

Análisis Económico

# Precios del petróleo: ¿oro negro o agujero negro?

Nathaniel Karp / Marcial Nava / Amanda Augustine

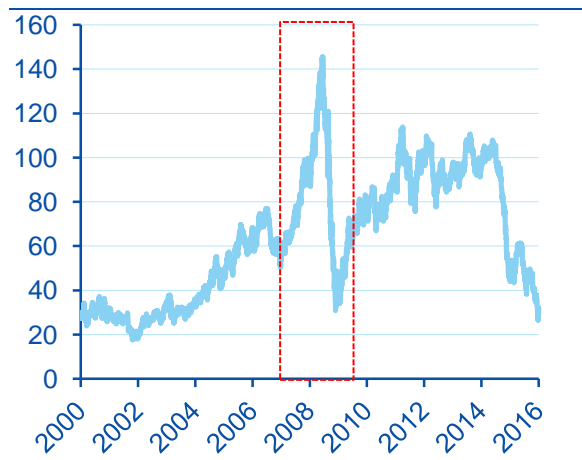
- Las condiciones actuales del mercado apuntan a nuevas caídas en los precios del petróleo
- Es probable que los precios repunten a medida que se reduzca el exceso de oferta
- Gran incertidumbre que se deriva de la desaceleración económica, la volatilidad financiera y las respuestas políticas
- Las tendencias estructurales apuntan a un equilibrio más bajo en los precios del petróleo

## El águila y el dragón: el fin de una era

Entre el periodo que va desde el inicio de la década de 2000 hasta la segunda mitad de 2014, los precios del petróleo mostraron ganancias sostenidas interrumpidas temporalmente por la Gran Recesión. En el superciclo de las materias primas, las condiciones del mercado del petróleo se caracterizaron por un fuerte crecimiento tanto en la demanda fuera de la OCDE como en la oferta no procedente de la OPEP, apoyado por una política monetaria expansiva, avances tecnológicos sin precedentes y estrategias de inversión en busca de rentabilidad. El resultado fue que se destinaron enormes cantidades de recursos a toda la cadena de valor del sector del petróleo y gas.

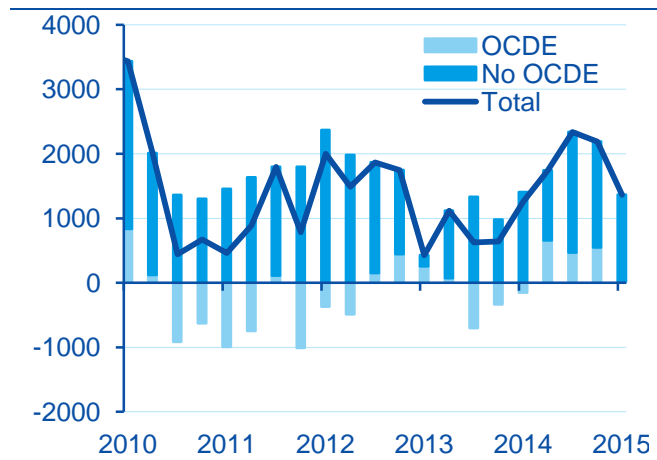
La demanda global estuvo impulsada en gran parte por la formidable expansión económica de los mercados emergentes. Entre 2000 y 2015, los mercados emergentes contribuyeron con 70 centavos por cada dólar adicional (ajustado por PPA) del PIB mundial. En el mismo periodo, también fueron los mercados emergentes los que impulsaron en su totalidad el aumento de la demanda mundial de productos derivados del petróleo. Además, el asombroso crecimiento del PIB de China, 9.5% durante este periodo, y su enorme repercusión en otros mercados emergentes explican el 63% del incremento neto de la demanda de productos derivados del petróleo en los últimos 15 años.

Gráfica 1  
**Precio del WTI (\$/barril)**



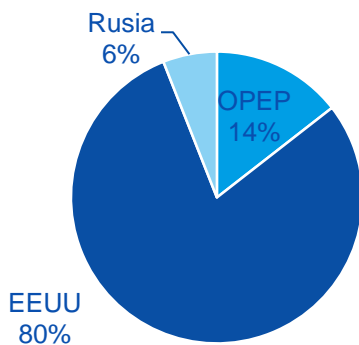
Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 2  
**Demanda de productos del petróleo (variación en 12 meses, miles de barriles/día)**



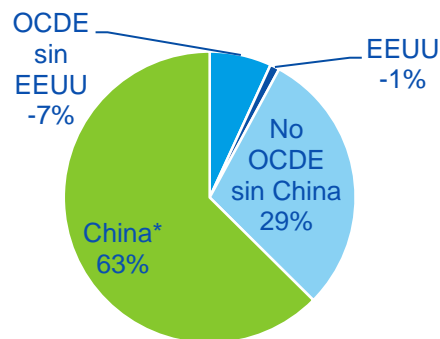
Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 3  
**Producción mundial de crudo**  
(contribución al incremento neto total, 2011-2015)



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

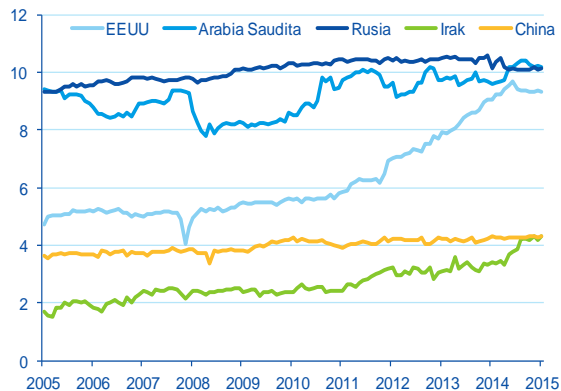
Gráfica 4  
**Demanda mundial de productos del petróleo**  
(contribución al incremento neto total, 2000-2015)



Incluye los efectos directos e indirectos en otros mercados emergentes.  
Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

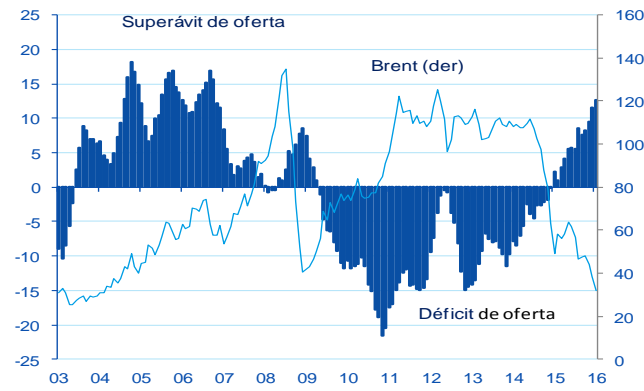
EEUU fue el motor del aumento de la oferta no procedente de la OPEP: la combinación de precios del petróleo elevados, fracturación hidráulica, perforación horizontal, tecnologías de aguas profundas y tasas de interés históricamente bajas fomentó un volumen de inversiones importante en el sector del petróleo y gas. Los proyectos relacionados con el esquisto por fin eran atractivos y disfrutaban de las TIR más altas entre los proyectos terrestres y marinos, así como del tiempo de retorno más bajo.<sup>1</sup> De hecho, la proporción de la inversión total de capital en petróleo y gas sobre el PIB aumentó de 0.4% en 2000 a 2.1% en 2014, acumulando 2.8 billones de dólares en 15 años. Como consecuencia, la producción de petróleo en EEUU pasó de 5.7 millones de barriles/día en 2011 a 9.7 millones de barriles/día en abril de 2015. En este periodo, la producción de EEUU supuso el 83% del incremento neto acumulado de la oferta de petróleo mundial.

Gráfica 5  
**Producción de petróleo**  
(millones de barriles/día)



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 6  
**Equilibrio de oferta/demanda de petróleo mundial y Brent**  
(millones de barriles/día, prom. móvil semestral y \$/barril)



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

<sup>1</sup> Suponiendo 90 \$/barril y basado en los 30 mayores proyectos cuya puesta en marcha se prevé en el periodo 2014-2020, la TIR de proyectos petroleros de esquisto/producción ajustada se calculó en 45% con un tiempo de retorno de 2 años. Fuente: Rystad Energy

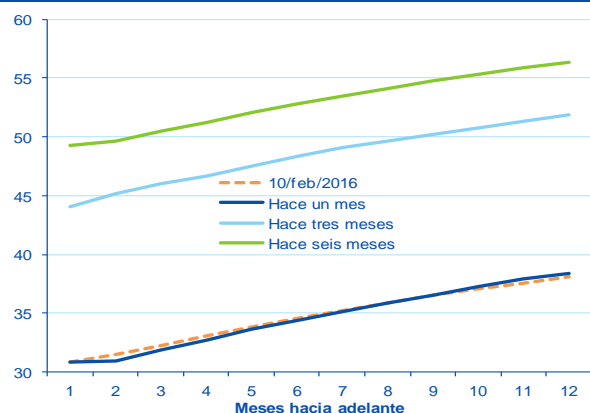
Durante gran parte de este periodo, los precios del petróleo aumentaron constantemente, lo que indica que los factores del lado de la demanda dominaban las expectativas de los mercados. Desde comienzos de 2011, cuando la oferta de EEUU empezó a repuntar, los precios del petróleo se estabilizaron a medida que las expectativas daban por descontado un mercado más equilibrado, pero en 2014, la demanda no pudo absorber la oferta, lo que condujo a una caída de los precios que continúa hasta hoy.

En episodios anteriores de contracción de precios, la OPEP hubiera reaccionado recortando la producción, como lo hizo en 2001 y en 2008; sin embargo, en noviembre de 2014, el cártel sorprendió a los mercados con su decisión de mantener la cuota de producción sin cambios, lo que se interpretó como un intento de proteger su cuota de mercado. Algunos expertos consideraron que la reticencia a recortar la producción así como la decisión de revitalizarla cuando los precios seguían cayendo en 2015 era un intento de obligar a los productores con costos más elevados a abandonar el mercado.

Al mismo tiempo, a mediados de 2014, la desaceleración económica de China se hizo más patente y esta es la tendencia que persiste desde entonces. Por ejemplo, el PMI manufacturero<sup>2</sup> se ha desacelerado constantemente desde julio de 2014, después de llegar al máximo de 51.7. Las repercusiones en los mercados emergentes han sido importantes. Por ejemplo, el crecimiento de la producción industrial en los mercados emergentes y el volumen de comercio exterior desde y hacia estas regiones se ha desacelerado hasta situarse en sus niveles más bajos en seis años.

Nuestro análisis econométrico confirma que la caída de los precios del petróleo ha sido impulsada principalmente por los fundamentos, en particular por la solidez de la oferta de petróleo de la OPEP y la mayor debilidad de la demanda desde fuera de la OCDE. Además, la reevaluación de las expectativas de crecimiento mundial, que se inclinan a favor de las economías desarrolladas en comparación con los mercados emergentes, junto con la divergencia de las políticas monetarias en las economías desarrolladas, han fortalecido el valor relativo del dólar estadounidense y han generado más presiones a la baja sobre los precios. La volatilidad de los precios también refleja los acontecimientos geopolíticos, como el levantamiento de las sanciones en Irán y los conflictos militares de Oriente Medio. Nuestro escenario central prevé un ajuste a la baja en el 1S16 seguido de una ligera recuperación a partir de entonces. A finales de 2018, se prevé que los precios se estabilizarán en torno a 60 \$/barril.

Gráfica 7  
**Futuros del petróleo Brent (\$/barril)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Cuadro 1  
**Escenarios de precios del petróleo (Brent, \$/barril, media anual)**

	Base	Al alza	A la baja
2015	52.6	52.6	52.6
2016	30.3	45.0	20.3
2017	45.7	63.7	26.4
2018	55.7	75.7	26.8
2019	59.6	83.5	23.7
2020	59.6	87.7	21.4

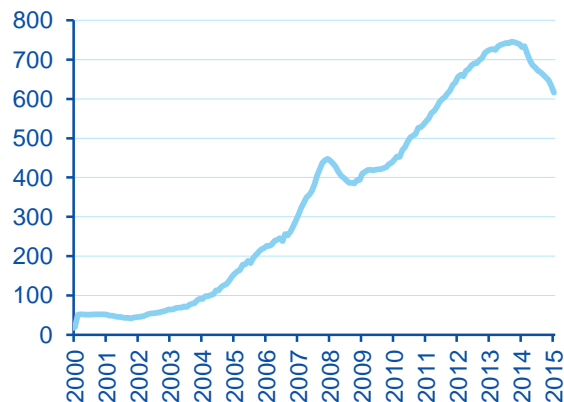
Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

<sup>2</sup> Índice de gerentes de compras

## Arañando el fondo del barril: ajuste adicional en el 1S16

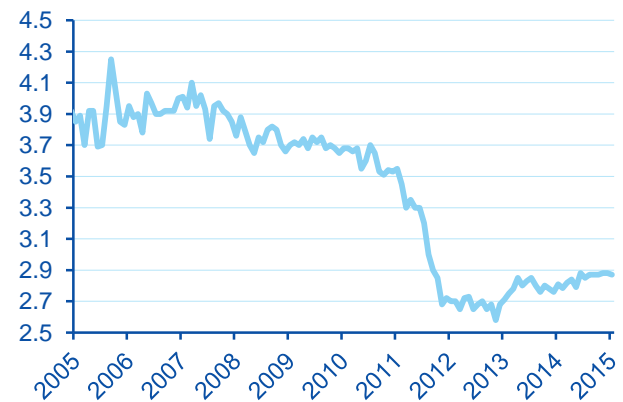
Desde que los precios comenzaron a caer, los contratos de futuros han reevaluado las expectativas persistentemente a la baja en medio de una volatilidad de precios superior a la media, lo que indica una gran incertidumbre sobre el momento en que los precios tocarán fondo y se producirá una inflexión. Estas tendencias reflejan la preocupación por el exceso de oferta, pues la OPEP no muestra ninguna señal convincente de que se vaya a producir un posible recorte en la producción, lo que podría explicarse por dos factores. Por un lado, el costo marginal por barril en Arabia Saudita y otros miembros de la OPEP sigue muy por debajo de 20 \$/barril. Por otro lado, Arabia Saudita, el mayor productor y propietario de las segundas mayores reservas probadas, ha podido absorber el impacto de los bajos precios en su economía mediante una combinación de medidas de austeridad y venta de reservas de divisas. Teniendo en cuenta que las reservas de divisas son todavía elevadas (616 mil millones de dólares, es decir, el 100% del PIB) y que la deuda pública es baja (6.7% del PIB), el país dispone de un amplio margen para soportar un periodo más prolongado de precios del petróleo bajos.

Gráfica 8  
**Arabia Saudita: Reservas de divisas (total menos oro, fin de periodo, miles de millones de USD)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 9  
**Irán: Producción de petróleo (millones de barriles/día)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Las divisiones dentro de la OPEP impiden la posibilidad de acuerdo entre los miembros. El cártel está dividido en dos grupos. El primero incluye países como Venezuela, Nigeria, Irán, Irak y Libia, cuyas maltrechas economías necesitan desesperadamente precios del petróleo más altos. Estos países desearían que los miembros con condiciones económicas más sólidas recortaran la producción. El segundo grupo está compuesto por Arabia Saudita y otros estados del Golfo, que creen que cualquier recorte de la producción deberían compartirlo no solo todos los miembros de la OPEP sino también algunos productores fuera de la OPEP, una condición necesaria para mantener sus cuotas de mercado sin cambios. Sin embargo, algunos países que no pertenecen a la OPEP, como Rusia, que es el segundo mayor productor del mundo, y Brasil, podrían tener dificultades para recortar la producción voluntariamente, pues sus economías se contraen y los ingresos del petróleo son críticos para apoyar la política fiscal contracíclica. No es sorprendente, por tanto, que hayan fracasado los recientes esfuerzos por persuadir a Rusia para que se una al recorte de la producción de la OPEP.

Otra fuente de presiones bajistas sobre los precios está relacionada con la capacidad de Irán para exportar crudo tras el levantamiento de las sanciones como resultado del acuerdo nuclear con el grupo P5+1.<sup>3</sup> El gobierno iraní tiene

<sup>3</sup> Los cinco miembros permanentes del Consejo de Seguridad de la ONU: China, Francia, Rusia, EEUU, Reino Unido; más Alemania.

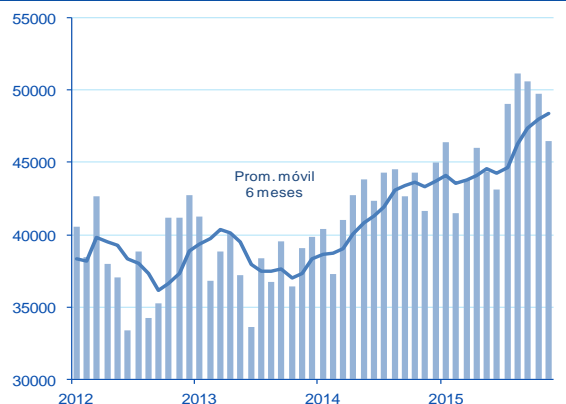
como objetivo volver a la plena capacidad de producción, estimada en cerca de 4 millones de barriles/día, aumentando la producción en 0.5 millones de barriles/día en 2016 y otros 0.5 millones de ahí en adelante. Sin embargo, un crecimiento mayor de la producción llevará tiempo, pues el importante volumen de inversión que se necesita para modernizar una infraestructura deteriorada está limitado por las estrictas condiciones crediticias y el menor apetito de riesgo. Por consiguiente, una estimación más razonable apunta a que la cantidad de petróleo adicional que el país puede inyectar en el mercado mundial a corto plazo está entre 200 mil y 400 mil barriles/día.

Dado que las negociaciones de la OPEP y Rusia están en un callejón sin salida y que se está produciendo la reintegración de Irán al mercado mundial, la atención se vuelca en EEUU, donde la producción ha mostrado un importante grado de solidez. Desde su último nivel máximo de 9.6 millones de barriles/día en junio de 2015, la producción de petróleo de EEUU ha ido disminuyendo gradualmente hasta situarse en 9.1 millones en septiembre y desde entonces se ha estabilizado en 9.2 millones de barriles/día.

Esta solidez puede explicarse por el descenso de los precios de equilibrio en un mercado privado muy competitivo, apoyado por un sólido marco institucional. En algunos casos, los operadores muy apalancados siguen produciendo y vendiendo petróleo para pagar la deuda, mientras que otros recortan los dividendos o aumentan su dependencia de fondos propios en vez de la deuda.

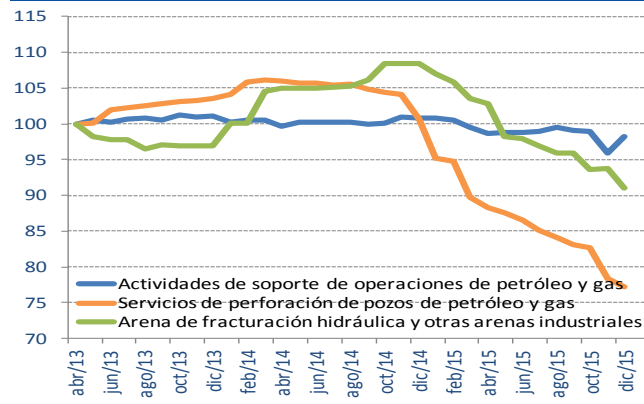
La cobertura también ha desempeñado un papel importante en sostener los niveles de producción. Las empresas cubren la producción para protegerse contra las fluctuaciones de precios. En 2015, una parte importante de la producción de EEUU estaba cubierta, lo que permite a empresas muy endeudadas proteger sus ingresos y seguir pagando la deuda. Poco después de que los precios empezaran a caer, muchas empresas pudieron cubrirse a 90 \$ u 80 \$/barril; sin embargo, como los precios siguieron cayendo, la cobertura se hizo más difícil. Un estudio reciente de IHS indica que los pequeños productores y las empresas de exploración tienen el 47% de su producción de petróleo cubierto a 71 \$/barril, mientras que las empresas de tamaño medio han cubierto el 43% de la producción a 60 \$/barril. Las grandes empresas, con mayores balances, tienen cubierto el 6% de la producción de petróleo a 54 \$/barril.<sup>4</sup>

Gráfica 10  
**Producción marítima de petróleo federal de EEUU (millones de barriles/día, PADD3)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 11  
**Índice de precios al productor de EEUU (tasa anual sin desestacionalizar, enero de 2013 = 100)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

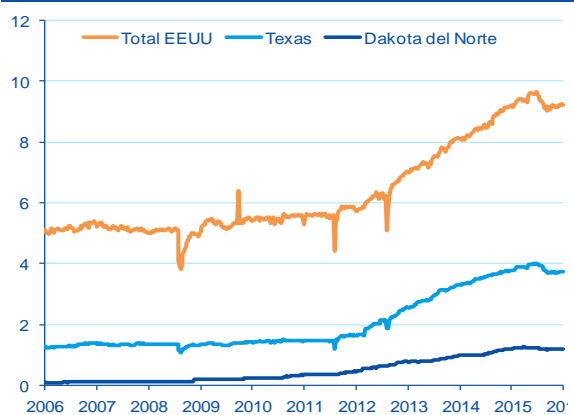
<sup>4</sup> IHS (2016). "North American Oil and Gas Companies Face Difficult Year in 2016 as Strong Hedging Protections Roll Off, IHS Says". Comunicado de prensa, 29 de enero. Disponible en <http://goo.gl/AKivPE>

Además, varios operadores mantienen la producción para mantener la zona, y las empresas utilizan tecnologías avanzadas como imágenes sísmicas en 3D, la perforación de pozos a partir de otros existentes (*pad drilling*) y la fracturación simultánea y consecutiva (técnica "zipper frac") para mejorar la perforación y la finalización. El resultado es que las tasas de producción iniciales han aumentado; sin embargo, no está claro si la mejora de las finalizaciones aumenta o no la recuperación final estimada. Asimismo, algunos productores están implementando la selección cualitativa para potenciar al máximo la productividad de los pozos. De hecho, entre los principales yacimientos de esquisto de EEUU, la producción de pozos nuevos por plataforma petrolífera ha aumentado entre un 12% en Haynesville y un 83% en Utica en los últimos 12 meses.

Los costos variables también se han ajustado con mayor rapidez de lo esperado. Las empresas están cambiando de pozos horizontales a pozos verticales y aprovechando los grandes descuentos de las empresas de servicios, por lo que el número de pozos en espera de finalización se ha incrementado. La combinación de eficacia operativa y condensación de costos ha contribuido a reducir los costos de perforación y finalización en casi un 30%.<sup>5</sup>

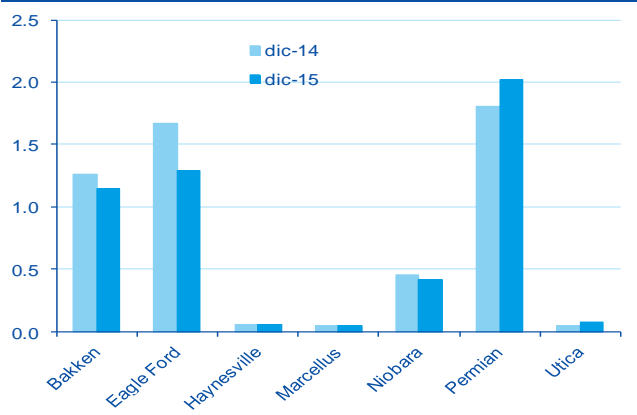
Por otra parte, en diciembre de 2015, la producción creció en los yacimientos de Permian y Utica con respecto al año anterior, pero se contrajo en los yacimientos de Bakken y de Eagle Ford. Es posible que la producción de Permian tarde más en ajustarse debido a que todavía se necesita un mayor desarrollo y empresas que inviertan capital en esta región, donde la superficie no la ostenta totalmente la producción. Además, desde julio de 2015, la producción marítima en el Golfo de México se ha mantenido en torno a 200 mil barriles/día más que un año antes y aumentará todavía más a medida que se pongan en marcha proyectos. En cualquier caso, los precios de equilibrio varían considerablemente entre los distintos yacimientos de esquisto y las distintas empresas, lo que implica unos resultados muy heterogéneos.

Gráfica 12  
EEUU: Producción de petróleo (millones de barriles/día)



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 13  
Producción de petróleo total de EEUU por yacimiento de esquisto (millones de barriles/día)



Fuente: BBVA Research y AIE

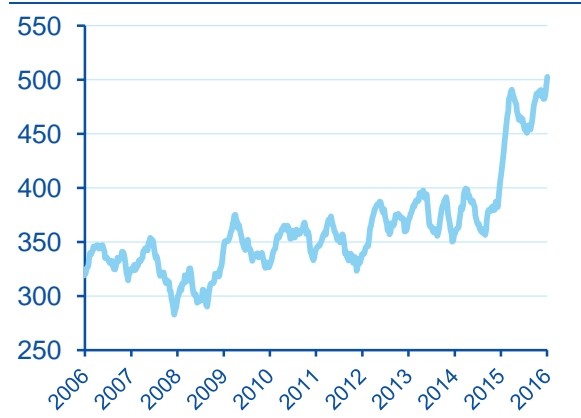
Por el lado de la demanda, las perspectivas de crecimiento global han disminuido a causa de la debilidad de los mercados emergentes y del modesto crecimiento de las economías desarrolladas. En concreto, se prevé que el crecimiento económico de China se desacelerará de 6.9% en 2015 a 6.2% en 2016 y a 5.8% en 2017. Nuestro escenario base presupone un "aterrizaje suave"; sin embargo, las incertidumbres sobre la magnitud y la calidad de la

<sup>5</sup> The Oxford Institute for Energy Studies (2015). "US Shale Oil Dynamics in a Low Price Environment", noviembre. Disponible en: <http://goo.gl/U8g4SX>

desaceleración, y la capacidad del gobierno para manejar el ciclo a través de la política fiscal y monetaria ejercerán probablemente presiones a la baja sobre los precios del petróleo a corto plazo. Dado que el crecimiento más lento de China limita los resultados de los mercados emergentes, también es probable que el crecimiento de la demanda de petróleo de las economías en desarrollo se atenúe.

El efecto combinado de un aumento de la producción y el crecimiento medio de la demanda han llevado a una acumulación importante de inventarios. De hecho, los inventarios de ambos mundos y la proporción de inventarios sobre ventas se sitúan en niveles máximos. El aumento de las existencias globales en los últimos 12 meses ha sido impulsado por países no pertenecientes a la OCDE y por EEUU, que han contribuido con ganancias de casi el 50% y el 26%, respectivamente. Si continúa el exceso de oferta, continuarán también las presiones bajistas sobre los precios. Estas fuerzas podrían ser significativas ya que la capacidad de almacenamiento, que creció con brío durante el superciclo, todavía está lejos de llegar a su límite.

Gráfica 14  
**Existencias de petróleo en EEUU excluidas las reservas estratégicas (fdp, millones de barriles)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Cuadro 2  
**Crecimiento del PIB real (variación % a/a)**

	Estimaciones	Proyecciones	
	2015	2016	2017
<b>Rusia</b>	-3.7	-1.0	1.0
<b>China</b>	6.9	6.2	5.8
<b>India</b>	7.4	7.6	8.0
<b>Brasil</b>	-3.8	-3.0	1.3
<b>Sudáfrica</b>	1.3	0.7	1.8

Fuente: BBVA Research, FMI, y Haver Analytics

## Un despertar no tan crudo: ¿habrá precios más elevados en el 2S16 y en 2017?

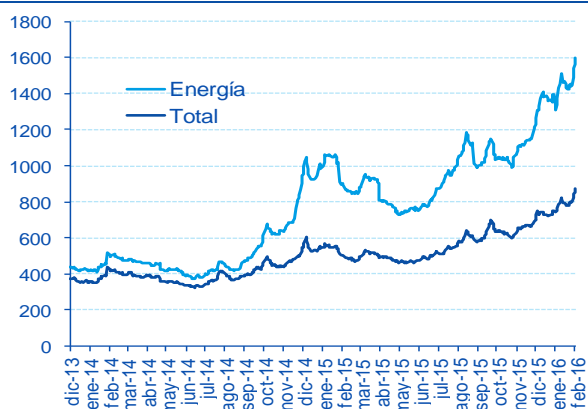
Aunque prevemos que los precios seguirán cayendo en el 1S16, es probable que se produzca un repunte en el 2S16 y a lo largo de 2017. Esta perspectiva presupone que la producción de EEUU seguirá disminuyendo. La rápida reducción de las plataformas petrolíferas activas indica que la producción de crudo de EEUU podría caer en aproximadamente 1 millón de barriles/día en los próximos 12 meses. De esta forma se recortaría una parte sustancial del exceso de oferta en el mercado, que en la actualidad se calcula que está entre 1.5 y 1.8 millones de barriles/día. En 2015, la inversión fija privada real de EEUU en exploración minera y pozos se contrajo 35%, es decir, 47.3 mil millones de dólares menos que en 2014. Es probable que esta tendencia continúe en 2016 a medida que las empresas de petróleo y gas reduzcan aún más el CAPEX para responder a las presiones sobre la rentabilidad. Como porcentaje del PIB, el CAPEX del sector de petróleo y gas de EEUU cayó 1.5% en 2015, hasta la cifra más baja desde 2008.

La producción de EEUU también se verá afectada por el creciente número de quiebras de empresas independientes pequeñas y medianas muy apalancadas y con activos de baja calidad. En 2015, 41 empresas se declararon en quiebra, con una deuda total estimada de 16.7 mil millones de dólares.<sup>6</sup> Además, el entorno con más aversión al

<sup>6</sup> Oil&Gas360 (2015). "Oil and Gas Bankruptcy Climbs to More than \$16 Billion in 2015", 23 de diciembre. Disponible en <http://goo.gl/u2wqX5>

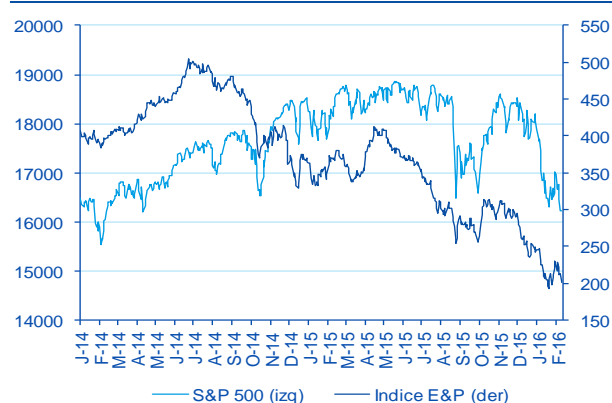
riesgo, que se refleja en normas crediticias más estrictas para el financiamiento del petróleo y gas afectará a los agentes de mayor tamaño. Según la encuesta sobre préstamos bancarios, el 85% de los encuestados consideraron que el ajuste de las políticas de suscripción sobre nuevos préstamos o líneas de crédito que se ha efectuado en el sector de petróleo y gas fue algo importante o muy importante.<sup>7</sup> El Programa *Shared National Credit* reveló que aproximadamente 34.2 mil millones de dólares de las garantías del sector de petróleo y gas (préstamos sindicados de al menos 20 millones de dólares) se consideraron "clasificados" (lo que significa que los activos fueron calificados como subestándar, dudosos o pérdidas). Eso supone el 15% de las garantías clasificadas.<sup>8</sup>

Gráfica 15  
**Bonos de alto rendimiento (diferenciales ajustados de las opciones con respecto al BT10A)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 16  
**S&P 500 Composite (cap. de mercado, miles de millones de dólares)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Los informes de llamadas recientes indican que algunos bancos grandes están aumentando los fondos de cobertura y reduciendo las líneas de crédito a medida que cae la restitución de las reservas y los precios futuros caen por debajo de las bases de endeudamiento. Además, las agencias calificadoras han seguido rebajando la calificación de las empresas de petróleo y gas a un ritmo acelerado, lo que alimenta la inquietud en un momento de incertidumbre en cuanto a que las sindicaciones sean capaces de cubrir las necesidades de capital circulante y cuando un gran volumen de coberturas deben renovarse en el 1S16. Las estimaciones con respecto a EEUU indican que solo el 14% y el 2% de la producción estará protegido en 2016 y 2017, respectivamente.<sup>9</sup> No obstante, el porcentaje de protección de la producción tiende a ser más alto para los agentes de menor tamaño que para las empresas más diversificadas, y hasta ahora no hay pruebas de que las grandes empresas independientes se estén hundiendo. Dicho de otro modo, aunque los datos actuales indican un impacto manejable debido a condiciones financieras más ajustadas, la preocupación por un efecto a gran escala y por el contagio más allá del sector de petróleo y gas sigue en aumento.

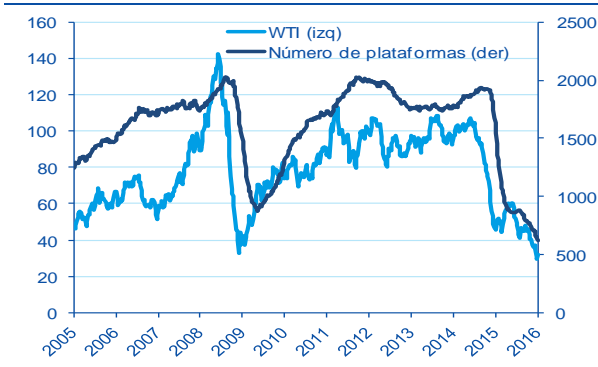
<sup>7</sup> Reserva Federal (2015). Senior Loan Officer Opinion Survey on Bank Lending Practices, abril. Disponible en <http://goo.gl/E4GT75>

<sup>8</sup> Reserva Federal (2015). Shared National Credits Program Review, noviembre. Disponible en <http://goo.gl/Odli4Y>

<sup>9</sup> IHS, *Op. Cit.*

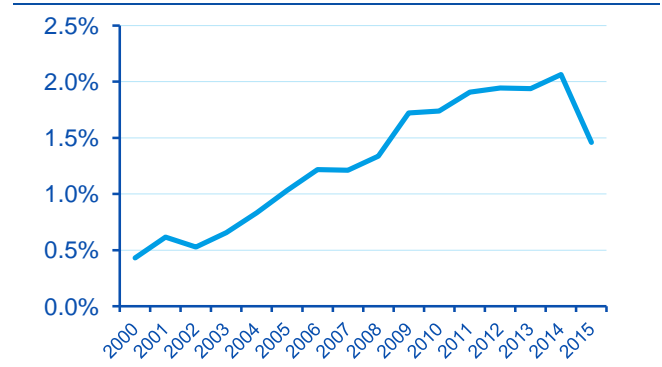


Gráfica 17  
**Recuento de plataformas activas en EEUU y WTI (unidades y dólares/barril)**



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 18  
**EEUU: Inversiones de capital en petróleo y gas (porcentaje del PIB)**

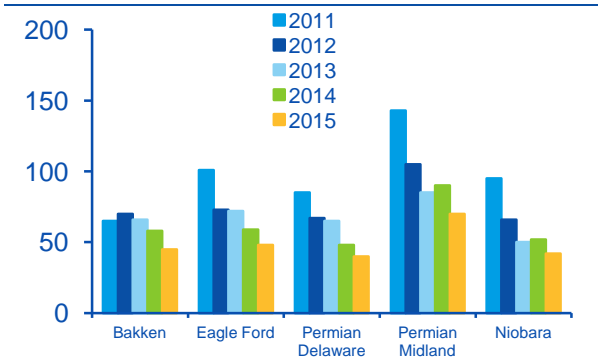


Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

La producción global también podría reducirse si la OPEP recorta la producción o si convence a Rusia de hacer lo mismo; sin embargo, a fecha de hoy, no hay pruebas de que algo así vaya a ocurrir. Además, es poco probable que los productores de menor tamaño recorten también la producción por su cuenta como parte de un acuerdo más amplio si no ven una mejora en su rendimiento económico.

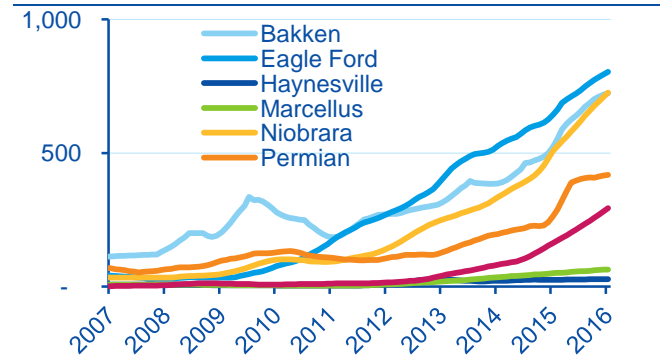
No obstante, aunque presupongamos un ajuste más profundo en la producción de EEUU o un recorte más fuerte en la producción de la OPEP, el potencial alcista será limitado. En primer lugar, si Arabia Saudita y sus socios quieren mantener o ganar cuota de mercado, tendrán que mantener los precios en el nivel de equilibrio de los productores con altos costos o por debajo del mismo. Esto tendría que prolongarse durante bastante tiempo para evitar que los productores con altos costos vuelvan al mercado tan pronto como se recuperen los precios. En segundo lugar, dado el elevado número de pozos que esperan su finalización y el avanzado nivel que ha logrado el sector del esquisto en EEUU durante los últimos 15 años, las empresas podrían revitalizar la producción rápidamente, de modo que se frenarían las presiones alcistas sobre los precios. Los precios más elevados también incrementarán el atractivo financiero de proyectos petroleros ajustados, lo que en combinación con tasas de rentabilidad más altas y tiempos de retorno más cortos, podría desencadenar un flujo de inversiones considerable. En tercer lugar, las perspectivas de desaceleración del crecimiento económico podrían contrarrestar cualquier subida provocada por el ajuste de la oferta.

Gráfica 19  
**Precios de equilibrio de los principales yacimientos de esquisto de EEUU (\$/barril)**



Fuente: NASWellData y Rystad Energy

Gráfica 20  
**Producción de pozos nuevos por plataforma petrolífera (barriles/día)**

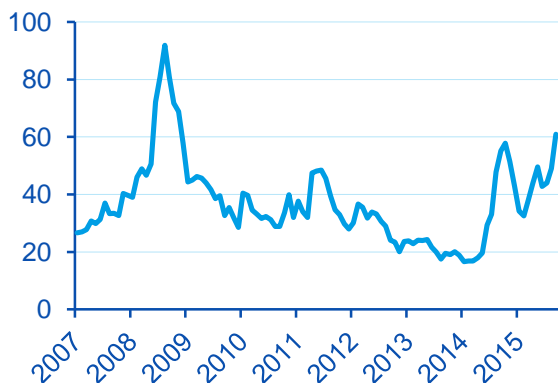


Fuente: BBVA Research y AIE

### Un futuro fracturado: la gran incertidumbre

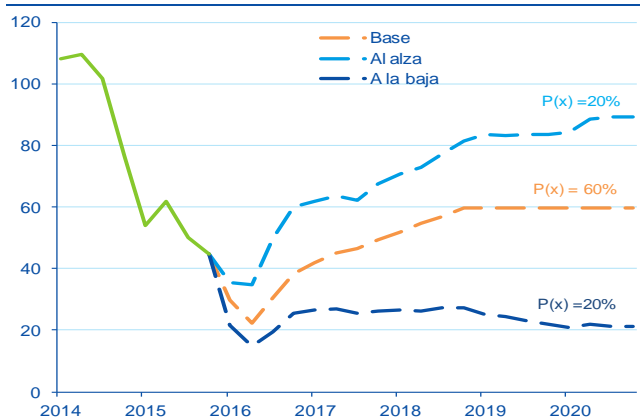
A pesar de las recientes tendencias, las perspectivas siguen siendo muy inciertas. Por ejemplo, el índice de volatilidad del petróleo crudo, que mide las expectativas del mercado en cuanto a la volatilidad de los precios del petróleo en 30 días, está en su nivel más alto de los últimos siete años. Por otro lado, el intervalo de confianza del 95% de los futuros del petróleo para diciembre de 2016 va de 19 \$/barril a 85 \$/barril, y se amplía de 18 \$/barril a 105 \$/barril para diciembre de 2017. Asimismo, nuestros escenarios reflejan una gran incertidumbre. Los precios podrían repuntar rápidamente si la OPEP decide recortar drásticamente la producción, la producción de EEUU se desploma, el sector no puede recuperarse y sufre una ola masiva de quiebras y la desaceleración de la economía mundial resulta más suave de lo esperado. Por el contrario, los precios podrían caer más si se hace realidad un "aterrizaje brusco" de la economía china, la OPEP aumenta la producción y los productores de EEUU impulsan la producción hasta lograr nuevos máximos históricos. Estos escenarios excluyen los choques geopolíticos y las catástrofes naturales, pues dichos acontecimientos son impredecibles y es muy complejo incorporarlos en modelos estándar; además, su impacto tiende a desaparecer después de un breve periodo de tiempo.

Gráfica 21  
Índice de volatilidad del petróleo de la CBOE



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 22  
Escenarios de precios del petróleo (Brent, \$/barril)



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

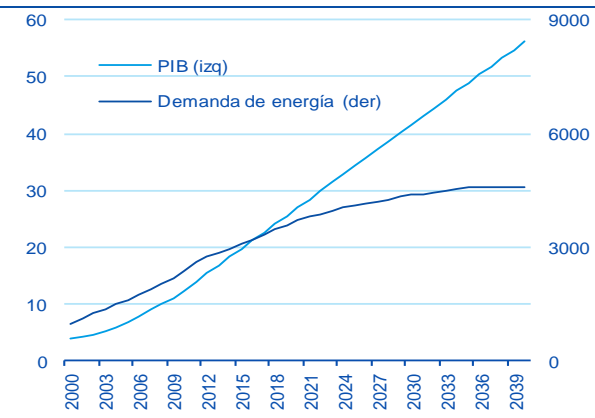
### Extrayendo un nuevo equilibrio

Según nuestro análisis, el nuevo ciclo se caracterizará por un nuevo nivel de precios de equilibrio más bajo. Por el lado de la oferta, la creciente competencia de productores fuera de la OPEP seguirá debilitando el papel de dicha organización como estabilizador de precios. Una mayor competencia fomentará la innovación, lo que podría bajar los precios de equilibrio y hacer a los productores con altos costos más competitivos en el futuro. En los últimos 35 años, el tiempo medio entre el descubrimiento de un yacimiento petrolífero y la producción ha caído de 10 a 3 años, mientras que la producción de pozos nuevos por plataforma ha aumentado más de diez veces en los últimos ocho años. Al mismo tiempo, los productores han podido elevar la extracción a niveles que eran impensables hace solo unos años. Un ejemplo de potenciador de la productividad es la tecnología plasma-pulso, que potencia al máximo la recuperación del petróleo utilizando un arco de plasma de alta energía en vez de inyectar fluidos a alta presión para estimular el yacimiento. Esta tecnología es más eficiente y una opción más respetuosa con el medio ambiente que otras técnicas tradicionales. El uso de acelerómetros a pequeña escala, Resbots, técnicas de registro durante la perforación (LWD), rayos gamma y medidores de resistividad contribuyen a reducir los costos de perforación al

interpretar los datos recopilados y hacer que la exploración sísmica sea redundante. Además, tecnologías como la inyección de agua de baja salinidad permiten que los pozos antiguos sigan siendo económicamente viables durante más tiempo, mientras que las innovaciones de captura y almacenamiento de carbono, las cortinas de burbujas y el ESEIEH<sup>10</sup> ayudan a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, los costos económicos, la contaminación acústica y el impacto medioambiental. Por último, los modelos de helicópteros sumergibles, las tuberías flexibles y las nuevas técnicas de aislamiento ayudan a evitar fracturas y fatigas del metal y a mejorar la seguridad en general.

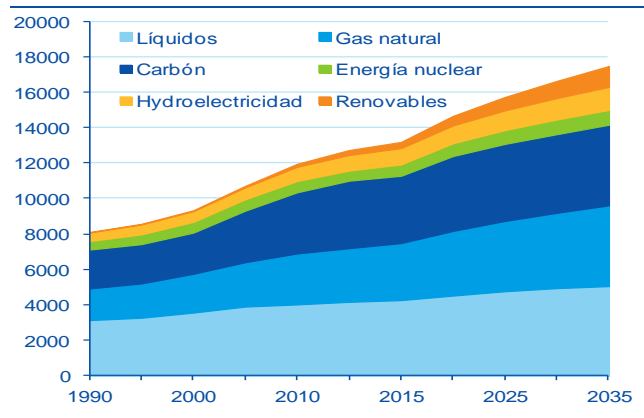
Los avances tecnológicos han hecho que el concepto de "pico petrolero", es decir, el momento hipotético en que la producción alcanza su nivel máximo a partir del cual entra en declive hasta el agotamiento, sea menos relevante en un mundo en que siguen descubriéndose reservas y la extracción es cada vez más viable. Las nuevas tecnologías han permitido perforar a 400 Km. desde la costa y hasta profundidades de más de 3 mil metros, aunque a costos muy elevados; sin embargo, a medida que estas tecnologías se hagan más viables desde el punto de vista económico, el volumen de producción potencial de petróleo aumentará considerablemente. Solo en EEUU las reservas de crudo y condensados han aumentado durante seis años consecutivos y superan los 39 mil millones de barriles, el nivel más alto desde 1972. Además, la revolución del esquisto en EEUU ha demostrado que un entorno más competitivo fomenta la innovación para mejorar la productividad y permitir el acceso a recursos que antes no estaban disponibles. Cuando estas tecnologías se exporten a otros países y provoquen nuevos *booms* de esquisto, la producción mundial será más resistente y elástica.

Gráfica 23  
China: PIB y demanda de energía (billones de \$ PPA y millones de toneladas equivalentes de petróleo)



Fuente: BBVA Research, FMI y AIE

Gráfica 24  
Consumo energético mundial por combustible (millones de toneladas equivalentes de petróleo)



Fuente: BP Energy Outlook 2035

Por el lado de la demanda, los mercados emergentes seguirán siendo el motor de la demanda de petróleo. Sin embargo, a medida que China pase de una economía impulsada por la inversión a una economía impulsada por el consumo y se desarrolle más, aumentará la eficacia en el transporte y en la actividad comercial e industrial, como ha sucedido en los países desarrollados. Según la Agencia Internacional de la Energía, la demanda energética de China empezará a desvincularse del PIB a finales de esta década y se estabilizará en cerca de 4 mil millones de toneladas equivalentes de petróleo en 2040.<sup>11</sup> Esta divergencia hará bajar la proporción de energía-PIB, lo que implica mayor eficiencia energética, pues no se requerirá tanta energía como antes por cada punto porcentual adicional de

<sup>10</sup> Enhanced Solvent Extraction Incorporating Electromagnetic Heating

<sup>11</sup> Agencia Internacional de la Energía (2015). "World Energy Outlook", noviembre. Disponible en: <http://goo.gl/H1B6Ht>

crecimiento económico. Otros países en desarrollo que están en transición pasarán por el mismo proceso, aunque en un momento y a un ritmo diferentes. Por el contrario, el crecimiento económico del mundo desarrollado se mantendrá por debajo de la media, en un entorno de continuas mejoras de la eficiencia energética y otras transformaciones estructurales, lo que limitará el ritmo de consumo de petróleo. En última instancia, la demanda de petróleo mundial se cubrirá con mayor facilidad y no es probable que genere desequilibrios importantes como ocurrió durante el superciclo.

Por último, los precios del petróleo se enfrentan a presiones bajistas que proceden de dos frentes principales: las políticas dirigidas a frenar el cambio climático y los cambios tecnológicos que reducen el costo de fuentes de energía alternativas. Los compromisos para reducir las emisiones de CO2 en la atmósfera, personificados en el acuerdo sin precedentes al que se llegó en la Conferencia de la ONU sobre el Cambio Climático de 2015, promoverán la inversión de cantidades importantes para aumentar la cuota de las energías renovables en la mezcla energética mundial. Estas inversiones, junto con los incentivos fiscales y normativas medioambientales más rígidas en todo el mundo, prometen incrementar la competitividad en costos de las energías limpias con respecto a los combustibles fósiles. La rápida adopción de la tecnología por parte de los mercados emergentes podría hacer que tuvieran una transición relativamente rápida a fuentes energéticas eficientes y renovables aunque los precios del petróleo se mantengan bajos durante un periodo de tiempo prolongado. Aunque la incertidumbre es elevada, estas tendencias conllevarían un nuevo precio de equilibrio más bajo para el petróleo.

### Energía más allá del barril

Nuestro escenario central presupone que el entorno de precios del petróleo bajos continuará durante algún tiempo, seguido de un aumento moderado a medida que se ajusten los niveles de producción. En un horizonte a más largo plazo, es probable que los precios estén por encima de los niveles actuales. Sin embargo, el nuevo equilibrio ha cambiado a la baja con respecto al superciclo, pues entran en juego las dinámicas de unas expectativas de crecimiento de la demanda más bajas y unos precios de equilibrio más bajos. Este es un nuevo paradigma en que la oferta de hidrocarburos es abundante y accesible, pero la demanda se dirige a varias fuentes; no obstante, como ha sucedido siempre, la incertidumbre continúa siendo elevada.

Las necesidades energéticas del mundo no solo son enormes, sino también complejas. Por un lado, se necesitan enormes cantidades de energía barata para apoyar el crecimiento económico de los países en desarrollo, donde se prevé el mayor crecimiento demográfico. Sin embargo, a medida que el impacto del cambio climático se agudice más y los gobiernos y organismos privados de todo el mundo se lo tomen más en serio, la necesidad de una energía "limpia y barata" ya no será una opción sino algo imprescindible. Los hidrocarburos solo encajan en el lado "barato" de la ecuación. Las energías renovables, por otro lado, son limpias, pero todavía no son una alternativa rentable para el desarrollo económico, y aún más si los precios del petróleo se mantienen bajos. En este nuevo paradigma, el petróleo seguirá siendo necesario, pero se reducirá su cuota en la mezcla energética total.

#### AVISO LEGAL

Este documento ha sido preparado por el Servicio de Estudios Económicos del BBVA de EEUU del Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) en su propio nombre y en nombre de sus filiales (cada una de ellas una compañía del Grupo BBVA) para su distribución en los Estados Unidos y en el resto del mundo, y se facilita exclusivamente a efectos informativos. En EEUU, BBVA desarrolla su actividad principalmente a través de su filial Compass Bank. La información, opiniones, estimaciones y previsiones contenidas en este documento hacen referencia a su fecha específica y están sujetas a cambios que pueden producirse sin previo aviso en función de las fluctuaciones del mercado. La información, opiniones, estimaciones y previsiones contenidas en este documento han sido recopiladas u obtenidas de fuentes públicas que la Compañía estima exactas, completas y/o correctas. Este documento no constituye una oferta de venta ni una incitación a adquirir o disponer de interés alguno en valores.