



PETRÓLEO

COVID-19 deja KO en abril al *commodity* más importante del mundo; la recesión es una realidad

ENERO - JUNIO 2020

Autor: Diego Enrique Santizo

trends.ufm.edu
H1 2020 CL

INDICADORES

PETRÓLEO CRUDO

INDICADOR

Demanda mundial

La demanda mundial de petróleo se contraerá un récord de 9.3 mb/d en 2020. La demanda se recupera levemente, con la relajación de los confinamientos mundiales por la COVID-19, aunque actividad industrial continúa en mínimos

Demanda de EE. UU.

Año con año, ventas de automóviles cayeron en abril un récord de -47.7% u 8.6 millones de unidades nuevas. Demanda ha caído hasta -12.4% en abril

Demanda de China

China, el epicentro del brote del coronavirus, reflota; en mayo se aproxima ya un volumen demandado de 13 millones de barriles diarios (13.4 mb/d en mayo de 2019)

Precios globales

Guerra ruso-saudi y confinamiento global hundieron precios en territorio negativo (-US\$37.63 un segmento de WTI) por primera vez en historia. Marzo y abril han aumentado costos para productores, con precios debajo de US\$30. Tercera semana de mayo es primer alivio, con precios sobre los US\$30

Estrategias financieras

Compras masivas de USO han probado ser ruinosas. Precio de esos ETF se desvía de fundamentales de contratos WTI. Momento de incertidumbre global

INDICADOR

Diferencial Brent-WTI

La estrategia de dumping a manos de los saudíes contra el shale estadounidense estrecha el diferencial. El fracking en EE. UU. aún consigue que WTI se cotice en promedio US\$5 mensuales más barato que Brent en lo que va de 2020. La guerra continuará en segundo semestre

Oferta mundial

La oferta mundial de petróleo se podría contraer un récord de 12 mb/d en mayo. Precios se estabilizan levemente en mayo, por caídas en oferta. Arabia Saudita aprovecha coyuntura para ganar mercado de Estados Unidos

Producción shale EE. UU.

EE. UU. parece alinearse con rusos y saudíes, Tercera semana de mayo producción cae a 11.6 mb/d, 10% menos en comparación con febrero. Estrategias de cobertura protegen a los atomizados productores norteamericanos

Panorama general

La sobreoferta de petróleo del 2T se convertirá en un déficit récord en el 3T. Tensión geopolítica entre oligopolio OPEP y productores de fracking estadounidenses hará difícil que precios de contratos se estabilicen. El tiempo del confinamiento global determinará la magnitud del impacto en segundo semestre

El confinamiento global asociado a la pandemia COVID-19 no solo ha afectado los sectores más cercanos al consumo, sino también al ramo de la exploración y producción de industrias como la del petróleo y el gas que tienen utilidades estimadas de US\$3.3 billones¹. La teoría de oferta y demanda, aunque insuficiente para explicar todos los matices de la producción petrolera, es útil para ilustrar el doble shock derivado de una demanda débil y un exceso de oferta que hundió en abril los precios de referencia para un segmento del mercado petrolero.

El mayor productor de petróleo del mundo, Estados Unidos, se ha alineado con la tendencia global de los países de la OPEP y Rusia, y ha recortado hasta 10% de su producción en comparación con los niveles de febrero. La incertidumbre persiste en el mercado global. A continuación, hay un reporte detallado sobre la situación del mercado de petróleo:

1. Precios

Uno de los efectos devastadores de la pandemia COVID-19 fue el colapso² de un segmento importante del comercio de petróleo en abril; en concreto, el contrato de futuros de WTI Cushing con vencimiento a 1 día y entrega física en mayo, cuyo precio cayó en territorio negativo por primera vez en la historia: -US\$37.63 por barril. La sobreoferta de petróleo es un problema global, pero ha golpeado severamente a Cushing, Oklahoma, por la gran cantidad de pipas y tanques de almacenamiento que hay en esa ciudad estadounidense. La falta de espacio físico propició la caída del precio del petróleo en territorio negativo cuando los contratos de futuros estaban por expirar.

En resumen, los inversores que tenían una posición larga en estos contratos que estaban por expirar y no tenían capacidad de recibir el petróleo físico tuvieron que recurrir a pagarles a otros inversionistas para cerrar el negocio. Por otra parte, en el mercado de fondos de inversión cotizados (ETF)³, muchos inversores compraron en forma masiva el USO, un fondo de inversión abierto que sigue el comportamiento diario del petróleo WTI, esperando una apreciación en el

¹ Seguir este enlace: <https://www.ibisworld.com/global/industry-trends/biggest-industries-by-revenue/>. Aunque este reporte incluye datos de oferta y demanda globales, tiene una concentración como referente en el mercado de petróleo de Estados Unidos y su crudo de referencia, el WTI, por ser el mayor productor de petróleo del mundo.

² El colapso de este segmento de futuros ocurrió el 20 de abril.

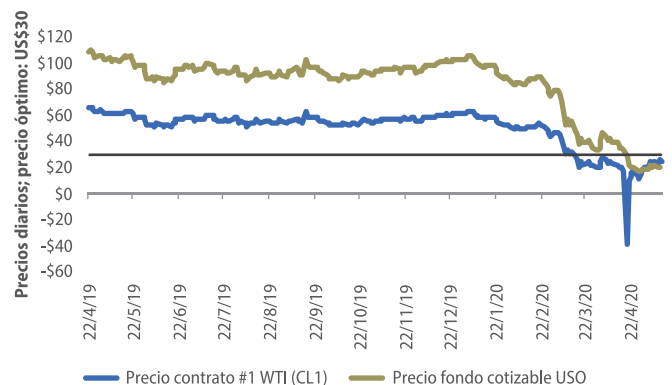
³ Un fondo de inversión cotizado (un exchange-traded fund o ETF en inglés) es una cesta de títulos de valor (securities) que cotizan en una bolsa, como cualquier otra acción. El precio de las acciones de los ETF fluctúa todo el día por efecto de oferta y demanda. Los ETF pueden contener todo tipo de inversiones, incluidos acciones, materias primas (petróleo, por ejemplo) o incluso bonos, pueden provenir de cualquier país, no solo de Estados Unidos; una de sus principales características es que suelen ser una opción barata y democrática para cualquier persona que quiera invertir en un mercado de manera diversificada.

precio del contrato de petróleo. Esta estrategia ha probado ser completamente errónea, ya que, desde el 22 de abril y sin excepción, el precio del ETF ha flotado debajo del precio del contrato WTI, acumulando las pérdidas de las personas que han invertido en estos fondos. Hay que hacer énfasis en que quienes compran el USO y otros fondos de inversión abiertos no suelen estar interesados en la materia prima subyacente y por lo general ignoran los fundamentales de estas industrias; por el contrario, buscan una forma simple de invertir en este tipo de mercados.

- Precio contrato de WTI Cushing, vencimiento a 1 día, 13 de mayo: US\$25.45 (13 de mayo de 2019: US\$61.04, -58%)
- Precio fondo cotizable USO, 12 de mayo: US\$20.97 (12 de mayo de 2019: US\$101.44, -79%)

Gráfica 1

Precio WTI y fondo cotizable USO



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg y Federal Reserve Bank of St. Louis.

El *dumping* en el mercado petrolero, sin embargo, comenzó con la guerra que han librado desde comienzos de año Arabia Saudita y Rusia, lo que provocó que ambos países inundaran el mercado de crudo. El 12 de abril, con la pandemia asolando el mundo, la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y Rusia⁴ acordaron un recorte de 10% de producción. Los eventos del 20 de abril, con los precios en la bolsa de Nueva York cayendo estrepitosamente, evidencian que el recorte fue incapaz de estabilizar los precios globales. Desde marzo, los precios continúan debajo del umbral de equilibrio o rentabilidad óptima (US\$30)⁵.

Los precios han comenzado a estabilizarse en la tercera semana de mayo, con el contrato de WTI con entrega física en junio creció US\$0.68 para cerrar a US\$32.52 el barril. El contrato de Brent con entrega física en julio se apreció US\$0.16 para cotizar a US\$34.62 el barril.

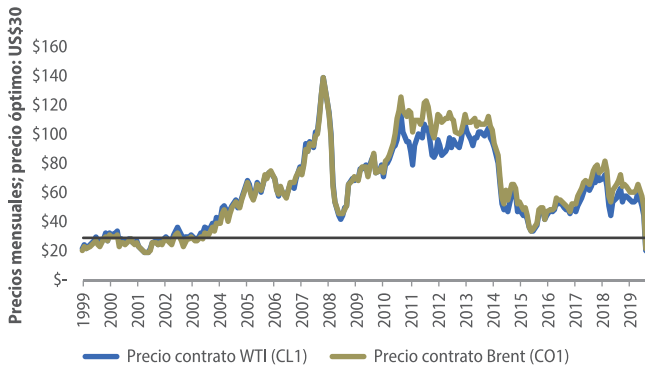
⁴ Para leer más sobre los 13 países que forman la OPEP: https://www.opec.org/opec_web/en/

⁵ El análisis de regresión lineal para 250 meses (agosto, 1999-mayo, 2020) de precios de contratos de petróleo mensuales arrojó un R² ajustado de 96.95%, una cifra muy alta que explica el gran porcentaje de varianza de la variable dependiente que explica la variable independiente.

- Precio mensual del petróleo crudo WTI, abril: US\$18.84 (abril, 2019: US\$63.91, -70.5%)
- Precio mensual del petróleo crudo Brent, abril: US\$25.27 (abril, 2019: US\$72.80, -65.3%)
- Precio al 18 de mayo: US\$30.65

Gráfica 2

Precios contratos WTI y Brent



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg y Federal Reserve Bank of St. Louis.

1.1 El diferencial de precios Brent-WTI

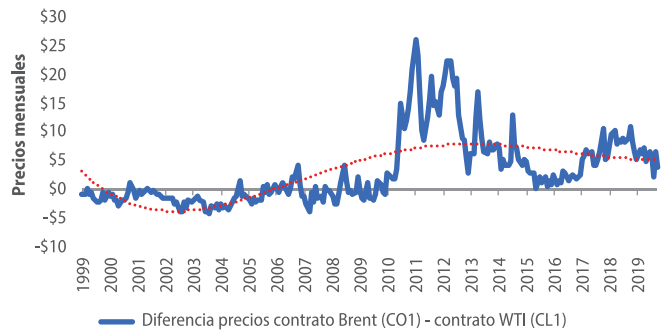
El diferencial de los crudos de referencia resume dos formas de organización opuestas en el mercado petrolero; por una parte, está el cartel oligopólico de la OPEP, dominado por su socio fundador, Arabia Saudita, que posee el 18% de las reservas de petróleo sobre superficie del mundo. Pero esta producción depende casi exclusivamente de la multinacional Aramco, lo que contrasta con el atomizado mercado estadounidense, con cientos de pequeños productores de petróleo de esquisto (*shale oil*) que, gracias a las técnicas de fracturación hidráulica (*fracking*), han hecho de Estados Unidos un exportador neto de crudo y desde 2018 el mayor productor de petróleo del mundo, por encima de Arabia Saudita y Rusia.

Desde noviembre de 2010, y sin excepción, el barril de referencia estadounidense se comenzó a cotizar a un precio inferior al del Brent, hasta US\$7.93 más barato en promedio desde aquella fecha. La prima con la que cotizaba el WTI respecto del Brent es historia. La estrategia de los saudíes está dirigida a recuperar el mercado perdido a manos de los cientos de productores estadounidenses de *fracking*, cuyo modelo de producción ha hecho que el crudo de WTI se comercie en promedio US\$5.00 más barato que el Brent en lo que va de 2020.

- Diferencial Brent-WTI, abril: US\$6.43 (abril, 2019: US\$8.89, -27.7%)

Gráfica 3

Diferencial Brent-WTI



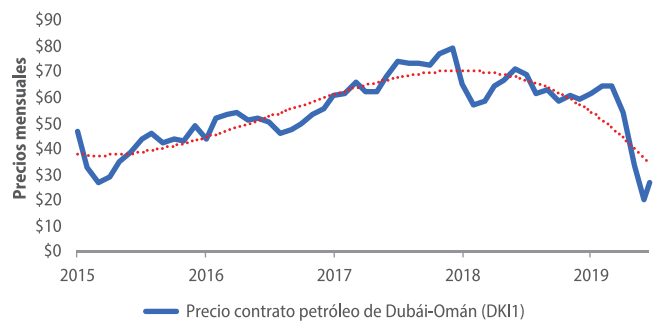
Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg y Federal Reserve Bank of St. Louis.

Aunque menos importante en el mercado internacional y de inferior calidad que los "dulces" WTI y Brent⁶, la cesta de petróleo crudo proveniente de los emiratos de Abu Dabi y Dubái, y Omán, también ha cobrado importancia desde que el mercado asiático, en especial el chino, ha aumentado su demanda de petróleo. La honda contracción de la economía de China en el primer trimestre de 2020 es la causa del desplome en el precio de referencia de esta cesta de crudo.

- Precio del petróleo crudo Dubái/Omán (DKI1), abril: US\$20.39 (abril, 2019: US\$70.95, -71.3%)

Gráfica 4

Precio contrato Dubái-Omán



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

1.2 Curva de futuros

El mercado de futuros está en *contango* si el precio spot o actual es inferior al precio de futuros, lo que propicia una curva de precios con pendiente positiva. Un aspecto importante de este mercado es que si los inversores no cierran su posición un día antes de que el contrato expire deben recibir el petróleo físico. La pendiente se normaliza aproximadamente a partir de febrero de 2021. Aunque algunos inversores han obtenido ganancias extraordinarias fruto de coberturas (*hedges*) durante las últimas 10 semanas, la mayoría de las

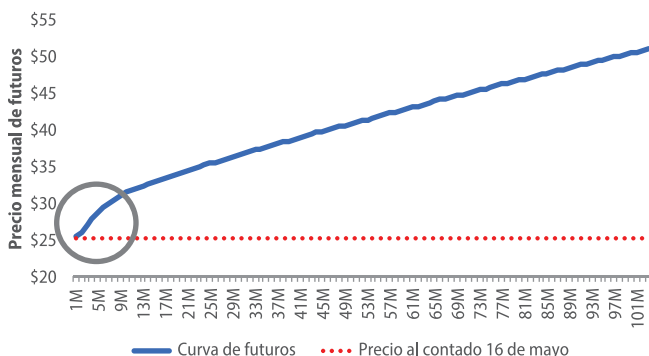
⁶ Los expertos en extracción de petróleo le atribuyen esta categoría a este crudo por su alto contenido en azufre.

personas individuales ha huido al mercado de fondos cotizables (ETF), lo que ha derivado en una presión enorme de los reguladores sobre fondos como el USO por el tamaño gigantesco de su posición en WTI. El fondo anunció recientemente que incluirá otros productos para diversificar su portafolio y corregir las numerosas pérdidas.

- Precio futuro a 1 mes (junio): US\$25.55 (precio al contado 16 de mayo: US\$25.41)

Gráfica 5

Curva de futuros en *contango*



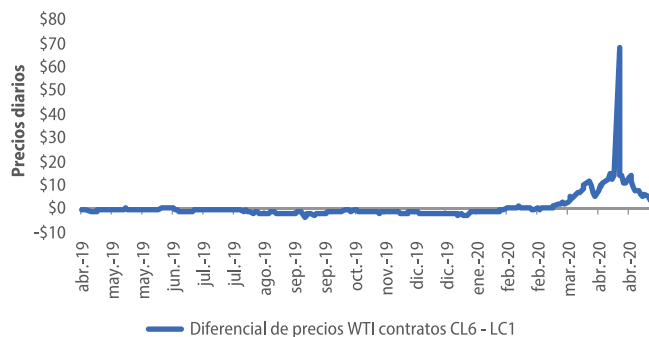
Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

Para interpretar con más facilidad la curva de futuros del petróleo, se puede calcular el diferencial entre los contratos 6 y 1 de WTI de los últimos 12 meses, para graficar la exacerbación del estado de *contango* que experimentó la curva de futuros hasta el 18 de mayo, cuando regresó a su estado más usual de *backwardation* con el contrato #1 cotizando con una prima respecto del segundo.

- Diferencial de precios contratos CL6 – LC1 WTI, 13 de mayo: US\$3.83 pendiente positiva (13 de mayo, 2019: -US\$0.02 pendiente negativa)

Gráfica 6

Curva diferencial de precios WTI



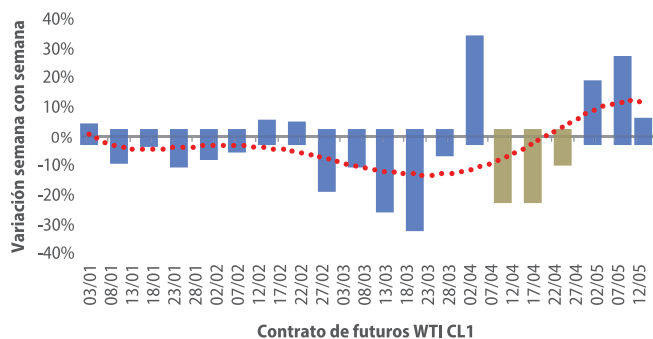
Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

La situación ha comenzado a estabilizarse con los futuros creciendo hasta 25% en la segunda semana de mayo. Si el acuerdo de la OPEP y Rusia de recortar 10% de la producción no pudo detener los acontecimientos que derivaron en el

desplome del WTI el 20 de abril y el hundimiento general de los precios globales, los nuevos recortes de output a manos de los productores estadounidenses parecen calmar un poco más al mercado. Chevron anunció que reducirá en 400 mil barriles su producción diaria y Exxon programó el cierre de casi 75% de sus plantas de extracción en la cuenca de Permian.

Gráfica 7

Comportamiento semanal futuros WTI



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

1.3 Estrategias de producción

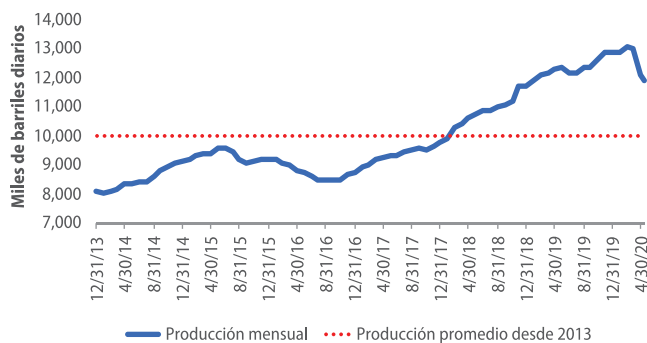
Aunque parece que la estrategia estadounidense es más robusta que la saudí en materia de recortes de producción, ninguna empresa privada que se dedique a la exploración y producción de petróleo puede sobrevivir mucho tiempo con precios debajo de los US\$30 si quiere generar flujos de caja y pagar dividendos. Bloomberg estima que los atomizados productores estadounidenses deberán reducir en más de 30% su gasto para contener la sangría; el oligopolio de la OPEP, liderado por los saudíes, ya ha sugerido inducir un ciclo a la baja con un recorte igual a 1.5 millones de barriles diarios, medidas que, a primera vista, podrían estabilizar el nivel general de precios.

Esta situación de precios inferiores a US\$30 no puede prolongarse demasiado. Por ejemplo, en junio de 2015, con una situación también deflacionaria inducida por destrucción de crédito bancario, la producción estadounidense alcanzó un volumen de 9.6 millones de barriles diarios, siete meses después de que la OPEP anunciase que aumentaría el volumen de crudo para ganar mercado frente al *shale* estadounidense. El WTI cotizó a US\$26 el barril al inicio del primer cuarto de 2016, seguido de un ciclo a la baja inducido de 8.5 millones de barriles diarios (una caída de 11.4%) hacia el final del tercer cuarto de 2016. El volumen de producción se estabilizó hasta el último trimestre de 2017, lo que evidencia los efectos negativos de una estrategia como la saudí que privilegia el *dumping* para aumentar sus cuotas de rentabilidad.

- Producción total de petróleo, abril: 12.1 millones de barriles diarios (abril, 2019: 12.3 millones de barriles diarios, -1.6%)
- Producción al 13 de mayo: 11.9 millones de barriles diarios

Gráfica 8

Producción petróleo crudo EE.UU.



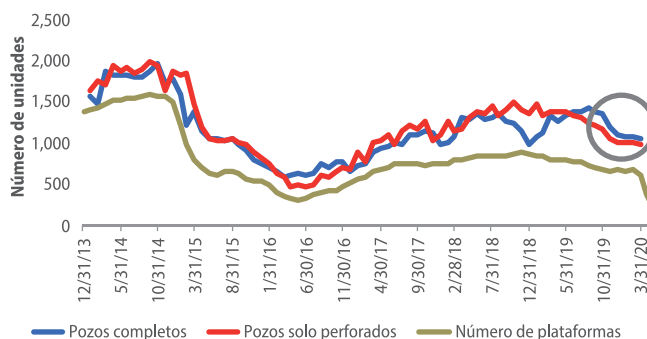
Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

Hay formas más específicas de corroborar el nivel de la producción. Algunos ejemplos son contar el número de máquinas empleadas en el proceso de fracturación hidráulica, pozos terminados o plataformas de perforación. Este tipo de medidas evidencia la desaceleración en la producción de petróleo en Estados Unidos. Al 13 de mayo, solo había 292 plataformas de extracción en funcionamiento, lejos de la media desde 2014 de 817 plataformas.

- Número de pozos completos, marzo: 1,070 (marzo, 2019: 1,332)
- Número de pozos solo perforados, marzo: 990 (marzo, 2019: 1,400)
- Número de plataformas de extracción, abril: 378 (abril, 2019: 805)

Gráfica 9

Pozos y plataformas de extracción



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

Ha habido hasta 914 inventarios de pozos perforados pero incompletos (los DUC, en inglés) menos en comparación con las cifras de 2019, pero no ha sido de mucha utilidad porque los pozos quedan inutilizados con los parones productivos; el equipo de fracturación hidráulica necesario para extraer petróleo ha caído dramáticamente en todas las cuencas hasta 379 equipos menos en comparación con el número del año pasado. Los pequeños productores en Estados Unidos han abandonado la idea de llevar a cabo nuevas inversiones por

los recortes productivos y los altos precios del petróleo en el mercado de futuros.

- Número de equipo de fracturación hidráulica (todas las cuencas) abril: 85 (abril, 2019: 426)
- Número de pozos perforados pero incompletos, marzo: 7,575 (marzo, 2019: 8,489)

Gráfica 10

Equipo de fracturación hidráulica



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

2. Demanda global

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), la demanda global de petróleo se contraerá en un récord de 9.3 millones de barriles diarios (mb/d)⁷ en 2020. Las medidas de confinamiento en el mundo industrializado se traducen en un shock de oferta. En abril se demandaron 29 mb/d, la peor cifra desde 1995; si ampliamos la frecuencia de observación, se prevé que la demanda caiga aproximadamente 23 mb/d en el segundo trimestre del año. La recuperación en el nivel de la producción, como ya explicamos, es lenta, lo que es congruente con la expectativa de que la demanda en diciembre sea 2.7 mb/d inferior.

2.1 Impacto de la COVID-19

Como vimos en la sección de estrategias de crecimiento, la probabilidad de que el mercado petrolero recupere el ritmo de crecimiento pre-COVID-19 en el último cuarto de 2020 es prácticamente imposible. A diferencia de las últimas dos recesiones de este siglo, el nivel de contracción industrial y en el sector de turismo fue inmenso. Si asumimos una recuperación en forma de V para 2020, con los últimos dos cuartos con una pendiente ascendente, se prevé una contracción de 1.6 millones de barriles diarios, lo que es igual a una reducción total de 20% en el tráfico aéreo. Esto se traduce en 1 hora menos de producción en el mundo. La tendencia hasta

⁷ Esta y las siguientes cifras están medidas en valores interanuales, esto es, comparando la cifra observada con la del año inmediatamente anterior (2019, en este caso).

diciembre de 2019 había sido lineal, con el punto máximo en diciembre, con 100.72 millones de barriles diarios, y el punto más bajo, en marzo de 2012, con 89.3 mb/d. Las cifras de 2019 estaban ligeramente sobre la media desde 1993, que gira en torno a los 95 millones de barriles diarios.

- Demanda mundial de petróleo crudo, diciembre 2019: 100.7 millones de barriles diarios (diciembre, 2018: 99.3 millones de barriles diarios, +2.2%)

Tabla 1

Demanda global de petróleo

	Países de OCDE	Países fuera OCDE	Total
2016	47.1	49.2	96.3
2017	47.6	50.5	98.1
1T2018	48.0	50.6	98.6
2T2018	47.3	51.5	98.8
3T2018	48.3	51.6	99.9
4T2018	47.8	51.6	99.4
1T2019	47.6	51.5	99.1
2T2019	47.0	52.3	99.2
3T2019	48.1	52.6	100.7
4T2019	47.7	53.2	100.9
1T2020	46.9	49.8	96.7
2T2020	46.4	52.8	99.2
3T2020	48.3	53.8	102.0

Fuente: Elaboración propia con datos de International Energy Agency (volumen medido por millones de barriles diarios; los valores en cursivas son proyecciones. La media de producción desde 2016 son 99.3 mb/d).

2.2 Demanda de China

El volumen de inventarios de petróleo en China es un enigma. El gobierno chino dejó de reportar la información sobre sus inventarios de crudo en octubre de 2017. A comienzos de 2019 se estimaba que el país asiático almacenaba 690 millones de barriles sobre superficie, incluidos contenedores gubernamentales y comerciales.

Estimar una curva de demanda de petróleo en China es complejo. Con información oficial, contrastada con datos de Bloomberg y Orbital Insight, se elaboró una curva de demanda con datos de output industrial, petróleo procesado y volumen neto del petróleo refinado en la balanza comercial⁸. La contracción en marzo de -20% en la demanda de crudo es un récord histórico.

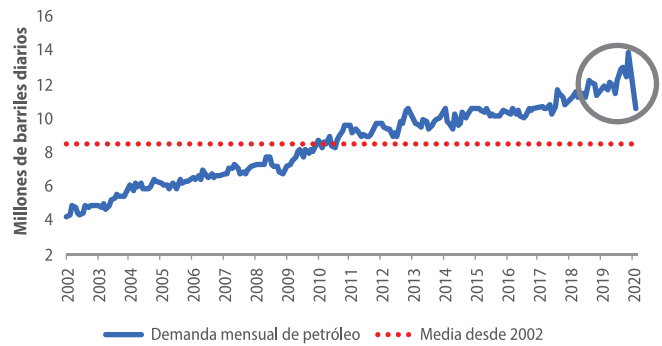
Se sospecha que la demanda de petróleo ha recuperado su ritmo en mayo, con un volumen aproximado de 13 millones de barriles diarios, ligeramente inferior a los 13.4 mb/d de mayo, 2019 y los 13.7 mb/d de diciembre, 2019. El número de barriles demandados sería mayor si no fuese por la caída en la demanda de combustible para aviones comerciales. Las aerolíneas han perdido hasta 80% de su demanda de boletos en comparación con el mismo período de 2019.

- Acumulado enero-marzo 2020: 10.6 millones de barriles diarios (acumulado enero-marzo 2019: 11.9 mb/d, -20%)

⁸ La fórmula para estimar esta demanda es relativamente simple: (Output industrial total – petróleo crudo procesado + (volumen de importaciones de petróleo refinado * 1000) - (volumen de exportaciones de petróleo refinado * 1000)) / día del mes * 7.33 / 1000

Gráfica 11

Demanda petróleo China



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg, Orbital Insight y National Bureau of Statistics.

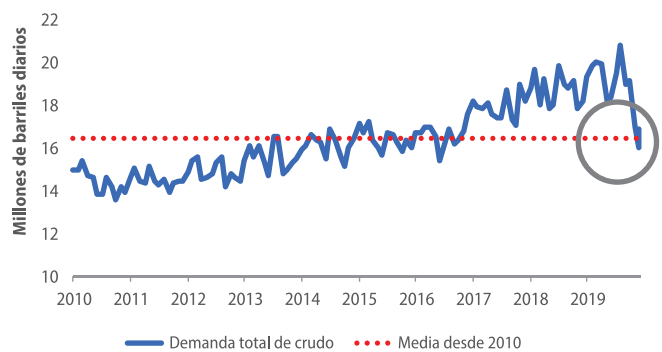
2.3 Demanda de Estados Unidos

La demanda implícita de petróleo de Estados Unidos (incluidas las exportaciones) se contrajo en abril -12.4%. Mayo va camino de convertirse en el peor mes desde septiembre de 2008. En términos nominales, la caída en la demanda de petróleo ese año fue peor (-19.4%), pero no hay que olvidar que el país norteamericano utilizó en abril 1.4 millones de barriles diarios más que en el mismo mes de 2008.

- Demanda de petróleo crudo Estados Unidos, abril: 17 millones de barriles diarios (abril, 2019: 19.3 mb/d, -12.4%)
- Media desde mayo, 2010: 16.5 millones de barriles diarios

Gráfica 12

Demanda petróleo EE.UU.

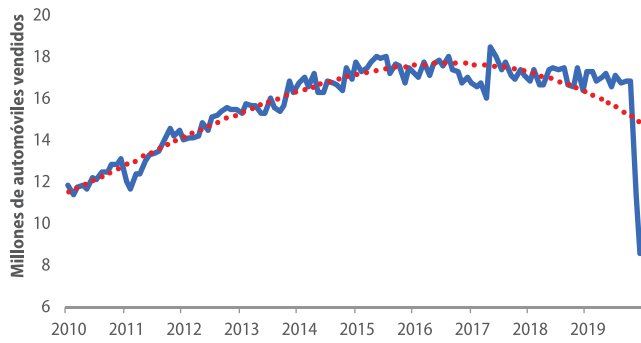


Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg y Federal Reserve Bank of St. Louis.

El shock de demanda en Estados Unidos es una historia diferente. El impacto en industrias altamente dependientes de petróleo refinado es récord. Las ventas de nuevos automóviles se desplomaron en abril -47.7% u 8.6 millones de vehículos, una contracción año con año récord en el *retail* de este mercado norteamericano. Los peores números de la última recesión acaecieron en febrero de 2009, con una contracción de -40.5% año con año para 9.6 millones de unidades vendidas. El diferencial implícito en el número de vehículos vendidos en 2019 ya evidenciaba la desaceleración de esa industria, cuya contracción total fue de -1.3% en relación con 2018.

Gráfica 13

Ventas automóviles EE.UU.



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg y Federal Reserve Bank of St. Louis.

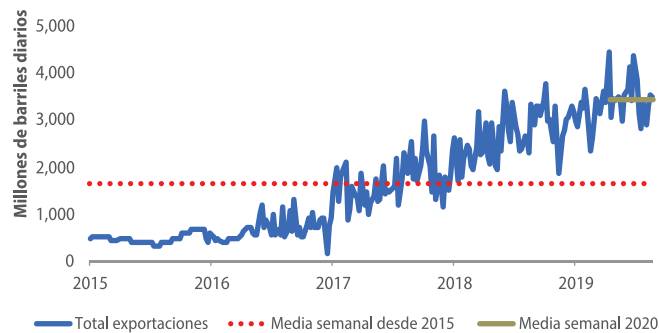
2.4 Exportaciones de petróleo

Marzo y especialmente abril fueron malos meses para los exportadores estadounidenses. El *dumping* saudí a los precios de exportación como estrategia para recuperar mercado, junto con el brote del COVID-19 en Asia y Europa, ha reducido las peticiones globales de crudo estadounidense. Los flujos salientes no habían dejado de crecer desde 2016 cuando el gobierno de Estados Unidos removió las restricciones de exportación. La región Asia-Pacífico recibe 35% de este petróleo; Europa, 40%; y Canadá, 12%, con cifras de abril. Los números de mayo han sido un alivio temporal para los exportadores estadounidenses, con un promedio ligeramente superior a la media de exportaciones en 2020.

- Promedio exportación petróleo crudo mayo: 3.5 millones de barriles diarios
- Media semanal de exportación 2020: 3.5 millones de barriles diarios
- Media semanal desde octubre 2015: 1.7 millones de barriles diarios

Gráfica 14

Exportaciones petróleo crudo EE.UU.



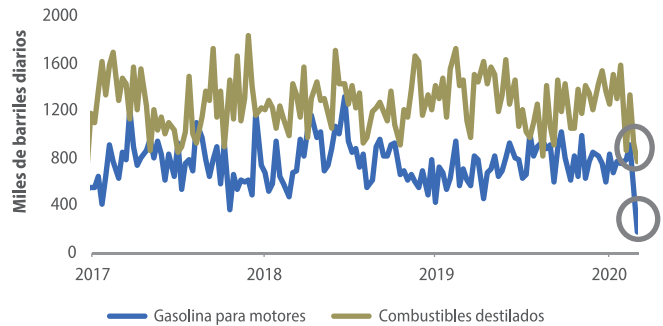
Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg y Federal Reserve Bank of St. Louis.

El comportamiento de las exportaciones de derivados de petróleo ha sido malo durante las primeras dos semanas de mayo, con caídas severas en comparación con el volumen de exportación de 2019.

- Exportaciones de gasolina para motores segunda semana mayo: 174 mil barriles (mismo período 2019: 785 mil de barriles, -78%)
- Exportaciones de combustibles derivados segunda semana mayo: 766 mil barriles (mismo período 2019: 1.2 millones de barriles, -36%)

Gráfica 15

Exportaciones derivados petróleo



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg y Federal Reserve Bank of St. Louis.

3. Oferta

Según datos de la Agencia Internacional de Energía, la oferta global caerá un récord de 12 millones de barriles diarios en mayo. El mes base para estimar el nivel de sobrecapacidad productiva o viceversa es octubre de 2008 cuyo nivel es de 10.633 mb/d. El recorte que propuso la OPEP (9.7 mb/d) probó ser insuficiente por el exceso de producción en abril, por lo que el recorte total sería de 10.7 mb/d.

- Oferta mundial de petróleo crudo, cuarto trimestre 2019: 101.6 millones de barriles diarios (cuarto trimestres, 2018: 102.2 millones de barriles diarios, -0.6%)

Tabla 2

Oferta global de petróleo

	Países OPEP	Países fuera OPEP	Total
2016	37.7	59.2	96.9
2017	37.4	60.1	97.5
1T2018	37.2	61.3	98.6
2T2018	37.1	62.2	99.3
3T2018	37.5	63.6	101.2
4T2018	37.7	64.5	102.2
1T2019	36.2	64.0	100.1
2T2019	35.6	64.5	100.1
3T2019	35.0	65.2	100.2
4T2019	35.3	66.3	101.6
1T2020		66.2	
2T2020		66.8	
3T2020		67.6	
4T2020		67.8	

Fuente: Elaboración propia con datos de International Energy Agency (volumen medido por millones de barriles diarios; los valores en cursivas son proyecciones. La media de producción 2016-2019 son 99.8 mb/d).

El colapso de la demanda asociado a la COVID-19 también ha golpeado a los productores de esquisto en Estados Unidos. Los productores estadounidenses redujeron el número de pozos de perforación de 292 la primera semana de mayo a 33 al comienzo de la segunda semana del mes, el nivel más bajo desde septiembre de 2009.

3.1 Petróleo de esquisto (*shale oil*) en Estados Unidos

La extracción de esquisto estadounidense⁹ sigue siendo el modelo de extracción de crudo más robusto, aunque la caída en los precios está poniendo a prueba a los productores de *shale* en el segundo trimestre de 2020. El “dominio de la energía estadounidense” que ha proclamado el presidente Trump es menos impresionante de lo que parece. El colapso de abril hizo que los productores de *shale* redujeran el número de nuevas perforaciones y clausuraran pozos viejos al punto de que el output total podría contraerse 20% en 2020 para Estados Unidos, el mayor productor de petróleo del mundo. Según IHS Markit, este escenario se puede traducir en 1.75 millones de barriles diarios o casi 90% de pozos nuevos menos.

Las cifras de producción en la industria de *shale* reflejan la sobreoferta de petróleo estadounidense, aunque el crecimiento del volumen de petróleo hasta mayo se ha desacelerado hasta 50% en comparación con las cifras de 2019. En lo que va del año, el nivel ha crecido +10.1%. En el mismo período de 2019, el nivel había crecido hasta +20.5% en comparación con 2018.

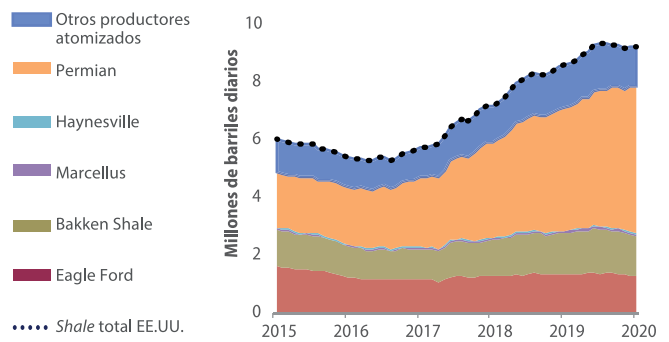
Los productores de *shale* se han alineado con las expectativas de los países de la OPEP y Rusia. La Agencia Internacional de Energía reportó que este fin de semana del 16-17 de mayo la producción giraba en torno a los 11.6 millones de barriles de petróleo diarios, una caída de 1.2 mb/d (datos semanales) y 1.4 mb/d (datos mensuales), casi 10%, en comparación con los niveles que se habían alcanzado a finales de febrero. Esta decisión de los productores estadounidenses evidencia que la incertidumbre en el mercado de petróleo persiste.

- Producción *shale* total EEUU, mayo: 9.2 millones de barriles diarios (mayo, 2019: 8.6 mb/d, +7.4%)
- Producción cuenca Permian, mayo: 5.1 millones de barriles diarios (mayo, 2019: 4.3 mb/d, +19.4%)
- Producción cuenca Bakken, mayo: 1.37 millones de barriles diarios (mayo, 2019: 1.41 mb/d, -2.5%)

⁹ Técnicamente, el esquisto bituminoso es un conjunto de rocas muy utilizado en la minería general, por el alto contenido de hidrocarburos (carbono e hidrógeno) de cuya pirólisis se puede extraer no solo petróleo, sino además gas y otras sustancias químicas.

Gráfica 16

Producción petróleo esquisto (*shale*)



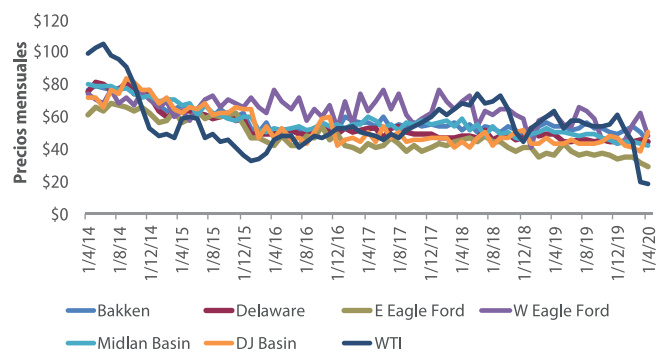
Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

El impacto en el sector real se traduce en la pérdida de hasta 51 mil puestos de trabajo, recortes salariales e incluso la bancarrota para los productores de *shale* si el precio de los contratos de futuros permanece más de un mes debajo de la línea de los US\$15. Según un reporte de Bloomberg, las empresas de energía que cotizan en bolsa han retirado hasta US\$31 mil millones del presupuesto para la perforación de nuevos pozos. Es evidente que el precio de cotización del barril WTI está en niveles nada rentables en comparación con los puntos de muertos¹⁰ del *shale* estadounidense.

- Punto muerto West Eagle Ford, abril: US\$48.7 (abril, 2019: US\$62.8, -22.4%)
- Punto muerto Bakken, abril: US\$45 (abril, 2019: US\$54.6, -17.5%)
- Punto muerto precio WTI, abril: US\$18.8 (abril, 2019: US\$63.9, -70.5%)

Gráfica 17

Puntos muertos de *shale*



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

¹⁰ Un punto muerto es el nivel apropiado a partir del cual una compañía comienza a obtener ganancias por su actividad productiva.

Tabla 3

Puntos muertos 2020

Shale	Enero	Febrero	Marzo	Abril
Bakken	\$52.52	\$54.95	\$50.81	\$45.04
Delaware	\$44.67	\$45.34	\$46.07	\$44.94
Eagle Ford (este)	\$34.93	\$35.03	\$32.42	\$30.02
Eagle Ford (oeste)	\$45.59	\$55.40	\$62.79	\$48.72
Midlan Basin	\$44.53	\$44.51	\$43.24	\$42.28
DJ Basin	\$43.07	\$41.00	\$38.94	\$50.64
WTI	\$51.56	\$44.76	\$20.48	\$18.84

Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

4. Deuda y mercados financieros

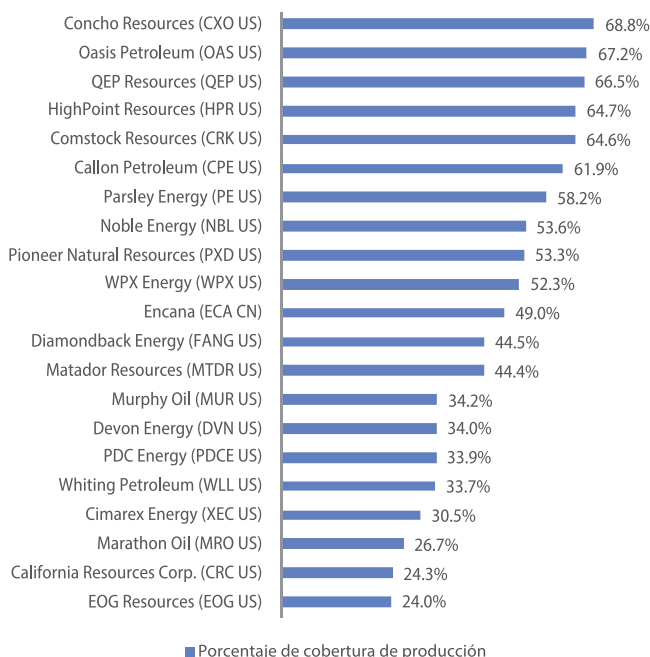
Con los precios de referencia debajo de los US\$30, las compañías de E&P más apalancadas, en especial los operadores en la región de Permian que vendieron forwards en el rango de los US\$50, se benefician de la situación deflacionaria del mercado petrolero. El colapso en el segmento del WTI de abril tampoco es el fin del mundo para los productores. La situación de los operadores más grandes de Estados Unidos es delicada pero no catastrófica, salvo que el shock de demanda se prolongue hasta el tercer trimestre del año. Enlistamos en lo que sigue la situación de algunos de estos operadores:

- Diamondback tiene menos del 45% de su volumen de crudo cubierto para 2020, pero sus contratos de forwards se vendieron a US\$59 el barril.
- Pioneer tiene cubierto el 53% del volumen de petróleo vendido a US\$61.85 el barril.
- Concho cuenta con una cobertura de 69% de su producción vendida a más de US\$57.

Luego, las estrategias de coberturas, compra de opciones *put* y otras estrategias financieras de los mayores productores de petróleo en Estados Unidos han protegido a estas compañías de pérdidas severas en un escenario de depresión como el de abril, por lo que el mercado de *shale* parece soportar la contracción de la demanda hasta ahora.

Gráfica 18

Coberturas (*hedging*) para 2020



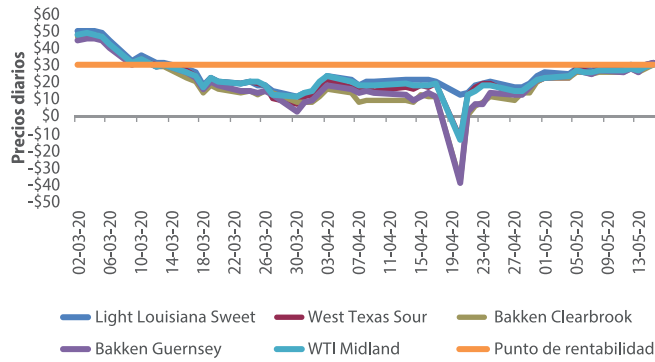
Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

En resumen, las empresas de exploración y producción tienen cubierto un tercio del volumen de petróleo en 2020, por lo que tienen aún un margen para resistir las importantes caídas en los precios del crudo. La cobertura para 2021 es débil, lo que refrenda la caída importante en el número de nuevos pozos de perforación que revisamos en la sección 1.3. Una forma simple de interpretar la debilidad en el mercado de futuros es que los precios de *strips* permanecen deprimidos. Un *strip* de futuros es un contrato que permite entregas del mismo activo subyacente (petróleo) en los meses subsiguientes.

El nivel de apalancamiento del sector de energía de Estados Unidos es crítico. La deuda creció a US\$190 mil millones la tercera semana de abril, US\$11 mil millones más que la semana previa. Las caídas en los precios de referencia en la región de Bakken son una nueva fuente de presión para operadores grandes como Continental Resources, que tienen escasas coberturas en el *shale*. Compañías con capitalizaciones pequeñas (entre US\$300 millones y US\$2 mil millones) deben tolerar altos niveles de endeudamiento con sus beneficios brutos (EBIDTA) cayendo en picado. Con datos al 15 de mayo, comparados con el precio del 2 de enero, esta era la situación de los principales precios de referencia locales en Estados Unidos:

- Light Sweet Louisiana: US\$31.68 (-51.1%)
- WTI Midland: US\$30.73 (-50.38%)
- West Texas Sour: US\$31.43 (-48.9%)
- Bakken Clearbrook: US\$30.43 (-48.4%)
- Bakken Guernsey: US\$31.78 (-45.4%)

Precios locales EE.UU.



Fuente: Elaboración propia con datos de Bloomberg.

Los precios de referencia regionales apenas han superado la barrera de los US\$30 durante los últimos días de la segunda semana de mayo, después de haber permanecido debajo del nivel óptimo de US\$30 desde la segunda semana de marzo. Dentro de la cuenca de Permian, las subcuencas de Delaware y Midland tienen los territorios más prolíficos y ricos para la extracción de petróleo. Si el escenario de incertidumbre se prolonga durante el segundo semestre, podríamos volver a ver problemas para los productores más pequeños de petróleo de esquisto.

UFM MARKET  TRENDS