pero a finales de 2007 seguía estando en 1,8 millones de barriles, lo que supone 90-100 millones de toneladas (IEA, 2008; Morse y Jaffe, 2005), disponiendo de una capacidad productiva en torno a 540-550 mt. Aún más, las inversiones que viene realizando en los últimos años permitirán

un aumento considerable de esa capacidad y del margen operativo en los próximos años. La compañía estatal, Aramco, ha anunciado un incremento del 33% en las perforaciones para elevar su capacidad de producción por encima de los 650 mt en el plazo de cinco años (Gvenetadze, 2007). La empresa especializada Baker Hughes¹¹ confirma el fuerte incremento del número de las perforaciones saudíes

Así pues, a lo largo de la presente década destacan dos cambios significativos. Uno es que el mercado se desenvuelve con un margen operativo más reducido que en las décadas pasadas y el otro es que el abastecimiento del mercado adquiere una configuración más poliédrica. El *spare* de Arabia Saudí equivale al 10% de su producción efectiva y en el caso del conjunto de la OPEP el porcentaje se acerca al 9%, siendo mínimo en los demás productores importantes, de modo que el margen con el que viene funcionando el mercado en estos últimos años (unos 3 millones barriles-día) equivale aproximadamente al 5% de la producción. Al mismo tiempo, el incremento de la producción corre a cargo de un mayor número de países. Aunque Arabia Saudí sigue teniendo una presencia crucial, junto con Kuwait, EAU y otros países de la región, se acrecienta la presencia de Rusia, Kazajstán, Angola y otros países africanos en el mercado, a la vez que se empequeñece la de otros como Reino Unido y Noruega.

d) Limitaciones de la industria de refino

El hecho de que el petróleo siga siendo el recurso energético más importante en la demanda de energía primaria a escala mundial, cubriendo en torno al 37% del total, se debe a un doble motivo. Por un lado, en muchos países el fuel-oil sigue jugando un papel importante en la producción de electricidad. Por otro lado, los derivados de petróleo son decisivos en el consumo final, tanto de la industria (gases ligeros, naftas y otros *feedstocks*), los hogares (gases ligeros, diesel) y, sobre todo, en el transporte (gasolina, diesel, keroseno-jet). Así sucede tanto en los países desarrollados, como en otros menos desarrollados, con China a la cabeza, que protagonizan un fortísimo crecimiento económico, acompañado de un rápido proceso de urbanización y de aumento del parque automovilístico.

Los países asiáticos están realizando una rápida expansión de sus refinerías para obtener los productos requeridos por sus demandas internas¹². También los países de Oriente Medio y África aumentan su capacidad de refino para disponer de productos exportables con un valor añadido superior al de los crudos. No ocurre lo mismo en los países desarrollados, principalmente en Estados Unidos, donde no se ha construido ninguna refinería en las tres últimas décadas y se han cerrado varias decenas de plantas.

¹² En 2005 los países asiáticos disponen ya del 27% de la capacidad de refino mundial cuando en 1995 su cuota era del 20%. Fuente: IEA (2006c).

En el contexto de precios a la baja que caracterizó a los años noventa, los márgenes de beneficio de las refinerías se redujeron al mismo tiempo que los accionistas de las grandes corporaciones petroleras presionaban para lograr una mayor rentabilidad a corto plazo. Todo ello hizo que las inversiones escasearan y que las efectuadas se destinaran a la ampliación y modernización de las plantas existentes (Fattouh, 2006c; IEA, 2004a; OPEP, 2007a). Al mismo tiempo, las normas ambientales y las condiciones técnicas fijadas para la fabricación de automóviles, construcción de edificios y otros sectores han perfilado una demanda de productos cada vez más decantada hacia las gasolinas y otros aceites ligeros y medios, a la vez que más diversificada en sus especificaciones concretas (IEA, 2004). Todo ello implica mayores exigencias tecnológicas y una creciente especialización de las refinerías

La lenta ampliación de la capacidad de procesamiento y la mayor especialización han dado lugar a que las refinerías estadounidenses y de otros países operen habitualmente a un nivel muy alto de su capacidad. Esta presión productiva hace que un aumento significativo de la demanda o cualquier obstáculo que afecte al parque de refinerías (interrupciones técnicas, accidentes, huracanes) provoquen un aumento de las importaciones de productos petrolíferos, que se añade a las compras de crudos. Así viene ocurriendo en Estados Unidos (con unas importaciones netas cercanas a los 50 mt), Japón (40 mt) y varios países europeos. También en otros asiáticos como China (30 mt), cuya demanda supera a la oferta a pesar del esfuerzo inversor en nuevas capacidades. Los exportadores netos son Oriente Medio, Rusia, África y América Latina, cuyas ventas superan los 170 mt en los últimos años.

Esta presión se añade a las existentes en el mercado de crudos, ya que la especialización de las refinerías hacia los aceites ligeros eleva la demanda de crudos con mayor densidad y menor impureza de azufre, es decir, del tipo «sweet light». Sin embargo, gran parte de los crudos ofertados por los productores son de tipo *medium* y *heavy*, con más contenido en azufre (*sour*), según recoge el cuadro 2.

e) Incertidumbres y manipulaciones informativas

Los cambios que se han expuesto originan incertidumbres que laten en el comercio de petróleo, pero para comprender debidamente el contexto real en el que se viene desarrollando el mercado es preciso distinguir entre dos cuestiones distintas. Una es el reconocimiento de que los hechos analizados favorecen un clima de inquietudes que afectan al comportamiento de los agentes importadores y exportadores que intervienen en el mercado. Y otra cuestión bien distinta es pretender que esos hechos y ese clima pueden explicar la intensa volatilidad y la espectacular subida de los precios que tienen lugar desde que se inició la presente década. Los cambios expuestos explican la existencia de tensiones en el mercado, pero en modo alguno crean un escenario que se caracterice por la posibilidad de que se produzcan importantes

interrupciones de las exportaciones que pongan en peligro el abastecimiento de los países consumidores.

Esa expectativa “angustiosa” responde, exclusivamente, a una imagen que se ha forjado desde fuera del mercado del petróleo. Desde los mercados financieros y desde la difusa política antiterrorista marcada por el gobierno de Estados Unidos se viene desplegando un formidable aparato propagandístico, del que finalmente se hacen eco todos los medios de comunicación a escala mundial. Ese aparato gestiona la difusión manipulada de la información a través de una incesante mezcla de datos verídicos y datos exagerados sobre la magnitud de los episodios reales de *shock*, con lo que son amenazas potenciales, simples conjeturas y meras invenciones. Se ha propagado así, de forma injustificada, un sentimiento de cuasi-pánico bajo el cual se enrevesan todo tipo de elementos: atentados terroristas, hipotética escasez de reservas disponibles, penuria de inversiones, desaparición del margen operativo, interrupción del crudo aportado por productores importantes, incapacidad de Arabia Saudí para ejercer su función elástica por el lado de la oferta, ritmo de crecimiento de la demanda de los países asiáticos y dificultades de las refinerías occidentales. Se trata de un aparato mediático dispuesto a incorporar al instante a esa estrategia de la tensión permanente cualquier nuevo signo que contribuya a difundir nuevas sensaciones de amenazas inmediatas.

Sin embargo, a pesar de ese *pandemonium*, en ningún momento el mercado ha estado cerca de una situación de insuficiencia de oferta, sigue disponiendo de un margen y varios países del golfo Pérsico y otras regiones podrían garantizar una oferta suplementaria en caso de que fuese necesario. Pero al mismo tiempo esa estrategia de la tensión permanente condiciona fuertemente el juego de expectativas de los operadores que participan en el mercado de derivados financieros a través de la compra-venta de futuros de petróleo, lo cual según analizamos en lo que resta del capítulo determina el comportamiento del mercado de crudos.

3. Los mercados de petróleo: intercambio físico e instrumentos financieros

a) Mercado físico: heterogeneidad versus precios de referencia

Habitualmente se alude al crudo de petróleo como si se tratase de un recurso natural homogéneo que se comercializa en los mercados internacionales. Pero la uniformidad del crudo se limita al hecho de que se trata de un hidrocarburo líquido con un alto contenido energético por unidad de peso, que es relativamente fácil y barato de transportar, almacenar y procesar (Parra, 2003). Sin embargo, hay dos rasgos físicos importantes que diferencian al conjunto de los crudos: la densidad o grado de facilidad para proporcionar aceites ligeros de calidad y el contenido de azufre medida como porcentaje de

impureza, que afecta a la calidad de la destilación y de los productos obtenidos en las refinerías¹³.

En términos económicos, las (grandes) diferencias están relacionadas con los costes de producción. Éstos difieren notablemente según que la extracción de crudos se realice en yacimientos que funcionan a su máximo nivel de productividad, en otros de explotación reciente, o en otros veteranos que presentan rendimientos decrecientes. Otro tanto sucede según que los yacimientos se encuentren en la superficie terrestre o en zonas marítimas, ya que su exploración, explotación y transporte generan niveles de costes muy distintos. En una misma región, por ejemplo Oriente Medio, el coste puede oscilar entre 1 y 8 dólares por barril, en África de 1 a 3 dólares, en Estados Unidos de 2,5 a 10 y en el Mar del Norte de 4 a 25 dólares (Clô 2000; Chevalier 2004). El coste medio del barril extraído en el Golfo Pérsico se cifra en unos 3 dólares-barril, mientras que en el Mar del Norte asciende a 10 dólares.

Sin embargo, los precios vigentes en el mercado internacional sólo reflejan en pequeña medida esas diferencias entre los crudos que se comercializan. Así, entre enero de 2004 y enero de 2008, el precio medio de las 32 variedades principales de crudos pasó de 36 a 93 dólares-barril, pero la desviación estándar se mantuvo en torno a sólo cuatro dólares (cuadro 3). Este cuadro también permite apreciar que la diferencia entre el precio medio de los siete crudos *light-sweet* (72,8 \$/b) y los catorce *medium-sour* (67,1 \$/b) era inferior a 6 dólares en 2007.

Otro aspecto singular del mercado petrolero, cuya relevancia es todavía mayor, concierne a los criterios que sustentan la formación de los precios internacionales. Funcionan tres precios de referencia (*benchmark*) en torno a los cuales se alinean las demás variedades de crudo según sus características de densidad y contenido en azufre, costes de transporte (medio y distancia) y otros elementos que se incluyen en el precio de venta.

i) El precio Brent funciona desde mediados de los años ochenta como referencia para el comercio de los crudos del mar del Norte. Dispone de un mercado al contado (*spot*) y otro a plazo (*forward*) con tres modalidades de contratos comerciales. Ejerce su función de referencia internacional a pesar de un cúmulo de restricciones significativas. La producción de crudos de esa zona es minoritaria y acusa un inexorable descenso; supone menos del 7% de la producción y el 8% de la exportación mundial, y en los próximos años esos porcentajes se reducirán de forma considerable. Ante este hecho, la empresa privada encargada de las cotizaciones (Platt) ha modificado el criterio para fijar el precio. Antes tomaba la media de los precios de 19 campos petrolíferos de la zona cuya producción llegaba a la terminal de las Islas Shetland pero, ante la decadencia de la mayoría de esos campos, desde 2002 calcula el precio BFO que contabiliza sólo el crudo de dos campos, Fortis en Reino Unido y Oseberg en

¹³ Los crudos ligeros tienen 37-38 grados, los medios 28-36 y los pesados menos de 28. Los crudos bajos en azufre (*sweet*) tienen menos de 0,5% y los altos (*sour*) más de 1%. En el cuadro 3 aparecen clasificados los principales crudos del mercado conforme a ambas propiedades.

Noruega, que representan un porcentaje reducido de la propia producción de la zona. Simultáneamente, el declive de la producción ha hecho que la cantidad de crudo que se intercambia en el mercado al contado se reduzca hasta cifras exiguas (Fattouh y Mabro, 2006)

Cuadro 2. Variedades de Crudos: Precio medio de los años 2006 y 2007 (barriles-dólar)

	Crudos	Densidad *	Azufre (%)	Precio medio (dólares por barril)	
				2006	2007
SWEET	LIGHT				
	Arabian Sahara Blend	44	0,1	66,1	74,0
	Europe Libyan Es Sider	37	0,4	63,5	71,4
	Europe Nigerian Bonny Light	37	0,1	67,0	74,6
	WTI Cushing	40	0,2	66,0	72,4
	Europe Brent	38	0,4	65,2	72,4
	Europe Norwegien Ekofisk	43	0,1	65,3	73,1
	Canadian Par	40	0,3	64,3	71,4
	MEDIUM				
	Angola Cabinda	32	0,2	62,1	69,5
	Indonesia Minas	34	0,1	65,3	73,3
	Europe Forcados (Nigeria)	30	0,3	67,0	74,4
	Colombia Cano Limon	30	0,5	62,7	69,5
	Cameron Kole	35	0,3	62,3	70,3
	Australian Gipp Sland	45	0,1	67,9	75,5
Malaysia Tapis	44	0,1	70,0	77,7	
China Daqing	33	0,1	63,3	71,2	
SOUR	LIGHT				
	Asia Murban	40	0,8	66,0	72,6
	Qatar Dukhan	40	1,2	65,4	72,0
	MEDIUM				
	Asia Dubai Fateh	32	1,9	61,5	68,1
	Ecuador Oriente	29	1,0	53,9	61,4
	Mediterranean Seri Kerir Iran Light	34	1,4	61,0	69,2
	Mediterranean Seri Kerir Iran Heavy	31	1,6	59,1	67,5
	Kuwait Blend	31	2,5	59,3	66,3
	Saudi Arabian Saudi Light	34	1,7	60,3	68,4
	Saudi Arabian Saudi Heavy	31	2,3	55,4	65,8
	Saudi Arabian Arab Medium	28	2,8	58,0	66,7
	Venezuela Tía Juana	31	1,1	60,2	67,4
	Mexico Isthmus	35	1,5	59,9	67,3
	Egypt Suez Blend	32	1,5	58,7	66,7
	Oman Blend	34	0,8	62,6	68,7
	Mediterranean Russian Urals	32	1,3	61,0	69,1
HEAVY					
Canadian Lloyd Blend	22	3,1	43,7	-	
Mexico Maya	27	3,3	51,2	59,7	

* Grados API

Fuente: Hagstromer y Wlazlowski (2007) y EIA (2008).

Sin embargo, a pesar de esas evidencias, el Brent BFO funciona como *benchmark* para un volumen de comercio cada vez mayor, puesto que también se toma como referencia para los crudos comercializados por los países africanos, Rusia y los países del mar Caspio, e incluso es cada vez más influyente para los crudos de Oriente Medio, que se orientan de forma mayoritaria hacia los mercados asiáticos. El hecho de que Londres siga siendo una importante plaza financiera a escala mundial, donde antes se ubicaba la bolsa IPE (International Petroleum Exchange) y después lo ha hecho ICE (Intercontinental Exchange) explica que un crudo cuya producción es minoritaria y cuyo mercado al contado es insignificante sea el indicador de referencia de los precios de casi dos tercios de los crudos exportados a escala mundial.

ii) El crudo West Texas Intermediate (WTI) dispone de dos mercados al contado. El primero en Cushing (Oklahoma), que es un centro de producción en el que convergen bastantes redes de oleoductos que transportan crudos hacia las zonas del este y el centro de Estados Unidos. El segundo en Midland (Texas), que es un enclave que se surte de petróleo tejano e importado que llega a los puertos del Golfo de México y se distribuye a las refinerías de la zona y de otros estados. Por tanto, esta segunda referencia internacional se basa en una producción estadounidense que declina con rapidez y que no se comercializa en mercados exteriores, junto con unas importaciones heterogéneas en cuanto a su procedencia geográfica, costes de extracción y transporte. Obviando esos rasgos, WTI ejerce la función de *benchmark* merced a que Estados Unidos importa más del 60% del petróleo que consume, sus importaciones equivalen a la cuarta parte de las compras mundiales de crudos y en su territorio su ubica la bolsa de Nueva York, la mayor plaza financiera del mundo.

iii) El tercer precio de referencia es el Dubai, que en los años noventa sustituyó al Arabian Light, aunque en realidad apenas ejerce esa función. La producción de crudo extraído en ese emirato es muy reducida, está en declive e influye poco en el comportamiento de los precios de los demás crudos de la región (Hagstromer y Wlazlowski, 2007). De hecho, en el seno de la OPEP se considera principalmente el precio ponderado de una canasta compuesta por crudos de todos los países miembros, si bien no existe una modalidad específica de contratación del crudo de la OPEP, o bien de Oriente Medio. Sin embargo, esa región produce el 30% y exporta el 40% del crudo mundial, siendo la que abastece la casi totalidad de las compras que efectúan los países asiáticos y proporciones importantes de las que realizan Estados Unidos y algunos países europeos.

En consecuencia, los precios que sirven como referencia para la formación de los precios de los crudos a escala internacional cuentan con un minúsculo respaldo de capacidades productivas y exportadoras (Montepeque, 2005; Wilkinson, 2004; Hagstromer y Wlazlowski, 2007; Fattouh y Mabro, 2006). Ni siquiera representan el 4% de la producción mundial. Además, el Brent-BFO y WTI se refieren a crudos muy minoritarios, del tipo *light-sweet*, cuya participación en el comercio internacional de crudos es reducida. Pero ello no

impide que sean ellos los que sustenten la formación de los precios de los demás crudos. O al menos eso es lo que parece si no se analiza la vertiente financiera que afecta al mercado “físico” de crudos. También debe considerarse que una parte del comercio de crudos se efectúa bajo contratos, a veces de largo plazo, donde los precios acordados son distintos, aunque siempre quedan indexados, bajo formas distintas, a la evolución del mercado en el momento de la entrega. Incluso otra parte de ese comercio consiste en crudo que extrae una empresa extranjera en un país productor y que exporta a su propio país, o incluso a refinerías de su propia compañía. Por tanto, una proporción difícilmente cuantificable se lleva a cabo mediante precios distintos a los que rigen en los mercados *spot* o *forward*.

b) Mercado de papel (futuros) y puzzle de jugadores

En los años ochenta surgieron los mercados de derivados de petróleo, a través de la compra-venta de futuros que se contrataban en las bolsas de Nueva York (NYMEX) y Londres (IPE). La incertidumbre que latía en la evolución de los precios hizo que muchos compradores y vendedores que participaban en los mercados *forward* de crudos quisieran protegerse de futuras variaciones de los precios con respecto a los acordados. El paulatino aumento del número de participantes y de contratos dio lugar a que a mediados de los años noventa el volumen de futuros de petróleo negociados en NYMEX alcanzase el tercer lugar entre los mercados de derivados financieros, sólo por detrás de los futuros de euros y de bonos del tesoro estadounidense que se negocian en la Bolsa de Chicago¹⁵.

Se expandió así un tipo de mercado de futuros que funciona a través de contratos estandarizados, que se suscriben por un volumen reducido de crudo (generalmente mil barriles), donde se concretan las condiciones referidas al plazo y lugar de entrega, y al tipo de producto (variedad de crudo, gasolina, diesel u otros) y en el que los participantes han de aportar garantías para hacer

¹⁵ En los años noventa surgieron también los derivados de petróleo *over the counter* (OTC), es decir, opciones y *swap* negociados al margen de las bolsas, según las condiciones que pactan directamente los participantes de forma electrónica, sin reglas previas, ni garantías, ni supervisión. Respectivamente, las opciones *call/put* suponen derechos de compra / venta por parte de su poseedor a un precio fijado, donde se pone en juego la prima inicialmente abonada para disponer de ese derecho. El comprador *call* espera que suba el precio del petróleo físicamente intercambiado, mientras que el comprador *put* apuesta con una caída de ese precio. Según se cumpla una u otra cosa se ejercerá *de facto* el derecho adquirido para obtener con ello una ganancia (Boussena et al 2006). Los *swap* adquieren múltiples variantes según los activos que intervengan en la permuta, el plazo y otras condiciones acordadas.

frente al riesgo de incumplimiento de las obligaciones de pago en la fecha de la liquidación del contrato. Otra característica importante de los mercados de futuros es que existen liquidaciones diarias de las posiciones mantenidas por los inversores con pérdidas o ganancias en efectivo.

Se trata de un mercado organizado, a través de la bolsa, donde las garantías exigidas a cada comprador y vendedor son retenidas por casas de compensación, de modo que cada parte del contrato no sabe quien es la otra, sólo se conocen el número de contratos comprados y vendidos por cada parte y el precio pactado. Por tanto, los pagos e ingresos respectivos se efectúan mediante esas casas de compensación, que preservan el completo anonimato de las operaciones realizadas (Boussena et al, 2006; Fattouh y Mabro, 2006). Estos mercados de futuros, cuando consiguen atraer la atención de los inversores, permiten la obtención de beneficios y limitan las pérdidas antes de que los contratos lleguen al vencimiento. La mayoría de los contratos se cierran antes de dicho vencimiento y el cierre consiste simplemente en comprar (vender) el mismo número de contratos que previamente se han vendido (comprado).

De ese modo, los futuros son un instrumento financiero, donde el vendedor (posición corta) acepta entregar al comprador (posición larga) la cantidad de producto en las condiciones estipuladas por el contrato. El vendedor de un futuro se protege contra el riesgo de caída de los precios en el intercambio de petróleo físico, mientras que el comprador de un futuro se cubre contra una evolución alcista del precio en ese intercambio físico; obtiene una ganancia cuando se produce esa subida, que le compensa de que el precio cobrado por el contrato *forward* sea menor que el precio de mercado. Una vez adquirido el futuro, el comprador puede optar por retenerlo o bien por emitir otro contrato que podrá vender en la bolsa a otro operador que desee comprarlo, generándose un proceso de cotizaciones de los futuros al compás de la oferta y la demanda de contratos.

Los agentes que operan en el mercado de futuros son compañías directamente implicadas en el intercambio físico de petróleo, conocidos como *agentes comerciales*. Por un lado están las empresas estatales que exportan crudos y por el otro las empresas de refino, electricidad, aerolíneas y otras grandes consumidoras, así como agencias públicas que gestionan los *stocks* estratégicos como precaución ante eventuales contingencias. Entre ambas partes están los *trader* que intermedian en esas compras y ventas, así como las grandes corporaciones transnacionales que pueden actuar en su doble condición de productores-oferentes y refinerías-demandantes. Como es lógico, los momentos de mayor incertidumbre acentúan la volatilidad de los precios y hacen que aumente el número de operadores comerciales que desean contratar futuros para cubrirse frente a esas posibles variaciones. Pero, al mismo tiempo, la incertidumbre y la volatilidad atraen la participación de otros agentes *no comerciales* con el propósito de aprovechar las oportunidades de negocio que brinda la evolución incierta de los precios. Por lo general, cuanto mayor y más rápido es el aumento del número de participantes y de contratos de futuros más

se acrecientan la incertidumbre y la volatilidad, lo que a su vez suscita mayor riesgo y mayor potencial de rentabilidad.

Se reproducen así los mecanismos de incertidumbre-volatilidad y de riesgo-rentabilidad potencial que caracterizan a los mercados financieros, configurando un tipo de escenario que favorece la actuación de agentes financieros pero en el que tienen que operar los agentes comerciales. Entre éstos, unos lo seguirán haciendo sólo para dotar de cobertura a sus compras o ventas de petróleo en el mercado físico. Otros tratarán de obtener beneficios a través de sus *stocks*, aumentándolos o disminuyéndolos según las previsiones de variación al alza o a la baja de los precios. Y otros agentes comerciales intervendrán también en el mercado con objetivos estrictamente financieros, comprando o vendiendo futuros según la expectativa de beneficios que proporciona la variación de las cotizaciones.

Una lectura convencional que se asiente en la creencia de que los mercados de futuros de petróleo y otras *commodities* funcionan “como si” fueran de competencia perfecta no aprecia motivos de preocupación ante el proceso descrito. Considera que el funcionamiento del mercado y la abundancia de participantes, comerciales y financieros, garantizan que se compensen entre sí las prácticas más especulativas. De ese modo, la cotización de los futuros cumple de manera adecuada su función como instrumento de protección y se adapta al estado de cosas existentes en el mercado físico de la *commodity*, que a su vez responde a la evolución de las variables de referencia que configuran la oferta y la demanda del producto (Pilipovic, 1998; Geman, 2005; Errera y Brown, 2002)

Por contra, una lectura no convencional de esa dinámica financiera resulta menos tranquilizadora. Considera que la posición de los agentes que operan en el mercado de futuros presenta fuertes asimetrías, derivadas de la ausencia de transparencia del mercado, de las distintas posibilidades que tienen para captar información y de los diferentes recursos financieros de que disponen. En esas condiciones, cuando se reproducen los mecanismos de incertidumbre-volatilidad y de riesgo-beneficio, no existe ninguna garantía de que los movimientos de los operadores se compensen y no se genere una tendencia alcista que se auto-refuerce durante un período prolongado de tiempo. Tampoco está garantizado que la evolución del mercado de papel (financiero) se adecue a lo que sucede en el mercado físico de petróleo, evitando que sea el mercado financiero el que influya en el mercado físico y, por tanto, que la evolución de éste se aleje de lo que marcan los *fundamentals* que configuran su oferta y demanda (Mandelbrot Hudson, 2005; Tvede 1994; Thaler 1993)

4. Lógica financiera y dinámica alcista del mercado de crudos: 2000-2007

a) Contratos, operadores y alza de las cotizaciones

Los informes de la comisión estadounidense encargada de garantizar el funcionamiento del mercado de futuros, la Commodity Futures Trading Commission (CFTC), muestran el fuerte aumento tanto del número total de contratos suscritos como de los contratos en vigor en un momento determinado (*open interest*). El número de futuros de los tres principales tipos de contratos WTI se elevó paulatinamente en los años noventa, desde 250 mil hasta 800 mil, creciendo con mayor celeridad durante la presente década, de modo que a comienzos de 2007 alcanzaba los 2,7 millones de contratos (Haigh, 2007). Al concluir el primer semestre de 2008, la CFTC estimaba en unos 8 millones el número de contratos de derivados relacionados con el petróleo. En el caso de los *open interest* su número aumentó desde menos de 600 mil hasta más de 900 mil en el bienio 1999-2000, volviendo a su nivel previo a mediados de 2001. A partir de la primavera de 2002 se produjo un nuevo despegue que condujo la cifra por encima de 1,8 millones (CMSGA, 2006), de manera que en el intervalo de las primaveras de 2002 y 2006 el número de *open interest* se multiplicó por cuatro. Si se considera que la mayoría de los contratos se realizan por mil barriles, resulta evidente que el volumen de crudos WTI negociados en ese mercado de papel multiplica varias veces la magnitud del crudo real comercializado.

Más espectacular aún ha sido la evolución de Intercontinental Exchange (ICE). Esta bolsa fue creada en el año 2000 con capitales aportados por grandes compañías petroleras y varios bancos de inversión, con el propósito de unificar los mercados de derivados energéticos mediante una operativa exclusivamente electrónica. Al año siguiente, ICE compró la bolsa londinense (IPE) y blindó su funcionamiento –absolutamente opaco– a través de la casa de compensación London Clearing House. Aunque prácticamente no ofrece información al público, sí se sabe que ya en 2006, el volumen de contratos negociados en ICE superó al de NYMEX y que en ese mismo año obtuvo dos logros que han sido decisivos para la evolución del mercado de futuros de petróleo desde ese momento: consiguió que los operadores estadounidenses pudieran operar directamente desde Estados Unidos en ICE y que ICE pudiera intervenir en la contratación de futuros WTI en la bolsa neoyorquina. De esa manera, pasó a ocupar una posición decisiva en el negocio de futuros a ambos lados del Atlántico, interconectando ambas bolsas y operadores.

Con respecto a los agentes que participan en el mercado de futuros de petróleo, los informes de la CFTC destacan la creciente presencia de agentes no comerciales en NYMEX. Si entre 2002 y 2006 el número de *open interest* creció un 82%, las posiciones correspondientes a operadores comerciales lo hicieron en un 64% y las de los no comerciales aumentaron en un 156% (Haigh, 2007). En el

caso de ICE, el informe del CMSGA (2006) estima que en 2006 los agentes no comerciales representaban más de la mitad del mercado. Sin datos disponibles sobre lo acontecido entre 2006 y 2008, cabe estimar que la presencia de los operadores no comerciales se ha hecho mayoritaria en ambas bolsas.

Cuando en la segunda mitad de los años noventa tanto en NYMEX como en IPE¹⁶ prevalecían las posiciones cortas, es decir, las ventas de futuros, eran las compañías exportadoras de crudos las que vendían esos contratos para protegerse de la caída de precios. Sólo algunos agentes financieros compraban futuros en espera de tiempos mejores, para venderlos cuando encontraran algún breve episodio alcista que estimulase en otros agentes esa expectativa. La subida de la cotización en los primeros meses de 1999 fue una respuesta a lo que acontecía en el mercado físico, donde el aumento del precio de los crudos correspondía al efecto de rebote –tras un largo periodo bajista– favorecido por el paulatino aumento de la demanda mundial de crudos que se iba produciendo en los últimos años.

Además, el mercado de futuros de petróleo comenzó a registrar una creciente afluencia de agentes no comerciales con fuertes volúmenes de inversión debido a lo que estaba ocurriendo en los mercados de activos financieros. Conforme la tendencia alcista del mercado de acciones alcanzó su techo entre finales de 1999 y la primavera del año siguiente, grandes sumas de capitales salieron de Wall Street y Nasdaq y de otras bolsas internacionales, dispuestas a orientarse hacia otros mercados que ofrecieran mejores expectativas de beneficios que las acciones, las obligaciones de empresas y los bonos públicos. Los futuros de petróleo fueron valorados como un mercado en alza y recibieron una inyección de liquidez que los hizo aún más dinámicos y favoreció el aumento de los contratos y el alza de sus precios.

En la primavera de 2000, se produjo la interrupción de ese proceso, dando paso a una contención de los precios que reflejaba la rapidez con la que se había producido el proceso alcista y, al mismo tiempo, acusaba los efectos de la situación recesiva en la que se sumían la economía estadounidense y de otros países importantes. Por un tiempo, el pesimismo se instaló en los mercados financieros ante el fortísimo derrumbe de las cotizaciones bursátiles y la ausencia de alternativas atractivas para los capitales que liquidaban sus posiciones en los diversos mercados financieros.

La dinámica alcista se recuperó en 2002 y se aceleró a partir de 2004, es decir, el intervalo de tiempo en que se hizo evidente la existencia de los “hechos inquietantes” expuestos en el segundo apartado del capítulo, incluyendo la creciente distorsión de la información sobre lo que sucedía en el mercado de crudos. En el otoño de 2004 el mercado se situó en una posición de «contago» persistente, que se caracteriza porque los precios de las entregas en los meses siguientes son más altos que los precios spot, y los precios a un plazo mayor,

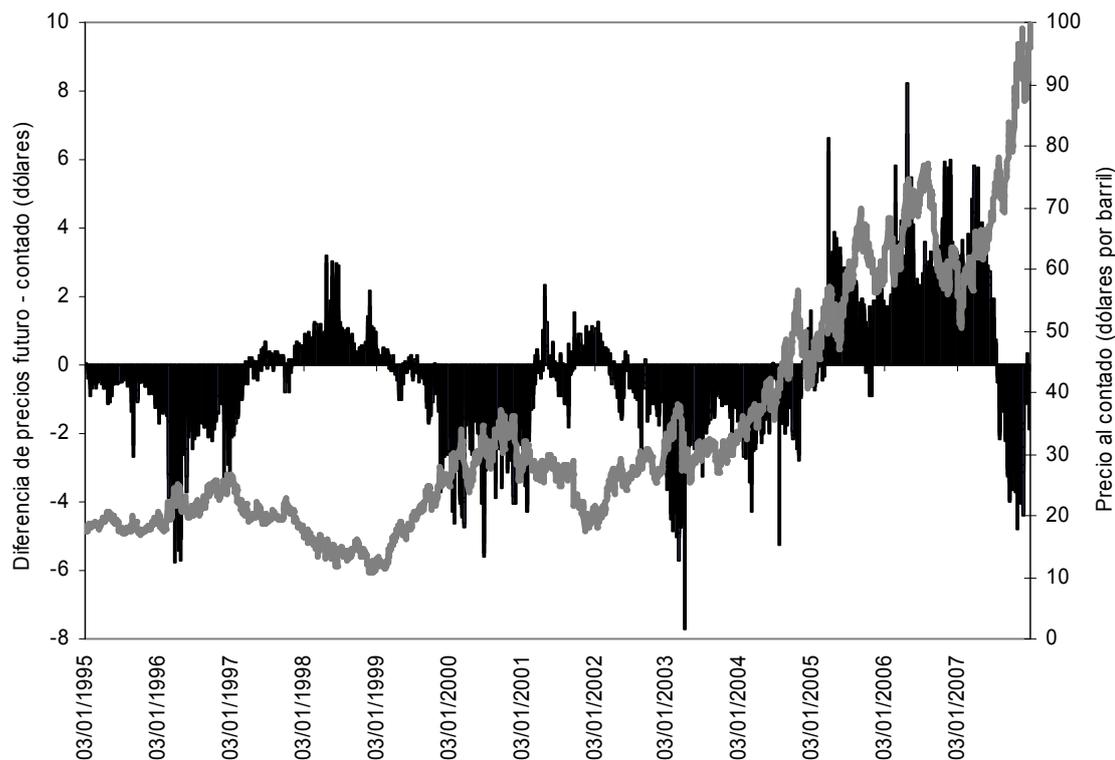
¹⁶ También existe Dubai Mercantile Exchange, pero su actividad se halla muy vinculada a la bolsa de Nueva York. De hecho, el presidente de ésta, James Newsome, también es miembro del consejo de la bolsa de Dubai (Engdahl, 2008).

incluso de varios años, superan a los de las entregas a menor plazo, creando así un contacto persistentemente alcista de los precios. El gráfico 2 muestra el diferencial en dólares entre la cotización de los futuros WTI (para tres meses posteriores a la primera fecha de entrega) y el precio *spot*. En contago, predominan las posiciones largas, de modo que un número creciente de compradores adquieren contratos de futuros esperando que la subida de precios les reporte ganancias. En el caso de los operadores que actúan con criterios especulativos se trata de una apuesta estrictamente financiera por la que invierten en un contrato de papel que con el paso del tiempo se habrá revalorizado. Aunque en ese tipo de apuestas la volatilidad diaria del mercado de futuros ocasiona que también muchos inversores financieros puedan registrar pérdidas, propias o bien de las instituciones o de las personas para las que operan.

Entre los agentes no comerciales se acentúa la presencia de los *hedge funds*, confirmada por múltiples datos parciales. La información disponible sólo permite acumular evidencias fragmentarias, porque precisamente los mercados de futuros, y más aún los mercados no organizados (opciones y *swap*) están configurados para que su actividad sea lo más opaca posible. Un informe del subcomité de investigaciones del Senado de EE.UU. (CMSGA, 2006) insiste en señalar esas graves carencias informativas y al referirse a los informes periódicos, *Commitment of Traders*, que publica la CFTC toma la expresión de Simmons (2004) los considera “como el tuerto que es el rey en el país de los ciegos” con relación a lo que acontece con los futuros que se negocian en NYMEX. La oscuridad que reina en ICE es todavía mayor debido a sus características electrónicas y a un funcionamiento que elude cualquier signo de transparencia acerca de su actividad.

Un informe publicado por New York Times calculaba que a finales de 2005 unos 450 *hedge funds* tenían invertidos 60 mil millones de dólares en derivados de energía y medioambiente y unos 200 de esos fondos tenían centrada su actividad financiera en esos derivados (Barrionuevo, 2006); otro especialista cifrada en 530 el número de *hedge funds* participantes en derivados de energía, de los que 177 estaban centrados en futuros y opciones de petróleo (Fusaro, 2006). Y otro analista destacado calculaba que entre 2003 y el primer trimestre de 2006, las inversiones de los *hedge funds* en *commodities* cotizadas había aumentado desde 15 hasta 80 mil millones de dólares (Verleger, 2006). Por su parte, el FMI estimaba en 2005 que en los tres años precedentes los mercados de derivados de la energía habían recibido inversiones por valor de 100 mil millones de dólares. Cifras que con seguridad de habrán elevado cuantiosamente en los últimos años (Greenberger, 2007; Hamilton, 2008ab; Masters, 2008).

Grafico 2. Evolución del precio del crudo WTI al contado y diferencial de precio entre el precio de futuros* y el precio al contado.**



* Se toma la cotización de contratos de futuros WTI-4 3 meses después de la primera fecha de entrega

** Los precios se refieren al mercado de crudos WTI de Cushing.

Fuente: elaborado a partir de EIA (2008).

Se trata de fondos de cobertura importantes que operan en diferentes mercados financieros y de otros orientados hacia los futuros y opciones de petróleo y otras fuentes energéticas entre los cuales se encuentran diversos fondos creados específicamente por los grandes bancos de inversión. Así, el informe del Senado estadounidense (CMSGA, 2006) destaca la posición prominente que en el mercado de futuros de petróleo tienen fondos dependientes de grandes hedge funds como BP Capital, Amarath Advisors y Centaurus Energy, junto con otros creados por Morgan Stanley, Goldman Sach, J.P. Morgan y Citigroup¹⁷. También otros grandes bancos (UBS, Barclays, Deutsche Bank, ABN, Bank of America) cuentan con divisiones operativas de futuros (Fusaro et al, 2005).

¹⁷ T. Boone Pickens, dependiente del hedge fund BP Capital, Brian Hunter, de Amarath Advisors, y John Arnold de Centaurus Energy. Pero señala también otros fondos creados por bancos de inversión, como Simon Greenshields, Olav Refvik y John Shapiro dependientes de Morgan Stanley; John Bertuzzi de Goldman Sach; George “Beau” Taylor de J.P. Morgan; o Vincent Kaminski de Citigroup. Otros grandes bancos (UBS, Barclays, Deutsche Bank, ABN,

En 2005, algunos fondos reconocían el logro de tasas de retorno del 700% (CMSGA, 2006), que probablemente han sido similares o mejores en los años posteriores. De hecho, en los propios círculos financieros se habla de “nuevo Nasdaq” para referirse al negocio que ofrecen los mercados de futuros de petróleo, recordando lo sucedido en la segunda mitad de los años noventa con las empresas puntocom cotizadas en Nasdaq. El informe del CMSGA recoge también los testimonios de destacadas personalidades que abundan en la relación entre el predominio de las posiciones largas, la subida de las cotizaciones y el aumento de las prácticas especulativas, ratificadas en sus comparecencias por Alan Greenspan, el anterior presidente de la Reserva Federal, y por dirigentes de corporaciones petroleras como British Petroleum y ExxonMobil. Lo mismo han ido recogiendo los informes de la IEA, OECD, FMI y otros organismos internacionales que no son precisamente susceptibles de dudas respecto a la orientación ortodoxa de sus posiciones.

Un salto posterior es el que se ha producido a partir de 2006, coincidiendo con la consolidación de ICE como bolsa transatlántica que opera en los futuros WTI de NYMEX y con las fuertes inversiones realizadas por los denominados inversores institucionales. Desde entonces, todos los datos sobre contratos, participantes, presencia de agentes financieros y volúmenes de inversión reflejan crecimientos aún más acelerados. En abril de 2008 Bloomberg informaba de que durante el primer trimestre del año las inversiones en futuros recogidos en el Commodity Index que elabora Goldman Sachs habían pasado de 40 a 185 mil millones de dólares, de los que no menos de una cuarta parte pertenecían a hedge funds, los cuales se habían incrementado en un 25% respecto a finales de 2007 (Hamilton, 2008a). Al mismo tiempo, los inversores institucionales (fondos de pensión, fondos soberanos, incluso fundaciones universitarias) han optado por adquirir futuros de petróleo y otras *commodities* para diversificar una parte de sus carteras en unos mercados con fuertes rentabilidades que les compensan de los escasos réditos que les proporcionan otros activos y de la merma de su valor conforme desciende la cotización del dólar. Según Masters (2008), entre finales de 2003 y marzo de 2008 esas entidades institucionales multiplicaron por veinte sus inversiones en un grupo selecto de *commodities*, entre las que destacan los futuros de petróleo y gas natural, desde 13 a 260 mil millones de dólares. Todo ello mientras los precios de los futuros registraban una subida todavía más espectacular que la registrada desde la aceleración de 2004.

b) Apuestas por el alza y volatilidad

Los datos disponibles permiten constatar el predominio de las posiciones largas, es decir, de los compradores de futuros que se protegen y/o apuestan ante/creando expectativas al alza de los precios. Al mismo tiempo, aumentan las posiciones largas a mayor plazo, es decir aquellas que se basan en la evolución de los precios entre 3 y 36 meses, o incluso en un horizonte aún mayor.

Según los datos de la CFTC, los *open interest* que más han crecido entre 2000 y 2006 son contratos a más de tres años. Naturalmente, los operadores que participan en esos contratos lo hacen guiados por criterios estrictamente financieros, pues como señala Verleger (2006), casi nadie necesita cubrirse a un plazo tan dilatado de tiempo. Mientras que el conjunto de las *open interest* crecieron un 82%, las posiciones a más de tres años lo hicieron un 260% y, en ellas, las correspondientes a agentes no comerciales se incrementaron un 770% (Haigh 2007). Del mismo modo, las posiciones de esos agentes no comerciales en contratos de 3 a 36 meses aumentaron un 155%, mientras que las de los agentes comerciales lo hicieron sólo un 6%. Los agentes comerciales concentran el grueso de sus posiciones en plazos inferiores a tres meses (más del 52% de su total), mientras que los agentes no comerciales lo hacen a más de tres meses (61%).

Simultáneamente, la escalada de los precios ha estado acompañada de una mayor variabilidad, es decir de la creciente volatilidad del mercado. Para analizar la estructura de esa volatilidad se ha estimado un modelo GARCH (1,1) para cada una de las series referidas a la primera diferencia de los precios diarios de los futuros F-1 y F-4 de crudos WTI¹⁸ y de los precios al contado de WTI y de Brent. Conforme al modelo, la volatilidad es la desviación típica condicional (σ) la raíz cuadrada de h_t . El modelo estimado es:

$$\begin{aligned}\Delta y_t &= \mu + \varepsilon_t \quad \varepsilon_t \approx N(0, h_t) \\ h_t &= \alpha_0 + \alpha_1 \varepsilon_{t-1}^2 + \beta_1 h_{t-1}\end{aligned}$$

Los resultados de las estimaciones se recogen en el cuadro 3; entre paréntesis figuran los valores del estadístico z. En todos los casos se rechaza la hipótesis de que los coeficientes sean nulos. La estimación del término constante μ ofrece un resultado significativamente diferente de cero en los cuatro modelos. Además se trata de procesos IGARCH (1,1) pues en ninguno de los modelos se rechaza la hipótesis nula de que $\alpha_1 + \beta_1 = 1$. Los altos valores que toma $\hat{\beta}_1$ muestran el gran efecto que tiene la volatilidad previa sobre la del día posterior.

Los gráficos 3 y 4 recogen la evolución de la volatilidad del precio al contado del crudo WTI y de los contratos de futuros de crudos WTI para tres meses después de la primera fecha de entrega, advirtiendo que la trayectoria de los futuros para la primera fecha de entrega y del crudo Brent al contado son también muy similares. En ellos se aprecia que desde 1986 hasta comienzos de 2000 la desviación típica se mantuvo estable, en niveles por debajo de un dólar en el precio spot y por debajo de medio dólar en el precio de F-4. El único intervalo que muestra una situación anómala, porque registra una fuerte desviación típica es el comprendido entre el último trimestre de 1990 y los

¹⁸ Los contratos F-1 se refieren a la primera fecha de la entrega establecida en el contrato; F-4 se refiere a tres meses posteriores a dicha fecha. En ambos casos, se trata de futuros de crudos WTI.

primeros meses de 1991, como consecuencia de la invasión de Kuwait por Irak que se saldó con la primera invasión anglo-estadounidense de Irak. La inestabilidad se hace más acusada a partir de la primavera de 2000 y más aún desde 2004, cuando las desviaciones del precio en el mercado spot pasan a oscilar entre un dólar y dos dólares y medio, mientras que en el mercado de F-4 lo hacen entre 0,75 y 2 dólares.

Cuadro 3. Resultados de las estimaciones

Variable	$\hat{\alpha}_0$	$\hat{\alpha}_1$	$\hat{\beta}_1$
Incremento del precio spot del crudo WTI	0,0013 (5,80)	0,1036 (23,58)	0,9032 (235,92)
Incremento del precio spot del crudo Brent	0,0013 (6,95)	0,0871 (19,71)	0,9150 (223,38)
Incremento del precio del futuro del crudo WTI para entrega inmediata (F-1)	0,0015 (6,43)	0,0867 (19,92)	0,915 (213,47)
Incremento del precio del futuro del crudo WTI tres meses después (F-4)	0,0006 (6,31)	0,0657 (17,65)	0,9349 (282,49)

Gráfico 3. Volatilidad del precio diario del crudo WTI en el mercado spot de Cushing.

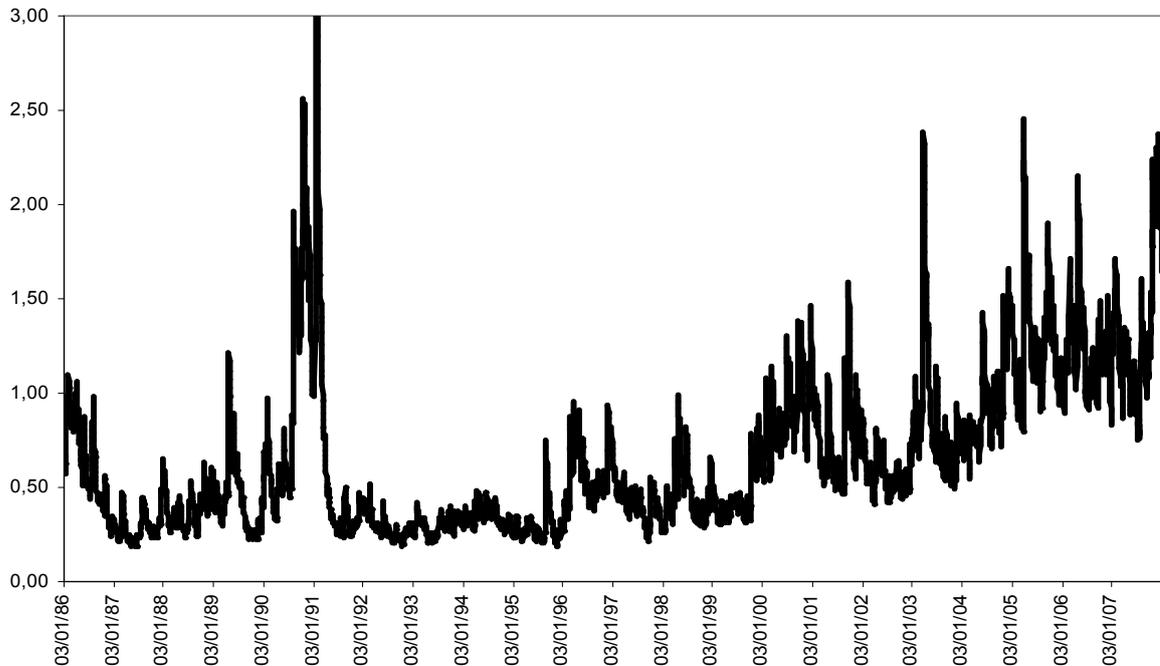
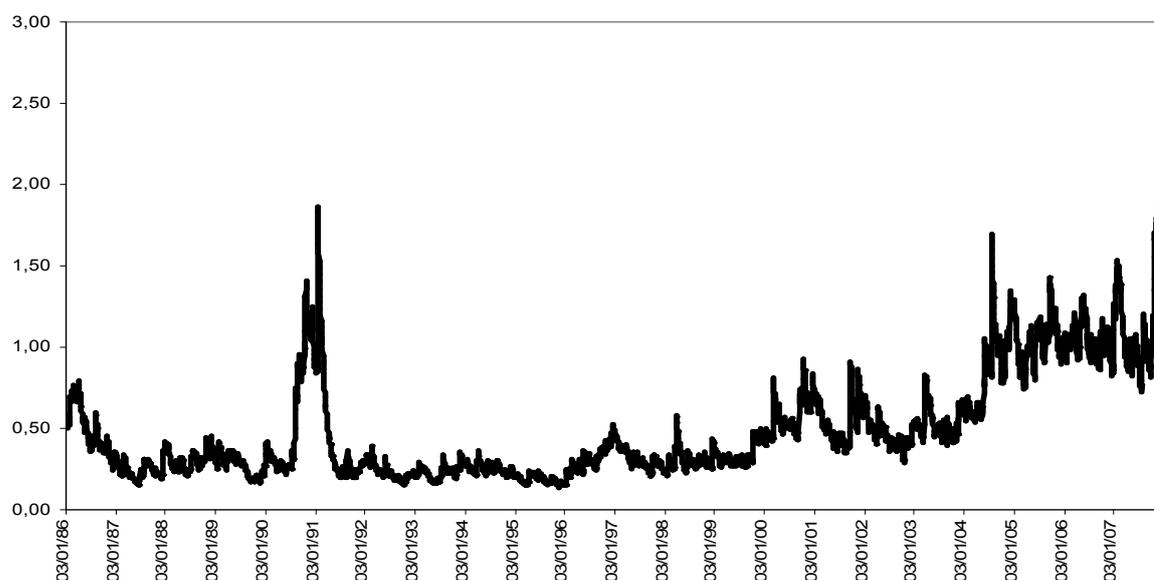


Gráfico 4. Volatilidad de la cotización diaria del futuro F-4 de crudo WTI Cushing.



Evidentemente, esa dinámica alcista y volátil de los precios no cabe imputarla en exclusiva a la actuación de un determinado tipo de agentes, ni siquiera a los hedge funds más especulativos. Esa imputación es rechazada por diversos estudios, alegando que no detectan que los operadores financieros sean más responsables que los agentes comerciales (Haigh, 2005, 2007; Chan et al, 2005; Lautier, 2005; Piaseis y Swansson 2006). Otros trabajos periodísticos también rechazan el papel de “villanos” atribuido a los hedge funds y otros agentes financieros (Schwartz y Binger, 2006), y por supuesto lo mismo hacen los analistas que trabajan para los bancos de inversión. Al respecto cabe señalar, en primera instancia, que la debilidad de la información disponible constituye una dificultad muy importante para realizar cualquier análisis cuantitativo sobre el comportamiento de los operadores en el mercado. Pero, al mismo tiempo, es evidente que conforme se desarrolla la espiral alcista y volátil se hace más difícil separar las formas de actuación de unos y otros agentes. El grueso de los agentes no comerciales opera con una visión de rentabilidad financiera, pero también lo hacen muchos agentes comerciales, arrastrados o atraídos por esa rentabilidad financiera, dejando de actuar como meros operadores que se protegen (*hedgers*).

Por tanto, conforme los mecanismos de incertidumbre-volatilidad y riesgo-rentabilidad se hacen más intensos se genera una convergencia de actuaciones entre los agentes financieros y los agentes comerciales con/sin propósitos financieros, lo que refuerzan la continuidad de esos mecanismos. Ese reforzamiento se fortalece con la influencia de otros dos elementos: el debilitamiento del dólar a partir de 2002 y la política de inventarios que llevan a cabo tanto los gobiernos como las empresas, que se analizan en los siguientes epígrafes.

c) Los futuros como refugio ante la depreciación del dólar

El dólar estadounidense es la moneda de pago a escala mundial, tanto en el mercado físico como en el de futuros de petróleo. Por ello, la magnitud de los precios se ha visto también influida por la evolución de esa moneda que hasta finales de 2001 mantuvo un proceso apreciativo iniciado a mediados de los noventa y cuando inflexionó esa tendencia, a comienzos de 2002, inició un proceso depreciativo que prosigue, con distinta intensidad según los momentos, en la primavera de 2008.

Tomando como referencia inicial la fecha de enero de 1999, por ser el momento en el que inflexionó la trayectoria bajista que arrastraban los precios del petróleo, en aquel momento el precio al contado del crudo WTI registró un promedio mensual de 12,5 dólares por barril y el valor relativo del dólar se situó en un índice 95,55 frente a principales divisas internacionales¹⁹. Aquella primera subida del precio de los crudos se mantuvo hasta septiembre de 2000, cuando el WTI alcanzó un promedio mensual de 33,9 dólares por barril, registrando así un incremento del 170% en aquel primer intervalo, mientras que el dólar obtuvo un incremento del 13%, elevando su índice a 108,4. El retroceso posterior condujo el precio del crudo a 19,6 dólares por barril en noviembre de 2001, mientras que el valor del dólar subía otro 5% hasta un índice de 114,3.

A partir de los últimos meses de 2001 la escala de los precios de los crudos ha sido persistente, de modo que en diciembre de 2007 el crudo WTI marcó una media mensual de 91,5 dólares por barril, mientras que el dólar sufría una desvalorización que redujo su índice a 82,1. Por tanto, con respecto a noviembre de 2001, el precio del crudo se incrementó en un 370% mientras que el dólar perdía casi un 30% de su valor, lo que significa que sólo una (pequeña) parte del alza de los crudos respondía a la pérdida de valor de la moneda en la que se fijan esos precios. Conforme a ello, si el dólar hubiera mantenido su valor de noviembre de 2001, el precio medio del crudo WTI en diciembre de 2007 sería de 65,7 dólares por barril, por lo que durante ese intervalo de tiempo, en lugar de un aumento del 370% el precio del WTI habría aumentado un 235%, de modo que en esos seis años el precio se habría triplicado²⁰. La evolución es muy similar en la cotización de los futuros de petróleo.

Por consiguiente, la subida de los precios del petróleo ha incorporado la pérdida de valor del dólar a partir de 2002, pero los datos ponen de relieve que ese efecto compensatorio sólo explica una parte reducida de aquella subida. En todo caso, la influencia de la evolución del dólar sobre los mercados de petróleo parece que ha sido más importante si se considera desde otro efecto de carácter indirecto. La caída de la cotización del dólar supone una desvalorización de cualquier tipo de activo financiero nominado en dicha moneda, de manera que

¹⁹ La base del índice es el promedio de 1988. Fuente: Reserva Federal.

²⁰ Si los datos se calculan para el crudo Brent el proceso alcista es aún más intenso. El precio medio de diciembre de 2007 (90,9 dólares por barril) era un 385% mayor que el de noviembre de 2001 (18,7 \$/b). Una vez corregida la variación del dólar, el precio de diciembre de 2007 sería de 78,2 dólares por barril, es decir, un incremento del 250% respecto a 2001.

los poseedores de acciones, bonos y otros valores –escasamente rentables durante los últimos años- han encontrado en ese comportamiento del dólar un motivo adicional para desplazar sus inversiones hacia otros mercados con precios al alza (inmobiliario, *commodities*) donde compensaban con creces la pérdida de valor de la moneda y la escasa rentabilidad de aquellos activos. En este sentido, el “factor dólar” ha influido en el mercado de futuros de petróleo a través de este efecto “refugio”.

d) Las variaciones de los inventarios

Parece lógico que los stocks de petróleo tiendan a incrementarse cuando los precios son más bajos, pues en esos momentos las agencias públicas y las empresas pueden llevar a cabo con un coste más asequible un mayor volumen de compras que las requeridas para el consumo con el fin de incrementar sus inventarios para cubrirse ante posibles contingencias futuras. Así ocurrió durante la segunda mitad de los años noventa en el conjunto de los países de la OCDE (cuadro 4), cuando los inventarios de las agencias públicas y de las empresas fueron creciendo hasta 1998, tanto en términos absolutos como en relación al número de días de importaciones que cubrían. Más adelante, los stocks se redujeron conforme subían los precios de los crudos durante el bienio 1999-2000 y volvieron a elevarse cuando los precios se moderaron desde el verano de ese último año y a lo largo del siguiente.

Sin embargo, a partir de 2002 y más aún de 2004 los stocks han seguido un proceso muy diferente, ya que han mantenido su crecimiento hasta el verano de 2007 a pesar de que los precios también aumentaban. Las cifras de petróleo almacenado han registrado cotas máximas en sus niveles absolutos y en términos relativos (respecto a los meses de importaciones que cubren) también se han situado cerca de los máximos históricos, en torno a los 85 días (cuadro 4). En primera instancia, un comportamiento de ese tipo parece que sólo podría explicarse en presencia de una amenaza inminente de desabastecimiento del mercado; sin embargo ese peligro no ha existido en ningún momento y menos aún durante un intervalo tan prolongado de años, en el hipotético caso de que ciertas agencias gubernamentales y empresas hubieran sobre-estimado las posibilidades de tal amenaza en algún momento dado. La pretensión de mantener una determinada proporción stocks/importaciones hacía que conforme éstas iban en aumento también lo hicieran aquéllos. En el caso de los inventarios de las empresas parece que se han combinado el motivo de precaución con el aliciente de los beneficios, de modo que las expectativas alcistas de los precios instan a muchos agentes comerciales y otros no comerciales (bancos de inversión con centros de almacenamiento) a incrementar sus inventarios para venderlos más adelante a un precio mayor.

Cuadro 4. Inventarios de petróleo de los países de la OCDE, 1995-2007. Millones de barriles (promedios anuales)

	Totales	Comerciales	Oficiales *	Tasas de variación (%)			Días de importaciones		
				Totales	Comerciales	Oficiales	Totales	Comerciales	Oficiales
1995	3.758	2.516	1.242				79,6	53,3	26,3
1996	3.762	2.518	1.243	0,1	0,1	0,1	80,2	53,7	26,5
1997	3.875	2.619	1.255	3,0	4,0	1,0	82,1	55,5	26,6
1998	4.006	2.703	1.304	3,4	3,2	3,9	82,0	55,3	26,7
1999	3.735	2.450	1.286	-6,8	-9,4	-1,4	77,5	50,8	26,7
2000	3.807	2.535	1.272	1,9	3,5	-1,1	77,6	51,7	25,9
2001	3.918	2.630	1.288	2,9	3,7	1,3	81,1	54,4	26,7
2002	3.825	2.478	1.347	-2,4	-5,8	4,6	77,2	50,0	27,2
2003	3.928	2.517	1.411	2,7	1,6	4,8	78,5	50,3	28,2
2004	4.000	2.550	1.450	1,8	1,3	2,8	79,4	50,6	28,8
2005	4.079	2.593	1.487	2,0	1,7	2,6	81,7	51,8	29,9
2006	4.167	2.674	1.494	2,2	3,1	0,5	84,9	54,6	30,5
2007**	4.162	2.650	1.513	-0,1	-0,9	1,3	85,0	54,2	30,8

* A cargo de las agencias estatales y otros organismos públicos

** A finales del tercer trimestre.

Fuente: IEA (2008)

La evolución de los stocks estadounidenses, los mayores del mundo, confirman ambos comportamientos. Las reservas estratégicas de crudos de petróleo, gestionadas por el departamento de Energía, se redujeron en 1999-2000 de 569 barriles a 541 millones de barriles (de 78 a 74 mt) y después crecieron casi un 30% hasta situarse en un máximo cercano a 700 millones de barriles (95 mt) en el verano de 2006 (EIA, 2008). Los inventarios comerciales siguieron la misma senda, tanto en el almacenamiento de crudos como de derivados. Los primeros aumentaron en 85 millones de barriles hasta el verano de 2007 y los segundo lo hicieron en casi 100 millones hasta el otoño de 2006, de manera que en el trienio 2004-2006 los inventarios comerciales se elevaron en casi 160 millones de barriles, es decir en casi 22 mt.

Ese incremento de los stocks de Estados Unidos y de otros países desarrollados ha supuesto una mayor presión sobre la demanda de importaciones y ha contribuido a acentuar las inquietudes latentes en el mercado, reforzando las tendencias alcistas del mercado de futuros y del intercambio físico de crudos.

f) Mercado financiero y mercado físico

En primera instancia, se aprecia una estrecha relación entre la evolución de las cotizaciones de los futuros y el precio al contado del crudo WTI. La correlación también es elevada cuando se establece entre el precio de los futuros F-4 de crudos WTI y el precio registrado en el mercado spot cuatro meses después. Tomando los datos diarios entre 1995 y 2007, el precio de los futuros F-4 y el precio al contado con un retraso de cuatro meses, la correlación arroja

un coeficiente de 0,952²¹, y aún si el retardo del precio al contado es de ocho meses, el coeficiente sigue siendo de 0,910.

Si el contraste de la relación entre los precios de los futuros y al contado se lleva a cabo mediante un modelo del tipo: $\Delta y_t = \alpha + \beta \Delta x_t + \varepsilon_t$, donde Δy_t denota el incremento de las variaciones absolutas del precio al contado y Δx_t denota el incremento del precio de los futuros F-4, el resultado de la estimación es:

$$\Delta y_t = 0,677 \Delta x_t + \varepsilon_t \quad \text{con } R^2 = 0,78 \text{ y } DW = 2,4 \\ (112,5)$$

obteniéndose que para la constante α la estimación no proporciona un estimador significativamente diferente de cero, por lo que se suprime dicha constante.

Si el contraste se lleva a cabo con un modelo que recoja las tasas de variación de ambos precios, de modo que: $\ln(y_t / y_{t-1}) = \alpha + \beta \ln(x_t / x_{t-1}) + \varepsilon_t$, el resultado de la estimación es:

$$\ln(y_t / y_{t-1}) = 1,11 \ln(x_t / x_{t-1}) + \varepsilon_t \quad \text{con } R^2 = 0,68 \text{ y } DW = 2,3 \\ (107,4)$$

de manera que el impacto de la tasa de variación de la cotización de los futuros se amplifica un 11% más en la tasa de variación del precio al contado.

Sin que tales resultados deban tomarse como pruebas concluyentes, sí parece que ponen de relieve la existencia de una nítida vinculación entre la evolución de los precios que registran ambos mercados. El orden de causalidad que se establece en la formulación de los modelos se justifica mediante los argumentos que se han expuesto a lo largo del apartado, de modo que el comportamiento de las cotizaciones de los futuros condiciona la evolución del precio al contado, creándose una dinámica de reproducción entre ambas tendencias alcistas. Lo cual está en consonancia con otros nexos encontrados, como la buena correlación que existe entre las posiciones netas largas en el mercado de futuros y las variaciones del precio al contado, así como entre las posiciones netas largas de los operadores no comerciales y las variaciones del precio al contado. De ese modo, la espiral alcista y la volatilidad de los precios que registra el mercado de futuros de petróleo se trasladan al mercado físico de crudos. Conforme señala Engdahl (2008), la gran compra de contratos de futuros de crudos por parte de los especuladores (y del resto de agentes) presiona al alza del precio de las entregas futuras de petróleo, del mismo modo que la demanda adicional de contratos *forward* conduce al alza del precio del mercado spot. En palabras de Fusaro (2006), "Hot Money inflames oil prices".

²¹ En términos relativos, considerando las tasas de variación de ambos precios, con un retardo de cuatro meses, siguen arrojando una correlación de 0,830

Esta conclusión concuerda con el hecho de que los precios hayan sufrido una fuerte subida y una continua inestabilidad sin que los referentes básicos de oferta y demanda de petróleo hayan sufrido modificaciones bruscas: “a «disconnect» between the cash price behavior and the fundamentals, as measured by supply-and-demand balances or stocks” (Verleger, 2006, p. 1). En tales condiciones, la reducida magnitud de los mercados al contado, la heterogeneidad de características entre las variedades de crudos y la escasa representatividad de los *benchmark* no suponen ninguna dificultad, ya que no son los soportes reales en los que se asienta la cotización de los futuros de petróleo, sino que éstos toman esos precios (WTI, Brent) como referentes a partir de los que se realizan operaciones (apuestas) financieras. No en vano se trata de precios creados en torno a las dos grandes plazas financieras del mundo: Nueva York y Londres.

Siendo tan reducida la dimensión de los mercados spot resulta comprensible que su actividad quede determinada por la gran dimensión que adquieren los mercados de futuros. Del mismo modo, la presencia de “hechos inquietantes” en el mercado de crudos sirve para modificar el juego de expectativas en el mercado de derivados a través de los mecanismos de incertidumbre-volatilidad y de riesgo-rentabilidad, quedando incorporados en una estrategia de tensión permanente de la que se desprende un discurso alarmista, que refuerza la tendencia alcista de ese mercado financiero y traslada sus efectos al mercado físico. En ese contexto, se entiende también que los países productores insistan en rechazar la propuesta de que se esfuercen por incrementar a corto plazo la oferta exportable de crudos, ya que con los actuales precios obtienen grandes ingresos y son conscientes de que la evolución de esos precios no depende principalmente de ese incremento de la oferta, como respondían los dirigentes saudíes a la insistencia de George Bush durante la visita que el líder estadounidense hizo en mayo de 2008.

5. Consideraciones finales

La espectacular escalada del precio de los crudos de petróleo que se ha producido en el curso de la presente década no es una consecuencia de desajustes importantes entre la oferta y la demanda de ese hidrocarburo, sino que principalmente está determinada por el comportamiento del mercado financiero que se ha creado en torno a los futuros, opciones y swap de petróleo. Se ha creado así una “burbuja financiera” cuyo origen y desarrollo responden a varios elementos

Ciertamente, el mercado de crudos ha venido acusando el surgimiento de signos de incertidumbre entre los operadores comerciales: el creciente protagonismo de las regiones no occidentales y de las grandes empresas públicas de países oferentes y demandantes; la debilidad de las inversiones en nuevas prospecciones durante los años noventa; el descenso del *spare* de los

principales países exportadores; las breves interrupciones de las exportaciones de Venezuela y Nigeria; el recorte de las exportaciones de Irak desde la invasión que sufrió en 2003; el aumento paulatino de la demanda (aunque sólo intenso en 2004) y las limitaciones productivas que presentan las refinerías de los países de muchos países desarrollados.

Sin embargo, en ningún momento el mercado ha reducido la oferta exportable de crudos, ni se ha encontrado ante la inminencia de una amenaza de ese tipo. Ninguna evolución de los referentes básicos del mercado físico de crudos puede explicar la espectacular subida de los precios desde 2004 y menos aún lo sucedido entre junio de 2005 y junio de 2008, cuando el precio del crudo WTI pasó de 54 a 145 dólares por barril. Tampoco se explica desde esos referentes básicos la fuerte caída posterior, hasta 120 dólares, en apenas el mes de julio. Durante esos años, ha sido frecuente que de un día para otro, o en sólo dos o tres días, el precio variase en cinco o seis dólares, sin que existieran novedades de ningún tipo en la producción, la demanda y el intercambio físico de crudos. Ese comportamiento de los precios sólo se puede explicar si se considera el carácter “financiarizado” que ha adquirido el mercado de petróleo.

Desde comienzos de la presente década y sobre todo a partir de 2004 los mercados de futuros y otros derivados de petróleo han recibido auténticas oleadas de liquidez a cargo de capitales que han migrado desde los mercados financieros (acciones, deuda pública, obligaciones de empresas) e inmobiliarios. Su propósito consiste en obtener unas tasas de rentabilidad a corto plazo que no podían lograr en esos otros mercados. Se ha consolidado así un clima de expectativas alcistas e intensa volatilidad. Comenzó así una fase caracterizada por la reproducción de los mecanismos de incertidumbre-inestabilidad y de riesgo-rentabilidad que atraen a nuevos operadores financieros y que arrastra a los operadores comerciales, bien por la necesidad de cubrir sus contratos, bien por su propio interés en conseguir una ganancia financiera. Todo ello reforzado por una gestión de la información pública orientada a generar una estrategia de tensión permanente basada en la (supuesta) posibilidad de una inminente interrupción o reducción de los suministros que abastecen a los países importadores.

La formidable expansión de los mercados financieros de petróleo traslada la dinámica alcista y volátil de sus precios al mercado físico de crudos. En esas condiciones, los *benchmark* de éste (WTI, Brent) sirven fundamentalmente como indicadores de referencia para las operaciones financieras que se realizan en las plazas de Nueva York y Londres, y que a través de Intercontinental Exchange adquieren una dimensión mundial, eludiendo los controles institucionales y cualquier información pública sobre las empresas que realizan esas operaciones y los resultados que obtienen.