

# El papel de la OPEP ante los retos de la Nueva Economía del Petróleo

José M<sup>a</sup> Martín-Moreno

Uno de los acontecimientos recientes más relevantes desde el punto de vista económico ha sido la caída del petróleo en torno al 70% desde mediados de 2014. La falta de reacción de la OPEP ante este hecho está generando un debate sobre su capacidad para gestionar este mercado a través de la determinación de sus precios. El mercado del petróleo ha cambiado significativamente en los últimos 10 ó 15 años y los principios y las creencias que nos sirvieron en el pasado no son tan útiles para el análisis del mercado del crudo en la actualidad. En base a las nuevas características que componen la Nueva Economía del Petróleo, en este trabajo intentamos arrojar algunas intuiciones sobre el nuevo papel de la OPEP en este contexto a la hora de estabilizar el mercado así como influir en la determinación de sus precios.

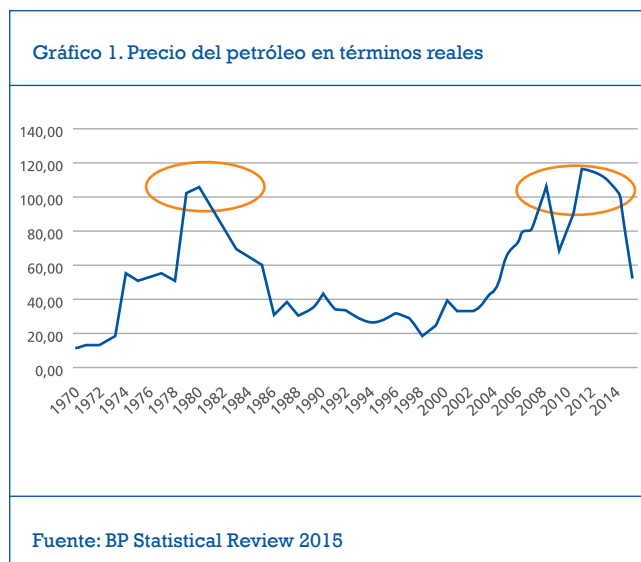
## Introducción

El cartel de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) fue creado en el año 1960, cuando el mercado del petróleo estaba dominado por un grupo de empresas internacionales privadas conocidas como las siete hermanas. En la actualidad, la OPEP está formada por un grupo de 12 países que son: Argelia, Angola, Ecuador, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela. De acuerdo a la BP Statistical Review of World Energy 2015, la producción de petróleo en el año 2014 fue de 36,6 millones de barriles diarios, frente a una producción total de 88,7 millones de barriles por lo que la producción de la OPEP representa el 41% de la producción mundial y el 72% de las reservas probadas. La magnitud de esta cifra es lo que subyace en la opinión generalizada de que la OPEP tiene capacidad para determinar los precios del petróleo a nivel mundial, algo que no damos por sentado y discutiremos a lo largo de este artículo.

La idea anteriormente mencionada en cuanto a capacidad de la OPEP para fijar los precios del petróleo en el mercado mundial tiene su origen en el embargo de petróleo por los países árabes ocurrido en el año 1973. En ese año, la Organización de Países Árabes exportadores de petróleo decidió no exportar dicha materia prima a los países que apoyaban a Israel durante la Guerra del Yom Kippur, entre los que se encontraban Estados Unidos y algunos países de Europa Occidental. Este embargo generó una subida de los precios del crudo de un 450% entre 1972 y 1974 y una fuerte recesión económica a nivel mundial. A raíz de esta primera crisis del petróleo, la relación entre shocks petroleros y actividad económica ha sido largamente estudiada en la literatura académica por diversos artículos entre los cuales cabe destacar Hamilton (1983), Blanchard y Galí (2007) y De Miguel et al. (2003) entre otros.

Los años 70 se caracterizan por una fuerte volatilidad de los precios del petróleo. Durante dicha década dicho precio, en términos reales, se multiplicó por nueve. En este sentido, los precios alcanzados al final de la década no volvieron a verse hasta bien entrado el siglo XXI. Desde 1998 hasta 2013 dichos precios se multiplicaron por seis, incremento muy importante. Al contrario





de lo ocurrido en los años 70 esta subida pareció no tener un efecto negativo sobre la actividad económica, si bien en ambos casos estamos hablando de shocks muy relevantes en los precios del crudo. En los años 70 el comportamiento de la OPEP pareció ser clave, mientras que en la primera década del siglo XXI esta subida se atribuye al fuerte crecimiento económico mundial y, en particular, al de las economías emergentes tal y como sugieren Kilian (2009) y Atallah y Blázquez (2015).

Sin duda, uno de los acontecimientos recientes más relevantes desde el punto de vista económico ha sido la caída del petróleo en torno al 70% desde mediados de 2014. Este descenso tiene un impacto inmediato sobre el crecimiento económico y la situación financiera de los países exportadores de petróleo, en general muy dependientes de esta materia prima. Desde el punto de vista del crecimiento económico la caída es especialmente significativa en los casos de Irán, Venezuela, Nigeria y Ecuador con desaceleraciones en sus economías superiores a dos puntos. Por el contrario los países árabes de la OPEP están mostrando una mayor resistencia frente a la caída de los precios del petróleo. (ver tabla 1). Desde el punto de vista fiscal, el impacto también es muy significativo. A modo de ejemplo, el déficit público sobre PIB esperado en Venezuela para 2015 es del 24%, en Arabia Saudí el 21%, en Irak el 23% y en Argelia el 14%. En el mismo sentido, los precios del barril de petróleo para equilibrar el presupuesto público en estos países se sitúan entre los 150\$/bbl para el caso de Venezuela y los 119\$/bbl para el caso de Argelia (según la base de datos Knoema 2015).

La falta de reacción de la OPEP ante este hecho está generando un debate sobre su capacidad para gestionar este mercado a través de la determinación de sus precios. ¿Estamos contemplando el final de la OPEP como un cartel eficaz?

**Tabla 1.**

	Producción de petróleo Millones de bbl/día	Crecimiento económico (%)		
		2014	2015	Cambio
Iraq	4,3	-2,1	0,0	2,1
Irán	2,9	4,3	0,8	-3,5
Venezuela	2,4	-4,0	-10,0	-6,0
Angola	1,8	4,8	3,4	-1,4
Nigeria	1,8	6,3	4,0	-2,3
Argelia	1,1	3,8	3,0	-0,8
Ecuador	0,5	3,8	-0,6	-4,4
Arabia Saudí	10,2	3,5	3,4	-0,1
EAU	2,9	4,6	3,0	-1,6
Kuwait	2,8	0,1	1,1	1,0
Qatar	0,7	4,0	4,7	0,7

**Fuente:** Fondo Monetario Internacional y Agencia Internacional de la Energía

## El papel de los petróleos no convencionales en el desplome de los precios en el año 2014

Existen dos teorías alternativas sobre cuál es el determinante de la caída de los precios que se produjeron en el año 2014 y para las cuales no hay datos suficientes aún para contrastarlas empíricamente.

La primera está vinculada a la desaceleración de las economías emergentes y en particular de China. Según el Fondo Monetario Internacional (FMI) y de acuerdo con las últimas estimaciones publicadas en el World Economic Outlook Database (2015) las economías emergentes, que habían crecido un 5,7% en los últimos cinco años, se han desacelerado a niveles del 3,9% en el último año (2015). Este menor crecimiento económico se traduce en una menor demanda de petróleo con el consiguiente exceso de oferta y, por tanto, caída en los precios.

La segunda está vinculada al aumento de la producción como consecuencia del desarrollo de nuevas tecnologías de extracción de crudo no convencional. El caso más representativo de las mismas es la producción de shale oil en Estados Unidos. Tal y como explica The Economist un grupo de empresas han revolucionado la industria de la energía usando bonos basura y una técnica conocida como fracking. Esta técnica básicamente implica el bombeo de agua, arena y químicos y su posterior detonación para liberar el petróleo y el gas que están atrapados en las rocas.

El desarrollo de esta tecnología, considerada entre las más caras, ha sido posible gracias a los altos precios del petróleo que tuvieron lugar entre los años 2007-2014, pasando la producción del 8% hace una década al 13% actual<sup>1</sup>. De hecho, Estados Unidos y, gracias a estas nuevas tecnologías, se convirtió en el primer productor de crudo en el año 2014

alcanzando niveles no vistos desde la década de los años 70 (ver gráfico 2). Los mismo ha ocurrido con el petróleo de aguas profundas de Brasil. En este caso la producción actual se sitúa en 2,3 millones de barriles diarios cuando a principios de siglo era 1,2 millones.

Por otra parte, el aumento de la producción en Estados Unidos junto con el aumento de la producción de gas, que se viene observando desde el año 2008, ha abierto el debate sobre la independencia energética en este país. Merece la pena destacar que este hecho de carácter puramente económico puede tener consecuencias geopolíticas, ocasionando una pérdida de la importancia estratégica de Oriente Medio. Adicionalmente, las reservas de petróleos convencionales están concentradas en unos pocos países. Sin embargo, el shale oil está geográficamente más distribuido. A largo plazo, de confirmarse o extenderse la explotación del shale oil, implicaría un cambio de la geopolítica de la energía lo que se traduciría en una menor importancia de Oriente Medio.

Ambas teorías tendrían como consecuencia un exceso de producción que, según las estimaciones más recientes de la Agencia Internacional de la Energía (2015) se situaría en 1,6 millones de barriles diarios, con la consiguiente caída de los precios. Posiblemente el exceso de oferta pudiese ser una combinación de ambos factores: una desaceleración de las economías emergentes y un incremento de la oferta debido a las nuevas tecnologías en la extracción de crudo.

Por otra parte, no está claro si la caída observada en los precios del crudo es transitoria o estamos en un escenario de precios bajos a largo plazo. En este sentido, la última vez que se produjo una caída de esta magnitud fue en el año 1986 y se produjo un estancamiento en los precios que duró 19 años (ver gráfico 1).

Sin embargo, el principal efecto de los crudos no conven-

cionales y en particular del shale oil es que ha cambiado la estructura del mercado petrolero, dando origen a una nueva economía del petróleo. El petróleo convencional requiere de fuertes inversiones iniciales, largos periodos iniciales de puesta en marcha (estamos hablando de años) y muy pocos gastos operativos. Estos implica que una vez que se pone en marcha un pozo de petróleo, la producción del mismo se mantiene con independencia de cual sea el precio del crudo. Esto hace que a corto plazo la oferta sea muy inelástica. Desde un punto de vista económico, pequeños recortes en la producción llevarían asociados grandes variaciones en los precios. En este contexto, la OPEP podía recortar ligeramente la producción obteniendo a cambio grandes aumentos de precio. El grafico 3 ilustra que históricamente, pequeñas variaciones en cantidades producidas a nivel global (y consumidas) llevan aparejadas grandes variaciones en precios.

Esto está cambiando con el desarrollo de los petróleos no convencionales y, en particular del shale oil, dando origen a lo que yo defino como Nueva Economía del Petróleo. La producción del shale oil es muy diferente a la de los petróleos convencionales. En primer lugar, desarrollar un campo de shale oil requiere de inversiones mucho más reducidas y se pueden ejecutar en meses y no en años como en el caso del petróleo convencional. En segundo lugar, lo costes operativos son mucho más altos, por lo que la producción responde a cambios en los precios del crudo. Finalmente, los pozos se agotan a un ritmo mucho más rápido que en el petróleo convencional. Estos tres factores dan origen a una oferta mucho más elástica que el caso anterior.

Estos factores, unidos a un precio de producción elevado, convierten el shale oil en factor de ajuste del mercado petrolero. Antes este papel se atribuía a Arabia Saudí, que tenía capacidad para aumentar la oferta en 2 millones de

<p><b>Gráfico 2. Producción de Estados Unidos</b></p>	<p><b>Gráfico 3. Cambios en precios y cantidades (1980 - 2014)</b></p>
<p>Fuente: BP Statistical Review 2015 - Año 2015: Estimación propia</p>	<p>Fuente: Elaboración propia.</p>

barriles si era necesario. Así, cuando los precios subían, Arabia Saudí podía producir más para estabilizar el mercado y lo contrario ocurría cuando los precios bajaban. En teoría, en el futuro este papel lo jugará el shale oil.

## ¿Tiene la OPEP capacidad para hacer subir los precios?

La producción de petróleo y, por tanto, el consumo del mismo se sitúan en 88,7 millones de barriles diarios de los cuales los países pertenecientes a la OPEP representan el 41%. Este dato sugiere que la OPEP es un jugador relevante y, consecuentemente, tiene capacidad para influir sobre los precios en el mercado mundial. Este punto de vista está sostenido por el trabajo de Golombek et al. (2014) en el cual se concluye que la OPEP tuvo poder de mercado durante los años 1986-2009. En este sentido, la teoría económica nos dice que una bajada de la producción produce un incremento de los precios a corto plazo, en particular cuando existen evidencias de que la demanda del petróleo es bastante inelástica (Smith, 2009). Esto es debido a la alta dependencia del transporte del petróleo, especialmente a corto plazo, dado que apenas existen alternativas a los derivados del crudo.

La segunda evidencia que respalda la capacidad potencial de la OPEP en la determinación de los precios del crudo en el mercado mundial es el coste de producción. De acuerdo con la base de datos Knoema (2015), el coste marginal de producción en el año 2014 variaba entre los 120\$/bbl para el caso del petróleo ruso del Ártico y un mínimo de 3\$/bbl para el petróleo de Arabia Saudí. Otros países de la OPEP, tales como Irak, Irán, Qatar, Emiratos Árabes, Argelia, Nigeria y Venezuela, tenían unos costes de producción que variaban entre los 6\$/bbl y los 20\$/bbl. Por el contrario, el coste de producción del petróleo de aguas profundas en Estados Unidos se sitúa en los 57\$/bbl y el shale oil en los 73\$/bbl. En el caso de las aguas profundas de Brasil se sitúa en 80\$/bbl. Finalmente, las arenas bituminosas de Canadá tienen aún un coste superior, situándose en torno a los 90\$/bbl. Unos precios del petróleo bajos de forma sostenida y prolongada acabaría expulsando del mercado la producción de estos tipos de crudo.

En consonancia con lo mencionado anteriormente la pregunta relevante en la actualidad es: ¿Por qué la OPEP no ha recortado la producción con el objetivo de impulsar los precios al alza?

Para responder a la pregunta hay que entender en primer lugar cuál es el objetivo de la OPEP. Según los estatutos de esta organización, su misión es «coordinar y unificar las políticas de los estados miembros y asegurar la estabilidad de los mercados del petróleo para garantizar un suministro a los consumidores eficiente, competitivo y regular, así

como una renta estable a los productores y una rentabilidad sobre el capital justa para aquellos que inviertan en la industria petrolera» (OPEP 2012). Desde un punto de vista económico el objetivo de cualquier cartel es maximizar sus beneficios. Llegados a este punto hay que tener muy claro que los beneficios a corto y a largo plazo pueden requerir estrategias enfrentadas.

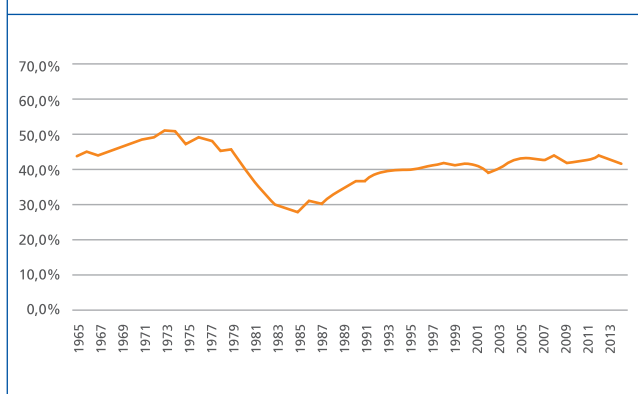
Si su único objetivo fuese maximizar sus ingresos a corto plazo, la estrategia adecuada sería llevar a cabo un recorte inmediato de la producción dada que la demanda y la oferta de crudo son muy inelásticas. Sin embargo, unos precios excesivamente altos tienen el inconveniente que destruyen la demanda de petróleo a largo plazo y favorecen una expansión de la oferta debido a la puesta en explotación de «petróleos caros». El renovado interés por el coche eléctrico en los últimos años junto con el desarrollo de la tecnología para explotar el shale oil, las arenas bituminosas de Canadá y el llamado pre-salt de Brasil son ejemplos de cómo los precios elevados impactan sobre la demanda y oferta de petróleo a medio y largo plazo. En consecuencia, hay una trade-off entre beneficios a corto plazo y beneficios a largo plazo.

Además existen dos motivos adicionales para no recortar la producción. El primero está vinculado a la lucha contra el cambio climático y el desarrollo de las energías renovables, una teoría conocida como la Green Paradox. Esta teoría sostiene que ante la amenaza de no poder seguir consumiendo energías fósiles en un futuro, los países productores acelerarían la extracción de sus recursos, aunque dicha teoría no está apoyada por la evidencia empírica disponible (Vand der Ploeg y Withagen 2012).

El segundo está vinculado a la tasa de descuento y las expectativas futuras de precios. No extraer petróleo hoy para extraerlo mañana implica renunciar el consumo presente en favor del consumo futuro. El precio del petróleo hoy es 33\$/bbl. Financieramente existen dos estrategias. La primera consiste en extraer el barril hoy e invertir esos 33\$ en un activo financiero a largo plazo con la consiguiente rentabilidad. La otra, es no extraerlo y hacerlo en un futuro a los precios correspondientes. Por ejemplo, utilizando la rentabilidad del bono americano a 30 años (3% anual), ambas estrategias serían equivalentes si el precio del barril se situase al final del año 30 en 80\$. Sin embargo y al contrario de lo que ocurre con los recursos financieros, la extracción del barril de petróleo no es automática ni se puede realizar en cualquier momento. En otras palabras, el barril de petróleo que no se consume hoy queda bajo tierra y tal vez no pueda ser extraído cuando financieramente sea óptimo. La estrategia de no producir hoy para producir mañana conlleva un mayor riesgo y, por lo tanto, requiere una mayor rentabilidad.

De hecho, si uno observa la evolución de la cuota de mercado

Gráfico 4. Cuota de mercado de la OPEP



Fuente: BP Statistical Review 2015

de la OPEP, destaca que en los últimos 23 años la cuota se ha mantenido estable en torno al 41,5% tal y como se observa en el gráfico 4. Esto refleja que la estrategia del cartel de la OPEP podría ser tan simple y directa como «mantener cuota de mercado».

## La estrategia de la OPEP en la actualidad

La falta de reacción del cartel de la OPEP en la actual coyuntura de precios del petróleo se ha interpretado como una incapacidad del mismo para poder determinar o influir sobre dichos precios en el mercado mundial. Para analizar si esta visión es correcta, lo primero que hay que destacar es que la OPEP no es un grupo homogéneo. Este factor es clave para entender por qué hay tantas disensiones dentro del cartel, dificultando cualquier acción coordinada. Algunos países, como Venezuela, tienen serias dificultades económicas mientras que otros, como Arabia Saudí, que parecen tener músculo financiero para resistir en un entorno de precios bajos del petróleo (ver tabla 1). De hecho, Brémond et al. (2012) apuntan que en realidad sólo un subgrupo de países dentro de la OPEP actúan de forma coordinada como un cartel. En este sentido, la decisión de no recortar la producción actual con el objetivo de subir los precios estaría apoyada fundamentalmente por Arabia Saudí y por otros países del Golfo que tienen menos dificultades económicas. Este comportamiento puede tener diversas interpretaciones económicas con efectos geopolíticos adicionales, lo mismo que ocurría con el tema del shale oil que hemos mencionado en la sección 2. En primer lugar tiene repercusiones muy importantes sobre los ingresos de países productores dentro y fuera de la OPEP como pueden ser Siria, Irán, Irak y Venezuela entre otros, países que a su vez quieren recortes urgentes para forzar la subida de precios para que sus economías se vean lo menor afectadas posible. Por otra parte tampoco se debería olvidar la problemática que tiene Riad para evitar el auge

del chiismo al cual parece que EE. UU. está apoyando así como el tema relacionado con la coalición internacional en contra de Estado Islámico (EI) y el régimen de Bachar El Assad. Adicionalmente, esta política de precios baratos daña los intereses de Irán como acabamos de comentar rival directo de Arabia Saudí así como también los intereses de Rusia castigando su dañada economía interna.

Desde un punto de vista estrictamente económico, para entender la posición actual de Arabia Saudí es necesario analizar lo ocurrido en los años 80. Como se puede ver en el gráfico 4, a principios de los años 80 Arabia Saudí redujo su producción en un 65% (1980-1985) junto a otros países de la OPEP para sostener el precio del petróleo. A pesar de dicha política los precios cayeron en 45\$ en términos reales en esos años (de 105\$/bbl a 60\$/bbl). En el mismo periodo de tiempo la producción de EE. UU. creció en 400.000 barriles, la de México en 800.000 barriles, la de Noruega en 300.000 barriles, la del Reino Unido en 1.000.000 barriles y la de Irán en 700.000 barriles. En función de lo ocurrido en aquella época podemos llegar a la conclusión de que el espacio dejado por Arabia Saudí fue ocupado por otros jugadores con costes de producción más altos y que la política fue totalmente ineficaz.

En consecuencia, la política actual de Arabia Saudí puede ser entendida de una doble forma. Por un lado existe una estrategia para no perder cuota de mercado como ocurrió a principios de los años 80 según apunta KAPSARC (2015). Por otro, una política de precios bajos desincentiva la inversión en aquellos petróleos más caros y, en particular, en el shale oil de Estados Unidos y el Brent del Mar del Norte. Así y en el actual contexto de precios bajos los proyectos de extracción de petróleo en el Ártico se están abandonando. La petrolera Royal Dutch Shell anunció en septiembre de 2015 que abandonaba los proyectos de exploración haciendo lo mismo Statoil en noviembre de 2015. En el mismo sentido, el presidente Obama ha rechazado el proyecto de oleoducto para llevar petróleo desde Canadá a las refinerías del Golfo de México. Según The Economist, las empresas internacionales de petróleo han cancelado inversiones de alrededor de 150.000 millones de dólares durante 2015, lo que afectará la capacidad de producción futura. ¿Reflejan estos anuncios de falta de inversión el éxito de la política de la OPEP? Algunos analistas creen que sí y que a medio plazo observaremos una subida de precios y una menor oferta de crudos no convencionales.

A modo de conclusión, pensamos que la OPEP tiene como objetivos dificultar el desarrollo de los petróleos no convencionales a la vez que asegura su cuota de mercado y el logro de sus objetivos geopolíticos.

Los factores que pueden alterar la actual estrategia de la OPEP para mantenerla dependen de la capacidad de Arabia Saudí para resistir en este escenario de precios bajos y el más

que probable aumento de la producción debido a la retirada de las sanciones a Irán. La producción actual de este país es de 2,8 millones de barriles cuando producía 3.7 millones de barriles antes de las sanciones internacionales. En otras palabras, el mercado espera un aumento de la producción alrededor de 1 millón de barriles.

No se debe confundir la actual estrategia de «ver y esperar» con una pérdida de capacidad para influir sobre el mercado de petróleo. La OPEP ha jugado un papel relevante en el pasado y continua siendo un jugador clave.

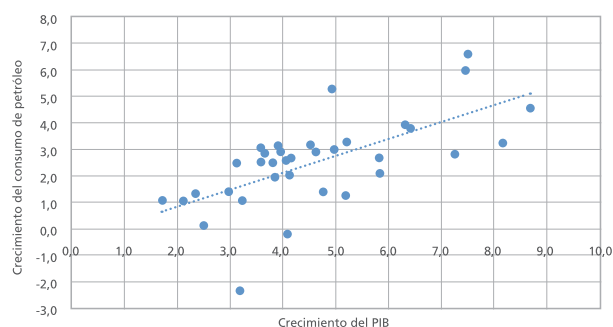
## Prespectivas del mercado del petróleo a medio plazo

Como en cualquier mercado hay dos factores claves en la determinación del precio. Por una parte está la evolución esperada de la demanda de crudo y por otra, la variación de la oferta del mismo. En cuanto a la primera podemos decir que el crecimiento económico esperado de las economías emergentes será clave por un doble motivo: i) en los últimos 15 años estos países han sido el motor de la economía mundial y ii) su propensión marginal a consumir petróleo es más alta que la de los países desarrollados. En este sentido las perspectivas de crecimiento a medio plazo de estos países, según el FMI, se situarán entre el 4% y 5%. Aunque pudiese parecer que estamos hablando de crecimientos muy importantes, si los comparásemos con el crecimiento de las economías avanzadas, éste supone una desaceleración de entre 1 y 2 puntos con respecto a su crecimiento observado en la última década. En la última década el crecimiento de la demanda de crudo por parte de estas economías ha sido del 3,5% anual, compensando una caída promedio del 1% por parte de las economías avanzadas. De acuerdo a la relación observada entre crecimiento económico y consumo de crudo en las economías emergentes (ver gráfico 5), la evolución esperada de estas economías a medio plazo se traduciría en un aumento de la demanda de petróleo entre el 2% y 2,6%, lo que implica una desaceleración de un punto porcentual respecto al observado en la década anterior. Resumiendo, podemos decir que las perspectivas en cuanto a crecimiento de la demanda no son tan favorables como en la última década.

[Insertar Gráfico 5]

Desde el punto de vista de la oferta, la incorporación de Irán al mercado de petróleo, tal y como hemos mencionado anteriormente, será un factor que presionará los precios del crudo a la baja. Respecto a lo que ocurrirá con la producción de los crudos no convencionales, el panorama es todavía incierto. Por una parte existe evidencia de una menor inversión en la exploración y producción de estos crudos. Por otra, se observa evidencia («anecdótica») de un ajuste a la baja en los costes de extracción de estos crudos. En el

Gráfico 5. Relación crecimiento económico y demanda de petróleo de emergentes



Fuente: Elaboración propia

contexto actual de precios bajos, la evolución de los crudos no convencionales es muy dudosa todavía.

En conclusión, un crecimiento de la demanda mundial inferior a la observada anteriormente, la entrada en el mercado a pleno rendimiento de Irán y la política de mantenimiento de la producción por parte de Arabia Saudí anticipa un escenario de precios del crudo a la baja o estables.

## Conclusiones

La falta de reacción de la OPEP no debe de ser interpretada como incapacidad para afectar el mercado del petróleo y, consecuentemente, a sus precios. La OPEP representa el 41% de la producción mundial y el 72% de las reservas probadas de petróleo. Estas cifras sugieren por sí solas que el cartel es todavía un jugador muy relevante en este mercado y que no puede ser ignorado. Tal y como ha venido ocurriendo desde la primera crisis del petróleo en el año 1973 la OPEP continuará atrayendo el interés de la industria, los gobiernos, los medios de comunicación y la comunidad académica en los próximos años, en particular en los momentos de incertidumbre en el mercado.

La estrategia actual de mantenimiento de la producción por parte de la OPEP persigue como objetivo mantener su cuota de mercado. Reducir la producción con el objetivo de presionar los precios al alza favorecería el desarrollo de los petróleos no convencionales que han crecido significativamente en los últimos años gracias a los altos precios del crudo observados hasta el año 2014. De hecho es posible que el ministro de Petróleo de Arabia Saudí considere la situación actual similar a la vivida a principios de los años 80, cuando este país intentó a base de reducciones de producción sostener artificialmente los precios.

Sin embargo, la aparición del shale oil junto con la creciente preocupación por el cambio climático y el medio ambiente reflejan que los principios y creencias que nos

servieron en el pasado pueden no ser tan útiles para el análisis del mercado del crudo en la actualidad. Necesitamos una nueva forma de abordar el actual mercado petrolero, un nuevo conjunto de principios que refleje la Nueva Economía del Petróleo. Este nuevo contexto debería tener en cuenta cuatro principios: i) el mercado de shale oil responde mucho más rápido a los movimientos de precios, por lo que dicho mercado, al ser mucho más flexible, puede sustituir en el futuro al papel de buffer que hasta ahora estaba en manos de la OPEP, ii) el menor crecimiento esperado de los emergentes tendrá repercusiones sobre la demanda de energía, con las consecuentes implicaciones para los precios y los ingresos de los países de la OPEP, iii) la posible independencia energética de EE. UU. junto con la inminente incorporación a pleno rendimiento de Irán implicará un cambio geopolítico que terminará afectando el papel que juegan los países árabes en particular los de la OPEP y, iv) la OPEP seguirá teniendo un papel central en el mercado del crudo, pero cuando analicemos su poder para estabilizar dicho mercado habrá que tener en cuenta los shocks que están detrás del comportamiento de los precios y, sobre todo, si éstos son temporales o permanentes.

En consecuencia, en el futuro es imposible saber como evolucionará el precio del petróleo, pero las actuales perspectivas de crecimiento mundial, el esperado aumento de la producción por parte de Irán y la actual estrategia de la OPEP, liderada principalmente por Arabia Saudí, con el objetivo de mantener la cuota de mercado, no anticipan una rápida recuperación del precio.

Tal y como recientemente dijo el actual ministro saudí del Petróleo: «Nadie puede fijar el precio del petróleo, está en manos de Allah».

## Bibliografía

Agencia Internacional de la Energía. Oil Market Report, octubre. 2015.

Atallah, T., y Blázquez, J. «How coal fueled global growth and slowed energy productivity gains in the early 21st century». KAPSARC Discussion Paper 1512. 2015.

Brémond, V., Hache, E., y Mignon, V. «Does OPEC still exist as a cartel? An empirical investigation». Energy Economics 34, 125-131. 2012.

Blanchard, O.J., y Gali, J. «The Macroeconomic Effects of Oil Shocks: Why are the 2000s so different from the 1970s?». N°. w13368. National Bureau of Economic Research. 2007.

De Miguel, C., Manzano, B. y Martín-Moreno, J.M. «Oil price shocks and aggregate fluctuations». The Energy Journal, 24(2), 47-61. 2003.

Golombek, R., Irarrazabal, A., y Ma, L. «OPEC's market power: An empirical dominant firm model for the oil market.» Norges Bank Research WP 03. 2014.

Hamilton, J.D. «Oil and the macroeconomy since World War II.» The Journal of Political Economy, 228-248. 1983.

KAPSARC. «Crude oil markets in 2015: The battle for market share.» KS-1518-WB16A. 2015.

Kilian, L. «Not all oil price shocks are alike: Disentangling demand and supply shocks in the crude oil market.» The American Economic Review, 99(3), 1053-1069. 2009.

Organization of the Petroleum Exporting Countries. Statute 2012.

Smith, J.L. «World oil: market or mayhem?» Journal of Economic Perspectives, 23(3), 145-164. 2009.

The Economist. «Fractured Finances.» 4 de juliode 2015.

The Economist. «The oil market: Abnormally normal.» 14 de noviembre de 2015.

Van der Ploeg, F., y Withagen, C. «Is there really a green paradox?» Journal of Environmental Economics and Management. 64(3), 342-363. 2012.



## Pie de página

1. Por ejemplo, las cuencas de Bakken y de Eagle Ford no tenían prácticamente producción alguna en el año 2007 pasando a producir en el año 2015 entre 1-1.5 millones de barriles diarios cada uno.

## Sobre el autor

Dpto. Fundamentos del Análisis Económico. Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales Universidad de Vigo. Campus Lagoas-Marcosende s/n. 36310 Vigo. Email: [jmartin@uvigo.es](mailto:jmartin@uvigo.es)

## Agradecimientos

Este artículo ha sido elaborado durante mi estancia en el King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC), Riad, Arabia Saudí. Agradezco a este centro de investigación sus medios y apoyo proporcionado. Agradezco también a Jorge Blázquez, Baltasar Manzano y Tilak Doshi sus valiosos comentarios y sugerencias así como a los dos evaluadores anónimos que sin duda han contribuido a mejorar el artículo.

# Otras publicaciones ODF

Feb	2016	NT	Guerra de divisas: los límites de los tipos de cambio como herramienta de política económica. Un análisis a partir de los ICM	David Cano
Ene	2016	DT	1+1=3 El poder de la demografía. UE, Brasil y México (1990-2010): demografía, evolución socioeconómica y consecuentes oportunidades de inversión	Pere Ventura Genescà
Nov	2015	DT	¿Un reto a las crisis financieras? Políticas macroprudenciales	Pablo Martínez Casas
Oct	2015	NT	Educación Financiera: ¿un verdadero estímulo para la economía?	Aleix Soler Carreras
Sep	2015	NT	Revitalizando el mercado de titulaciones en Europa	Rosa Gómez Churruca Olga I. Cerqueira de Gouveia
Abr	2015	NT	Ganancias de competitividad y deflación en España	Miguel Cardoso Lecourtois
Ene	2015	DT	Mercado energético mundial: desarrollos recientes e implicaciones geoestratégicas	Josep M. Villarrúbia
Dic	2014	DT	China's debt problem: How worrisome and how to deal with it?	Alicia García y Le Xía
Nov	2014	NT	Crowdequity y crowdlending: ¿fuentes de financiación con futuro?	Pilar de Torres
oct	2014	NT	El bitcoin y su posible impacto en los mercados	Guillem Cullerès
sep	2014	NT	Regulación EMIR y su impacto en la transformación del negocio de los derivados OTC	Enric Ollé
mar	2014	DT	Finanzas islámicas: ¿Cuál es el interés para Europa?	Celia de Anca
dic	2013	DT	Demografía y demanda de vivienda: ¿En qué países hay un futuro mejor para la construcción?	José María Raya
nov	2013	DT	El mercado interbancario en tiempos de crisis: ¿Las cámaras de compensación son la solución?	Xavier Combis
sept	2013	DT	CVA, DVA y FVA: impacto del riesgo de contrapartida en la valoración de los derivados OTC	Edmond Aragall
may	2013	DT	La fiscalidad de la vivienda: una comparativa internacional	José María Raya
abr	2013	NT	Introducción al mercado de derivados sobre inflación	Raúl Gallardo
abr	2013	DT	Internacionalización del RMB: ¿Por qué está ocurriendo y cuáles son las oportunidades?	Alicia García Herrero
feb	2013	DT	Después del dólar: la posibilidad de un futuro dorado	Philipp Bagus
nov	2012	NT	Brent Blend, WTI... ¿Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global?	José M. Domènech
oct	2012	L	Arquitectura financiera internacional y europea	Anton Gasol
sep	2012	DT	El papel de la inmigración en la economía española	Dirk Godenau
jun	2012	DT	Una aproximación al impacto económico de la recuperación de la deducción por la compra de la vivienda habitual en el IRPF	José María Raya
abr	2012	NT	Los entresijos del Fondo Europeo de Estabilidad Financiera (FEEF)	Ignacio Fernández
mar	2012	M	La ecuación general de capitalización y los factores de capitalización unitarios: una aplicación del análisis de datos funcionales	César Villazon Lina Salou
dic	2011	NT	La inversión socialmente responsable. Situación actual en España	M <sup>a</sup> Ángeles Fernández Izquierdo
dic	2011	NT	Relaciones de agencia e inversores internacionales	Aingeru Sorarrain Olga del Orden
oct	2011	NT	De la heterodoxia monetaria a la herodoxia fiscal	Sergi Martrat
jun	2011	DT	Derivados sobre índices inmobiliarios. Características y estrategias	Rafael Hurtado
may	2011	NT	Las pruebas de estrés. La visión de una realidad diferente	Ricard Climent
mar	2011	NT	Tierras raras: su escasez e implicaciones bursátiles	Alejandro Scherk

dic	2010	NT	Opciones reales y flujo de caja descontado: ¿cuándo utilizarlos?	Juan Mascareñas Marcelo Loporati
nov	2010	NT	Cuando las ventajas de los TIPS son superadas por las desventajas: el caso argentino	M Belén Guercio
oct	2010	DT	Introducción a los derivados sobre volatilidad: definición, valoración y cobertura estática	Jordi Planagumà
jun	2010	DT	Alternativas para la generación de escenarios para el stress testing de carteras de riesgo de crédito	Antoni Vidiella
mar	2010	NT	La reforma de la regulación del sistema financiero internacional	Joaquín Pascual Cañero
feb	2010	NT	Implicaciones del nuevo Real Decreto 3/2009 en la dinamización del crédito	M Elisa Escolà Juan Carlos Giménez
feb	2010	NT	Diferencias internacionales de valoración de activos financieros	Margarita Torrent
ene	2010	DT	Heterodoxia Monetaria: la gestión del balance de los bancos centrales en tiempos de crisis	David Martínez Turégano
ene	2010	NT	La morosidad de bancos y cajas: tasa de morosidad y canje de créditos por activos inmobiliarios	Margarita Torrent
nov	2009	DT	Análisis del TED spread la transcendencia del riesgo de liquidez	Raül Martínez Buixeda

M: Monográfico  
DT: Documento de Trabajo  
NT: Nota Técnica  
L: Libro