

La cuenca Permian y el aumento en la producción de petróleo crudo estadounidense

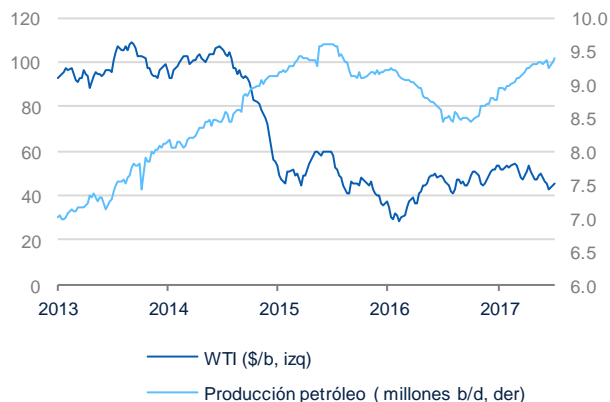
Marcial Nava

20 Julio 2017

Introducción

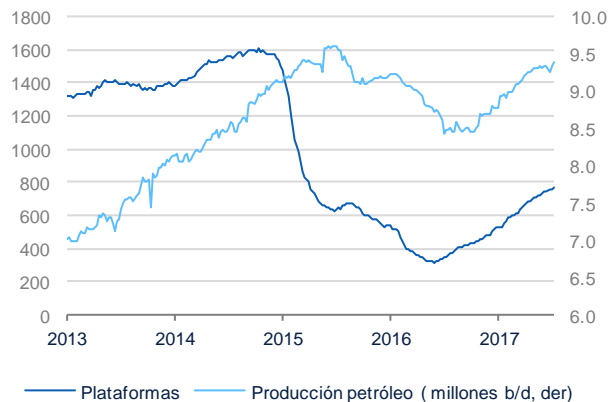
La producción de petróleo crudo estadounidense continúa aumentando, lo que dificulta los esfuerzos desplegados por la OPEP y sus socios para estabilizar el mercado a través de recortes en la producción. Tras tocar suelo en julio de 2016, la producción estadounidense ha repuntado en 969,000 barriles/día (b/d) a 9.4 millones de b/d el 7 de julio de 2017.¹ A ese ritmo, la producción podría sobrepasar su anterior máxima de 9.6 millones de b/d en algún momento de este año. Ello se produciría en un entorno de precios más bajos. De hecho, la última vez que la producción alcanzó los 9.6 millones de b/d (junio de 2015) los precios del petróleo WTI promediaban 56 USD/b. En cambio, si la producción alcanzara los 9.6 millones de b/d en los próximos meses, muy probablemente lo haría con el petróleo WTI a un precio de entre 45 USD/b y 50 USD/b. La finalidad del presente informe es analizar la naturaleza del actual rebote en la producción de petróleo crudo estadounidense.

Gráfica 1: Precios del petróleo y producción de petróleo crudo en EEUU



Fuente: BBVA Research con datos de la EIA

Gráfica 2: Número de plataformas petroleras activas y producción de petróleo crudo en EEUU



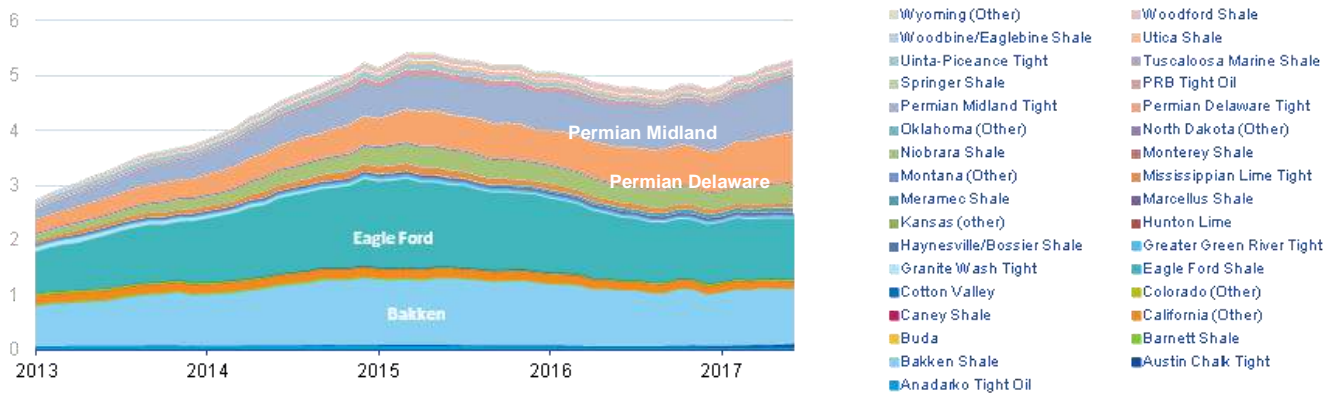
Fuente: BBVA Research con datos de la EIA

Eficiencia ante la adversidad

Alrededor de tres cuartas partes del rebote en la producción de petróleo crudo se produjo en yacimientos terrestres, principalmente en la cuenca Permian. Ubicada en la región occidental de Texas y en el sudeste de Nuevo México, las subcuencas Permian Midland y Permian Delaware generaron 93% del incremento neto en la producción de petróleo de esquisto entre julio de 2016 y mayo de 2017, según los datos recopilados por Rystad Energy.

1: Fuente: Administración de Información Energética (EIA)

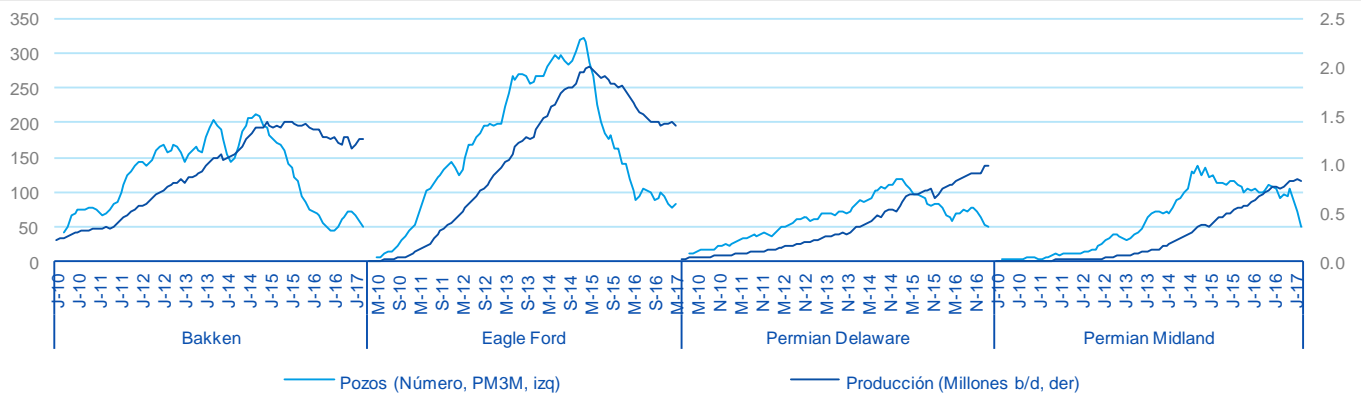
Gráfica 3. Producción de petróleo ligero estadounidense por zonas de esquisto (millones b/d)



Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy. Los datos de 2017 están sujetos a variación conforme se vaya disponiendo de nueva información.

¿Qué hace tan especial a la cuenca Permian? Principalmente, su geología. La cuenca Permian está compuesta por una serie de zonas "apiladas". Esto significa que en un único pozo puede extraer petróleo de distintos estratos de roca en diferentes zonas geológicas.² Aunque la región lleva produciendo petróleo durante décadas, la reciente aplicación de la fracturación hidráulica y la perforación horizontal ha reavivado su potencial. Este hecho, unido a la capacidad de refinación local, a su proximidad a las refinerías de la Costa del Golfo y a las infraestructuras de oleoductos existentes, ha convertido a la cuenca Permian en la "región de moda" en el sector del petróleo y el gas. Así, no sorprende que la producción se haya triplicado desde 2008. Actualmente, la región concentra alrededor de 40% del total de pozos horizontales activos y 33% de la producción de petróleo crudo en los 48 estados más al sur. Más de la mitad de las plataformas petroleras activas en las siete regiones de esquisto más productivas están ubicadas en la cuenca Permian. Su excepcionalidad se manifestó tras el colapso de los precios del petróleo a mediados de 2014. En la Gráfica 4 se muestra que, al revés que en Bakken y Eagle Ford —las dos mayores regiones productoras junto con la cuenca Permian— la producción de las subcuenas Permian Delaware y Permian Midland no se redujo en ningún momento. Además, las cifras de producción de la cuenca Permian contrastan con la evolución de los pozos activos horizontales, que continúan cayendo según los datos de Rystad.

Gráfica 4. Número de pozos horizontales activos y producción de petróleo crudo

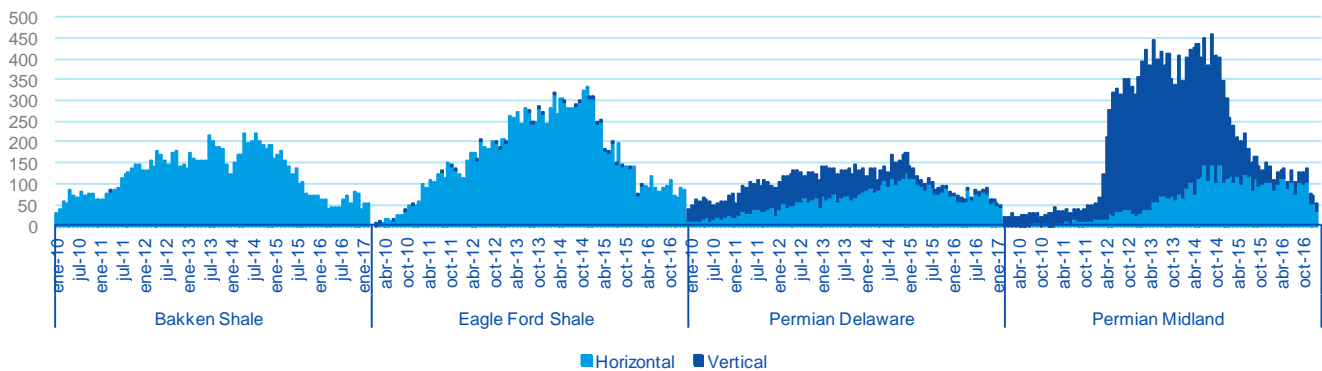


Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy. Los datos de 2017 están sujetos a variación conforme se vaya disponiendo de nueva información.

2: Chevron. "The Permian Basin. American Energy Powerhouse." <https://www.chevron.com/projects/permian>

Una explicación para el continuo incremento en la producción de petróleo crudo en la cuenca Permian es su número marcadamente superior de pozos verticales en comparación con Bakken y Eagle Ford, donde los pozos son mayoritariamente horizontales. Los pozos verticales son menos costosos de desarrollar, lo que les convierte en una alternativa viable durante períodos de precios bajos. Asimismo, los pozos verticales presentan tasas de reducción de producción más lentas que los pozos horizontales, y no es preciso construir tantos pozos nuevos para compensar las reducciones de producción en las instalaciones antiguas.³ Además, la aplicación con éxito de técnicas de recuperación, como la inyección de agua y de dióxido de carbono, impulsó la productividad de estos pozos.

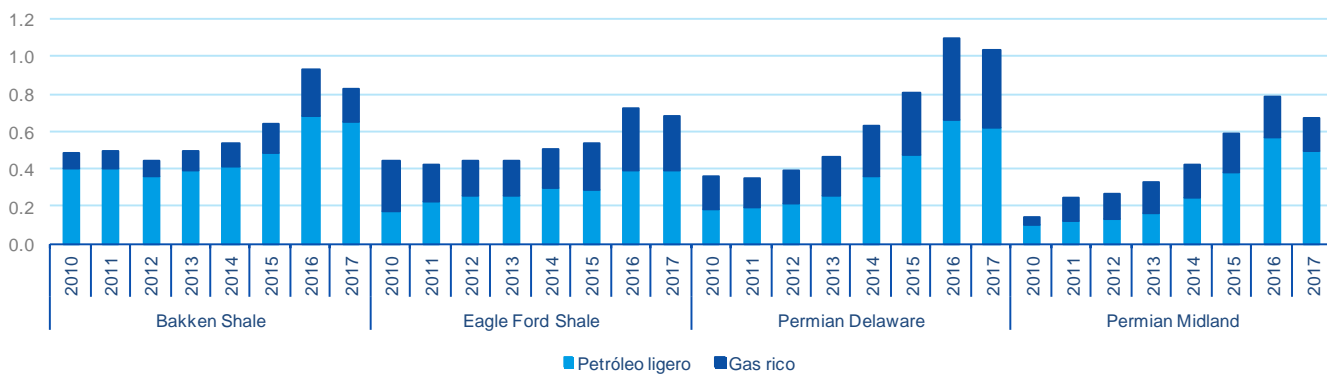
Gráfica 5. Número de pozos activos



Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy. Los datos de 2017 están sujetos a variación conforme se vaya disponiendo de nueva información.

Por su parte, aunque la cuota de pozos verticales se redujo, la producción continuó aumentando, lo que sugiere que los pozos horizontales restantes incrementaron su productividad. Las tasas de potencial total estimado (EUR, por sus siglas en inglés) de los pozos, esto es, la cantidad de petróleo y gas que puede extraerse al final de la vida productiva del pozo, han crecido exponencialmente desde 2010 tanto en la subcuenca Permian Midland como en la de Delaware, superando el EUR promedio de Eagle Ford y, en el caso de Delaware, igualando el EUR promedio de Bakken.

Gráfica 6. Potencial total estimado de los pozos (millones de barriles de petróleo equivalente)

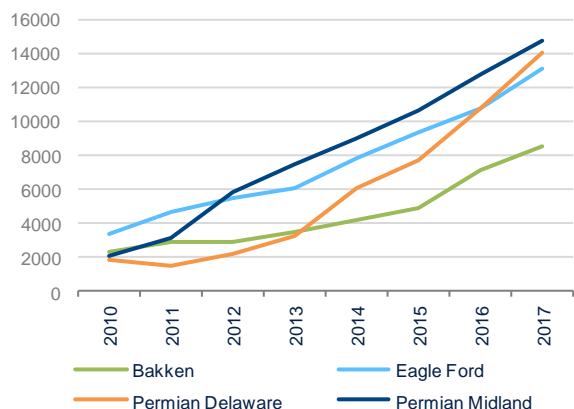


Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy. Los datos de 2017 están sujetos a variación conforme se vaya disponiendo de nueva información.

3: Administración de Información Energética (EIA). "Initial production rates in tight oil formations continue to rise." Today in Energy. 11 Febrero 2016.

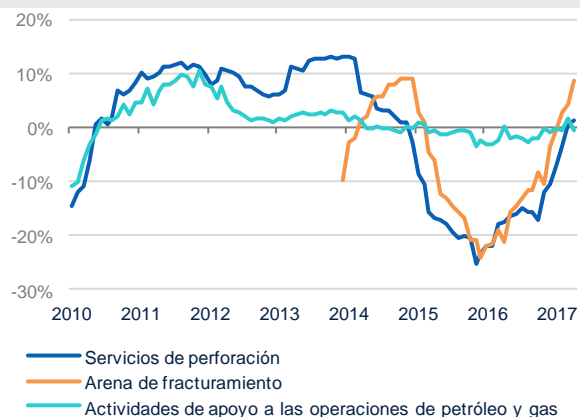
Varios factores explican las ganancias de productividad en el pozo horizontal medio en el actual entorno de bajos precios. Aunque estos factores no son exclusivos de la cuenca Permian, han venido a sumarse a las ventajas comparativas de la región, contribuyendo a potenciar su atractivo. Entre ellos se encuentra la aplicación sistemática de la "selección cualitativa", esto es, el proceso de seleccionar y desarrollar los activos más rentables, al tiempo que se mantiene un inventario de pozos excavados sin finalizar que se retomarán cuando los precios suban. El empleo de esta técnica requiere un profundo conocimiento de las características geológicas y geofísicas de la superficie por parte de los operadores. Dado que el desarrollo de este conocimiento conlleva unos cuantiosos gastos en sofisticados estudios sísmicos, los beneficios de la selección cualitativa suelen cosecharse en su mayor parte por grandes empresas que disponen de amplios recursos y diversas alternativas entre las que escoger. Otro factor detrás de las ganancias de productividad constatadas es la drástica reducción en el costo de los servicios para yacimientos petrolíferos y agentes de sostén, como la arena de fracturamiento. En la Gráfica 7 se muestra que la intensidad de los agentes de sostén ha seguido una tendencia alcista, que se acentuó desde 2014 en la subcuenca Permian Delaware. La utilización de mayores cargas de agentes de sostén facilita la extracción de petróleo y mejora el rendimiento general de los pozos.

Gráfica 7: Intensidad de uso de agentes de sostén por pozo (en miles de libras)



Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy. Los datos de 2017 están sujetos a variación conforme se vaya disponiendo de nueva info.

Gráfica 8: PPI (variación anual; diciembre de 2012 = 100)

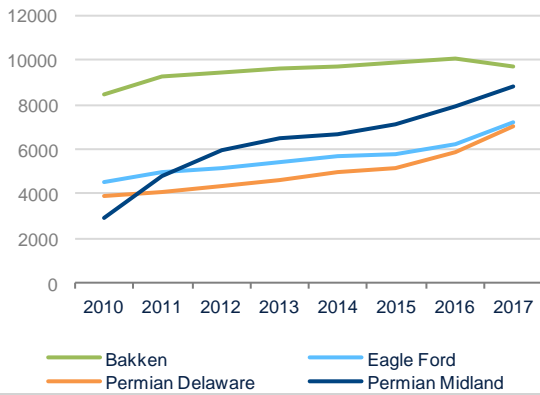


Fuente: BBVA Research con datos de BLS

La adaptación a un entorno de precios bajos también ha incluido una buena dosis de tecnología. Los operadores han podido utilizar vías laterales más largas, lo que les permite maximizar la extracción en una única ubicación sin tener que perforar nuevos pozos. La longitud promedio de las vías laterales en las cuatro regiones analizadas ha pasado de 3,700 pies (1,200 metros) en 2010 a 6,669 (algo más de 2 mil metros) en 2016. El empleo de vías laterales de 10 mil pies (3 mil metros) o más es cada vez más frecuente. Además, actualmente la posición de las fracturaciones a lo largo de las vías laterales puede optimizarse, en lugar de realizarlas a intervalos estándar.⁴ Asimismo, la movilidad de las plataformas petroleras ha facilitado la realización de taladrado, reduciendo así el tiempo de perforación. Otras innovaciones, como un equipo más potente (taladros, sensores, bombas, etc.) y mejoras logísticas también han contribuido a reducir los costos de perforación.

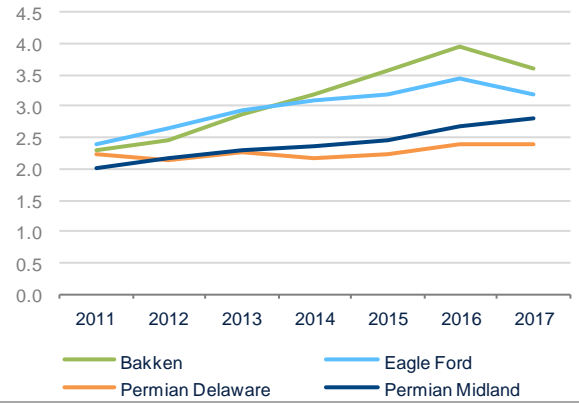
4: Curtis, Trisha. "Unravelling the U.S. Shale Productivity Gains." The Oxford Institute for Energy Studies. WPM 69. Noviembre, 2016

Gráfica 9: Longitud promedio de las vías laterales por pozo horizontal (pies)



Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy. Los datos de 2017 están sujetos a variación conforme se vaya disponiendo de nueva info.

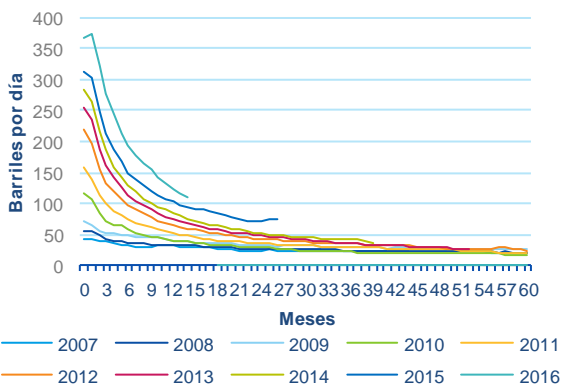
Gráfica 10: Promedio de pozos por "pad"



Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy. Los datos de 2017 están sujetos a variación conforme se vaya disponiendo de nueva info.

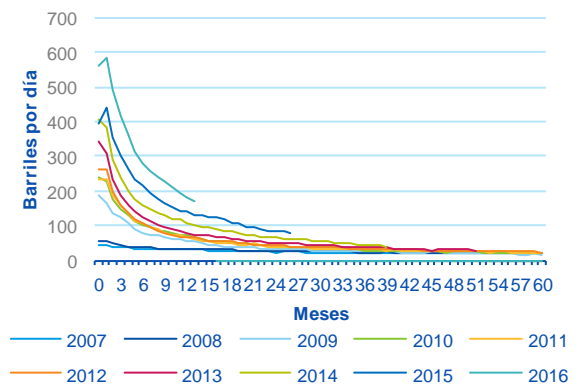
Conforme la tecnología y los métodos de perforación van mejorando, los operadores van siendo capaces de extraer más petróleo durante los primeros meses de funcionamiento del pozo. La producción diaria promedio ha mejorado a lo largo del país y de los años, lo que significa que los pozos que se están perforando hoy son más productivos que los de años anteriores. El aumento de las tasas de producción inicial ha permitido que las empresas generen flujos de caja positivos en menos tiempo, lo que aumenta sus probabilidades de supervivencia en entornos de precios del petróleo más bajos. En 2016, las tasas de producción inicial de la cuenca Permian (gráfica 12) fueron superiores a la media nacional (gráfica 11). Aunque la evolución global de la producción inicial parece estar determinada por factores estructurales, las cifras de 2016 también estuvieron influidas por los efectos de la selección cualitativa, ya que las empresas desarrollaron únicamente los pozos más productivos, dejando de lado aquellos con menores tasas de producción inicial. Si estos pozos fueran puestos en producción, la tasa de producción inicial promedio sería inferior a la que reflejan los datos.

Gráfica 11: Producción diaria promedio por pozo horizontal (EEUU)



Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy

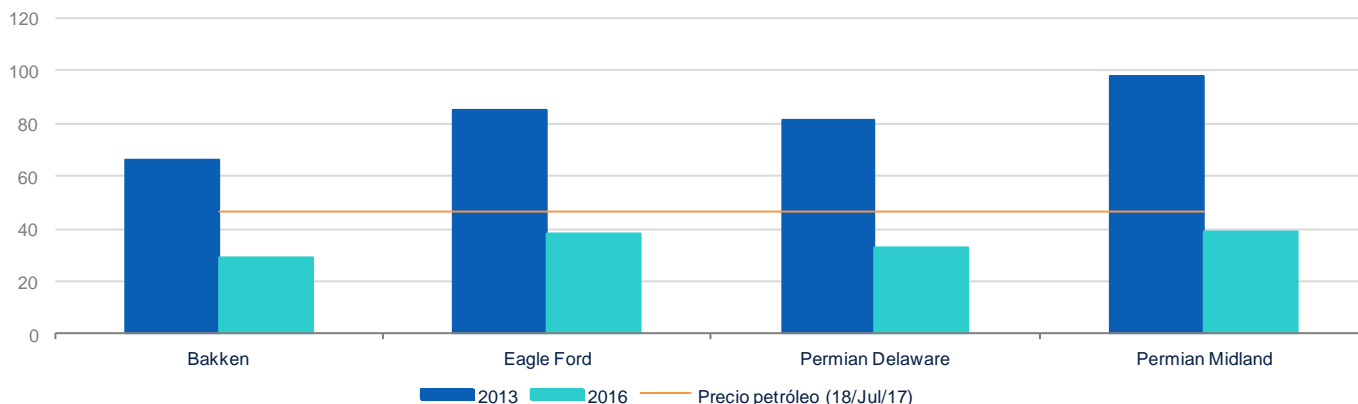
Gráfica 12: Producción diaria promedio por pozo horizontal (cuenca Permian)



Fuente: BBVA Research con datos de Rystad Energy

Todas las tendencias anteriormente señaladas han generado precios de equilibrio menores, que se mantienen en niveles holgadamente inferiores a los precios al contado (gráfica 13). De las cuatro regiones analizadas, tanto las subcuencas Permian Midland como Delaware han registrado los mayores descensos en los precios de equilibrio, 39 USD/barril y 33 USD/barril, respectivamente.⁵ Esto constituye una caída del 60% en tres años, así como una contracción en la dispersión de los precios de equilibrio.

Gráfica 13. Precios de equilibrio (USD por barril)



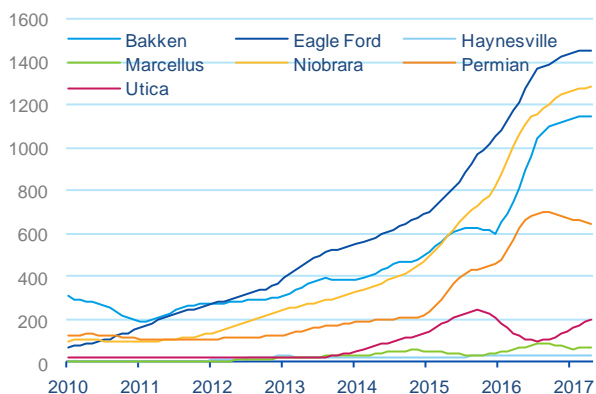
Fuente: BBVA Research con precios de equilibrio de Rystad Energy empleados en Mlada, Sona. "North American Shale Breakeven Prices: What to Expect from 2017?" Oil & Gas Financial Journal. Febrero de 2017. Páginas 16-18.

¿En qué medida es sostenible el rebote en la producción de Estados Unidos?

Por una parte, frente al optimismo exhibido por los productores, las empresas de servicios para yacimientos petrolíferos y los proveedores de agentes de sostén se han cuestionado la calidad del rebote en la producción, argumentando que no ha habido una innovación o avance tecnológico significativo detrás del mismo, sino simplemente una caída drástica de los costos de producción. Esto implicaría que la respuesta de los operadores a la bajada de los precios del petróleo fue principalmente cíclica. En consecuencia, la producción continuará aumentando si los costos de producción permanecen bajos o si suben en paralelo con los precios del petróleo. En esta coyuntura, la producción de petróleo estadounidense vendría marcada en su mayor parte por la demanda mundial y la dinámica de la oferta. Por otra parte, una respuesta estructural como la implementación con éxito de nuevas tecnologías generaría unas ganancias de eficiencia duraderas. En ese caso, los participantes podrían mantener la rentabilidad e incrementar la producción incluso si los precios del petróleo se mantuvieran bajos. En este contexto, la producción estadounidense continuaría teniendo un impacto en los mercados mundiales.

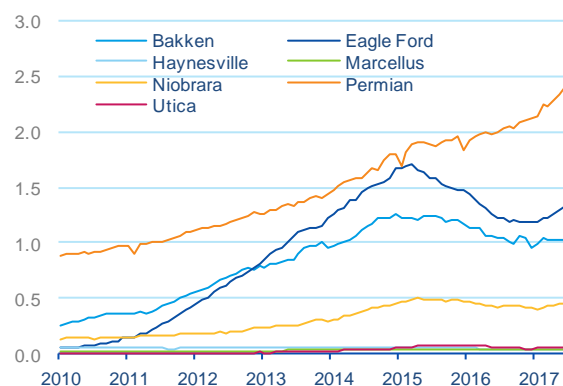
5: Mlada, Sona. "North American Shale Breakeven Prices: What to Expect from 2017?" Oil & Gas Financial Journal. Febrero, 2017. Pág. 16-18.

Gráfica 14: Producción de petróleo en nuevos pozos por plataforma petrolera (b/d)



Fuente: BBVA Research con datos de la EIA

Gráfica 15: Producción de petróleo total (b/d)



Fuente: BBVA Research con datos de la EIA

La respuesta estructural también puede analizarse desde el punto de vista de la vida útil de la tecnología. Desde 2010, la producción de petróleo en nuevos pozos por plataforma petrolera ha imitado la evolución de una curva de innovación en forma de S (gráfica 14),⁶ lo que habitualmente se produce en los sectores manufacturero e informático. El embrión o parte de aprendizaje de la curva se prolongó durante cuatro años, tras lo cual hubo un salto pronunciado que tocó techo en el segundo semestre de 2016. Desde entonces, la curva se ha aplanado, o incluso bajado en el caso de la cuenca Permian, lo que sugiere que cada vez resulta más difícil obtener ganancias de productividad adicionales. De mantenerse esta tendencia, la producción podría alcanzar su cenit si la producción procedente de los nuevos pozos no lograra compensar el retroceso en las instalaciones de producción preexistentes. Hasta la fecha, parece que esto no ha sucedido y la producción total, esto es, la producción de los pozos nuevos más la procedente de los antiguos –cada vez más pequeña–, sigue aumentando.

Con todo, la menor productividad apunta asimismo a que los operadores podrían haber agotado los beneficios que aportan las tecnologías actuales y a que podría resultar necesaria una nueva dosis de inventiva en el futuro. De hecho, el informe de productividad de la perforación publicado por la de EIA revela una desaceleración generalizada en la producción de los nuevos pozos por plataforma petrolera. Si nos atenemos a la curva en forma de S, el sector podría estar entrando en una fase de madurez, a la que seguirá una de discontinuidad y la aparición de una nueva fase embrionaria caracterizada por la aparición de avances tecnológicos.

Respecto a la producción de petróleo en la cuenca Permian, a pesar de su notable evolución, han surgido otros temores acerca de la capacidad de la infraestructura de transporte existente para trasladar el petróleo crudo hasta los centros de refinación, según sugiere la diferencia entre el precio del West Texas Intermediate en Midland, Texas, y el del West Texas Intermediate en Cushing, Oklahoma. La diferencia se ha ampliado en los últimos meses, lo que apuntaría a que el crudo de la cuenca Permian se está vendiendo con descuento. Aunque la brecha se está ampliando (actualmente es de unos 1.15 USD/b), sigue estando por debajo de los 4 USD/b y 7 USD/b en 2012 y 2014, respectivamente, dos años en los que los oleoductos y la capacidad de refinación tuvieron dificultades para absorber el rápido incremento en la producción, por lo que hubo que transportar el petróleo crudo excedente mediante camiones o trenes. Con todo, tras la incorporación de nuevos oleoductos, la brecha entre las dos referencias se redujo en poco tiempo. Las recientes incorporaciones a los oleoductos existentes, unidas a los nuevos

6: Tertzakian, Peter. "Shale Efficiency Has Peaked...For Now." Oil Price.com. 14 Junio 2017.

proyectos, ampliarán probablemente la capacidad de transporte en los próximos años. Además, el levantamiento de la prohibición para exportar petróleo constituiría un aliciente para la cuenca Permian, dada su proximidad a las terminales de la Costa del Golfo.

Conclusiones

El reciente rebote en la producción de Estados Unidos se debe a una combinación de factores cíclicos y estructurales. La selección cualitativa ha sido una estrategia clave para superar el colapso de los precios del petróleo, y ha permitido que los productores se centren en sus activos más productivos, al tiempo que mantienen un inventario de pozos sin finalizar hasta que los precios vuelvan a niveles más rentables. La eficacia de la selección cualitativa se ha visto potenciada por el considerable retroceso en el costo de los servicios para yacimientos petrolíferos y agentes de sostén. Todo ello, unido a una mejor comprensión de la roca, a unos mejores diseños de finalización, que incluyen el empleo de vías laterales más largas, a una distribución de la fracturación óptima y a un uso más intensivo de los agentes de sostén, ha permitido que el sector salga de la crisis en una posición muy sólida.

Sin embargo, persisten algunos desafíos, ya que la creciente producción en Estados Unidos —y el estable crecimiento de la demanda— continúa presionando a la baja al precio del petróleo, poniendo a prueba la capacidad de algunos operadores —especialmente los más pequeños— y sus proveedores para seguir generando flujos de caja positivos durante periodos más prolongados de tiempo. Otro reto viene de la necesidad de encontrar una forma de evitar que la productividad marginal de las tecnologías actuales caiga hasta cero, o incluso por debajo. Aunque no será fácil, es muy probable que el sector pueda superar estos desafíos, dado su probado historial en materia de inventiva e innovación.

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.