

ARTÍCULOS ANALÍTICOS

3/2020

Boletín Económico

BANCO DE **ESPAÑA**

Eurosistema

FACTORES DE MICROESTRUCTURA DEL MERCADO  
EN LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Carlos González Pedraz y María Teresa González Pérez

## RESUMEN

El 20 de abril de 2020, el precio del futuro sobre el petróleo *West Texas Intermediate* (WTI) con entrega en mayo cotizó en negativo por primera vez en la historia. Otros precios de crudo también registraron valores muy bajos, y su volatilidad se disparó y se situó muy por encima de la de los mercados bursátiles. Este artículo analiza las diferencias entre el mercado al contado y el mercado de futuros del crudo, mostrando el papel fundamental que estos desempeñaron en el origen y la posterior corrección de este evento, que afectó a los contratos suscritos sobre el WTI en mayor medida que al *Brent*. El artículo también destaca la presencia, cada vez más relevante, de los fondos cotizados sobre petróleo y su creciente uso como instrumento de inversión minorista.

**Palabras clave:** precio del petróleo, Covid-19, volatilidad, ETF, futuros, spot.

**Códigos JEL:** Q41, G15, E44, Q43, G41.

# FACTORES DE MICROESTRUCTURA DEL MERCADO EN LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Este artículo ha sido elaborado por Carlos González Pedraz y María Teresa González Pérez<sup>1</sup>, de la Dirección General de Operaciones, Mercados y Sistemas de Pago.

## Introducción. El mercado físico y los precios de referencia

Normalmente se habla del «precio del petróleo» como si se tratase de un único bien homogéneo, pero en la práctica no lo es. La finalidad del crudo es ser transformado en combustibles o plásticos. El rendimiento de este proceso de transformación viene determinado por la tecnología de refino y por la calidad del crudo, definida principalmente por su densidad y contenido de azufre. Esta calidad varía según el origen del crudo, habiendo casi tantas variedades como explotaciones petrolíferas<sup>2</sup>.

El comercio de petróleo se ha concentrado en un número limitado de calidades de referencia, que conforman el núcleo de la negociación internacional de crudo tanto en el mercado físico como en el financiero, frente a las que las distintas variedades de petróleo se comparan para fijar su precio. Así, cada tipo de crudo se comercializa siguiendo una fórmula de precio definida por un diferencial o prima sobre uno de estos marcadores de referencia<sup>3</sup>.

En el mercado se emplean principalmente tres referencias, en función del origen y de los destinos de venta. Así, el *Brent* se usa como referencia para determinar el precio de los crudos de Europa y África<sup>4</sup>; el *West Texas Intermediate* (WTI) es la principal referencia para el precio de las producciones de petróleo de Estados Unidos, Canadá y México, y los crudos de Dubái y Omán son referencia para el precio del crudo en Oriente Próximo, Asia Oriental y Sudeste Asiático<sup>5</sup>.

Diferentes agencias especializadas<sup>6</sup> hacen un seguimiento del mercado físico y de las transacciones efectuadas, y evalúan y publican los precios al contado (*spot*) y a

1 Los autores agradecen los comentarios de J. Ayuso, R. Gimeno, E. González, J. Ibáñez y A. van Rixtel.

2 Se habla de crudos *pesados* o *ligeros*, según su densidad, y también de crudos *dulces* o *agrios*, según su contenido de azufre. Por ejemplo, los crudos del mar del Norte son ligeros y dulces (con bajo contenido de azufre), y los del golfo Pérsico son más pesados y agrios. Para una introducción al mercado, véase E. Amic (2005), «The Oil Market as a World Market», en H. Geman (ed.), *Commodities and Commodity Derivatives*, Reino Unido, John Wiley & Sons.

3 Para los cargamentos físicos, los diferenciales o primas, aparte de la calidad del crudo, también dependen de la localización, el período y la forma de entrega (los llamados *incoterms* o «términos de comercio internacional»).

4 Diferentes primas con respecto al *Brent* fijan el precio de las distintas variedades de crudos del mar del Norte, el mar Negro, el Mediterráneo, Nigeria, etc.

5 Un cargamento, desde que se compra en origen hasta que llega a la refinería, puede ser comercializado en varias ocasiones y con primas o diferenciales distintos a lo largo de las sucesivas compraventas.

6 Se las conoce por sus siglas en inglés, PRA (*Price Reporting Agencies*). Las agencias más representativas en este mercado son Platts (ahora parte de S&P Global), Petroleum Argus o ICIS.

plazo (*forward*) de los crudos de referencia y los diferenciales de las distintas variedades. Entre estos precios destaca el denominado *Dated Brent*, publicado por Platts (ahora parte de S&P Global), que se corresponde con la evaluación diaria del precio de los cargamentos físicos de petróleo del mar del Norte con fechas asignadas de entrega, como aproximación del precio *spot* de este crudo<sup>7</sup>. A su vez, las transacciones en Cushing (Oklahoma) de las variedades admisibles de crudo ligero y dulce sirven para determinar el precio *spot* WTI<sup>8</sup>.

Los crudos de referencia sirven como subyacente físico de un mercado organizado de derivados financieros (*crudo en papel*: futuros, *swaps* y opciones) que atrae a múltiples agentes financieros y es fundamental para el proceso de formación de los precios a escala mundial. En particular, numerosas transacciones físicas de crudo se valoran usando como referencia el precio de los futuros.

### Diferencial WTI-Brent

El precio relativo del *Brent* frente al WTI no es constante en el tiempo y puede variar enormemente en ocasiones por las circunstancias del mercado y los cambios en la calidad del crudo. Su magnitud y evolución resultan de utilidad para estudiar el funcionamiento de ambos como precios de referencia en este mercado.

El gráfico 1 muestra la evolución histórica de los precios del *Brent* y del WTI. Hasta 2011, el WTI se negociaba con una prima sobre el *Brent* que reflejaba, principalmente, los costes de transporte<sup>9</sup> de cargamentos en el Atlántico (arbitraje geográfico). Sin embargo, desde el crecimiento de la producción de 2010 de los crudos asociados al WTI —en particular, de crudo de arenas bituminosas [principalmente en Alberta (Canadá)] y de petróleo de esquisto (*shale oil*) extraído mediante técnicas de fractura hidráulica (*fracking*) en el interior de Estados Unidos— esta relación se revirtió y aumentó su volatilidad, y el WTI pasó a cotizar con un descuento con respecto al *Brent*. Asimismo, el aumento de la capacidad de almacenamiento en Cushing y de las conexiones con otros puntos del país y el levantamiento en 2016 de la prohibición a la exportación de crudo de Estados Unidos aumentaron la posición del WTI como crudo de referencia mundial, lo que influyó también en los precios relativos entre las dos referencias<sup>10</sup>.

7 Al disminuir la producción del campo de Brent, se han ido incluyendo otros crudos (*Forties*, *Oseberg*, *Ekofisk* y *Troll*) en la evaluación del *Dated Brent* y de los *forwards*, y también se ha ampliado el intervalo del período de entrega considerado a entre diez días y un mes. La evaluación de precios *Dated Brent* refleja el valor de mercado *spot* del grado más competitivo (*Forties*, normalmente) a las 16:30 horas de Londres. La producción diaria de estos crudos es de 1 millón de barriles, aproximadamente. Véase *Platts Dated Brent vs other «Brents»*, abril de 2020, S&P Global Platts.

8 Existen también evaluaciones de otros precios *spot* para transacciones en Houston y Midland (Texas), que reciben el nombre de *WTI Houston* y *WTI Midland*, respectivamente. Para más detalles, sobre los desarrollos en el WTI, véase K. D. Miller, M. T. Chevalier y J. Leavens (2010), *The role of WTI as a crude oil benchmark*, Purvin & Gertz Inc.

9 El coste de flete es volátil, depende de la demanda de barcos para otras rutas o para almacenamiento y del propio coste del petróleo (combustible).

10 Véase D. Santabarbara (2017), *The Oil Market: Recent Developments and Outlook*.

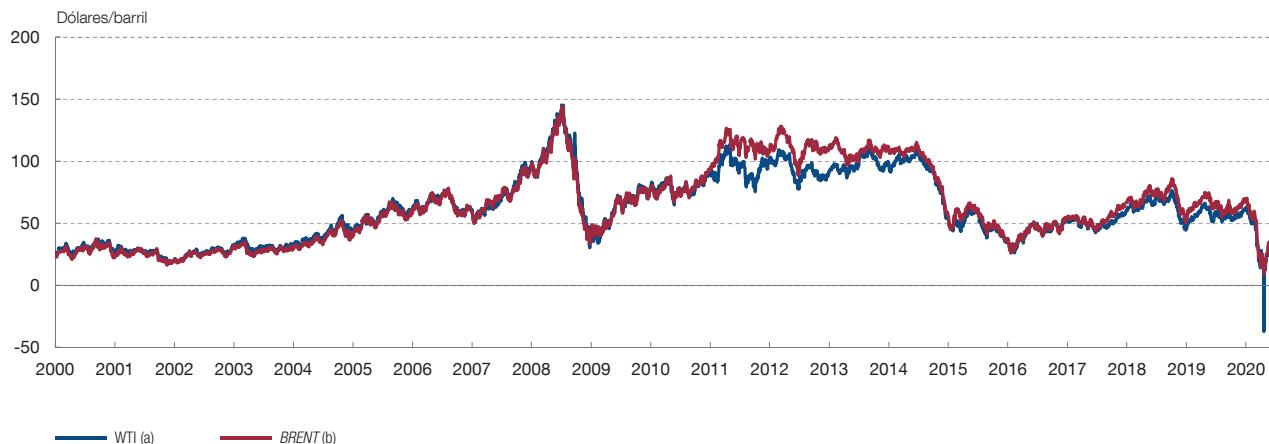
---

## Gráfico 1

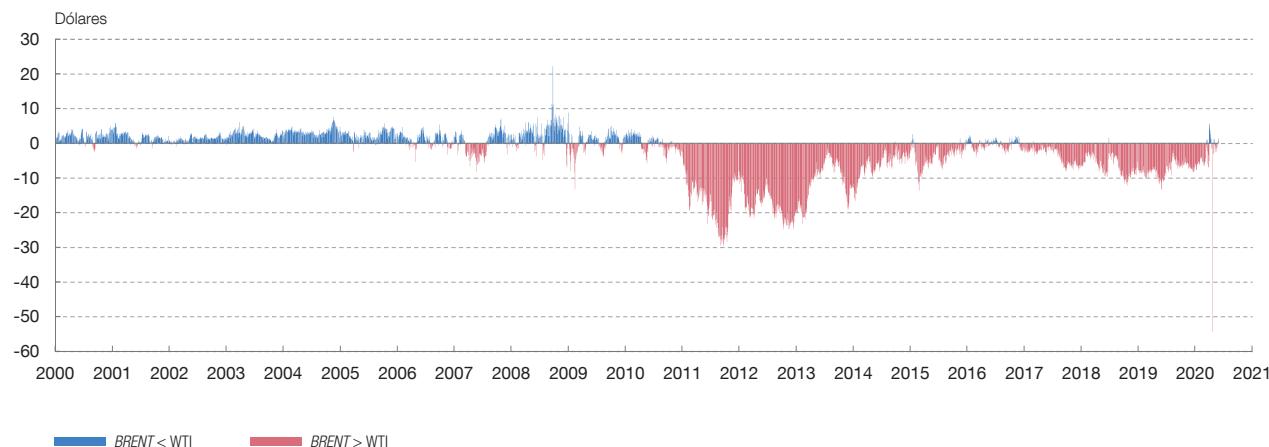
### EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

Los distintos precios del petróleo han seguido caminos paralelos históricamente, aunque ha habido notables diferencias entre ambos.

#### 1 EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL PETRÓLEO



#### 2 DIFERENCIAL DE PRECIOS ENTRE WTI Y BRENT



FUENTES: Thomson Reuters y Energy Information Administration.

- a <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RWTCD.htm>.  
b <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm>.



## Futuros sobre petróleo

Los contratos financieros sobre petróleo con mayor volumen son los futuros mensuales para WTI, cotizados en NYMEX (ahora parte de CME), y para el *Brent*, cotizados en ICE (Londres)<sup>11</sup>. Se negocian vencimientos mensuales de hasta ocho (ICE) y diez (NYMEX) años vista, y el tamaño del contrato es de 1.000 barriles.

---

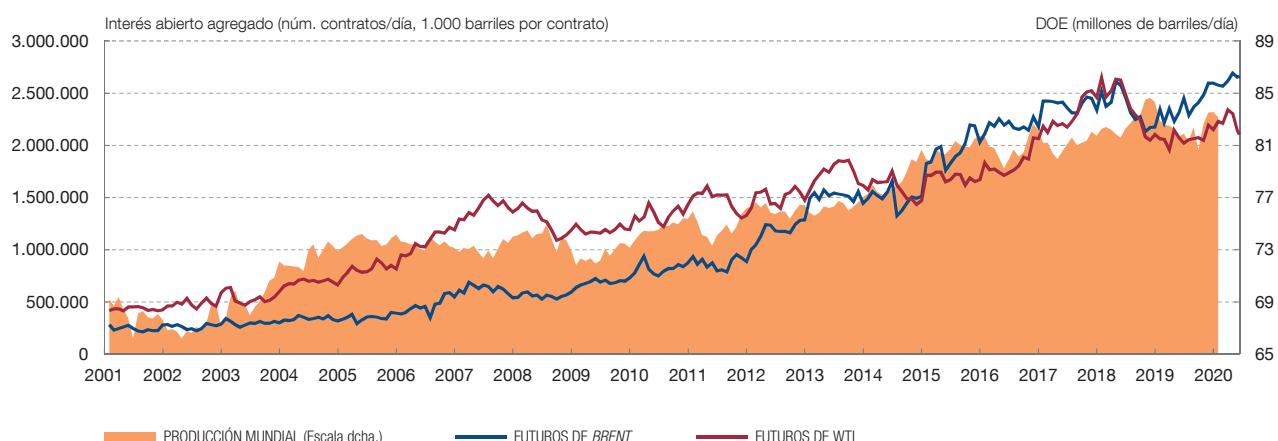
<sup>11</sup> En la Bolsa Mercantil de Dubái (DME, por sus siglas en inglés) se negocia el futuro *DME Oman*, la tercera referencia en importancia a escala mundial, que determina los precios de venta oficiales de petróleo crudo de Omán y Dubái, marcadores históricamente establecidos para las exportaciones de petróleo crudo desde el golfo Pérsico hasta Asia.

Gráfico 2

## MERCADO FÍSICO Y DE FUTUROS SOBRE EL PETRÓLEO

Tanto la producción física de petróleo como los mercados de futuros sobre el petróleo han crecido en los 20 últimos años.

### INTERÉS ABIERTO DE LOS FUTUROS Y PRODUCCIÓN MUNDIAL



FUENTES: Bloomberg y DOE.

En el caso de los futuros de WTI, al vencimiento del contrato el vendedor deberá entregar físicamente el petróleo en Cushing, en un almacén o tubería designados, donde el comprador deberá retirarlos<sup>12</sup>. Por el contrario, en el futuro de *Brent* existe la opción (usada de forma preferente) de liquidación por diferencias: se liquida en efectivo a vencimiento atendiendo a la diferencia entre el precio del futuro y el precio del *ICE Brent Index*<sup>13</sup>.

Desde una perspectiva histórica, el desarrollo del mercado de futuros y otros derivados sobre el petróleo ha contribuido a cambiar el panorama de la negociación de crudo, concentrándose en unas pocas referencias de contratos financieros. Así, el interés abierto (número de contratos activos de todos los plazos) de los futuros de WTI y de *Brent* ha pasado de los 900 millones de barriles (mb) en 2003 (equivalente a 12 días de la producción de entonces) a suponer 4.400 mb, equivalente a unos 50 días de la producción mundial diaria actual (véase gráfico 2).

Muchos participantes de este mercado no solo buscan un instrumento de cobertura frente a movimientos desfavorables de los precios que puedan afectar a sus transacciones de cargamentos físicos, sino que negocian estos derivados como un simple componente más en sus carteras de inversión. Tomar una posición larga o

12 A Cushing llegan tuberías de distintas zonas productoras, que conectan con tanques y refinerías de muchos puntos de Estados Unidos, por lo que se eligió como punto de entrega de los contratos de futuro. La referencia WTI se usa para definir mezclas de crudos ligeros y dulces con diversos orígenes.

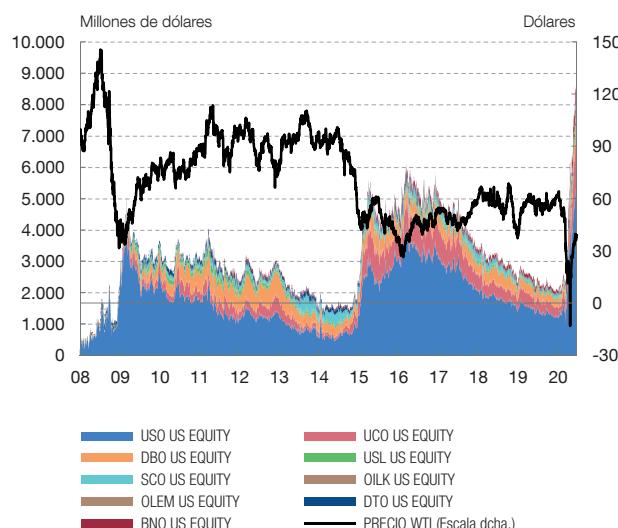
13 Para más detalles del contrato y del proceso de liquidación, véase <https://www.theice.com/products/219/Brent-Crude-Futures>.

---

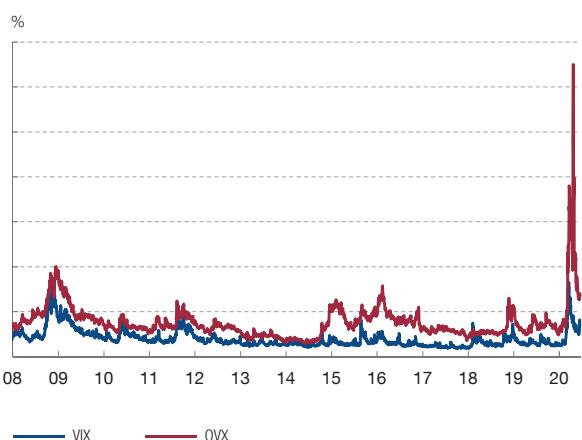
### Gráfico 3 ETF DE PETRÓLEO

La capitalización de los principales ETF del petróleo ha crecido desde la crisis financiera global, lo que ha permitido que los inversores particulares puedan invertir en este mercado. No obstante, el mercado de petróleo muestra mayor riesgo que el mercado secundario.

1 ETF. CAPITALIZACIÓN DE MERCADO



2 VOLATILIDAD DE LA BOLSA Y PRECIO DEL PETRÓLEO



FUENTES: Bloomberg y Chicago Board Options Exchange.



de compra en futuros es una manera directa y sencilla de tener una exposición al precio del crudo sin disponer del producto físico. Si se desea mantener abierta la posición más allá de la fecha de vencimiento del futuro, es necesario vender el contrato antes de su vencimiento y comprar otro futuro con vencimiento posterior. Esta acción de renovar la posición abierta se conoce como *rollover* y puede suponer un coste o beneficio dependiendo de la estructura temporal de la curva de futuros. Así, supone un coste si la curva tiene pendiente positiva (el precio aumenta para vencimientos más lejanos), lo que se conoce como «curva en *contango*». Sin embargo, supone un beneficio si la estructura temporal de futuros tiene una pendiente negativa (los futuros a mayor vencimiento cotizan por debajo de los futuros más próximos), lo que se conoce como «curva en *backwardation*».

Este tipo de operativa se ha hecho cada vez más importante en el mercado, especialmente con la aparición de fondos de inversión cotizados sobre el petróleo [*exchange-traded funds (ETF)*], que ponen estas operaciones al alcance del inversor minorista, perfilándose cada vez más como un actor con mucha presencia en el mercado de futuros del petróleo (véase gráfico 3.1). Así, aunque la volatilidad del petróleo suele superar a la volatilidad del mercado de valores (véase gráfico 3.2), la capitalización de los cuatro principales ETF de petróleo ha doblado su volumen con respecto a la situación previa a la crisis financiera global y mantiene una tendencia alcista en los últimos meses. Esto ha llevado a que los reguladores de mercado hayan mostrado interés en explorar (y, en su caso, limitar) la cuota de mercado en

manos de estos fondos para procurar una adecuada gestión del riesgo y mitigar el excesivo impacto potencial que sus estrategias de negociación pueden tener en los precios<sup>14</sup>.

## Crisis del Covid-19 y factores que explican los precios negativos

El futuro de WTI de mayo con vencimiento el 21 de abril sufrió tensiones en su precio el 20 de abril que llevaron a que el precio cotizara en negativo por primera vez en su historia, al tiempo que la volatilidad alcanzaba máximos nunca antes vistos<sup>15</sup>. Este evento extremo se produjo tras una cadena de circunstancias acumuladas en el mercado del crudo<sup>16</sup>. Durante los últimos meses de 2019, los precios del Brent y del WTI aumentaron y la curva de futuros estaba en *backwardation* (véanse gráficos 4.1 y 4.2). Sin embargo, el exceso de producción y la falta de acuerdo entre los países de la OPEC y Rusia hicieron caer los precios de corto plazo y aplanaron la curva a comienzos de febrero (véanse gráficos 4.3 y 4.4). Los operadores físicos de petróleo aprovecharon esta situación para acumular crudo a precios reducidos, lo que derivó en una necesidad de almacenamiento de petróleo significativamente mayor de la esperada y próxima al máximo disponible.

En esta situación de exceso de oferta, la crisis sanitaria generó un *shock* negativo de demanda inesperado y sin precedentes que afectó especialmente al transporte, y, por tanto, a la demanda de gasolina y combustible de aviación (véase gráfico 5). Los posteriores acuerdos de abril para recortar la producción de petróleo no fueron suficientes para frenar la caída de los precios *spot* y de los futuros con vencimientos más próximos, y las curvas de futuros se ajustaron a las nuevas expectativas de oferta y de demanda, mostrando un *contango* todavía más acusado (véanse gráficos 4.5 y 4.6).

Los inventarios siguieron creciendo tras la caída de la demanda, y la capacidad de almacenamiento comenzó a ser más escasa. El almacenamiento de crudo WTI en tanques aumentó rápidamente y se situó en niveles máximos en todas las zonas geográficas estratégicas del mundo (véase gráfico 6). En Cushing, la capacidad de almacenamiento utilizada se disparó en abril, llegando a niveles cercanos a su máximo (véase gráfico 7), con la incertidumbre de que la capacidad todavía libre ya estuviera comprometida. En esta situación, y dado que, por razones técnicas, no es sencillo parar la producción de muchos pozos, el flujo de barriles hacia Cushing siguió aumentando a un ritmo elevado. Adicionalmente, en Estados Unidos muchas de las empresas productoras de petróleo cuentan con niveles muy altos de deuda

14 Para más detalles, véase [https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1327068/000117120020000357/i20342\\_uso-s3a4.htm](https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1327068/000117120020000357/i20342_uso-s3a4.htm).

15 En junio, el *Oil Volatility Index* (OVX) aún permanecía por encima del 60 %, mientras que el *Chicago Board Options Exchange Market Volatility Index* (VIX) estaba alrededor del 30 %-35 %.

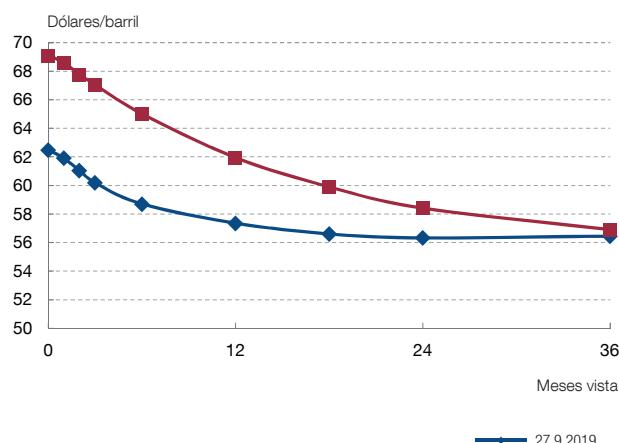
16 Para más detalles, véase el [recuadro 2](#) del «Informe trimestral de la economía española», *Boletín Económico*, 2/2020, Banco de España.

Gráfico 4

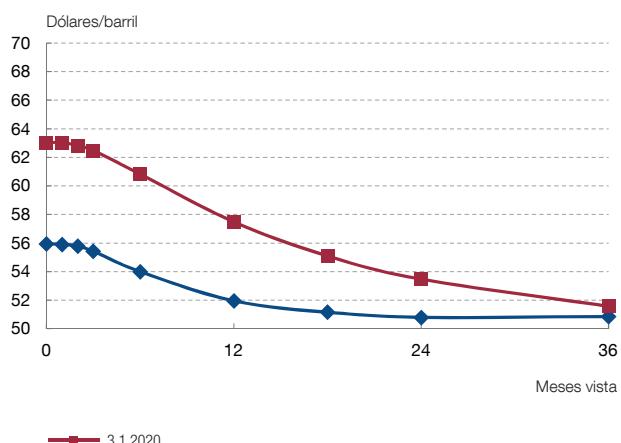
**CURVAS DE FUTUROS DEL PETRÓLEO**

Los precios a más corto plazo del petróleo habían subido en el cuarto trimestre de 2019. Sin embargo, la curva se aplanó a principios de febrero, para tomar pendiente positiva en abril.

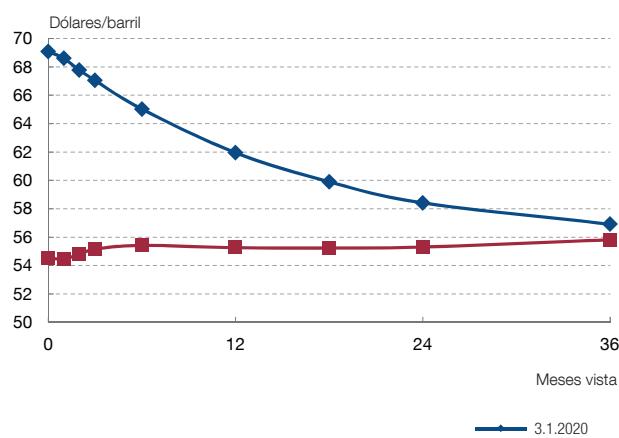
1 BRENT. AUMENTO DE PRECIO Y BACKWARDATION



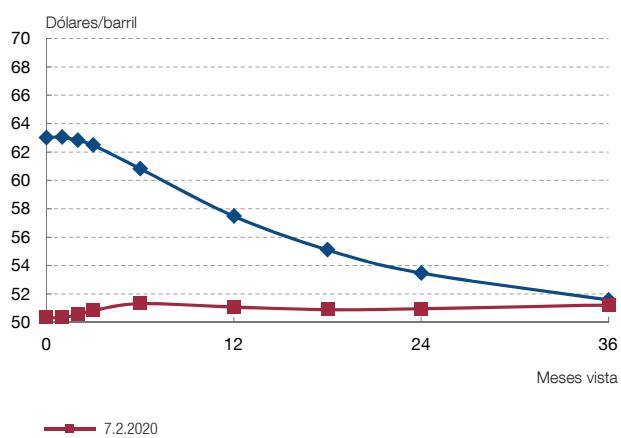
2 WTI. AUMENTO DE PRECIOS Y BACKWARDATION



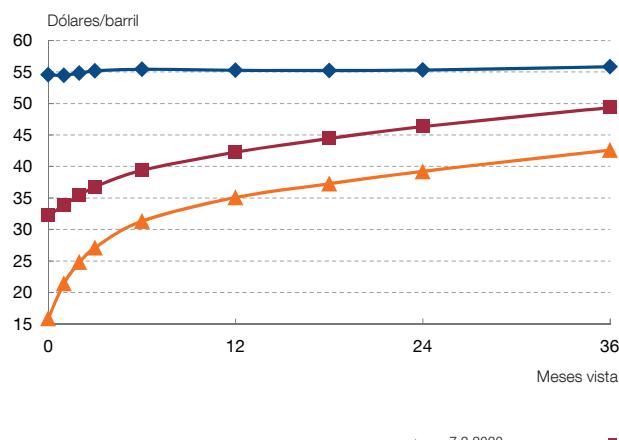
3 BRENT. CAÍDA DE PRECIOS Y APLANAMIENTO



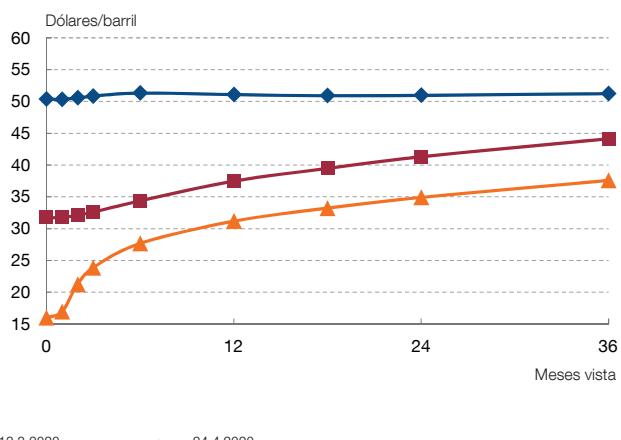
4 WTI. CAÍDA DE PRECIOS Y APLANAMIENTO



5 BRENT. CAÍDA DE PRECIOS Y CONTANGO



6 WTI. CAÍDA DE PRECIOS Y CONTANGO



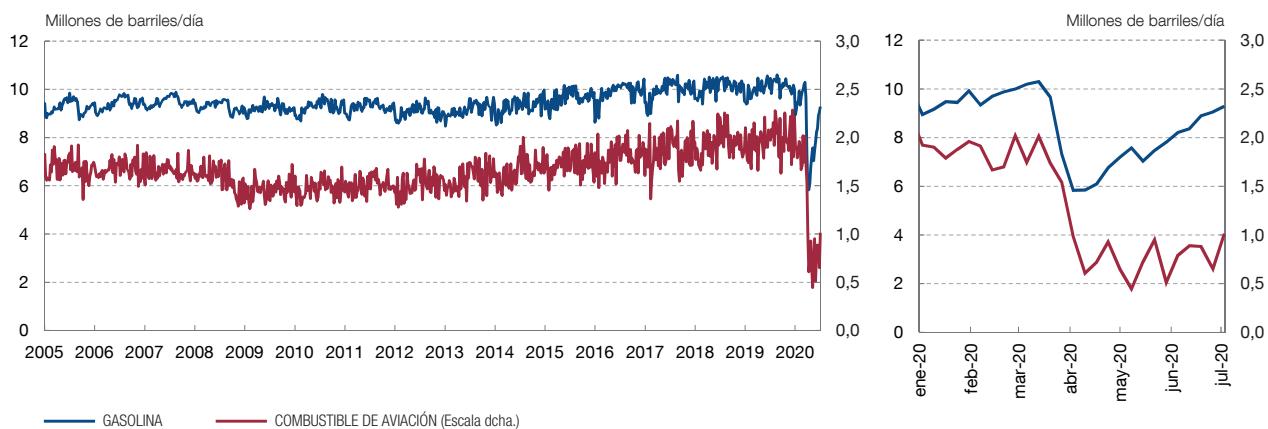
FUENTES: Bloomberg y Thomson Reuters.

Gráfico 5

### DEMANDA DE COMBUSTIBLE

La demanda de petróleo ha caído bruscamente con el confinamiento ligado a la pandemia de Covid-19.

#### GASOLINA Y COMBUSTIBLE DE AVIACIÓN

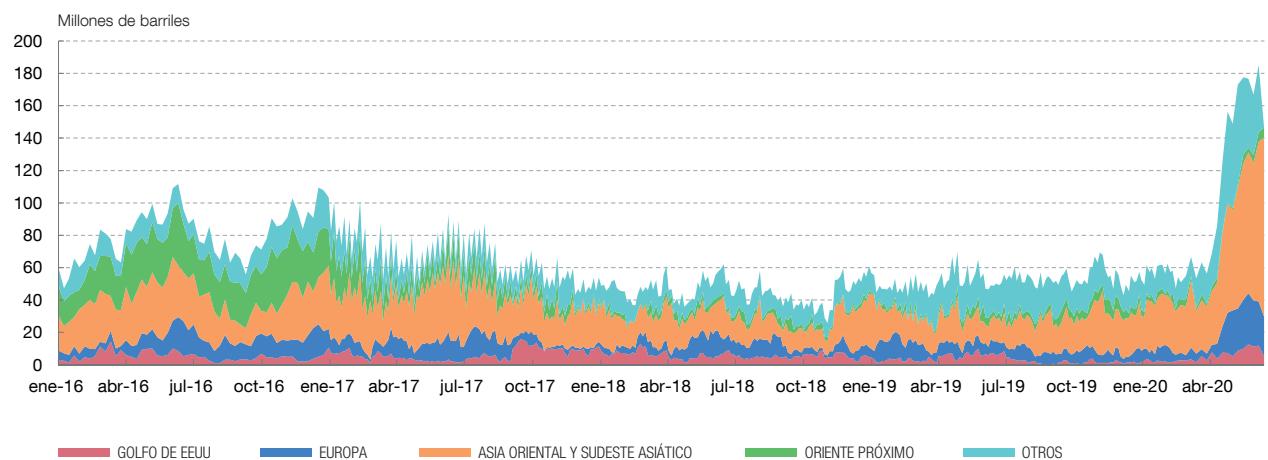


FUENTE: DOE.

Gráfico 6

### ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO EN TANQUES

Los inventarios de petróleo crecieron rápidamente en todas las zonas geográficas y alcanzaron niveles máximos.



FUENTES: Bloomberg y Vortexa.

que les generan importantes necesidades de liquidez. Para satisfacer esas necesidades, requieren los flujos positivos de caja que genera la venta del crudo, aunque dicha venta tenga que hacerse a precios muy bajos.

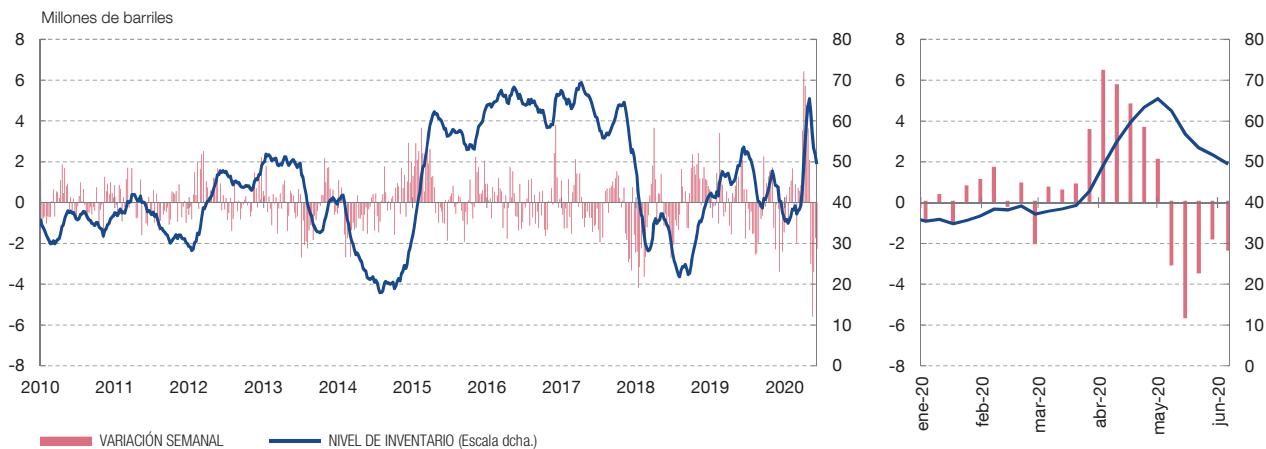
El 20 de abril, día anterior al vencimiento del contrato de futuro sobre WTI de mayo, los tenedores de estos contratos debían elegir entre mantener el contrato y acudir a

Gráfico 7

### VARIACIÓN SEMANAL DE INVENTARIOS EN CUSHING (OKLAHOMA)

La capacidad de almacenamiento utilizada se disparó en el mes de abril y llegó a niveles cercanos a su máximo.

INVENTARIOS DE PETRÓLEO EN CUSHING (OKLAHOMA) (a)



FUENTE: Energy Information Administration.

a [www.eia.gov](http://www.eia.gov).



la entrega física en mayo o vender el contrato en ese día. Dado que el futuro de WTI es exclusivamente de entrega física, los participantes del mercado, entre ellos los principales ETF<sup>17</sup>, con posiciones de compra abiertas y sin capacidad para gestionar el crudo físico en caso de entrega, se vieron obligados a vender los contratos a precios cada vez más bajos, ante las escasas contrapartidas dispuestas a comprar el contrato (véase gráfico 8). Debido a la velocidad de la caída del precio, la cercanía del vencimiento (y entrega física) y las restricciones operativas (baja demanda y falta de capacidad de almacenamiento), la mayoría de los grandes operadores del mercado físico, que podrían haber transportado y almacenado el crudo en otro lugar a un precio lo suficientemente bajo, no pudieron entrar a comprar. El resultado fue que el futuro de WTI de mayo cerró el 20 de abril en -37,63 dólares/barril, mientras que el contrato de junio cerró a 20,43 dólares/barril (véase gráfico 8). Al cierre del 21 de abril, el contrato de vencimiento más próximo pasó a ser el de junio de 2020 y cerró ya en valores positivos, aunque muy bajos (10 dólares/barril).

Los problemas de demanda y las tensiones en la capacidad de almacenamiento también afectaron al precio del futuro de *Brent* cotizado en ICE, que cayó a 19,33 dólares/barril el 21 de abril, mínimo desde 2001 (mientras que el *Dated Brent*

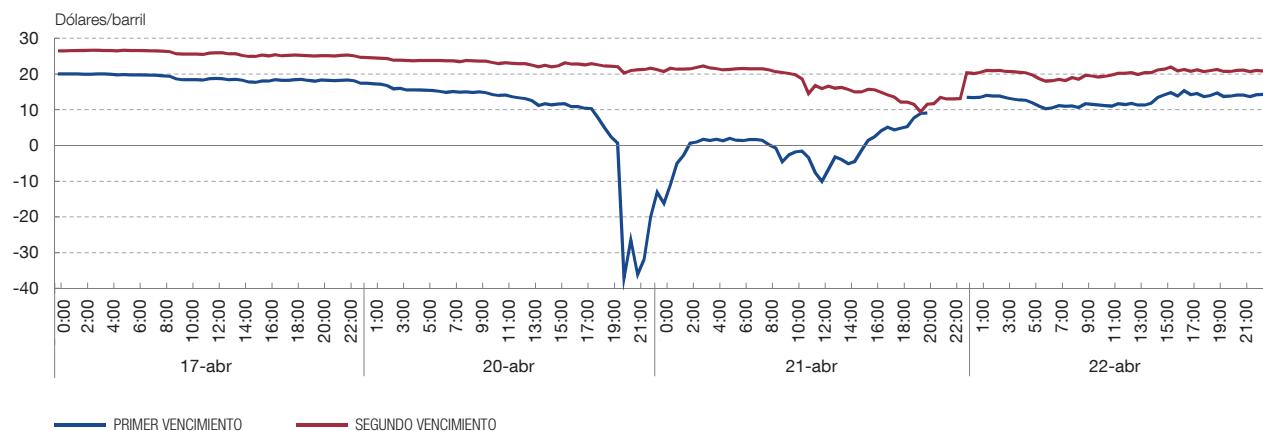
17 Si bien los principales ETF de crudo comenzaron a corregir su posición en el futuro de mayo la semana anterior, el principal fondo ETF de petróleo (USO) fue el cuarto ETF que se negoció más activamente en Estados Unidos el lunes 20 de abril por la mañana, con más de 500 millones de dólares cambiando de manos antes de la hora del almuerzo en Nueva York, conforme el precio spot del WTI se desplomaba.

Gráfico 8

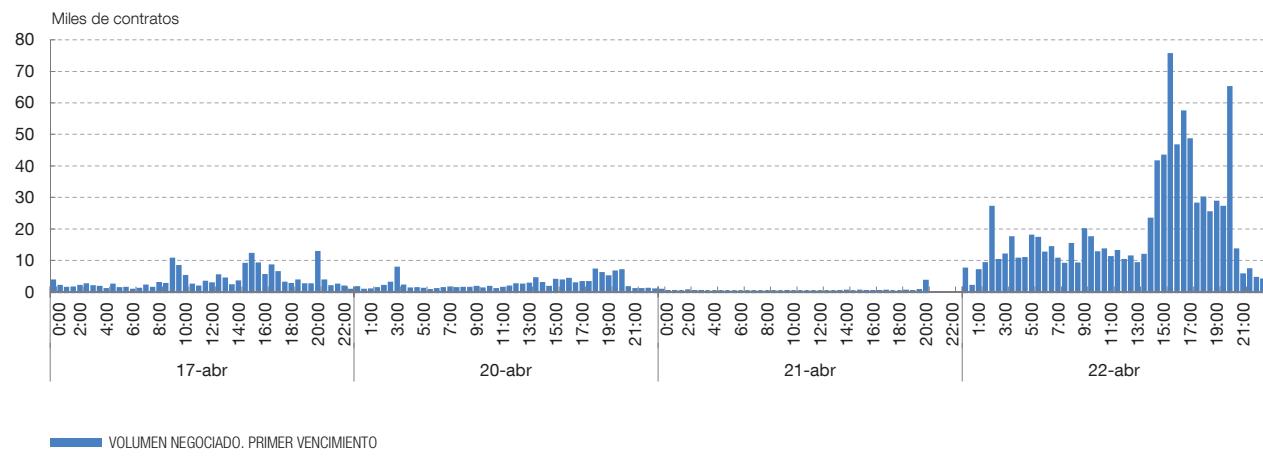
## EVOLUCIÓN INTRADÍA DE LOS FUTUROS DE WTI

Los precios negativos se dieron el 20 de abril, solo en el vencimiento más próximo.

### 1 COTIZACIÓN DE LOS FUTUROS DE WTI



### 2 VOLUMEN NEGOCIADO



FUENTE: Bloomberg.

cerró a 9,12 dólares/barril), pero quedó lejos de los valores negativos vistos en el WTI. La razón de esta diferencia de comportamiento en ambos contratos de futuros radica en la posibilidad que concede el contrato de futuro de *Brent* de liquidar por diferencias (y no solo por entrega física), lo que elimina la presión vendedora en la fecha de vencimiento del contrato.

Por su relación con el WTI, algunos contratos de compraventa física de crudo de la zona del golfo de Estados Unidos también registraron precios negativos esos días<sup>18</sup>.

<sup>18</sup> Por ejemplo, el ASCI (*Argus Sour Crude Index*), una media de crudos ácidos del golfo de Estados Unidos que usan Arabia Saudí, Kuwait e Irak para fijar el precio de sus exportaciones a Estados Unidos, tomó valores negativos.

Sin embargo, no fue necesario que el precio de las referencias de crudo cayera hasta valores negativos para que se dieran precios por debajo o cerca de cero en el mercado físico. Por ejemplo, en abril crudos pesados como el *Basrah Heavy* (Irak) llegaron a fijar precio con descuentos cercanos a 12 dólares/barril con respecto al *Dated Brent*, cuando el *Dated Brent* estaba alrededor de 10 dólares/barril.

## Conclusiones

El evento atípico del 20 de abril en el mercado de futuros ha mostrado algunas de las potenciales debilidades de la microestructura de este mercado, *spot* y a futuro. El mercado de futuros sufrió un *shock* conjunto de demanda (negativo) y de oferta (positivo) de crudo; sin embargo, este *shock* conjunto afectó mucho más al WTI que al *Brent*. Las diferentes características de los contratos de futuros referenciados al WTI (entrega física) y al *Brent* (entrega física o liquidación por diferencias) desempeñaron un papel clave para explicar el efecto asimétrico del *shock* de oferta y de demanda en estos mercados. Aunque se han tenido que dar circunstancias muy especiales para que el precio del petróleo tomara valores negativos, no se puede descartar que esto mismo se repita en el futuro. Así, el mercado de futuros del *Brent*, que parecería más protegido que el del WTI frente a *shocks* que presionen el precio a valores negativos, anunció que prepararía sus sistemas de liquidación para cotizaciones negativas si fuera necesario.

El movimiento de precios que surgió en el mercado de derivados del WTI afectó al mercado físico del petróleo, ya que muchos contratos de compraventa de crudo están referenciados al precio de futuros de WTI o de *Brent*. Por tanto, el seguimiento, la supervisión y el diseño del mercado de derivados sobre el petróleo tienen una gran importancia sobre la economía real si se quiere evitar que episodios de elevada volatilidad puedan tener consecuencias sobre el conjunto de la economía.

Por último, la creciente importancia y la cuota de mercado de los ETF de petróleo, cuyos inversores son, en general, minoristas, aconsejan un seguimiento más detallado, pues la elevada volatilidad del mercado de petróleo supone un riesgo adicional que puede llevar a pérdidas patrimoniales elevadas a los participantes. Esto es aún más significativo si se tiene en cuenta que, tras el evento de abril, los ETF de crudo han ganado aún más popularidad, de forma que su capitalización de mercado cuadriplica en junio de 2020 el que manejaba a principios de año.

17.7.2020.