

Contornos de un orden petrolero post-OPEP

Gonzalo Escribano | Director del Programa de Energía y Cambio Climático, Real Instituto Elcano | @g_escribano 

Tema

El orden petrolero post-OPEP puede consistir más en su ampliación informal a Rusia para conformar una OPEP+ que en el colapso del cártel o su sustitución por otros mecanismos.

Resumen

Los ajustes de producción acordados en noviembre de 2016 entre la OPEP, Rusia y otros 10 países no OPEP han sido extendidos hasta marzo de 2018. Los mercados y numerosos analistas han puesto en duda la eficacia del acuerdo para eliminar los desequilibrios del mercado petrolero, así como la sostenibilidad del acuerdo a corto plazo. Todo ello abocaría al colapso de una OPEP obsoleta e incapaz de influir en los mercados mundiales. Este análisis considera la posibilidad de que más que el colapso de la OPEP, el acuerdo pueda proyectar una OPEP ampliada y co-liderada por Arabia Saudí y Rusia, concluyendo que pese a las dificultades afrontadas por esta “alianza improbable” el futuro de la OPEP podría discurrir por esa senda.

Análisis

El análisis aborda primero las perspectivas a corto plazo del acuerdo alcanzado para luego explorar hasta qué punto podría constituir el germen de una OPEP ampliada de geometría variable, consolidada a medio plazo en una estructura bipolar alrededor de Arabia Saudí y Rusia.

Un acuerdo histórico renovado

El pasado 25 de mayo, la 172 reunión ministerial de la OPEP decidió la extensión por nueve meses, hasta marzo de 2018, de los ajustes de producción pactados en noviembre de 2016. Dicho ajuste incluía un acuerdo histórico para reducir de manera conjunta con varios productores no OPEP (Rusia, Kazajistán, México y Azerbaiyán, entre otros) la producción de petróleo en 1,8 millones de barriles diarios (mbd), 1,2 mbd por parte de la OPEC y 0,6 mbd por el resto de firmantes,¹ acuerdo que también fue renovado.

Poco más podían hacer, pues seis meses después del acuerdo, y tras una fuerte subida inicial, en mayo el precio del barril de Brent volvió a perder los 50 dólares. El anuncio de

¹ Véase al respecto Gonzalo Escribano y Lara Lázaro (2017), “Energy and the climate in 2017: limited volatility, climate implementation and political uncertainty”, ARI Elcano nº 42/2017, Real Instituto Elcano.

la extensión del acuerdo permitió una recuperación parcial de los precios, pero éstos volvieron a caer cuando se comprobó que no habría recortes adicionales ni medidas sorpresa. Los analistas habían barajado una extensión por 12 meses, e incluso nuevos recortes, y ambas medidas se discutieron en la reunión. Al final se optó por una extensión de nueve meses, mientras que la discusión sobre nuevos ajustes no pudo progresar en ausencia del trabajo preparatorio necesario para acordar nuevas cuotas, algo que requirió arduas negociaciones durante casi todo 2016 antes de alcanzar el acuerdo de noviembre. Cuando quedó claro que no habría sorpresas, el precio del petróleo se hundió un 5%, arrojando nuevas dudas sobre la relevancia de la OPEP.

Los principales actores del acuerdo, Arabia Saudí por parte de la OPEP y Rusia fuera de ella, pero también otros miembros del cártel, habían avanzado que estaban dispuestos a prorrogar el acuerdo vigente y sus efectos ya estaban descontados por los mercados antes de la reunión. Dentro de la OPEP, otros productores como Irán e Irak habían mostrado más cautela. Irán lo apoyó pero sin renunciar a aumentar su producción a medio plazo hasta los niveles previos a las sanciones. El sector petrolero iraní está encontrando más dificultades de las esperadas atrayendo las inversiones necesarias para aumentar su producción,² y pese a su rivalidad con Arabia Saudí, oportunamente mediada por Rusia, sus intereses por estabilizar los precios convergen en el corto plazo.

Irak plantea más interrogantes, pues ha mostrado un menor grado de cumplimiento y mantiene ambiciosos planes de aumento de la producción que incluyen compromisos con inversores extranjeros. Hasta ahora, como otros productores, ha adelantado tareas de mantenimiento, pero esa estrategia no puede mantenerse indefinidamente. De hecho, ha sido Arabia Saudí la que ha recortado su producción por encima de lo acordado para garantizar la reducción conjunta de la OPEP, asumiendo la mayor parte del recorte. En el corto plazo, Arabia Saudí tiene la dificultad estacional del aumento de la demanda interna de petróleo durante los meses de verano para alimentar el aumento de la demanda de electricidad y abastecer los sistemas de aire acondicionado. Mantener el ajuste de la producción significa una reducción importante de las exportaciones, de la cuota de mercado y de los ingresos, elevando el coste para Arabia Saudí de garantizar el cumplimiento del acuerdo.

Por otro lado, Nigeria y Libia, exentas del ajuste por su situación de conflicto, tienen el potencial de añadir nuevos barriles al mercado. Libia, por ejemplo, alcanzó recientemente el récord de producción tras la caída de Gadafi con la reapertura de uno de sus principales campos y algunas de sus terminales de exportación. Aunque previsiblemente la volatilidad de la producción libia se mantendrá en los próximos meses, una mejora de la situación del país puede aumentar rápidamente su producción y exportaciones. De hecho, éstas pasaron de una media de 0,3 mbd en 2016 a más de 0,730 mbd en mayo de este año.³

² David Ramin Jalilvand (2017), "Iranian Energy: a comeback with hurdles", Oxford Energy Comment, OIES, enero.

³ Reuters, "Oil falls as rising Libyan, US output undermines cuts", 31/V/2017.

(cont.)

En Nigeria, tras las dificultades de 2016, el conflicto entre el Estado y los auto-denominados Vengadores del Delta del Níger parece encauzado tras triplicar el gobierno el presupuesto de la amnistía para sus militantes, pese a que éstos han seguido atacando instalaciones.⁴ La reducción de los sabotajes y ataques a los oleoductos permitiría perspectivas más optimistas para la producción petrolera del país a muy corto plazo, añadiendo oferta al mercado en los próximos meses.⁵ Esta evolución ha llevado a una saturación de la cuenca atlántica, ejemplificada por el caso del súper-petrolero Saiq, que en el momento de escribir estas líneas vagaba desde hacía semanas por el Atlántico sur sin encontrar comprador. Aunque el caso tiene algo de anecdótico y no debería elevarse a categoría mecánicamente, ha recibido la atención de los medios como símbolo del exceso de oferta del mercado petrolero mundial.⁶

La reciente escalada de la tensión geopolítica entre Qatar y sus vecinos del Golfo Pérsico y socios del Consejo de Cooperación del Golfo podría enrarecer aún más la cooperación en el seno de la OPEP. Aunque Qatar apenas produce unos 600.000 barriles diarios de crudo, sumando su producción de condensados y líquidos obtenidos de sus campos de gas son más de 2 mbd. La crisis ha supuesto el cierre del puerto de Fujairah en Emiratos Árabes Unidos, el segundo mayor puerto para *bunkering* del mundo y clave por sus implicaciones logísticas para las exportaciones de petróleo y, en menor medida, gas qatarí. Los efectos de esta crisis no han añadido una prima de riesgo significativa a los precios del petróleo, más sensibles a los datos sobre existencias y el aumento de la producción estadounidense (y como se verá, libia y nigeriana). Si las medidas se mantienen en el espectro más bajo, a medio plazo su impacto también será muy limitado, aunque si se produjese una (improbable) escalada en Ormuz o Suez la prima de riesgo podría dispararse. Lo previsible sería que la OPEP sea capaz de encapsular su acuerdo de recorte de producción con Rusia de la crisis con Qatar. Si por el contrario ésta desbordase en un debilitamiento de la disciplina de la OPEP, por ejemplo por parte de Irán, Irak o el propio Qatar, los precios podrían resentirse.⁷

Fuera de la OPEP también hay dificultades entre un conjunto de productores muy diversos, poco homogéneos y menos proclives a respetar sus compromisos de reducción de producción. Salvo México y Omán, los demás firmantes del pacto no han cumplido sus compromisos de reducción de la producción. Rusia ha postergado su reducción de 300.000 barriles diarios hasta el último momento, sin llegar a alcanzarla totalmente hasta el mismo mayo. Las compañías rusas tienen además el compromiso con sus accionistas de aumentar la producción. Kazajistán, por su parte, tampoco ha cumplido sus compromisos y ha expresado la voluntad de seguir aumentando su producción en los próximos meses. La producción kazaja, como la rusa, tiende a aumentar tras el invierno, por lo que el coste de respetar los ajustes pactados será también mayor en los próximos meses.

⁴ The Guardian, "Suspected oil militants attack Niger Delta pipeline", Blog, 23/VI/2017.

⁵ Gonzalo Escribano (2016), "Los Vengadores del Delta del Níger no dan tregua", Blog Elcano, 4/XI/2016.

⁶ Oil&Gas 360°, "OPEC Production Up in May with New Oil from Libya and Nigeria", 14/VI/2017.

⁷ Gonzalo Escribano (2017), "La geopolítica de la energía vuelve al Golfo, razón Qatar", Comentario Elcano nº 32/2017, 14/VI/2017.

(cont.)

Pero la clave es el papel de Rusia. Aunque el compromiso ruso puede matizarse, debe reconocerse que por primera vez en la historia Rusia ha reducido su producción de forma concertada con la OPEP, estableciendo así lo que se ha denominado una alianza “improbable” e “incómoda” entre Arabia Saudí y Rusia.⁸ Rusia y la OPEP ya habían entablado conversaciones para llevar a cabo acciones coordinadas ante caídas de precios precedentes. Hasta en tres ocasiones: 1997-1998, 2001-2002 y 2008-2009; y en ninguna de ellas Rusia cumplió con los recortes comprometidos, llegando incluso a aumentar su producción para desesperación de la OPEP. Esta vez, en cambio, Rusia aparenta haber cumplido, aunque hay muchos matices al respecto que ilustran la complejidad de estimar el grado de compromiso ruso. Por ejemplo, los datos de cargamentos exportados por petrolero proporcionados por empresas independientes muestran que las exportaciones rusas cayeron algo en enero (como todos los años en invierno por las dificultades de la explotación y exportación en el Ártico y otras regiones), pero alcanzaron un pico en abril antes de ajustarse durante mayo.

El problema será mantener los recortes en la segunda mitad del año contra la voluntad de las empresas rusas, para las que las exportaciones son especialmente lucrativas tras la fuerte depreciación del rublo. Las especificidades del sector energético de Rusia y su historial de falta de respeto a los compromisos alcanzados con la OPEP en el pasado siguen provocando el escepticismo (cuando no el cinismo) acerca de que esta vez el resultado de esa “incómoda alianza” vaya a ser diferente.⁹ Una predicción todavía más cínica es la que pronostica la validez al acuerdo hasta marzo de 2018, una vez superadas las elecciones presidenciales rusas y habiendo capitalizado el Kremlin el éxito político del acuerdo con la OPEP, la eventual recuperación de los precios y la consiguiente mejora de la economía.

El grado de cumplimiento también corre el riesgo de debilitarse en los próximos meses por parte de los demás productores reticentes, lo que exigirá el complicado liderazgo conjunto de Arabia Saudí y Rusia, y la asunción de costes en términos de producción cada vez mayores por ambas partes. Resulta complicado contemplar que el acuerdo pueda resistir a la fatiga del cumplimiento mucho más allá de su eventual extensión hasta marzo de 2018. Las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía siguen apuntando a un reequilibrio del mercado del petróleo para la segunda mitad del año, y la OPEP ha optado por la paciencia estratégica y el cumplimiento de los ajustes, pese al menor grado de compromiso de sus socios no OPEP. Tampoco tienen mucho margen de maniobra, puesto que los productores estadounidenses muestran respuestas cada vez más elásticas a los aumentos de precios, acotando sus subidas.

El cártel y Rusia parecen haber llegado al convencimiento de que sin el acuerdo de noviembre los precios estarían por debajo de los niveles actuales; y que sin renovarlo el exceso de oferta se prolongaría hasta entrado 2018, y con él la presión a la baja sobre los precios. Para sostenerlos por encima de los niveles actuales deberían haber

⁸ James Henderson y Bassam Fattouh (2016), “Russia and OPEC: Uneasy Partners”, Oxford Energy Comment, OIES, febrero; Financial Times, “Saudi Arabia and Russia stuck in unlikely oil Alliance”, 26/V/2017.

⁹ James Henderson (2016), “Room for cynicism and hope in Russia’s deal with OPEC”, Oxford Energy Comment, OIES, diciembre.

mandado una señal más fuerte a los mercados, pero han preferido esperar a que el aumento de la demanda en verano vaya drenando las existencias y cerrando la brecha entre oferta y demanda. Uno de los elementos aducidos por los analistas para explicar la caída de precios posterior al acuerdo es precisamente la carencia de una estrategia de salida.

El fin de los ajustes de producción supondría el regreso de los 1,8 mbd recortados conjuntamente por la OPEP y sus socios no OPEP a partir de abril de 2018, a lo que se añadirían nuevos barriles de EEUU y otros productores no incluidos en el acuerdo, como Brasil; y probablemente de Libia y Nigeria. Además, aunque las preferencias rusas y saudíes pueden estar alineadas en el corto plazo, no está tan claro que los intereses comerciales de las empresas rusas les hagan seguir optando por prolongar los recortes más allá de los nueve meses ahora acordados.¹⁰ La cuestión es, por tanto, si el acuerdo entre la OPEP y los 11 países no OPEP será sólo transitorio y a corto plazo, o se convertirá en una necesidad de más largo plazo y en una de las pocas opciones estratégicas viables que se abren al cártel.¹¹

Un escenario energético en doble transición

A medio y largo plazo, la OPEP y sus socios no OPEP afrontan una doble transición. Por un lado, la transición hacia modelos energéticos de baja intensidad en carbono desplaza poder energético hacia los nuevos productores de gas natural y renovables, con la particularidad de que las renovables permiten además generar poder blando al proyectar modelos energéticos sostenibles y atractivos para otros países.¹² Pero dentro del grupo de países productores de petróleo hay un desplazamiento de poder desde la OPEP y otros productores convencionales hacia EEUU y Canadá, los nuevos productores de petróleo no convencional. El alcance de ambos fenómenos a largo plazo puede ilustrarse con las proyecciones del *World Energy Outlook (WEO) 2016* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Respecto a la transición hacia modelos energéticos bajos en carbono, todos los escenarios del WEO 2016 apuntan a que en 2040 el petróleo seguirá siendo el primer componente de la demanda de energía primaria mundial: entre el 27,5% y el 22,3% de la misma en los escenarios de “políticas actuales” y el “escenario 450”, respectivamente. Incluso en el “escenario 450”, en el que el aumento de la temperatura global para finales de siglo sería de 2°C (para lo cual debería limitarse la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera a 450 partes por millón de equivalente de CO₂), el petróleo sería la primera fuente primaria, casi doblando a las renovables (sin incluir la hidroelectricidad ni la biomasa, moderna o tradicional) o al carbón, aunque casi al mismo nivel que el gas natural. Sólo en el “escenario 450” se reduce la demanda de petróleo para 2040, y sólo alrededor de un 20%.

¹⁰ Liam Denning (2017), “Russia’s Oil Majors and the Problem With Privatizing OPEC”, Bloomberg, 30/V/2017.

¹¹ Jamie Webster (2017), “OPEC’s Strategic Options in a Shale World”, Commentary, Columbia Global Energy Policy Center, 22/V/2017.

¹² Gonzalo Escribano (2017), “Energías renovables y renovación de la geopolítica”, *Energía y Geoestrategia 2017*, Instituto Español de Estudios Estratégicos.

Estas previsiones requieren, al menos, dos matizaciones. En primer lugar, bajo el escenario central del WEO 2016 “nuevas políticas” (que contempla las políticas actuales pero también las anunciadas), hay una clara asimetría: los aumentos en la demanda de petróleo sólo se producen fuera de la OCDE, la cual reduce su demanda en casi 12 mbd, una caída acumulada anual del 1,3% entre 2015 y 2040. Segundo, y tal vez más importante, el repliegue del petróleo en las economías avanzadas marca una senda para la transición energética al resto del mundo: los valores medioambientales o la lucha contra el cambio climático y la polución constituyen vectores ideacionales con mucha capacidad de tracción para transformar el modelo energético.

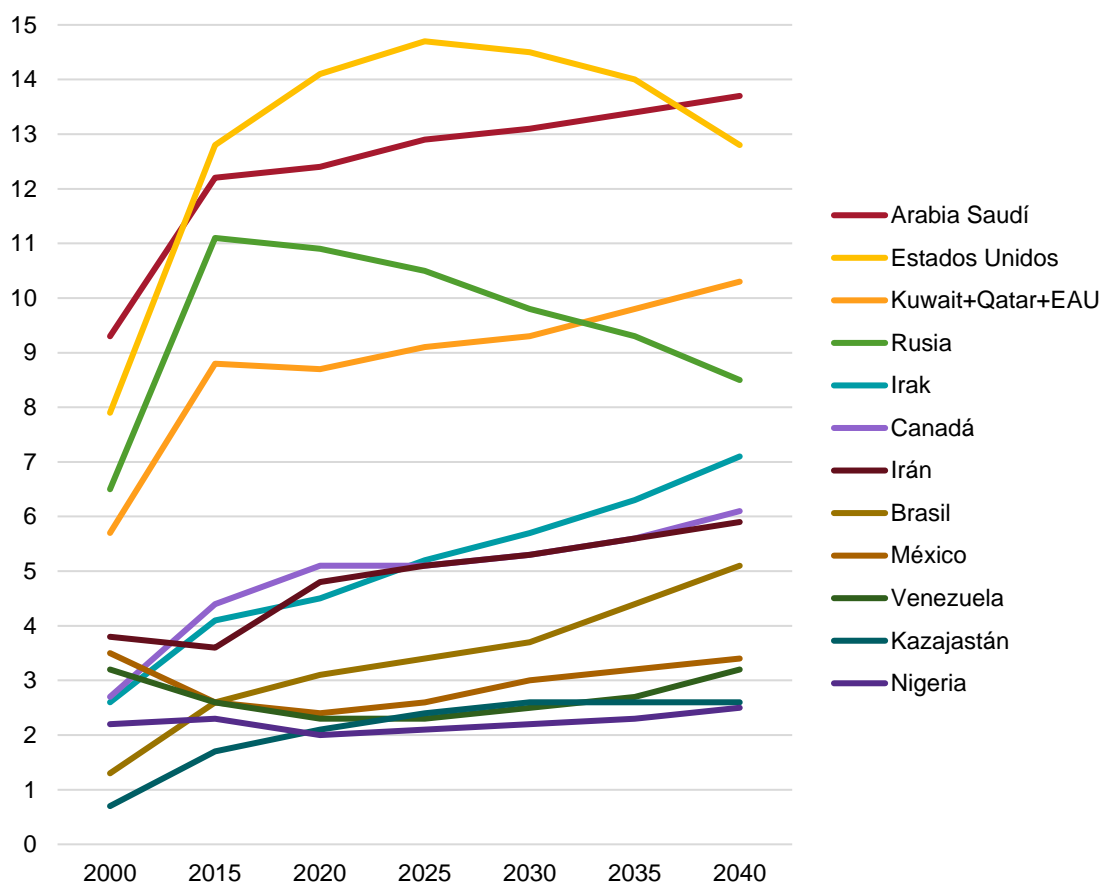
Resulta complicado incorporar estos vectores normativos, al menos tanto como los tecnológicos o los geopolíticos, en las previsiones y proyecciones energéticas de largo plazo, pero es posible que su impacto se esté subestimando. Aunque anticipar la desaparición de la OPEP por los avances en la lucha contra el cambio climático podría resultar precipitado, es evidente que el cártel debe hacer un esfuerzo de adaptación a las nuevas realidades de la descarbonización.¹³ Por el contrario, el anuncio del presidente Trump¹⁴ de que EEUU piensa retirarse del Acuerdo de París podría ralentizar dicho proceso de adaptación.

En relación a la redistribución geográfica de la producción a largo plazo y sus implicaciones geo-económicas, el escenario “nuevas políticas” muestra cambios importantes en las tendencias de producción a 2040 de los diferentes países. El Gráfico 1 recoge las proyecciones para los principales productores. En él destacan dos declives: el inmediato de Rusia y, a medio plazo, el de la producción estadounidense. A partir del pico actual, la producción rusa afronta un declino de 2,5 millones de barriles/día (mbd) hasta 2040. Otras proyecciones a corto plazo, en cambio, proyectan que la producción seguiría aumentando hasta 2020¹⁵. EEUU mantiene sus aumentos de producción hasta 2025, alcanzando un pico cercano a los 15 mbd en ese año, para luego declinar gradualmente hasta situarse por debajo de los 13 mbd en 2040. Fuera de la OPEP, y tras Estados Unidos, los principales aumentos de producción se registran en Canadá y Brasil.

¹³ Thijs Van de Graaf (2017), “Is OPEC dead? Oil exporters, the Paris agreement and the transition to a post-carbon world”, *Energy Research & Social Science*, nº 23, pp 182-188.

¹⁴ Gonzalo Escribano (2017), “Delirios de carbono”, *Comentario Elcano* nº 28/2017, 6/VI/2017.

¹⁵ Véase, por ejemplo, James Henderson y Ekaterina Grushevenko (2017), “Russian Oil Production Outlook to 2020”, *Energy Insight*, nº 3, febrero.

Gráfico 1. Producción de petróleo, escenario de “nuevas políticas”, 2000-2040 (millones de barriles/día-mbd)

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, *World Energy Outlook 2016* (tablas 3.6 y 3.7).

El WEO 2016 destaca las incertidumbres que rodean al petróleo no convencional estadounidense, tanto en términos de recursos como de respuesta al precio del barril. Por ejemplo, en los escenarios más optimistas sobre la cantidad de recursos de petróleo no convencional (*tight oil*) disponibles, EEUU seguiría aumentando su producción hasta estabilizarse en 2040 en unos 8 mbd; por el contrario, bajo escenarios de menores recursos, el declive comenzaría de manera acelerada a principios de la década de 2020 y para 2040 la producción no convencional estadounidense estaría por debajo de los 2 mbd. La sensibilidad de la producción no convencional de EEUU a los precios también es extrema: bajo el escenario “nuevas políticas” del WEO 2106, que asume un precio de 100 dólares por barril en 2025, ese año la producción de *tight oil* estadounidense sería de unos 6 mbd; si el precio estuviese en el entorno actual de los 50 dólares por barril, la producción bajaría de los 3 mbd.

En el Gráfico 1 destacan también los aumentos de producción de los productores del Golfo Pérsico, así como la tendencia ascendente de su producción. Arabia Saudí superaría en 2040 a EEUU como principal productor de petróleo aumentando su producción en unos 1,5 mbd para casi alcanzar los 14 mbd. Sus aliados (en materia de política petrolera) del Consejo de Cooperación del Golfo, Kuwait, Qatar y los Emiratos Árabes Unidos, añadirían 1,5 mbd más para alcanzar una producción conjunta superior

a los 10 mbd en 2040. Pero las mayores expectativas se sitúan en Irak e Irán. Pese a considerar los obstáculos que presenta la situación de seguridad de Irak, el WEO 2016 proyecta que para 2040 el país podría añadir 3 mbd para situarse como cuarto productor mundial por detrás de Rusia con más de 7 mbd. Para Irán, el WEO 2016 proyecta un aumento de la producción para 2040 de unos 2 mbd sobre los niveles actuales, situándose cerca de los 6 mbd.

En suma, mientras que la transición hacia modelos energéticos bajos en carbono es un fenómeno a largo plazo, el desplazamiento de poder hacia el petróleo no convencional sería un fenómeno de medio plazo que, con todas las incertidumbres existentes, empezaría a revertirse hacia mediados o finales de la década de 2020.

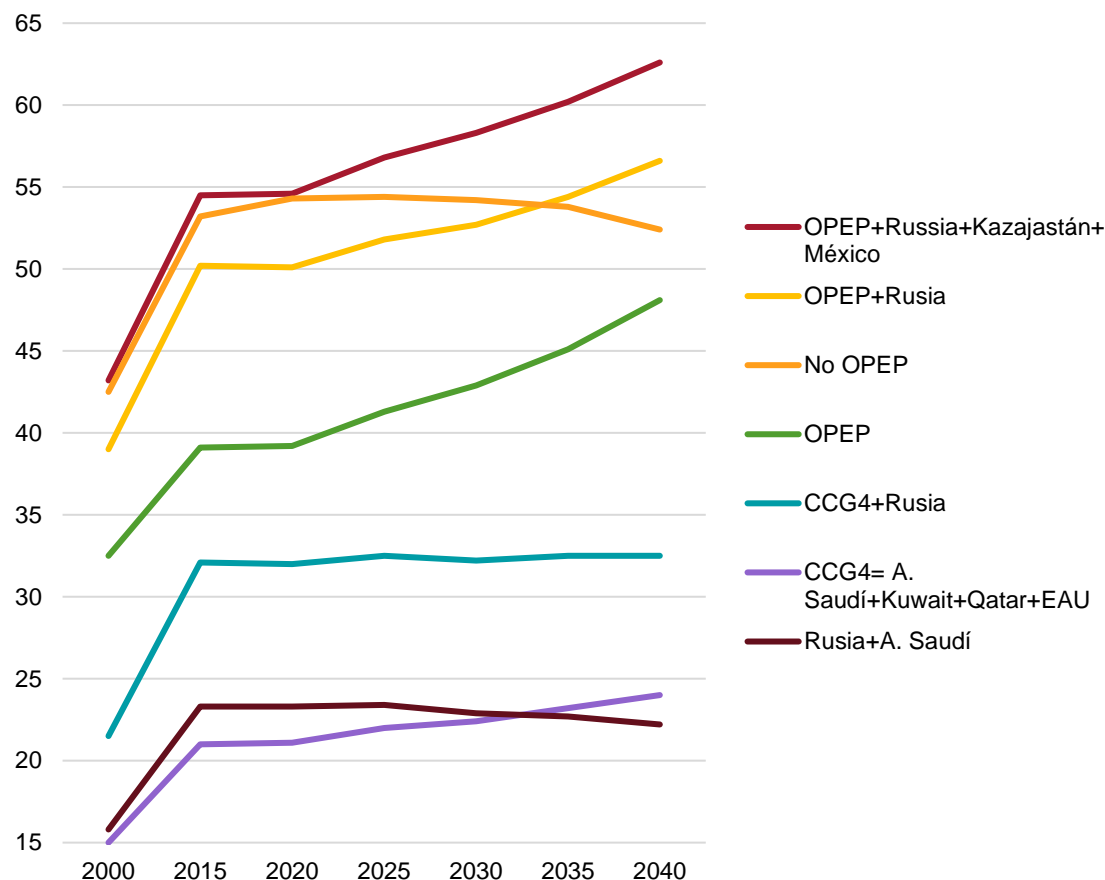
¿Hacia un orden post-OPEP o una OPEP+?

Una vez más, es posible que los anuncios sobre la muerte de la OPEP hayan sido exagerados.¹⁶ Como ya se ha apuntado, el acuerdo de noviembre de 2016 entre la OPEP y un grupo de productores no OPEP entre los que destaca Rusia supone más una extensión del cártel que un escenario post-OPEP. Una de las incertidumbres que se abren en el diseño de un eventual orden petrolero alternativo es su sostenibilidad más allá de marzo de 2018. Además de Rusia, otros países no OPEP se han comprometido a reducir su producción: Azerbaiyán, Kazajistán, México, Omán, Bahréin, Brunei, Guinea Ecuatorial, Malasia, Sudán y Sudán del Sur. Se trata de un grupo muy heterogéneo de productores que ha presentado tasas de cumplimiento de las reducciones acordadas bastante disímiles: México, Omán y Azerbaiyán han tendido a respetar sus compromisos, Rusia en menor medida, y Kazajistán en absoluto al haber continuado aumentando su producción.

El Gráfico 2 presenta eventuales agrupaciones de productores a título ilustrativo. Además de la OPEP y el conjunto de productores no OPEP, se presentan otras combinaciones que podrían modificar la composición del cártel actual, formal o informalmente. El Gráfico muestra cómo, bajo el escenario central del WEO 2016, la producción de la OPEP aumenta con fuerza a partir de mediados de la década de 2020, cuando la producción no OPEP empieza a declinar para situarse en 2040 por debajo del nivel de 2015. En ese año, la OPEP supondría algo menos de la mitad de una producción mundial ligeramente superior a los 100 mbd. La AIE prevé que a partir de 2020 los aumentos de la producción de petróleo provengan exclusivamente de la OPEP y, por tanto, en su configuración actual, el cártel ganaría peso en la producción mundial de petróleo, tanto en términos absolutos como relativos.

¹⁶ La literatura es muy extensa, pero puede consultarse Jeff D. Colgan (2014), "The emperor has no clothes: the limits of OPEC in the global oil market", *International Organization*, vol. 68, nº 03, pp 599-632; y Mohammed E. Ahrari (2015), *OPEC: The Failing Giant*, The University Press of Kentucky. En sentido contrario véase, por ejemplo, Antoine Haff (2016), "OPEC is not dead – it is adapting", *Financial Times*, 2/VI/2016, y "OPEC's Catch 22?", *Commentary*, Columbia Center on Global Energy Policy, 23/V/2017.

Gráfico 2. Producción de petróleo, escenario de “nuevas políticas”, 2000-2040 (mbd)



Fuente: Agencia Internacional de la Energía, *World Energy Outlook 2016* (tablas 3.6 y 3.7).

Una alternativa en línea con la situación actual sería una OPEP+, que en el Gráfico 2 se aproxima por la OPEP más Rusia, Kazajistán y México, los únicos tres productores participantes del acuerdo de ajuste de la producción para los cuales el WEO 2016 publica sus proyecciones. Esa OPEP+ aumentaría progresivamente su producción y su peso en el total, representando en 2040 más del 60% de la producción petrolera mundial. Una versión más reducida sería la suma de Rusia a la disciplina OPEP, lo que conformaría una OPEP+Rusia con producción en aumento que, pese al declino ruso, en 2040 representaría más del 55% de la producción mundial.

Si Rusia es el actor clave del acuerdo fuera de la OPEP, los tres actores clave del cártel, a corto y más a largo plazo, son Arabia Saudí, Irán e Irak. Cualquier combinación que excluya a los dos últimos arrojaría un cártel menguante o con un peso insuficiente en la producción mundial. Arabia Saudí y los demás productores del Consejo de Cooperación del Golfo (CCG) sí aumentan su producción hasta 2040, pero apenas alcanzarían en esa fecha los 25 mbd, apenas un 25% de la producción mundial. La suma de Rusia supondría alrededor de la tercera parte de la producción mundial en 2040, pero su declino apenas es compensado los aumentos previstos para Arabia Saudí y sus tres vecinos del Golfo Pérsico. Algo semejante ocurre con la suma de Arabia Saudí y Rusia, con tendencia a la baja para representar menos del 25% de la producción mundial en 2040.

La fuerte subida proyectada en la producción de Irak e Irán (más del 13% de la producción mundial en 2040, y 4,5 mbd de producción conjunta más que Rusia) hace de ellos socios indispensables para sumar poder de mercado. Por ello las ambiciones iraníes e iraquíes de aumentar rápidamente la producción son tenidas en cuenta seriamente tanto por Arabia Saudí como por Rusia. Así, de todas esas posibilidades, la estructura actual de acuerdos de una OPEP liderada por Arabia Saudí con Rusia liderando algunos productores no OPEP podría consolidarse como el eje del orden petrolero mundial emergente. Se trataría, por tanto, de un cambio por agregación más que una refundación o ruptura. También constituiría la materialización de la peor pesadilla geopolítica imaginada, desde Mackinder a Brzezinski: Oriente Medio, Asia Central y Rusia alineados por su política petrolera.

Como se ha apuntado en alguna ocasión, ello llevaría a Rusia en pocos años de miembro del G-8 a participante *sui generis* del cártel petrolero. Aunque pueda parecer una degradación inusualmente rápida de su papel en la gobernanza global, está bastante alineado con la presencia global de Rusia. Por ejemplo, con datos del Índice Elcano de Presencia Global de 2016, Rusia ocupaba el primer lugar del ránking de presencia energética (y sólo 15º en presencia económica). Sus exportaciones de energía representaban casi el 40% de su presencia económica (más si se añadiesen las inversiones exteriores en el sector energético), y suponían la tercera aportación a la presencia global rusa sólo después de la militar (donde Rusia ocupaba el segundo lugar del ránking global tras EEUU) y la cultural. En 2014, antes de la caída de los precios del petróleo, la energía era la segunda fuente de presencia global de Rusia y aportaba el 46% de su presencia económica.¹⁷

En sentido contrario, Rusia puede aportar varias cosas a esa OPEP+, además de barriles de crudo. Por ejemplo, su capacidad de mediación, como ya ha demostrado para facilitar el acuerdo con Irán; reclutar a países como Kazajistán o Azerbaiyán; o dotar de mayor credibilidad a la disciplina OPEP (y no OPEP) mediante su supervisión del cumplimiento de los ajustes por parte de los diferentes productores. La participación de Rusia, en cambio, no facilita la adaptación de la OPEP a los retos del cambio climático. Puede añadirse que cualquier modalidad de OPEP+ (u OPEP-) seguiría previsiblemente fundada sobre la lógica de la cartelización, por lo que lejos de superar a la OPEP supondría su extensión a un número variable de países y no se trataría, por tanto, de un modelo alternativo salvo en la estructura de un eventual liderazgo compartido.

Conclusiones

La transformación de los mercados mundiales exigen la adaptación de la OPEP y Rusia a las nuevas realidades. Por el momento, esa adaptación parece consistir en ampliar el cártel a Rusia más que en remodelar su funcionamiento ni su estrategia. Los acuerdos entre la OPEP, Rusia y otros productores no OPEP para limitar la producción muestran la evolución del orden petrolero mundial tras la irrupción de EEUU como potencia petrolera no convencional. La OPEP no ha colapsado, pero es consciente de que por sí

¹⁷ Índice Elcano de Presencia Global, <http://www.globalpresence.realinstitutoelcano.org/es/>.

sola ya no puede cartelizar el mercado mundial del petróleo y necesita al menos el apoyo de Rusia. Esta situación de mutua necesidad podría mantenerse a corto y medio plazo, consolidando la cooperación entre la OPEP y Rusia en los próximos años, aunque sin duda su sostenibilidad en el tiempo afronta muchas dificultades.

Además, sus resultados no están sometidos sólo al mantenimiento a largo plazo de la difícil alianza entre Rusia y Arabia Saudí, sino también a las incertidumbres básicas de la doble transición que afronta el sistema energético mundial: la que se refiere al ritmo y alcance de la transición hacia modelos bajos en carbono, y la que rodea a la evolución futura de la producción no convencional estadounidense. Respecto a la primera, las perspectivas de la AIE apuntan a que el petróleo seguirá siendo la primera fuente primaria hasta 2040 bajo cualquiera de los escenarios del WEO 2016, por lo que en esa fecha seguiría habiendo espacio en el mercado para la oferta de una OPEP+ y sus miembros seguirían interesados en mantener el cártel operativo.

Las incertidumbres sobre este punto y sus efectos parecen mayores (y a más largo plazo) que las que rodean a la producción no convencional de EEUU. Si ésta comienza a flexionar gradualmente a la baja a mediados de la década de 2020, tal vez los acuerdos OPEP+ dejen de ser necesarios a partir de esa fecha. Pero a corto plazo la OPEP y Rusia necesitan mandar el mensaje de que están dispuestos a actuar de manera coordinada y disciplinada. Ello incluye ofrecer una estrategia de salida a los ajustes de producción, que bien podría consistir en dar cierta continuidad institucional, formal o informal, al actual acuerdo. Nuevas renovaciones del mismo e incluso su profundización con nuevos recortes, aunque complicadas, no resultan descartables. La continuidad a más largo plazo sugiere una OPEP+ de estructura bipolar Arabia Saudí-Rusia, a la cual podrían sumarse temporalmente otros productores no OPEP.

Dada la divergencia de preferencias de política exterior entre ambos países, parece que en el mejor de los casos la “alianza improbable” en materia de cooperación petrolera quede encapsulada de otros ámbitos de actuación más inverosímiles. Mantener la consistencia temporal del acuerdo ya será suficientemente complicado como para esperar desarrollos cooperativos en otros campos, especialmente en política exterior. Está por ver el recorrido de esta OPEP+ emergente liderada por Arabia Saudí y Rusia más allá de los actuales acuerdos, pero pese a sus dificultades y limitaciones el intento merece seguimiento. Después de todo, el escenario internacional de los últimos años ha estado trufado de eventos tan o más improbables. Especialmente interesante será ver el acomodo de Rusia a ese nuevo papel en la gobernanza mundial como cuasi-miembro del cártel petrolero, que por otra parte no queda lejos del que corresponde a su economía.