

Brent Blend, WTI... ¿Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global?

José M. Domènech

El petróleo es un recurso natural no renovable. Como tal está sujeto a cambios constantes tanto en calidad como en cantidad. El agotamiento natural de los yacimientos de los campos de Texas y del Mar del Norte hace que, en la actualidad, ambas referencias puedan ser cuestionadas como referentes a nivel mundial. Asimismo, la situación particular para ambas calidades ha provocado la existencia de un diferencial de precio a favor de Brent no justificado, a priori, por su calidad. ¿Nos encontramos ante una oportunidad de inversión basada en la reversión a la media?

Petróleo: definición

Según la Real Academia de la Lengua Española en su 22ª edición la definición de petróleo es:
1. m. *Líquido natural oleaginoso e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos. Mediante diversas operaciones de destilación y refinado se obtienen de él distintos productos utilizables con fines energéticos o industriales, como la gasolina, la nafta, el queroseno, el gasóleo, etc.*

Si se estudia la definición con detenimiento se ve que el petróleo no es una sustancia homogénea e igual en todos los yacimientos pues se trata de una mezcla química. Su composición está directamente relacionada con el lugar de descomposición de los restos de animales y plantas que quedaron sepultados. Así, las diferentes composiciones de los suelos según las zonas geológicas aportarán a cada yacimiento contenidos de minerales característicos, por lo que tendremos diferentes composiciones para diferentes yacimientos. Dentro del mismo yacimiento, incluso, la composición no tiene por qué ser homogénea (aunque sí suele ser similar).

El valor comercial de cada nuevo yacimiento vendrá dado por su posible utilización posterior. De ahí la importancia de caracterizar claramente cada nuevo yacimiento con unos parámetros de calidad claros y relativamente sencillos que nos permitan dar un valor al mismo el cual se traducirá en el precio que la industria de refinado pagará por él.

Petróleo: clasificación

Existen distintos criterios para clasificar los diferentes tipos de petróleo según la característica físico/química en la que nos basemos. Los más utilizados por la industria del refinado son los siguientes:

1. **Composición química:** parafínicos (ideal para gasolinas, lubricantes...), nafténicos (asfaltos) y mixtos.
2. **Densidad:** grados API (Estados Unidos), densidad relativa (sistema internacional).
3. **Contenido en azufre.**

En base a estas tres características se puede afirmar que, dado que la principal utilización del petróleo es la producción de energía, los petróleos parafínicos tendrán un valor superior al resto.

Ahora hay que desarrollar un poco más los puntos 2 y 3 pues en ellos se basará la clasificación a la hora de establecer las calidades de referencia:

Densidad: propiedad física de los materiales que determina la cantidad de masa contenida en un determinado volumen. Su unidad es kg/l. Es muy importante **no confundirla con la viscosidad**, que es la propiedad física que determina la resistencia de un fluido al ser movido. El cloroformo, por ejemplo, es muy denso, 1,5 kg/l pero fluye como el agua (incluso en determinadas situaciones mejor que el agua).

¿Qué son los grados API? Es un método de medida de densidad basado en la comparación de la densidad del petróleo con el mismo volumen de agua en las mismas condiciones de presión y temperatura. Así, mediante una serie de fórmulas (Perry; Robert H, "Perry's Chemical Engineers' Handbook") se llega a una escala de valores que indican cuan ligero o pesado es el petróleo en comparación con el agua (API=10). Valores mayores de API indican petróleos más ligeros que, al final, son los de mayor calidad pues van a originar menores costos tanto en la extracción como en el refinado. En la *Tabla I* puede observarse la clasificación de los diferentes crudos en función de su valor API.

Tabla I

Tipo de Petróleo	API
Extrapesado	10
Pesado	10,0-22,3
Mediano	22,3-31,1
Ligero	31,1-39
Superligero	>39

La relación entre la densidad relativa, parámetro ampliamente utilizado fuera de EEUU, y los grados API viene dada por la ecuación:

$$\text{Grados API (T)} = 141,5 / s(T) - 131,5$$

... donde $s(T)$ es la densidad relativa a una temperatura determinada, siendo la temperatura estándar, en el sistema internacional, 15°C (60F).

Contenido en azufre: dependiendo de las características de la zona de extracción, los hidrocarburos que forman el petróleo contienen diferentes cantidades de azufre. Una mayor cantidad de azufre incrementa los costes de refinado por lo que tendrán mayor calidad aquellos yacimientos en los que la proporción de azufre sea menor.

De acuerdo con su contenido en azufre el petróleo se clasifica en **dulce**, traducción del inglés *sweet* (contiene menos 0,5% de compuestos sulfurados) y **agrio**, traducción de *sour*, (más del 1%). Como curiosidad cabe señalar que

los nombres provienen del sabor que los compuestos sulfurados dan al crudo. Cuando no se disponía de mejores métodos de análisis se probaba el sabor de los mismos con el objeto de determinar la presencia de los compuestos sulfurados.

Conclusión: desde el punto de vista de una refinería un buen petróleo será **parafínico, liviano y dulce** pues ocasionará menores costes de extracción y de refinado y nos brindará una mayor proporción de productos cuya utilización final será en la actualidad la producción de energía o el transporte principalmente.

Como apunte final hay que señalar que a la hora de caracterizar un crudo también es importante conocer su viscosidad o, más exactamente, sus propiedades reológicas. Si bien éstas no suelen tenerse en cuenta a la hora de definir la calidad en cuanto a precio de un crudo, condicionan directamente la facilidad en los procesos de extracción y de transporte pudiendo incrementar mucho el coste de estos. Sirvan como ejemplo los problemas que puede ocasionar el bombeo de un fluido muy espeso a través de los kilómetros de tubería que forman los oleoductos (en ocasiones atraviesan naciones enteras) o incluso la carga y descarga de un tanque para su transporte (ya sea por carretera o en tren).

Los petróleos de referencia (Benchmarks)

Una vez caracterizado un crudo llega el momento de asignarle un precio. Para ello se trabaja en la actualidad con un sistema de fórmulas referenciadas contra una serie de calidades patrón (antiguamente, hasta 1985, se trabajaba tanto en la OPEP como en la mayoría de países latinoamericanos mediante un sistema de precios administrados). La elección del crudo de referencia dependerá del punto de destino del carguero. El objetivo final del sistema es conseguir un sistema de precios que garantice un precio competitivo para el productor versus sus competidores en la zona de destino (este punto es importante como se verá más adelante).

Como consecuencia cada transacción es única y depende del lugar y del momento en que se realice. El mercado no suministra directamente una relación continua de precios que se pueda tomar como referencia. Esto provoca que sea necesaria la existencia de las agencias de información (Platts, Argus) que, mediante metodologías propias basadas en evaluaciones independientes, determinen las relaciones de precios que posteriormente se utilizarán como series de referencia (*benchmarks*)

Las tres series de referencia principales son: West Texas Intermediate o "WTI" (mercado americano), *Brent Blend* (Europa y en ocasiones África) y Dubai (Asia Pacífico), pero no son las únicas (destacar el Light Louisiana Sweet o "LLS" en el golfo de México, la cesta OPEP...). La *Tabla II* detalla las características en cuanto a densidad API y acidez de alguna de ellas.

Tabla II

Benchmark	Zona de Referencia	API	Azufre %
WTI	US	39,6	0,24
Brent Blend	EU	38,3	0,37
Dubai	Asia-Pacífico	31	2,04
Tapis	Crudo Ligero Lejano Oriente	44	< 0,5
Arab Light	1950-1981 - Referencia Mundial	34	1,78

¿Qué condiciones debe cumplir un crudo para ser un buen petróleo de referencia? Para poder establecer un precio razonable y que represente en cada momento una imagen clara del estado del mercado, Harpur (2002) fijó una serie de características que debería cumplir el *benchmark* ideal, a saber:

- Su calidad debe ser similar al petróleo a referenciar (evitar en las fórmulas primas o descuentos importantes que puedan distorsionar el precio final).
- Debe tener accesibilidad a las refinerías de la región (los precios del posible *benchmark* pueden estar influidos por situaciones de mercado que únicamente tengan repercusión en su zona de producción).
- Debe existir un mercado físico que permita un arbitraje geográfico y temporal (el mercado americano es un ejemplo claro).
- Debe poseer una cuota de mercado suficiente para garantizar que no pueda ser "manipulado" voluntaria o involuntariamente por los diferentes *traders* y así reflejar claramente la situación de mercado.
- Debe existir un mercado transparente, líquido y accesible para el mismo.

Asimismo, Harpur señaló también la importancia que tiene la existencia de un mercado financiero de derivados para los crudos de referencia con un doble objeto: incrementar la transparencia del mercado y repartir el riesgo de la transacción entre los participantes.

En la actualidad sería importante añadir a la relación anterior la estabilidad política en el país o países de origen.

West Texas Intermediate (WTI) – El referente americano

Bajo la denominación West Texas Intermediate, también conocido como *Texas Light Sweet* se esconde un promedio, en cuanto a calidad, del petróleo que se extrae en los campos occidentales del estado de Texas (EEUU) que se utiliza como referencia a la hora de fijar el precio del petróleo en el mercado de Nueva York, si bien, como se verá posteriormente, en la actualidad se está cuestionando su papel como crudo de referencia a nivel global debido principalmente a su volumen de extracción.

En términos de calidad, el WTI es un petróleo con den-

sidad relativa baja, en el argot petrolero "liviano", y bajo contenido en azufre ("dulce"). Esto provoca que su precio deba ser, en general, mayor al de otros tipos de crudo porque requerirá menos operaciones durante el proceso de refinado para cumplir las especificaciones actuales para los productos refinados. En resumen, el WTI posee la calidad ideal para la producción de naftas. Hay que señalar que la nafta es la fracción del petróleo que se utiliza en la fabricación de gasolinas y se obtiene mediante un proceso de destilación directa (fracción en estado líquido más ligera del petróleo), o de la conversión de las fracciones pesadas del petróleo (gasoil).

La forma de trabajar para determinar el precio de un crudo se basa en el concepto de paridad en los diferentes puntos de refinado. Dentro del mercado americano se han generado, con el tiempo, una serie de arbitrajes entre las diferentes zonas de extracción y de refinado dependiendo de la estación del año (según la demanda energética). Este tema se encuentra ampliamente desarrollado en el estudio *The role of WTI as a crude oil benchmark*, realizado por CME Group para Purvin Gertz Inc. en enero de 2010.

Para una mejor comprensión del texto de CME Group y del funcionamiento del mercado americano en general, se debe estar familiarizado con la división por zonas de los Estados Unidos (Petroleum Administration for Defense Districts o PADD's). La división por regiones aparece por primera vez durante la Segunda Guerra Mundial, realizada por la Administración para la Gestión del Petróleo con objeto de mejorar la gestión del racionamiento de la gasolina durante la misma para lo que dividió el territorio de los Estados Unidos en 5 zonas. Acabada la guerra, en 1946 la división territorial desapareció pero fue retomada en 1950 incluyendo dos nuevas zonas (VI y VII) que representan los territorios americanos fuera del continente. La **Grafica I** que ha sido extraída de la web de la "U.S. Energy Information Administration" presenta los estados que forman cada una de las regiones continentales (cabe señalar que el PADD I debido a la alta densidad de población está dividido en tres subzonas). En la actualidad la presentación de los flujos de crudo y sus derivados entre las diferentes zonas facilita la posibilidad de realizar análisis regionales sobre las necesidades energéticas tanto a nivel de producto como de instalaciones. Las **Tablas III y IV** muestran los últimos datos oficiales publicados por la EIA que corresponden a 2010.

Gráfica I: Petroleum Administration for Defense Districts



Fuente: EIA; U.S. Energy Information Administration

Gráfica II

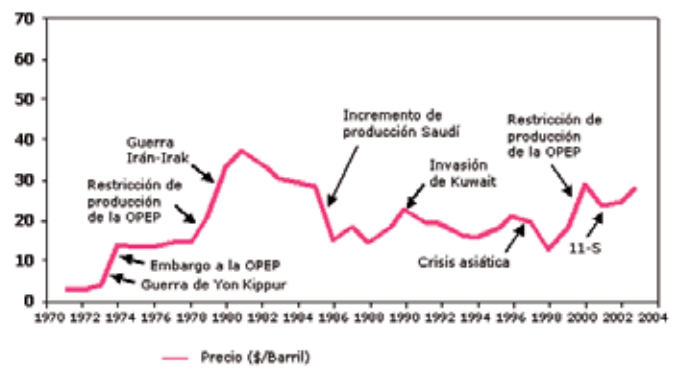


Tabla III: Capacidad de Almacenamiento de Crudo en EEUU. Variación Semanal (Miles de Barriles)

	02/17/12	02/24/12	03/02/12	03/09/12	03/16/12	03/23/12	View History
U.S.	340,708	344,868	345,700	347,450	346,288	353,390	1982-2012
PADD 1	10,894	10,847	11,450	10,517	10,629	9,810	1990-2012
PADD 2	95,380	97,047	98,865	99,541	99,148	100,224	1990-2012
Cushing, Oklahoma	32,165	33,813	36,178	38,697	38,521	39,564	2004-2012
PADD 3	161,846	163,758	161,164	164,491	165,162	171,138	1990-2012
PADD 4	16,659	16,693	17,142	16,873	16,931	16,628	1990-2012
PADD 5	55,929	56,524	57,079	56,029	54,418	55,590	1990-2012

Fuente: EIA; U.S. Energy Information Administration

Tabla IV: Suministro Semanal de Productos derivados del Petróleo en EEUU (Miles de Barriles por día)

	02/17/12	02/24/12	03/02/12	03/09/12	03/16/12	03/23/12	View History
Total	18,237	18,256	18,178	18,571	17,674	18,204	1990-2012
Finished Motor Gasoline	8,628	8,363	8,262	8,415	8,379	8,710	1991-2012
Kerosene-Type Jet	1,215	1,475	1,540	1,225	1,292	1,267	1991-2012
Distillate Fuel Oil	3,324	3,673	3,545	3,832	3,217	3,596	1991-2012
Residual Fuel Oil	221	275	293	218	476	397	1991-2012
Propane/Propylene	1,448	1,345	1,289	1,396	1,126	1,138	2004-2012
Other Oils	3,401	3,125	3,248	3,485	3,183	3,096	2004-2012

Fuente: EIA; U.S. Energy Information Administration

Volviendo al concepto de paridad se puede resumir como sigue: el precio de dos petróleos de calidad comparable debería diferenciarse únicamente por el coste del transporte hasta el punto de refino (+ los costes de refino). Así se crean unas condiciones de arbitraje que, a priori, condicionan el *spread* existente entre las calidades internacionales en EEUU como son, por ejemplo, el LLS (Light Louisiana Sweet) y el WTI. Los movimientos tanto de crudo como de sus derivados entre las diferentes zonas PADD pueden ser utilizados después para descubrir y estudiar las tensiones entre ellas y mejorar el sistema de gestión de la energía en los Estados Unidos. Los arbitrajes que se generan también pueden explicar los desequilibrios entre precios que aparecen ocasionalmente. Por ejemplo, el embudo en Cushing, PADD II, está provocando un desequilibrio que puede ser utilizado para explicar porque el precio del WTI es inferior al de LLS, cuando por calidad debería ser a la inversa. Esto es así pese a la reciente puesta en marcha de la primera fase del oleoducto de Seaway que todavía no es suficiente para evacuar el crudo procedente de Canadá hacia las refinerías de los Estados del Sur provocando una tensión a la baja sobre el precio del WTI.

Se debe señalar que este resultado no siempre es cierto pues olvida un punto clave a la hora de estudiar los recursos energéticos: la disponibilidad en el punto de uso.

¿Por qué se está cuestionando el uso del WTI como referencia de precios a nivel global? Básicamente por dos motivos: su disponibilidad en el punto de uso y su calidad.

Desarrollando el primer punto vemos que la cantidad de WTI extraído está en retroceso desde los años 1985-1986. Una fuerte caída en el precio provocada por lo que podríamos llamar la entrada de Arabia Saudí y otros países de la OPEP en el mercado libre, fue la causa del cierre definitivo de gran número de pozos que pasaron a ser poco rentables (los de menor rendimiento se cerraron de tal forma que nunca más pudieron ser utilizados), además de provocar un cambio en las dinámicas de abastecimiento en los Estados Unidos que pasaron a ser importadores de crudo para suplir la caída en su producción (del orden de 1,5 millones de barriles por día). La importación de crudo se realizaba desde los puertos situados en la costa del golfo de México desde donde se bombeaba hacia las diferentes refinerías o a Cushing, nudo de oleoductos situado en Oklahoma donde se encuentra el punto de entrega de los contratos de futuros sobre el WTI que cotizan en la Bolsa de Nueva York (Nymex) y en cuya terminal se concentra gran parte de la capacidad de almacenaje de los Estados Unidos.

Las dinámicas anteriores a esta "apertura en precios" por parte de países de la OPEP nunca más se recuperaron. Cabe señalar aquí que como consecuencia de esta caída de producción, unida a la lógica rutina de agotamiento de los yacimientos existentes desde 1983, Nymex está per-

mitiendo la sustitución del WTI en la entrega de los contratos de futuros por otros crudos de calidad similar pues no existe suficiente WTI para abastecerlos. Este punto es importante: a diferencia de otros contratos de futuros sobre otras *commodities* (como puede ser el *Forward Brent*), el contrato de futuros sobre el WTI es un contrato físico e implica la entrega del material en la terminal de Cushing. Esto provoca dos efectos:

- El precio del futuro converge al *spot* en el vencimiento del mismo.
- La situación de los inventarios en Cushing (consecuencia directa de la relación de oferta/demanda con las refinerías de la zona) afecta directamente al precio del WTI.

En la actualidad los precios del WTI están claramente determinados por los equilibrios internos en EEUU entre las diferentes zonas de extracción (entendiendo los puertos marítimos de importación como centros de producción) y de refino, siguiendo ciclos estacionales. Así la baja producción de WTI, unos 400.000 bbl/día, provoca la nula disponibilidad a nivel global lo que cuestiona su papel como crudo de referencia a nivel mundial, si bien la transparencia en las transacciones (tanto *spot* como futuros) juega a su favor pues es la *commodity* con mayor número de posiciones abiertas del mundo.

Para profundizar un poco en el tema de la disponibilidad, aparte de la cantidad producida, se observa que prácticamente toda la infraestructura de canalizaciones de crudo americana estaba pensada, en su origen, para enviar petróleo a Cushing (Oklahoma), población donde se concentra todavía hoy una gran capacidad de almacenamiento de crudo (en la actualidad cerca de 45,2 MMbbl¹, que representan prácticamente un 12% del total americano). En ningún momento se pensó en evacuarlo desde allí. Sirvan como ejemplo los problemas que ocasiona en la actualidad el transporte de los petróleos pesados que provienen de las arenas bituminosas de Canadá, desde su llegada a Cushing hasta los grandes centros de refino de los estados del Sur. Esto se traduce en que un incremento de inventarios en Cushing pueda desencadenar claras tensiones a la baja en el precio del WTI.

¿Cómo se ha llegado a esta situación en Cushing? En marzo de 2006 y 2007, Enbridge Inc, una de las compañías responsables del traslado de crudo mediante oleoductos en Estados Unidos, inauguró la "reversión" del tramo que cubría el transporte entre Cushing y Chicago y éste pasó a formar parte de la canalización Alberta (Canadá) – Chicago – Cushing. Esto permitía recibir en Cushing unos 125.000 bbl/día de crudo procedente de las arenas bituminosas de Canadá (175 billones de barriles en reservas) lo que garantizaba el suministro a Estados Unidos y a la vez reducía su dependencia a los países árabes. Si bien queda patente la

importancia estratégica de esta decisión, en relación a los inventarios del WTI contribuyó a crear la situación de cuello de botella en Cushing en la cual todavía nos encontramos casi 5 años después. Por poner un ejemplo: en abril de 2007, la reducción de producción por mantenimiento en parte de las 14 refinerías que trabajan en las proximidades de Cushing, unida a una avería en una de las mismas, provocó un fuerte incremento en los inventarios de Cushing (el consumo pasó de 2,3 MMbbl/día a 1,85 MMbbl/día). La imposibilidad de evacuación del excedente de crudo provocó tensiones a la baja y, por consiguiente, caídas en el precio del WTI. Parece evidente que esto no fue reflejo de la situación global del petróleo, sino un problema local.

Así, si unimos el fenómeno de agotamiento de los pozos de WTI a los problemas de transporte del mismo queda en evidencia la falta de disponibilidad en el punto de consumo y las tensiones en los precios que ello puede provocar.

Se ha señalado también la calidad del WTI como un problema a la hora de utilizarlo como referencia a nivel global. Esto es así pues, en general, no existen petróleos de calidad similar en cuanto a ligero y dulce por lo que en ocasiones es complicado referenciar el precio de calidades mucho más pesadas y agrias al mismo.

Todo esto lleva a considerar otras alternativas como referentes de la situación a nivel global que podrían ser el Brent, el LLS y el Dubai y los equilibrios entre los mismos en lugar del WTI que, ahora mismo, refleja la situación local en Cushing (aunque el Brent, como veremos posteriormente, tampoco se encuentra en una situación óptima para ser utilizado como *benchmark*).

Brent (Brent Blend)

Bajo la denominación de Brent, o *Brent Blend* se agrupan en la actualidad una mezcla de crudos procedentes de los campos de extracción situados en el Mar del Norte y que deben su nombre al yacimiento de Brent que fue descubierto por Shell en 1971 y que constituía el mayor yacimiento de la zona. Se trata de un petróleo ligero, aunque no tanto como el WTI, y dulce. Su calidad es inferior a la del referente americano, por ser algo más ácido, pero es óptimo para la producción de gasolinas. La explotación del mismo comenzó en 1976 y llegó enseguida a producir 1 MMbbl/día hasta alcanzar los 2 MMbbl/día en 1980.

A nivel mundial, la década de los 70 son años que se caracterizaron por una alta inestabilidad política en los países que formaban la OPEP. Esto favoreció el rápido crecimiento de las explotaciones en el Mar del Norte, como fuente de abastecimiento no-OPEP, amparadas por una volatilidad en los precios que osciló entre los 3 \$/bbl de 1973 a los 35 \$/bbl de 1981, hecho que mejoró la rentabilidad de los nuevos yacimientos.

El máximo de producción en la zona se produjo a finales de la década de los 90. A partir de ahí, y debido al fenómeno de agotamiento de los pozos, la producción comenzó un lento declive del que ya no se recuperaría hasta hoy en día.

¿Por qué recibe la denominación de Brent Blend? Como se ha indicado, a raíz de la explotación intensiva de los pozos en los campos de producción en el Mar del Norte para garantizar el suministro a Europa y desligar la demanda de los países de la OPEP, se aceleró el fenómeno de agotamiento de los mismos. Así, ya en 1990, tuvo que mezclarse la calidad Brent con el crudo procedente de los vecinos campos de producción de Ninian (que era de mayor calidad) en la terminal de Sullon Voe (Escocia). El objetivo era mantener un volumen que garantizaba su fiabilidad como referencia y, por tanto, su precio. Fue la primera mezcla pero no la última. Siempre con el mismo objetivo, garantizar los volúmenes de producción, se han ido incorporando a la mezcla diferentes referencias valorando la misma en función de la de inferior calidad. En la actualidad tanto Argus como Platts trabajan para la determinación del precio, con la mezcla formada por los crudos Ekofisk, Forties y Oseberg llegando la zona de producción prácticamente hasta la parte norte de las repúblicas bálticas (incluso durante el presente año Argus incluye ya en la valoración la referencia de Buzzard, el mayor campo de producción de Forties, pero con una calidad algo inferior debido a un mayor contenido en azufre).

La incorporación de los nuevos campos de extracción, en ocasiones de inferior calidad, tiene pues por objeto mantener los niveles de producción para evitar que su precio sea fácilmente manipulable por los *traders*. Pese a todo, el

volumen es limitado. Así, por ejemplo, en febrero de 2008 y después de una caída de producción del orden del 13%, Hetco, *trader* de Hess, realizó una compra de la tercera parte de la producción de Forties, hecho que pudo influir en el precio del *benchmark* (nunca llegó a demostrarse).

Cabe señalar que la continua incorporación de nuevas calidades provoca que la calidad de la mezcla fluctúe bastante en el transcurso del tiempo, cosa que no parece lo más indicado para un *benchmark* fiable, según los criterios ya señalados de Harpur.

Pese a todo, es el referente para el mercado europeo y para el 65% de las variedades de crudo en el mercado mundial que lo toman como precio de referencia para cotizar, según calidad, con prima o con descuento sobre el mismo.

El precio del Brent cotiza en dólares en el *International Petroleum Exchange* (Londres) mediante opciones y futuros. La gran diferencia con respecto al WTI es que el contrato de futuros no exige la entrega del subyacente sino que se puede cerrar con el pago del mismo.

Dated Brent: es el contrato de petróleo Brent en el mercado físico y se valora por partidas de carga inmediata (en su origen era, como máximo, 15 días antes de realizar la carga pero en la actualidad puede llegar a 21, con la entrada en la mezcla de las calidades Forties y Oseberg).

No se negocia en un mercado formal sino que son las agencias de información Argus o Platts las que estiman el precio de cada carga. Este procedimiento es completamente ilíquido y poco transparente pues la calidad depende de cada carga. En los contratos se suele incluir un escalado de precios según la acidez del crudo.

Diferencial de precios entre WTI y Brent Blend

Antes de intentar justificar los posibles movimientos sobre el *spread* de precios entre ambas calidades de petróleo, se deben analizar los diversos elementos que condicionan los precios de las mismas.

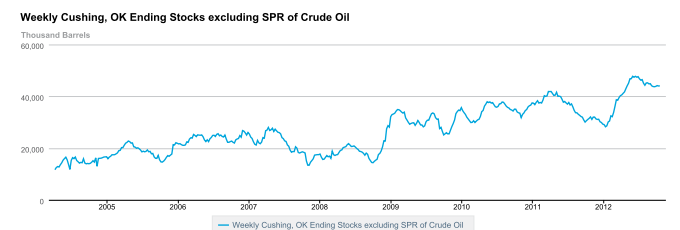
El precio del petróleo en Estados Unidos ha ido desde su origen muy ligado a factores culturales y políticos aparte de los temas relacionados con la calidad de los yacimientos, la ubicación de los mismos y las leyes de oferta y demanda. Ya en sus primeros pasos como producto comercial de gran consumo, su aplicación principal era la extracción de keroseno como sustituto a los aceites de cachalote que tenían un coste muy elevado o los derivados del carbón para las lámparas de combustión, la especulación entorno al mismo llegó a crear ciudades enteras en la proximidad de los yacimientos que desaparecían con la misma facilidad con la que se creaban debido al descubrimiento de nuevos yacimientos o el agotamiento de los mismos. Un caso extremo fue la ciudad de Pithole, en Pithole Creek, a unos 25 km de Titusville (Daniel Yerguin; "La historia del

Petróleo"). Pasó de ser una ciudad próspera con más de 15.000 habitantes al olvido en cuestión de meses debido al agotamiento de los pozos.

La Gráfica II muestra la variación temporal del precio del petróleo comparada con una serie de hitos sociopolíticos que la han podido condicionar en cada momento hasta el año 2005.

Cómo se ha indicado anteriormente, en la actualidad el precio del WTI se encuentra claramente influenciado por la situación interna de los Estados Unidos. Como resultado, desde 2007 el precio del WTI se ha ido "desconectando" de la economía global y refleja cada vez más la imagen local que podríamos definir como un cuello de botella debido a un exceso de inventarios en Cushing y a la imposibilidad de evacuarlos a otras zonas como la costa del golfo de México. Por primera vez en la historia se ha llegado incluso a producir un desplazamiento en la negociación de los futuros que, por ejemplo, utilizan las aerolíneas para sus coberturas de riesgo hacia los contratos del Brent porque reflejan mejor la situación del mercado.

Gráfica III

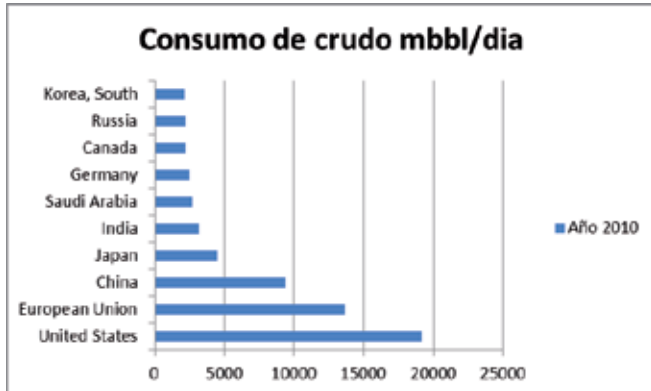


Source: U.S. Energy Information Administration

Fuente: U.S. Energy Information Administration

¿Es de verdad relevante el exceso de inventarios? La Gráfica III muestra la variación del nivel de inventarios en Cushing semanalmente desde 2005. Aunque estamos en máximos históricos, vemos que su valor en Cushing es del orden de 40,0 MMbbl cuando la capacidad total de almacenamiento de crudo en Estados Unidos, *Tabla III*, es de unos 350,0 MMbbl. Estados Unidos ocupa el primer puesto en consumo de petróleo. En 2009, el consumo diario fue del orden de 18 MMbbl de crudo y de 19 MMbbl (estimaciones 2010), *Gráfica IV*. Aunque se espera que se inicie una tendencia de reducción en el consumo durante el periodo 2011-2012 debido a las iniciativas tomadas por el Gobierno Obama, todo indica que va a continuar a la cabeza de los países consumidores.

Gráfica IV



Fuente: CIA – The World Factbook

Gráfica V



Fuente: CIA – The World Factbook

Así, 350 MMbbl, que representan unos 20 días de consumo, no constituye, a todas luces, un sobrestock importante, **Tabla IV**. La situación real es que nos encontramos ante un bien escaso.

A la hora de estudiar el *spread* entre WTI y , parece importante conocer el futuro inmediato de Cushing, pues condiciona directamente el precio del WTI. A este respecto cabe señalar que en la actualidad se está trabajando para incrementar la capacidad de almacenaje en Cushing para eliminar las restricciones en la zona. Asimismo, se está trabajando para optimizar el transporte desde Cushing hasta la costa del golfo de México (importante zona americana de refineras). TransCanada tiene previsto finalizar la construcción y puesta en marcha de un oleoducto que una Cushing con el golfo de México y por tanto los campos de arenas bituminosas de Alberta con la costa del Golfo, Keystone XL Pipeline, hacia finales del año 2013 (tercera fase), aunque este proyecto está todavía pendiente de trámites administrativos. El objetivo final es llevar el crudo pesado que proviene de Canadá y Dakota del Norte a las refineras del canal de Houston que hasta hace poco se abastecían mediante crudo externo referenciado al Brent.

También está prevista la próxima reversión del *Seaway Pipeline* (unos 150.000 bbl/día) que pasará a circular en sentido Cushing – Golfo de México durante el segundo trimestre de 2012

Para mejorar las infraestructuras que permiten evacuar crudo desde Cushing por tren, está aprobada la construcción de nuevas vías y la incorporación de nuevos vagones que tendrá lugar a mediados de 2012.

Estos cambios deberían ser suficientes para devolver la normalidad a Cushing y, por tanto, dejar de presionar a la baja el precio del WTI por un exceso de inventarios, si bien cabe señalar que, con la entrada del petróleo canadiense que proviene de las arenas bituminosas, aquellas refineras que han adaptado su proceso para trabajar con estas arenas tienen ahora acceso a una materia prima más barata que el WTI para elaborar los productos de refino. Si se une este dato a la escasez de WTI parece improbable que la situación torne a ser la original.

El precio del petróleo en Europa está ligado a la situación del Brent. Como ya se ha indicado anteriormente, el primer y principal problema que surge al estudiar el referente europeo es que se está agotando. Se puede incluso señalar que el volumen de extracción de los yacimientos próximos a Noruega (áreas de Tampey, Oseberg y Troll en el mar del Norte) ha empezado a reducirse. Estos yacimientos hasta ahora se habían utilizado para mantener el volumen de producción cuando decaía la extracción por motivos diversos (trabajos de mantenimiento en las plataformas o posibles averías).

Para agravar la situación, se ha incrementado el tránsito de petróleo procedente de los países que forman la OPEP hacia Asia, debido principalmente a un incremento de la demanda en países como China (tercer consumidor a nivel mundial según estimaciones realizadas en el año 2010 si bien parece que su crecimiento muestra señales de desaceleración) e incluso se observa un incremento en la demanda interna en países que hasta ahora operaban como exportadores de crudo. Esto provoca que estos países vean reducida su capacidad de exportación. Todo esto brinda un escenario claramente inflacionista para el precio del Brent debido al desequilibrio entre oferta y demanda.

Si bien históricamente el Brent ha sido mucho más sensible a las tensiones geopolíticas que el WTI, desde 2007 esta dependencia ha quedado más patente. Así, los movimientos en el precio del Brent se encuentran muy ligados a la situación en Oriente Medio. Esto se ha traducido en un fuerte incremento en la volatilidad de su precio cada vez que se presentan situaciones de inestabilidad en las zonas productoras, cuando menos aparente, como ha ocurrido en Egipto y Libia durante el año 2011 y en Irán en la actualidad (programa nuclear). Cabe señalar como ejemplo la caída de precio que ha provocado sobre el mismo el cambio de política de Arabia Saudí anunciado por su ministro Al-Naimi. La disminución de precios para su crudo unida a un incremento de producción cuando el Brent cotizaba sobre los 130 USD/bbl junto con la decisión de Irán de abrir la

negociación sobre su programa nuclear ha llevado al Brent a cotizar alrededor de los 100 USD/bbl (precio en el que Arabia Saudí se siente cómoda). Queda claro que el precio del Brent está claramente condicionado por las políticas de los países productores de la OPEP.

Aunque es cierto que las posiciones que ocupan países como Libia en el *ranking* de productores de petróleo a nivel mundial no son relevantes (en estimaciones sobre el año 2010, Libia estaría en el puesto 18 con una producción aproximada de 1,8 MMbbl/día, muy lejos de los 9,5 MMbbl/día que producen los Estados Unidos) no es menos cierto que el miedo que provoca esta tendencia alcista no proviene de Libia, sino del conjunto de Oriente Medio, atrapado en una espiral de protestas que se inició la primavera del año 2011 en Egipto, Libia y Siria principalmente y que todavía no ha terminado. En términos de reservas petroleras probadas, Oriente Medio abarca al 80% de las mismas, **Grafica V**. Así, entre Egipto, Libia y Siria suman más de 53.000 MMbbl en reservas probadas; Irán e Iraq, unos 250.000 MMbbl más y sólo Arabia Saudí, 260.000 MMbbl.

En resumen, comparar el precio del WTI con el del Brent supone comparar dos panoramas distintos: por un lado, el exceso de inventarios en Cushing y las infraestructuras internas de EEUU no permitirán a corto plazo el incremento de precio del WTI. Por otro, los precios del Brent tienen un comportamiento alcista por tres motivos: la situación socio-política en Oriente Medio, el aumento de la demanda de los países asiáticos y el agotamiento de los campos de producción ya maduros del mar del Norte que por sí solos ya no pueden garantizar el abastecimiento a Europa.

Como consecuencia tenemos que a corto plazo no parece existir una razón de peso para que el *spread* se cierre y se dé el fenómeno estadístico de convergencia a la media. En la actualidad se puede pensar que según se alivie la situación en Cushing y siempre y cuando Arabia Saudí continúe con su política actual de producción y precios, sí que tenderá a reducirse (pero siempre ligado a los movimientos estratégicos de los productores de la OPEP que se reflejan de forma casi inmediata en el precio del Brent). Cabe señalar aquí que 2012 es año de elecciones presidenciales en Estados Unidos y que un menor precio en el crudo colabora con la recuperación de la economía americana brindando a sus empresas una mayor competitividad, por lo que la Administración americana tampoco tiene ningún interés especial en promover ahora mismo ningún tipo de cambio que provoque un encarecimiento de su petróleo de referencia.

Hay que señalar por último que, dado el bajo volumen de extracción para ambas referencias (no superan en ningún caso los 400.000 bbl/día) y la escasez de reservas probadas en ambas zonas petrolíferas, ninguna de las dos referencias se encuentra en la actualidad en situación idónea de ser realmente una referencia de precios a escala mundial. Por

el momento, no obstante, se continúa estudiando los movimientos de las referencias americana y europea pese a que no están en condiciones de representar la situación global.

En cuanto al *spread*: ¿es posible discernir de una manera sencilla de dónde provienen sus movimientos, si de la referencia americana o de la europea? Si bien es difícil crear un arbitraje entre ambas variedades por las razones descritas (WTI "preso" en Cushing donde el Brent Blend no puede llegar, aparte de que por Ley no existe la posibilidad de exportación del mismo), siempre se pueden crear dos puntos de arbitraje que permitan estudiar, en cada momento, dónde se encuentra la causa de la diferencia en los precios. Para ello se debe incorporar al estudio otra referencia de crudo americano de alta calidad: el LLS (Light Louisiana Sweet) que es muy similar a Brent.

Podemos comparar el precio de LLS con el WTI en Cushing (primer arbitraje), y el de LLS con el Brent Blend en el golfo de México (segundo arbitraje).

Primer arbitraje: la diferencia en los precios, si es mayor en valor absoluto a la que nos brinda la diferencia de calidad más el transporte (Purvin&Gertz - 2010), nos mostrará el estado local del mercado americano (tanto a nivel de inventarios como de transporte). Si este *spread* se ensancha debemos investigar las causas en los Estados Unidos (en la actualidad el LLS cotiza ligeramente por encima del WTI).

Segundo arbitraje: considerando una vez más el coste del transporte (no suele ser mayor de 5 \$ aunque su valor va ligado a la disponibilidad de barcos, ahora mismo todavía en situación de exceso de capacidad, y al propio precio del crudo), indica el estado de la relación oferta/demanda entre Estados Unidos y el Norte de Europa. Lo normal sería que el coste del Brent en el golfo de México fuera del orden de 5 euros menor que el LLS (transporte) pues sus calidades son semejantes. Si existe una disparidad en el signo de la misma será el reflejo del estado del crudo a nivel mundial comparado con el americano.

Comparando ambos arbitrajes se puede llegar a discernir sobre si el *spread* entre el WTI y el Brent se abre o se cierra por causas internas en Estados Unidos o por temas asociados a la situación socio-económica global, aunque conviene no perder nunca de vista la idea de que ambas referencias, a fecha de hoy, no son realmente representativas en el mercado físico por lo que sus movimientos pueden estar distorsionados por su entorno.

Pies de página

¹ MMbbl = Millones de barriles

Bibliografía

Australian Institute of Petroleum . "Crude Oil Pricing". 2002
Dirección electrónica: <http://www.aip.com.au/pring/crude.htm>

Bueshel G. "PLATTS Gathers Global Market Information to Accurately Assess Spot Crude Oil Prices". *Energy in the News*, Vol. 2. 2001

Fielden S. "Brent Changes Promises Stability". *Energy Power Risk Management*. Volumen 7 N° 6. 2002

Harpur T. "The Pricing of Middle East Crude Oil for the Eastern Market". *Hidrocarbon Asia*, pág. 40-43. Marzo 2002

Institute for Financial Studies, Moscú . "Brent as World Benchmark". 2002

Iñarra González, David: Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Oslo. "El mercado el petróleo y el gas en Noruega". Oslo: ICEX. Septiembre 2009

Mabro R. (2001). "*Transparency in Oil Markets and Other Myths*". OIES Monthly Comment. Febrero 2001.

Perry, Robert H: "*Perry's Chemical Engineer's Handbook 6th edition*" McGraw Hill International Edition. 1984

Petroleum Argus. "Argus Methodology: Argus Price Reporting Explained". 2003

Purvin&Gertz. "The Role of WTI as a Crude oil Benchmark". Enero 2010

Yerguin, Daniel. "*La historia del Petróleo*". Plaza Y Janes Editores S.A. Octubre 1992

"Transparency in Oil Markets and Other Myths" Zanoni J. "*El Mercado Petrolero Mundial*". Ediciones FACES-UCV. 2002.

Sobre el autor

Licenciado en Ciencias Químicas. CEFA. Analista independiente. Director Técnico (I+D+i, Control de la Calidad) en empresas dedicadas a los bienes de consumo.

La responsabilidad de las opiniones emitidas en este documento corresponden exclusivamente a su autor. ODF no se identifica necesariamente con estas opiniones.

© Fundació Privada Institut d'Estudis Financers.
Reservados todos los derechos.

Otras publicaciones de ODF

sep	2012	DT	El papel de la inmigración en la economía española	Dirk Godenau
jun	2012	DT	Una aproximación al impacto económico de la recuperación de la deducción por la compra de la vivienda habitual en el IRPF	José M Raya
abr	2012	NT	Los entresijos del Fondo Europeo de Estabilidad Financiera (FEEF)	Ignacio Fernández Pérez
mar	2012	M	La ecuación general de capitalización y los factores de capitalización unitarios: una aplicación del análisis de datos funcionales	César Villazon Lina Salou
dic	2011	NT	La inversión socialmente responsable. Situación actual en España	M ^a Ángeles Fernández Izquierdo
dic	2011	NT	Relaciones de agencia e inversores internacionales	Aingeru Sorarrain Altuna Olga del Orden Olasagasti
oct	2011	NT	De la heterodoxia monetaria a la herodoxia fiscal	Sergi Martrat Salvat
jun	2011	DT	Derivados sobre índices inmobiliarios. Características y estrategias	Rafael Hurtado Coll
may	2011	NT	Las pruebas de estrés. La visión de una realidad diferente	Ricard Climent Meca
mar	2011	NT	Tierras raras: su escasez e implicaciones bursátiles	Alejandro Scherk Serrat
dic	2010	NT	Opciones reales y flujo de caja descontado: ¿cuándo utilizarlos?	Juan Mascareñas Marcelo Leporati
nov	2010	NT	Cuando las ventajas de los TIPS son superadas por las desventajas: el caso argentino	M Belén Guercio
oct	2010	DT	Introducción a los derivados sobre volatilidad: definición, valoración y cobertura estática	Jordi Planagumà i Vallsquer
jun	2010	DT	Alternativas para la generación de escenarios para el stress testing de carteras de riesgo de crédito	Antoni Vidiella Anguera
mar	2010	NT	La reforma de la regulación del sistema financiero internacional	Joaquín Pascual Cañero
feb	2010	NT	Implicaciones del nuevo Real Decreto 3/2009 en la dinamización del crédito	M Elisa Escolà Juan Carlos Giménez-Salinas
feb	2010	NT	Diferencias internacionales de valoración de activos financieros	Margarita Torrent Canaleta
ene	2010	DT	Heterodoxia Monetaria: la gestión del balance de los bancos centrales en tiempos de crisis	David Martínez Turégano
ene	2010	NT	La morosidad de bancos y cajas: tasa de morosidad y canje de créditos por activos inmobiliarios	Margarita Torrent Canaleta
nov	2009	DT	Análisis del TED spread la transcendencia del riesgo de liquidez	Raül Martínez Buixeda

11

M: Monográfico

DT: Documento de Trabajo

NT: Nota Técnica