

Informe 2015 sobre la situación del petróleo y el gas

Examinamos los principales retos a los que se enfrenta el sector del petróleo y el gas

Centro para Soluciones de Energía de Deloitte

Introducción

Todo puede cambiar en un año. El año pasado examinamos los aspectos fundamentales del sector en un recorrido que abarcó desde las condiciones macroeconómicas imperantes, el equilibrio entre la oferta y la demanda y las cuestiones regulatorias, hasta los componentes del coste, los precios de las materias primas y el impacto de los factores geopolíticos. Partiendo de ese análisis, nuestro informe consideraba el cambio de dominancia de los proveedores; la progresión desde la regionalización hacia la globalización en los mercados de gas natural y el fenómeno inverso en los mercados de petróleo; un cambio en el *mix* de energía mundial; el crecimiento de los proyectos de capital hasta alcanzar proporciones "mega"; y una tendencia hacia una mayor interdependencia entre las naciones.

Este año, sin embargo, prácticamente todos estos "fundamentos" están siendo cuestionados. Sin duda, la caída de los precios del petróleo ha pasado factura al sector mundial del petróleo y el gas. En diciembre de 2014, los precios del crudo del West Texas Intermediate (WTI) cayeron de más de 100 USD por barril a menos de 60 USD por

barril, y lo mismo sucedió después con los precios del Brent. La debacle continuó en 2015, con caídas de precios por debajo de los 45 USD por barril, aunque luego experimentaron una modesta recuperación. El exceso de oferta de petróleo en un momento de débil demanda está alterando los flujos comerciales y generando preocupación a los proveedores tradicionales.

Asimismo, la tendencia actual en Norteamérica hacia la independencia energética sigue teniendo un impacto en los mercados mundiales y podría conducir al nacimiento de un bloque comercial energéticamente autosuficiente formado por Estados Unidos, Canadá y México. En el caso de Rusia, la menguante cuota de mercado en los países occidentales consumidores está empujando al país a buscar mercados menos hostiles en la India y China, una tendencia que podría alterar las estructuras geopolíticas del poder. De hecho, los factores geopolíticos están adquiriendo protagonismo y, como resultado, tienen cada vez más peso como fuerza motriz de las nuevas relaciones y patrones comerciales. La OPEP, también, está buscando nuevos compradores al tiempo que afronta el reto de responder a los muy diversos requisitos de sus distintos Estados

miembros, lo que provoca turbulencias geopolíticas adicionales.

Las predicciones para el comercio mundial de la energía también están cambiando. En lugar de sufrir una globalización desenfrenada, el gas natural y el GNL se están consumiendo más cerca de la fuente, al menos por el momento. A medida que los compradores consiguen un mayor control que los vendedores sobre los precios del GNL, los contratos a largo plazo se están renegociando y la construcción de nuevas terminales de GNL se está ralentizando. El crecimiento sin trabas de los megaproyectos también está perdiendo fuerza a medida que las compañías de energía internacionales se esfuerzan por recortar costes.

Este informe se centra en seis de los aspectos que actualmente están teniendo un impacto en el sector del petróleo y el gas (y en el mercado *upstream* en particular). Aunque no se trata en absoluto de una lista definitiva, dichos aspectos incluyen: un cambio previsto en los fundamentales de la oferta-demanda, el surgimiento de nuevos patrones comerciales, la consideración del papel de la OPEP en el mercado —al menos a corto plazo—, la caída de los precios

del GNL, los costes a largo plazo de proyectos complejos y la dinámica cambiante entre las compañías de petróleo integradas (IOC) y las compañías nacionales de petróleo (NOC). Basado en los estudios y las perspectivas y opiniones de las prácticas de petróleo y gas de la red de Deloitte en todo el mundo, este informe pretende ofrecerle material para la reflexión y promover al mismo tiempo un debate interesante y fructífero.

Cambio en los fundamentos de la oferta y la demanda

A medida que Estados Unidos consolida su posición como uno de los principales productores de petróleo y gas, los patrones históricos del comercio energético están cambiando. Actualmente, este país satisface cerca del 90% de sus necesidades energéticas con fuentes nacionales, lo que representa un incremento significativo frente al 70% en 2005.¹

Suministro de petróleo

Ahora que Estados Unidos ha dejado de ser un mercado de venta preferente, los principales proveedores de petróleo del mundo están tratando de encontrar nuevos compradores. En los últimos cuatro años, Estados Unidos terminó la construcción de aproximadamente 20.000 nuevos pozos de *shale*.² Esto ha impulsado la producción de petróleo del país hasta alcanzar casi los nueve millones de barriles diarios (MMbbl/d),³ una cifra que se eleva hasta los 12,5 MMbbl/d si tenemos en cuenta los líquidos de gas natural.⁴ Desde 2008, el suministro de *tight oil* de EE.UU. ha pasado de representar el 0,5% de la producción mundial al 3,7%.⁵ Hay que subrayar que los costes de estas explotaciones suelen hacerlas muy rentables. En 2013, ocho de los mayores productores independientes

de petróleo de EE.UU. registraron un coste de explotación medio de entre 10 y 20 dólares por barril de petróleo (o unidad de gas equivalente) producido.⁶

Al mismo tiempo, Estados Unidos podría no ser el único causante del cambio en la oferta y la demanda. Por ejemplo, aunque por el momento Oriente Medio puede satisfacer sus necesidades de energía, la demanda de petróleo y gas en la región está aumentando. Una serie de grandes proveedores, tanto recién llegados como aquellos que están resurgiendo, podrían también contribuir a alterar la dinámica del mercado energético. Por ejemplo, la producción procedente del Sur de Irak y del Kurdistán iraquí podría aumentar a pesar de los problemas de seguridad que afectan actualmente a la región. Si Irán concluye un acuerdo nuclear con los países del P5+1 (Rusia, China, Francia, Gran Bretaña, Estados Unidos y Alemania), su producción de petróleo también podría incrementarse como consecuencia del levantamiento de las sanciones. Y la producción en Brasil, a pesar de la reciente inestabilidad política, aún tiene margen de crecimiento.

Esta dinámica cambiante del sector está alimentando un juego de poder entre los proveedores de petróleo tradicionales y los nuevos. Oriente Medio, por ejemplo, ha visto caer su cuota de mercado en EE.UU., tanto para el crudo como para los productos refinados, y actualmente se esfuerza por entender los fundamentales que le permitan operar en un mercado que nada en petróleo. Con tal fin, los productores de Oriente Medio están intentando redirigir su flujo de petróleo hacia el Este con destino Asia, en lugar del Oeste con destino EE.UU., al tiempo que incrementan su cuota de consumo europeo. También Rusia se enfrenta a cambios en su mercado de consumo tradicional a medida que Europa intenta diversificar sus fuentes de suministro, y ha

comenzado a mirar hacia Asia en busca de nuevos compradores, al igual que han hecho pequeños proveedores de África, por ejemplo, de Angola y Nigeria.

Esta tendencia no hará más que acelerarse si Estados Unidos acaba levantando la prohibición de exportar crudo. Hasta la fecha, el Departamento de Comercio de EE.UU. sólo ha permitido la exportación de formas ultraligeras de petróleo conocidas como "condensados". Sin embargo, en una vista celebrada el 3 de marzo de 2015 en la Subcomisión para la Energía y la Electricidad del Congreso, se planteó la cuestión de que la prohibición de las exportaciones —junto con la persistencia de unos precios bajos del petróleo— podría sumir al sector en un bache prolongado. Si prevalecieran estos argumentos, las consecuencias salpicarían a todo el planeta.

Incluso sin EE.UU. en el mercado mundial, los proveedores tradicionales ya tienen que hacer grandes esfuerzos para mantener su cuota de mercado. En su reunión de noviembre de 2014 en Viena, la OPEP decidió mantener su producción en 30 MMbbl/d en un intento por atajar la competencia de los proveedores alternativos, incluidos Estados Unidos, Canadá, Rusia y la industria *offshore* Brasileña. Para mantener este volumen, los aproximadamente 2,5 MMbbl/d que han dejado de producirse en Irán, Irak y Libia están siendo compensados por un incremento de la producción de más de 2 MMbbl/d en Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y Emiratos Árabes Unidos (EAU).⁷ Según planteó el Ministro de Petróleo de Arabia Saudí, Ali Al-Naimi, en la Encuesta Económica de Oriente Medio (*Middle East Economic Survey*) en diciembre de 2014 "Si recorto producción, ¿qué pasa con mi cuota de mercado? El precio subirá y los rusos, los brasileños, los productores de *shale oil* de EE.UU. se quedarán con mi cuota".⁸ Varios países de la región están

Gráfico 1. Flujos comerciales – principales movimientos



aferrándose a sus niveles de producción: se espera que Saudi Aramco, ADNOC de EAU y Kuwait incrementen conjuntamente su gasto en exploración y producción en un 14,9% durante 2015.⁹

No obstante, aunque estas decisiones están afectando a los productores que se han incorporado más recientemente al mercado, es poco probable que alteren la dirección de las corrientes comerciales predominantes. Aunque con el tiempo, los proveedores de petróleo que actualmente tienen una posición dominante a escala mundial podrían ver debilitada su influencia a medida que los nuevos productores ganan cuota de mercado (véase *Aparición de nuevas tendencias comerciales*, más adelante).

Dinámica de la demanda de petróleo

Los principales centros de demanda del planeta también están cambiando. Se espera

ba que la demanda procedente de China y, en menor medida, de Europa Occidental y Estados Unidos, estimulara la demanda a largo plazo. Sin embargo, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) rebajó las previsiones de demanda y actualmente estima que la demanda de petróleo y gas se incrementará sólo en 0,9 MMbbl/d en 2015.¹⁰

De lo que no cabe duda es de que China sigue siendo un centro de demanda, con un aumento de las importaciones del 13% en diciembre de 2014 en comparación con el año anterior.¹¹ En el mes de diciembre las importaciones chinas de crudo superaron los 7 MMbbl/d por primera vez¹² y para 2040, podrían llegar a rozar los 18 MMbbl/d.¹³ Dicho lo cual, en 2014, la economía china registró un crecimiento del 7,4% —frente al 7,7% registrado el año anterior—, la tasa de crecimiento más baja de los últimos 24 años.¹⁴ Aunque puede que la demanda se mantenga fuerte, la disposi-

ción del país a pagar precios elevados por las importaciones podría debilitarse cada vez más, provocando un cambio en las fuentes de suministro.

Por su parte, Europa Occidental continúa padeciendo los problemas económicos que sacuden a la región. En 2014, la demanda europea de petróleo cayó en 0,20 MMbbl/d, y se prevé que en 2015 la demanda vuelva a caer en unos 0,10 MMbbl/d¹⁵ (véase Gráfico 2). La Administración de Información sobre la Energía de EE.UU. (EIA, por sus siglas en inglés) prevé que la demanda europea se mantenga en los 14 MMbbl/d hasta 2040.¹⁶

Y aunque EE.UU. sigue siendo el mayor consumidor e importador mundial de petróleo, sus importaciones de crudo disminuyeron un 3% interanual en enero de 2015.¹⁷ Algunas compañías norteamericanas de exploración y producción están incluso deshaciéndose de sus activos internacionales

Gráfico 2. Demanda de petróleo: Alemania, Francia, Italia y Reino Unido, tb/d

	Diciembre de 2014	Diciembre de 2013	Variación desde dic. 2013	% Variación desde dic. 2013
Gas licuado del petróleo (GLP)	447	436	10	2,4
Gasolina	1.052	1.077	-25	-2,3
Jet/queroseno	713	698	15	2,1
Gas/ gasóleo	3.036	3.042	-6	-0,2
Fueloil	289	277	12	4,3
Otros productos	827	853	-26	-3,1
Total	6.364	6.384	-19	-0,3

Fuente: OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015.

para centrarse en atender a unos mercados nacionales más estables, redibujando las líneas de la oferta y la demanda también en el sector de la exploración.

Incluso Japón, que ocupaba el tercer puesto como consumidor mundial de petróleo en 2014, ha experimentado un descenso de su demanda del 22% desde el año 2000 debido a factores estructurales como su población menguante y la introducción de objetivos de eficiencia energética por parte del Gobierno¹⁸ (véase Gráfico 3). La demanda de petróleo podría seguir disminuyendo a medida que el país aumenta su dependencia del gas natural y retoma, en última instancia, el uso de la energía nuclear como fuente de energía de carga básica.¹⁹

A medida que estas tendencias se acentúan, los países importadores tienen la posibilidad de beneficiarse cada vez más, desde China y la India hasta Japón e Indo-

nesia. Según el Baker Institute, la región Asia-Pacífico generará alrededor del 70% de la demanda mundial de petróleo entre 2010 y 2020,²⁰ y serán los países de esta región los que salgan beneficiados. En cierto modo, la reciente caída del precio del petróleo ha tenido un impacto positivo para muchos de los principales países consumidores de petróleo. México, Brasil, India, China, Indonesia, Kuwait, Omán, Egipto, Túnez, Marruecos y Malasia aprovecharon la oportunidad para recortar las subvenciones al combustible, reduciendo la presión sobre las finanzas públicas. Y se trata de una presión que ha sido históricamente alta: según estimaciones del FMI, los gobiernos de todo el mundo gastaron 1,9 billones de dólares en subvenciones a los combustibles fósiles tan solo en 2011²¹ (véase Gráfico 4).

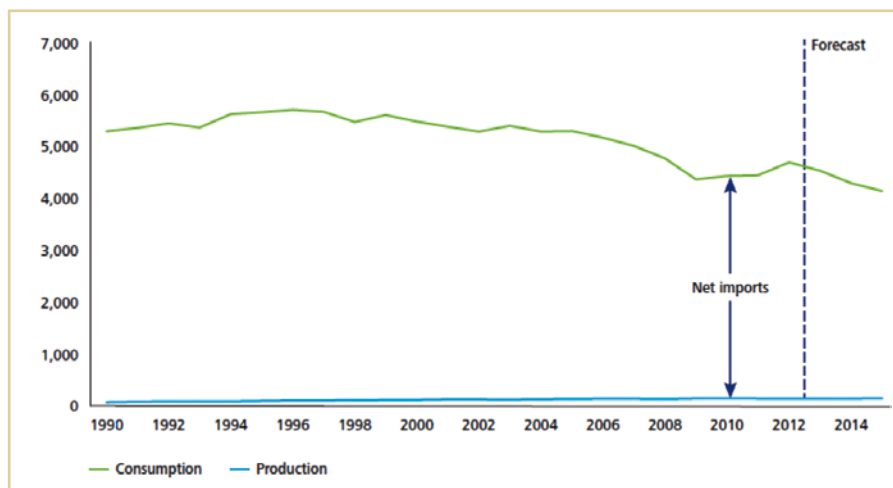
Poniendo la vista en 2020, es probable que asistamos a una continuación de la contracción de la demanda tanto en Norteamérica

como en Europa Occidental, al tiempo que se incrementa en la región Asia-Pacífico y Oriente Medio. Estos cambios están alterando la dinámica tradicional entre los centros mundiales de oferta y de demanda de petróleo.

Oferta y demanda de gas natural

El equilibrio tradicional entre la oferta y la demanda en el sector del gas natural también podría alterarse en los próximos años. La revolución del *shale gas* en EE.UU. ha provocado reducciones de precios del gas natural y ha catapultado al país al primer puesto mundial como productor de gas natural. A su vez, estos bajos precios han empujado a los productores a exigir que se les permita exportar gas natural de EE.UU. en forma de gas natural licuado (GNL) a Europa y Asia, donde los precios son más altos. La ventaja para los productores estadounidenses parecía especialmente clara en agosto de 2014 cuando los precios al

Gráfico 3. Producción y consumo de petróleo en Japón, miles de barriles por día



contado del gas natural en Japón superaron los 16 USD por MMBtu (millón de unidades térmicas británicas), mientras que los precios del gas Henry Hub caían por debajo de los 4 USD/MMBtu.

Sin embargo, siguen existiendo obstáculos para un verdadero comercio mundial del GNL. Los grupos de defensa medioambiental en EE.UU. continúan oponiéndose a las

exportaciones por miedo a que provoquen una mayor dependencia de la fracturación hidráulica. A los fabricantes estadounidenses también les preocupa que las exportaciones presionen al alza los precios internos del gas natural, frenando así el floreciente resurgimiento de las manufacturas del país. Otros flujos comerciales más globalizados también se han visto afectados en los últimos meses a medida que el diferencial de

precios del gas natural entre Norteamérica y Asia se reduce en un contexto de debilidad de los precios del petróleo, mitigando la exigencia de los compradores de GNL de desvincular los contratos del gas natural de los precios indexados al petróleo.

Exportadores tradicionales de gas natural como Qatar (GNL) y Rusia (a través de gasoductos) podrían seguir enfrentándose a una competencia creciente de Australia, que va camino de convertirse en el mayor exportador del mundo de GNL, con 62 millones de toneladas de nueva capacidad cuya puesta en marcha está prevista para 2018.²² Sin embargo, los elevados costes de explotación de los proyectos lastrarán los intentos australianos de suministrar de manera económica a los consumidores mundiales. Especialmente, en el contexto actual de precios bajos. Los proyectos de exportación de GNL previstos ya se están aplazando, y los proyectos de gas metano de carbón de este país están teniendo dificultades para contener los costes del modo que esperan los accionistas.

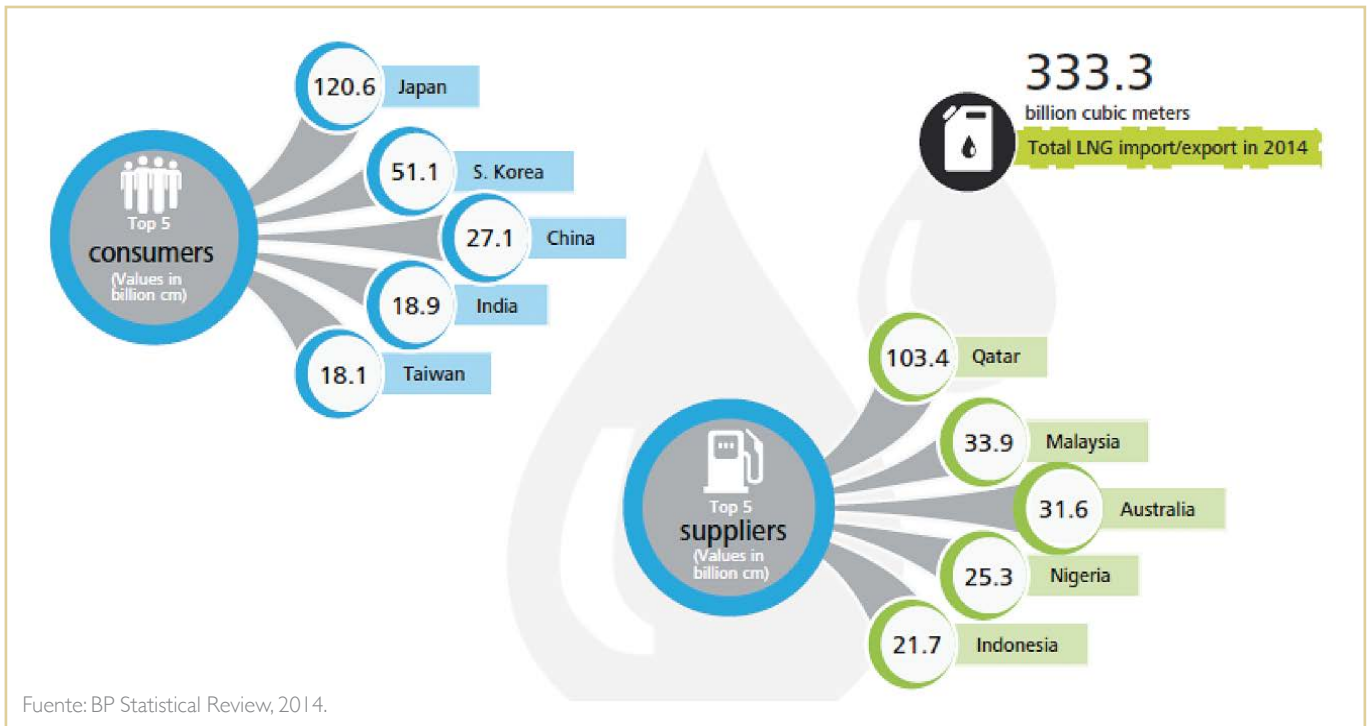
Hasta que se superen los obstáculos para lograr un intercambio comercial verdade-

Gráfico 4. Valor económico de las subvenciones al consumo de combustibles fósiles, 2013

	% del PIB	Total subvenciones de todo tipo de combustibles En mil. mill. USD	Subvenciones a productos del petróleo En mil. mill. USD
Egipto	11,0	29,9	20,9
Indonesia	3,3	29,1	21,3
Bangladesh	3,2	4,6	0,6
Argentina	2,7	13,4	1,3
India	2,5	47,0	36,6
Malasia	1,7	5,3	4,9
China	0,2	21	11,8

Fuente: OCDE/AIE 2014 World Energy Outlook, IEA Publishing; modificado por Deloitte Touche Tohmatsu Limited. Licencia: www.iea.org/t&c/termsandconditions

Gráfico 5. Los 5 principales consumidores y proveedores de GNL en 2013



ramente global del GNL, es probable que tanto el GNL como el gas transportado por gasoducto continúen dirigiéndose preferentemente a regiones geográficamente próximas. Esto podría beneficiar a Rusia, que está intentando asegurarse una mayor porción del mercado de gas natural de China a través de sus gasoductos Power of Siberia y Altai.

Conclusiones

A medida que Estados Unidos avanza hacia la independencia energética, surge la oportunidad de ejercer una mayor libertad política. No queremos sugerir con ello que Estados Unidos esté persiguiendo una estrategia de aislamiento. Pero dicha independencia podría granjearle una mayor flexibilidad a la hora de estructurar sus alianzas políticas. Además, la creciente seguridad

energética podría brindar a Estados Unidos más margen para demostrar su poder de formas que en el pasado tal vez habría evitado. Prueba de ello es que el país sigue aplicando sanciones a Rusia y está negociando un acuerdo con Irán sin el apoyo de Arabia Saudí y el resto de países del Golfo.

En cualquier caso, las ventajas de asegurarse el suministro energético siguen siendo considerables por lo que es probable que cualquier país con capacidad para incrementar su producción nacional intente hacerlo. Con más razón si el acceso al GNL a precios asequibles sigue siendo difícil. Las iniciativas para asegurar el suministro pueden adoptar diversas formas, desde una mayor dependencia de las renovables hasta una mayor inversión en la extracción de *tight oil* y *shale gas*. Aunque muchos países siguen resistiéndose a la revolución

del *shale* aduciendo razones medioambientales, la situación podría cambiar con el tiempo si la escasez de energía se convirtiese en un serio inhibidor del crecimiento y la independencia económica.

Para promover una mayor producción nacional, muchos gobiernos que actualmente tienen mercados "protegidos" están suavizando su entorno regulatorio en un intento por incrementar la competencia local e impulsar las inversiones en el sector energético. En México y Argentina se han acometido reformas energéticas. Asimismo, China National Petroleum Corporation (CNPC) anunció recientemente planes para vender a compradores del sector privado participaciones en sus activos de *upstream* en el yacimiento de petróleo de Jilin, al nordeste de China y en el yacimiento de petróleo de Dasang en Tianjin. La forma

en la que los países consumidores sensibles al precio reaccionen para satisfacer sus necesidades energéticas —y la medida en que su demanda pueda ser satisfecha a escala regional— tendrá probablemente un gran impacto tanto en la geopolítica mundial como en los patrones comerciales internacionales.

Aparición de nuevas tendencias comerciales

A medida que los fundamentales de la oferta y la demanda de petróleo y gas evolucionan, surgen nuevas tendencias comerciales a escala mundial.

EE.UU. - Canadá - México

Estados Unidos, Canadá y México están funcionando cada vez más como un bloque comercial autosuficiente, provocando un giro hacia un intercambio de energía de carácter más regional. Ello se debe en gran medida al mayor peso del petróleo y el gas no convencionales en Estados Unidos, la relajación de las restricciones regulatorias en México y el elevado coste de exportar la producción de petróleo de las arenas bituminosas de Canadá fuera de Norteamérica debido, en parte, a la falta de infraestructuras transfronterizas. Dada la alineación cultural y geopolítica de estos países, se espera que este bloque se consolide, una tendencia que se aceleraría si finalmente se aprueba el oleoducto estadounidense / canadiense Keystone.

Rusia-China-India

Por su parte, Rusia está buscando nuevos compradores más activamente. En concreto, a medida que China y la India se esfuerzan por diversificar sus fuentes de suministro, podrían decantarse cada vez más por la producción rusa. En julio de 2013, la compañía rusa Rosneft cerró un contrato

de suministro a largo plazo por el que sus exportaciones de petróleo a China pasaban a ser más del doble.²³ Actualmente Rusia suministra el 12% de las importaciones chinas de crudo,²⁴ y en 2013 fue el cuarto proveedor más importante de crudo a China.²⁵ En mayo de 2014, la china CNPC suscribió también un contrato de 400.000 millones de dólares con la rusa Gazprom que, según las previsiones de algunos analistas, supondrá un flujo de gas natural de 38.000 millones de metros cúbicos a China a través de gasoductos a lo largo de un periodo de 30 años, a un coste de 10 dólares por millón de pies cúbicos; está previsto que el suministro comience en 2018²⁶ Teniendo en cuenta que la AIE prevé que la demanda de gas natural de China aumente un 6% anual hasta 2035, este contrato le brinda a Rusia acceso a uno de los mercados de gas natural de más rápido crecimiento del mundo.²⁷

Estos contratos ponen de manifiesto unos vínculos cada vez más fuertes entre China y Rusia. Desde 2012, estos países han realizado visitas de Estado más frecuentes, han estrechado sus relaciones militares (incluidas maniobras de entrenamiento conjuntas y exportaciones de material militar ruso a China) y han coordinado sus votos en el Consejo de Seguridad de Naciones Unidas en los asuntos de Siria y Crimea.²⁸ Además, el contrato de gas por valor de 400.000 millones de dólares representa sólo uno de los varios acuerdos energéticos bilaterales que están fomentando una mayor cooperación económica entre los dos países.

Para afianzar aún más su llamado "giro a Asia", Rusia también formalizó recientemente acuerdos comerciales con la India por un valor aproximado de 100.000 millones de dólares. Los acuerdos incluyen un contrato de energía nuclear de 40.000 millones de dólares, un contrato de 50.000

millones para el suministro de crudo y gas y otros 10.000 millones en varios contratos que abarcan una variedad de sectores, desde defensa a aeroespacial pasando por el agrícola.²⁹ La compañía india ONGC Videsh Ltd., la división de *upstream* de Oil and Natural Gas Corporation Ltd. (ONGC), también ha entablado recientemente negociaciones con Rosneft para adquirir participaciones en dos campos petrolíferos en Siberia.³⁰

¿Cómo afecta esta situación a la OPEP?

A medida que las relaciones entre estos bloques comerciales emergentes se fortalecen, la OPEP podría considerar la ampliación de su cuota en el mercado de Europa Occidental. Esta estrategia, no obstante, no sería suficiente por sí sola. En 2013, casi el 60% de las exportaciones de crudo de la OPEP fueron a parar a Asia,³¹ y el consumo en Europa no podría reemplazar este volumen.

Aunque lo cierto es que Europa Occidental está intentando liberarse de su excesiva dependencia de las importaciones de Rusia y podría tener motivos para recurrir a la OPEP para satisfacer una mayor proporción de su suministro de energía. Esto resulta cada vez más probable en vista de las importantes caídas de la producción en la región: la producción de petróleo en la Unión Europea se ha reducido en un 50% desde 2002.³² Arabia Saudí está siguiendo muy de cerca esta tendencia. En un intento por incrementar su cuota de mercado en Europa, en febrero de 2015 Saudi Aramco redujo en 1,50 dólares por barril el precio de venta oficial de su petróleo árabe ligero al noroeste de Europa, vendiéndolo con un descuento de 4,65 dólares por barril respecto del *Brent Weighted Average* (BWAVE, la media ponderada de todos los contratos de crudo), el precio más bajo desde 2009.³³

Nada es para siempre

Obviamente, estas tendencias comerciales no son inalterables. En 2013, mientras que solo un poco más del 17% de la producción de la OPEP se dirigió a Europa, el 16% siguió teniendo Norteamérica como destino.³⁴ Asimismo, en 2013, la OPEP suministró a China aproximadamente el 71% de su crudo³⁵ y abasteció a la India con un porcentaje similar de petróleo y otros líquidos.³⁶ Muchos otros importantes países productores y consumidores seguirán ejerciendo también influencia en los patrones comerciales del petróleo y el gas a escala mundial, incluidos Japón, Australia, Kazajistán, Qatar, Brasil y países del Sudeste asiático y África Occidental.

Los intentos rusos por consolidar un bloque en Asia no están exentos de dificultad. Es poco probable que las tensiones bilaterales entre Rusia y China se disipen en un futuro próximo. Además, ni China ni la India parecen estar dispuestos a convertirse en países excesivamente dependientes de las importaciones rusas. La diversidad de las fuentes de suministro sigue siendo un pilar crítico de la seguridad energética, lo que con el tiempo supondrá un cambio del paradigma comercial. Actualmente, Qatar provee la gran mayoría del GNL a Asia y aunque sus volúmenes de exportación se han reducido, existen otros países distintos de Rusia preparados para compensar esta caída, entre ellos, Australia y Turkmenistán.

Mozambique y, en general, África oriental, tampoco deberían pasarse por alto. En la cuenca marina de Rovuma en la costa de Mozambique se han encontrado 180 billones de pies cúbicos de gas. Esta cantidad sería suficiente para abastecer a Alemania, Gran Bretaña, Francia e Italia durante 18 años.³⁷ Esta situación supone una gran oportunidad para la India, ya que no existen

cuellos de botella geográficos que obstruyan el flujo de GNL desde África oriental hacia la India. En mayo de 2014, las compañías indias ONGC, Oil India y Bharat Petroleum adquirieron una participación conjunta del 30% en el Área-1 de la cuenca marina Rovuma al operador estadounidense Anadarko (un inversor inicial) y descubrieron que el área encerraba un 43% más de reservas recuperables de lo que se había estimado originalmente.³⁸ La compañía china CNPC ha invertido también en la región mediante la adquisición de una participación del 20% en un importante bloque explotado por la italiana Eni.³⁹

Por su parte, Europa Occidental tendrá que acometer importantes inversiones antes de poder reducir verdaderamente su dependencia de las fuentes rusas de gas natural, una situación que se ve agravada por la naturaleza a largo plazo de sus actuales contratos de suministro con Rusia. Aunque la solución óptima sería aumentar el suministro interno, las reservas se están agotando tanto en Noruega como en el Reino Unido y siguen existiendo barreras a la exploración del *shale gas*. Y a pesar de que la región podría recurrir cada vez más a proveedores en el Norte de África, serán necesarias mejoras de infraestructura costosas para hacerlo posible, y la estabilidad de algunos proveedores africanos no está garantizada. Aunque la alteración de las rutas comerciales requeriría un nivel de turbulencias que es poco probable que se produzca (lo que se conoce como un evento "cisne negro"), su impacto potencial podría ser catastrófico para los países consumidores.

Y, por supuesto, a medida que la producción de GNL se haga más rentable, EE.UU., Australia y África oriental podrían exportar de manera económica a la gran mayoría de los países consumidores del mundo, redibujando así los límites de los bloques

comerciales que están emergiendo actualmente. Australia ya es el cuarto proveedor más importante de gas a los principales países importadores de Asia-Pacífico, sólo por detrás de Qatar, Malasia e Indonesia.⁴⁰ Qatar también sigue siendo una incógnita. Aunque su cuota del mercado mundial de gas está menguando debido a su actual moratoria sobre las exportaciones de GNL (con un umbral de 77 millones de toneladas anuales), este país podría decidir en última instancia recuperar cuota de mercado bien rebajando los precios australianos, bien buscando nuevos mercados en Europa, Brasil y África.

Conclusiones

Ahora que la mexicana Pemex ha puesto fin a un monopolio estatal del petróleo de 76 años, Estados Unidos, Canadá y México están preparados para entablar un nivel más alto de cooperación en materia energética. ExxonMobil, Chevron y BHP Billiton han manifestado su interés en realizar exploraciones de petróleo en México, que cuenta con aproximadamente 13.400 millones de barriles de reservas probadas.⁴¹ Si ello se combina con la producción estadounidense y canadiense, estos tres países podrían satisfacer un porcentaje cada vez mayor de la demanda interna con suministro nacional.

A medida que el bloque comercial EE.UU.-Canadá-México se fortalece y aumenta cada vez más su competitividad, esperamos que Rusia se vea más obligada a avanzar en su agenda china e india con el objetivo no sólo de convertirse en el primer proveedor de energía de la región, sino también para lograr un mayor acercamiento desde una perspectiva económica y geopolítica. Si el bloque Rusia-India-China explota todo su potencial, el gas ruso podría pasar a través de China no solo hasta la India, sino tam-

bién al Sudeste asiático, llegando a países en rápido desarrollo como Tailandia, Vietnam, Laos y Malasia.

Aunque estas tendencias podrían amenazar la posición tradicional de la OPEP en los mercados internacionales, no se trata de una coyuntura probable en el corto plazo. Se espera que la OPEP busque nuevos compradores a medida que Norteamérica es cada vez más capaz de satisfacer su propia demanda, y podría intentar acaparar una cuota de mercado creciente en Europa Occidental. No obstante, en un mercado global, la producción va donde tiene que ir y es probable que los países de la OPEP se mantengan como proveedores críticos a países de todo el mundo aún durante muchos años.

OPEP: bajo presión

Según un reciente artículo de *The Economist*,⁴² para que un cártel sea eficaz son necesarias tres cosas: disciplina, una posición de mercado dominante y barreras de entrada. Actualmente, la OPEP podría estar experimentando problemas en las tres áreas.

Aunque la OPEP se ha reunido periódicamente a lo largo de los años para establecer las cuotas de suministro y los niveles de precios, los países miembros no siempre cumplen los objetivos de producción, lo que podría indicar una falta de disciplina organizacional. La OPEP fijó un techo para la producción de crudo de 30 millones de barriles diarios desde 2012, sin especificar cuotas para los miembros individuales. En 2013, la producción media alcanzó los 31,6 millones de barriles diarios. Tras descartar un recorte de la producción el pasado año, la OPEP sigue produciendo mucha más cantidad de lo que marca el objetivo general de producción de 30 millones de barriles diarios debido a la producción récord de

Arabia Saudí y la recuperación parcial de la producción en Irak y Libia.

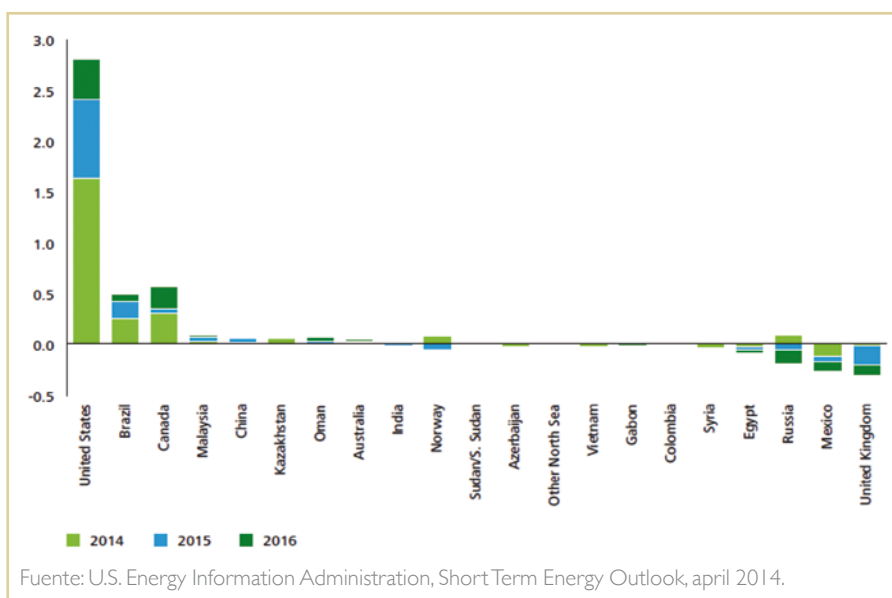
En cuanto al dominio de mercado de la OPEP, en la actualidad la organización abastece aproximadamente el 32% del petróleo mundial, y su cuota está descendiendo. Según su propia publicación *World Oil Outlook para 2014*, la cuota de mercado de petróleo de la OPEP podría caer un 5% para 2018 a medida que aumenta la producción estadounidense de *tight oil*.⁴³ Aunque dicha cuota podría recuperarse con el tiempo a medida que cambian los patrones de suministro (especialmente si la producción de EE.UU. se estanca), la OPEP podría perder poder entretanto.

Y aunque antaño existían barreras de entrada debido a la complejidad de la exploración y producción tradicionales, las nuevas tecnologías e innovaciones impulsadas por la revolución del shale en EE.UU. han alte-

rado la ecuación. A medida que evoluciona la producción de petróleo no convencional, los productores de *shale* ganarán más peso, especialmente dada su capacidad para ajustarse a las señales de cambio de precio más rápidamente que los productores de petróleo convencional.

Además, hay numerosos países productores que operan fuera del marco de influencia de la OPEP. En 2014, el suministro procedente de países no pertenecientes a la OPEP se incrementó en 1,99 MMbbl/d hasta alcanzar los 56,23 MMbbl/d, impulsado por la mayor producción del área de la OCDE y de Brasil, Kazajistán y China⁴⁴ (véase Gráfico 6). Aunque se espera que la tasa de crecimiento del suministro de países no pertenecientes a la OPEP se ralentice algo en 2015, la capacidad de producción de estos proveedores podría impedir a la OPEP ejercer el mismo nivel de control que en su día pudo tener sobre los mercados mundiales.

Gráfico 6. Crecimiento de la producción de petróleo crudo y combustibles líquidos no OPEC (millones de barriles por día)



No todos son iguales

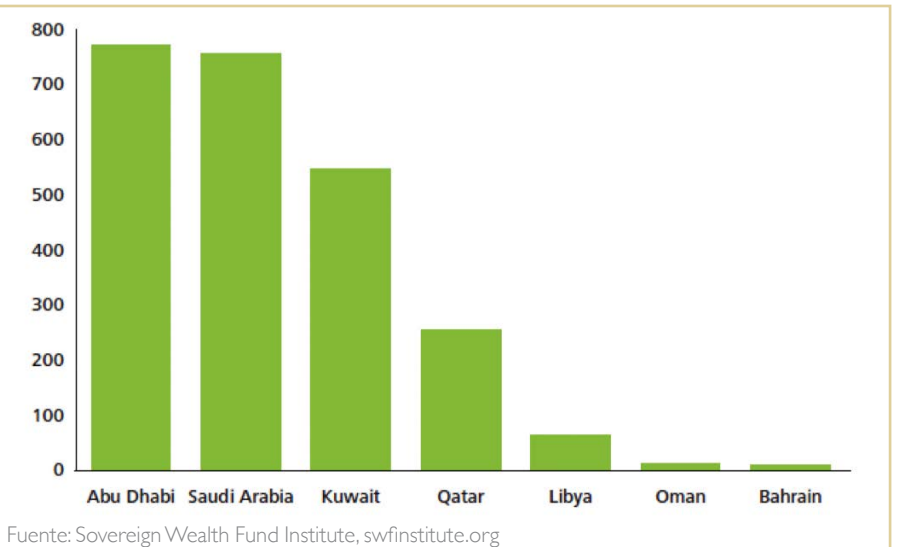
No queremos sugerir que todos los países de la OPEP hayan perdido su influencia. Desde luego, sus miembros más estables tienen los recursos para aumentar —o contener— la producción según les convenga. Los miembros del Consejo de Cooperación del Golfo (GCC, por sus siglas en inglés) que también forman parte de la OPEP encajan en esta categoría: Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y EAU.

Arabia Saudí produce aproximadamente 12 MMbbl/d de líquidos de petróleo⁴⁵ y sigue siendo el productor low cost del mundo. Su capacidad de producción y su ventaja en costes confieren al país un peso considerable como actor internacional en el campo de la energía, incluso sin tener en cuenta su influencia sobre el resto de países de la OPEP. Con más de 740.000 millones de dólares en reservas de divisas, Arabia Saudí también cuenta con los medios necesarios para hacer frente a los déficits que pueda sufrir si sus ingresos del petróleo caesen.

La Kuwait Investment Authority también cuenta con cuantiosas reservas de divisas, estimadas en 548.000 millones de dólares, mientras que la Abu Dhabi Investment Authority de EAU tiene aproximadamente 773.000 millones de dólares en reservas de divisas—un importe equivalente al 190% del PIB del país⁴⁶ (véase Gráfico 7). En muchos aspectos, es la fortaleza de estos países lo que ha permitido a la OPEP mantener su volumen de producción a pesar de la actual debilidad de los precios del petróleo.

El resto de países de la OPEP se enfrentan, no obstante, a dificultades mayores. Algunos consideran que la divergencia entre los países de la OPEP que cuentan con más recursos y los que cuentan con menos podría provocar la escisión de aquellos miembros cuyos um-

Gráfico 7. Fondos soberanos de inversión, 2013 (US\$ bn)

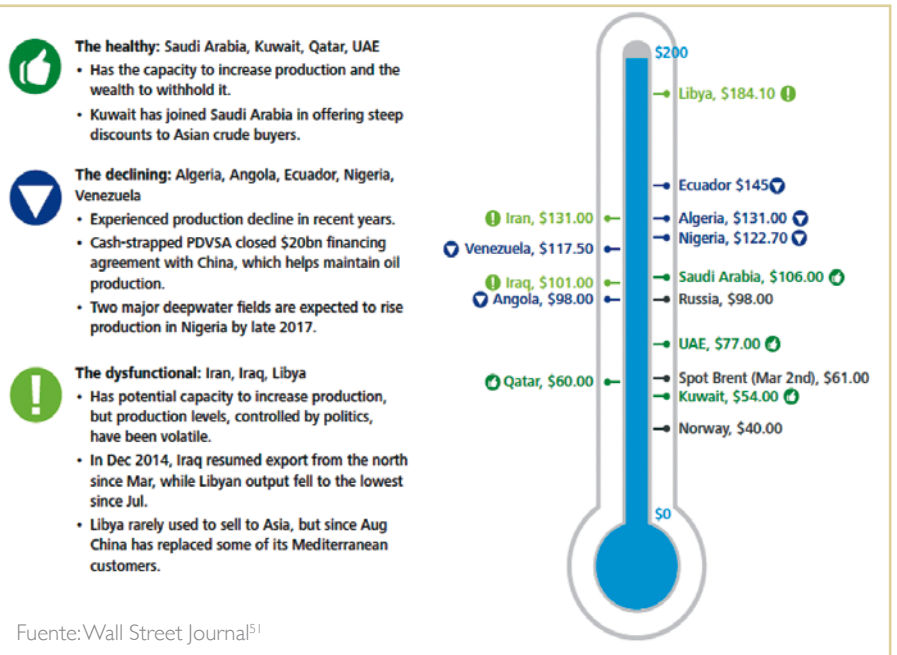


brales de rentabilidad requieran precios del petróleo más elevados que los actuales.

Tal como muestra el Gráfico 8, la mayor parte de los países de la OPEP requiere un precio

de aproximadamente 100 USD por barril para equilibrar sus presupuestos nacionales. Si los precios se mantienen en niveles bajos durante un periodo de tiempo prolongado, algunos de estos países corren el riesgo de adentrarse

Gráfico 8. Precios de equilibrio del Petróleo, 2015



en un resbaladizo terreno que podría conducir a un malestar social. Consideremos lo siguiente:

- En total, las reservas de divisas de Irak, Irán y Nigeria no alcanzan los 200.000 millones de dólares.⁴⁷ Además, Irak tiene que seguir dedicando recursos a su lucha contra el ISIS (Estado Islámico); Irán ha perdido ingresos del petróleo debido a las sanciones bancarias de Occidente impuestas en respuesta a su programa nuclear; y la producción de petróleo de Nigeria sigue menguando como consecuencia de los robos y la falta de inversión.
- Tras años de guerra civil, Libia también está sufriendo mucho. A finales de 2014, la producción de petróleo del país había caído por debajo de los 300.000 barriles diarios, un descenso nada menos que del 65% desde octubre de 2014.⁴⁸ Entre los objetivos militares de los últimos meses se incluye la terminal de exportación de petróleo más grande de Libia, así como tanques de almacenamiento de petróleo, lo que augura interrupciones duraderas del suministro libio.

Consecuencias

A pesar de los retos a los que se enfrentan muchos países de la OPEP, los países del Consejo de Cooperación del Golfo capaces de mantener su nivel de producción seguirán teniendo una influencia en el mercado. Su reciente decisión de mantener la producción ha tenido sin duda repercusiones para los productores no pertenecientes a la OPEP

En Brasil, por ejemplo, es probable que Petrobras experimente un descenso de sus ingresos, especialmente a medida que los márgenes de la explotación de las reservas de petróleo presalinas en aguas profundas del país continúan menguando (y mientras prosigan las investigaciones sobre fraude). Las arenas bituminosas de Canadá también

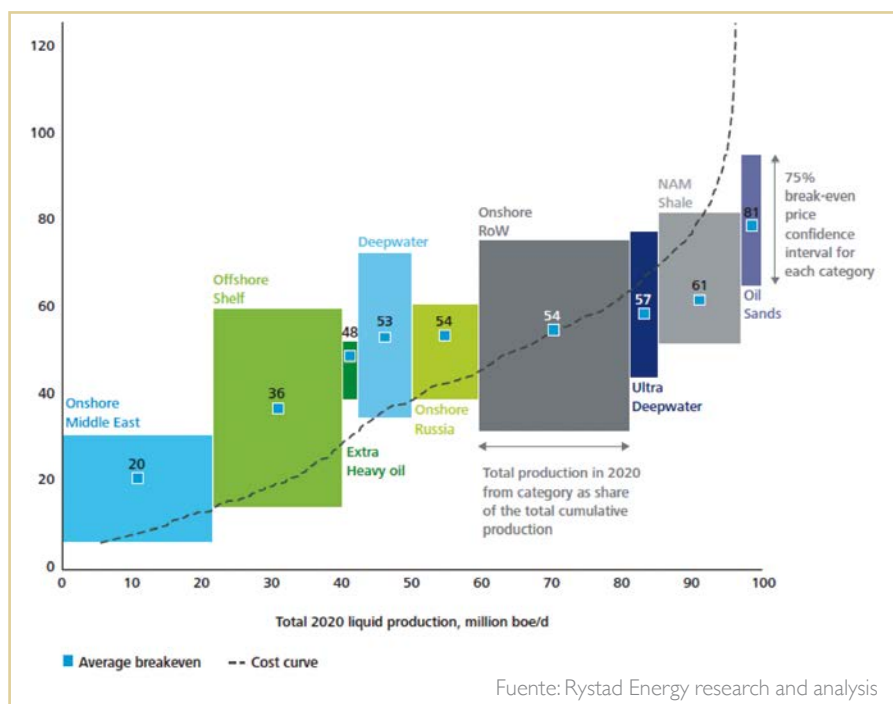
se encuentran bajo presión debido a sus elevados costes de explotación; por ejemplo, en septiembre de 2014, la compañía noruega Statoil aplazó por un periodo de al menos tres años su proyecto en arenas bituminosas Canadian Corner.⁵²

Rusia también está atravesando dificultades. Con unas exportaciones de aproximadamente 7,5 MMbbl/d de crudo y productos refinados, Rusia es el segundo exportador de petróleo del mundo, por detrás de Arabia Saudí.⁵³ El país tiene una fuerte dependencia de las exportaciones de petróleo y gas, que generan conjuntamente más de la mitad de sus ingresos nacionales. La pérdida de ingresos del petróleo es la mayor de las pérdidas financieras que sigue experimentando como consecuencia de las sanciones impuestas por EE.UU. y Europa Occidental a raíz de la crisis ucraniana. En los últimos meses, el rublo se ha desplomado y la inflación se ha dispa-

do por encima del 16%,⁵⁴ instando al Fondo Monetario Internacional (FMI) a rebajar su previsión para Rusia para la que augura una contracción del 3% en 2015.⁵⁵

El sector del petróleo y el gas en EE.UU. tampoco es inmune: las actividades de perforación terrestre se han debilitado, pasando de 1.609 plataformas en octubre de 2014 a 976 en abril de 2015,⁵⁶ los inversores se están mostrando más reacios a financiar proyectos de *shale*, mientras que las empresas de perforación fuertemente endeudadas y los campos de petróleo menos rentables podrían tener dificultades para sobrevivir. La firma de consultoría Wood Mackenzie estima que si la inversión cayera un 20%, el crecimiento de la producción de *shale* de Estados Unidos podría reducirse a un 10% anual.⁵⁷ Además, se prevé que los proyectos de *shale* dejen de ser rentables antes que otras formas de producción (véase Gráfico 9).

Gráfico 9. Curva del coste de suministro de líquidos a escala mundial



Conclusiones

A pesar de que la decisión de la OPEP de abstenerse de espolear los precios del petróleo ha generado problemas a muchos productores, dichos problemas podrían no durar mucho. El bloque comercial Estados Unidos-Canadá-México está especialmente bien posicionado para capear la tormenta. La petrolera Pemex de México, por ejemplo, viene cubriendo los precios del petróleo desde hace diez años por lo que está de algún modo protegida frente a las caídas de precios del petróleo a medio plazo gracias a su fondo de estabilización del petróleo.⁵⁸ Aunque es probable que algunos proyectos canadienses dejen de ser rentables a corto plazo, la industria se ha forjado a base de inversiones a largo plazo y ha logrado

salir airosa de recesiones cíclicas en el pasado. De igual modo, es probable que los umbrales de rentabilidad en EE.UU. sigan cayendo a medida que la industria del *shale* mejora su eficiencia. Algunos analistas afirman que un proyecto de *oil shale* típico en EE.UU. sólo necesita un precio de 57 USD por barril.⁵⁹ Y aunque el capital puede huir rápidamente de los campos exploratorios de petróleo no convencionales, puede volver igual de rápido según cambien las señales del mercado.

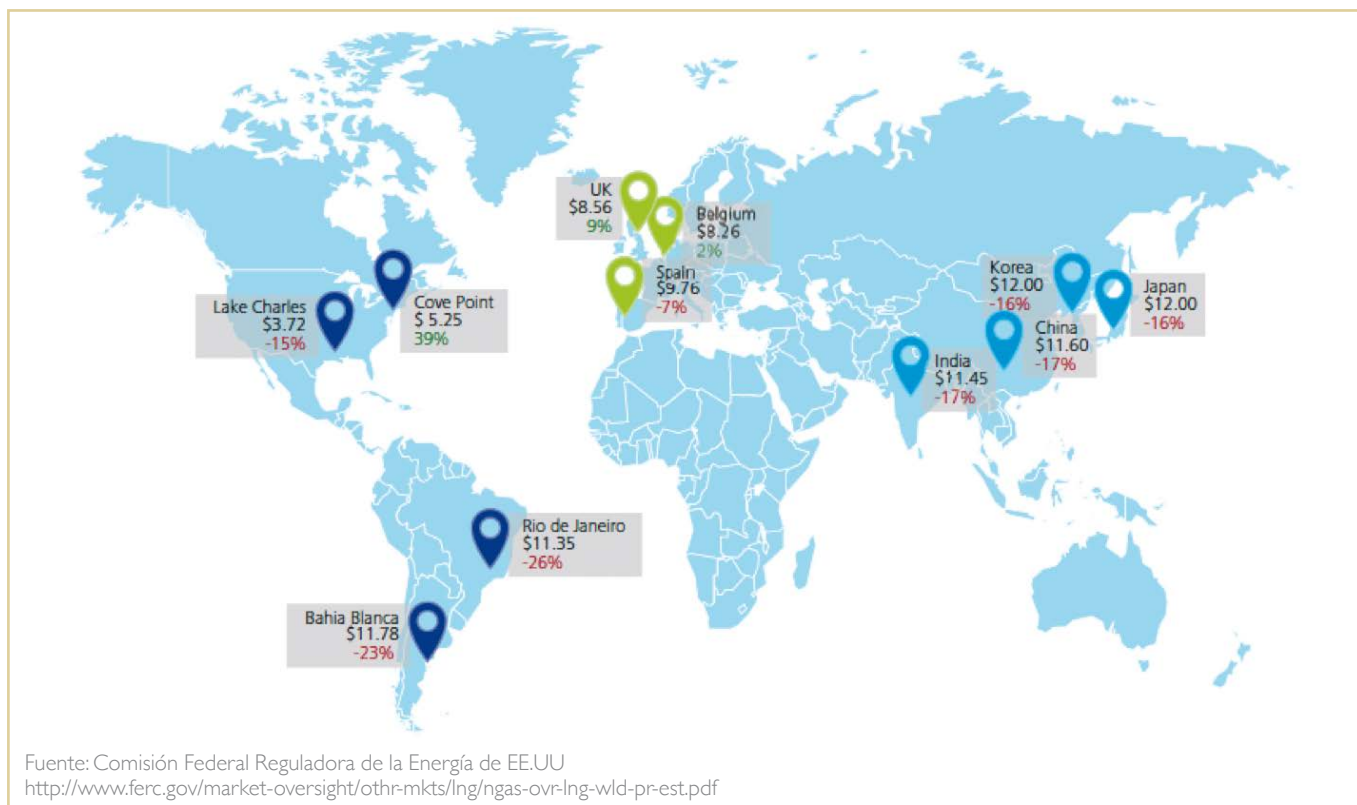
En conjunto, estas tendencias sugieren que la influencia de la OPEP sobre los movimientos del mercado a largo plazo se está debilitando. Desde luego, su dominio como un todo coordinado ya forma parte del pasado. No obstante, el final de una

era marca, por definición, el comienzo de otra: hay argumentos para pensar que los países del Consejo de Cooperación del Golfo podrían suplir a la OPEP en años venideros. Mientras estos países mantengan capacidad sobrante y tengan la posibilidad de incrementar (o reducir) su producción para responder a las cambiantes señales de precio del mercado mundial, seguirán ejerciendo influencia, aunque tendrán que compartirla con otros importantes productores en una mayor medida de lo que lo hicieron en el pasado.

Precios del GNL: un mercado de compradores

A principios de 2014, el panorama para el gas natural licuado (GNL) era bastante pro-

Gráfico 10. Precios al desembarque del GNL en diciembre de 2014 comparados con los precios de junio de 2014



metedor, especialmente teniendo en cuenta las previsiones de aumento de la demanda para China, India y el Sureste Asiático. Los precios eran tan elevados en la región de Asia-Pacífico que los clientes estaban tratando de desvincular los precios del gas de los precios del petróleo, y empezaban a exigir contratos que incluyeran cláusulas sobre flexibilidad de precios con una mayor vinculación al marcador de referencia Henry Hub. El mercado al contado también estaba repuntando a medida que compradores y vendedores intentaban rentabilizar las diferencias de precios entre las distintas regiones, que se ampliaron considerablemente cuando el precio al contado para el suministro de GNL a Asia alcanzó un pico plurianual de más de 20 USD/MMBtu.⁶⁰

Sin embargo, en diciembre de 2014, el precio al contado para el suministro de GNL a Asia había caído un 29,4% con respecto a principios de año⁶¹, y en febrero de 2015 se situaba en 10,70 USD/MMBtu.⁶²

En busca de las causas

Varios factores explican esta caída de los precios. En Europa, por ejemplo, la demanda de gas sigue siendo débil debido a los prolongados efectos de la crisis financiera y a la confianza cada vez mayor en las fuentes de energía renovables. Aunque la demanda asiática normalmente es fuerte, en 2014 fue inferior a lo previsto debido a que el invierno registró temperaturas más suaves en el norte de Asia, y podría seguir debilitándose a medida que Japón ponga de nuevo en marcha algunas de sus centrales nucleares y dé prioridad al carbón en la medida en que pueda para reducir los elevados costes de las importaciones de GNL. China también está diversificando sus fuentes de suministro, como puede comprobarse por sus recientes acuerdos sobre gas con Rusia. Según un informe

de Macquarie Group Ltd., los acuerdos reducirán la demanda china de GNL hasta un punto en que solo será necesario uno de cada 20 proyectos propuestos de GNL para el mercado hasta 2020.⁶³

El exceso de oferta mundial también es un factor importante: a lo largo del último decenio, los volúmenes de GNL crecieron a una media superior al 6,5% anual,⁶⁴ y los proyectos cuya puesta en marcha está prevista a corto plazo no harán sino aumentar estos volúmenes (véase Gráfico 11). Papúa Nueva Guinea fue el último productor en sumarse al mercado de GNL en 2014, y la central de Queensland Curtis en Australia aumentó aún más la oferta al empezar a exportar cargamentos a la petrolera China National Offshore Oil Corp (CNOOC) en enero de 2015, con la cual ha suscrito un contrato de suministro de 20 años de duración. Si las siete terminales de GNL austra-

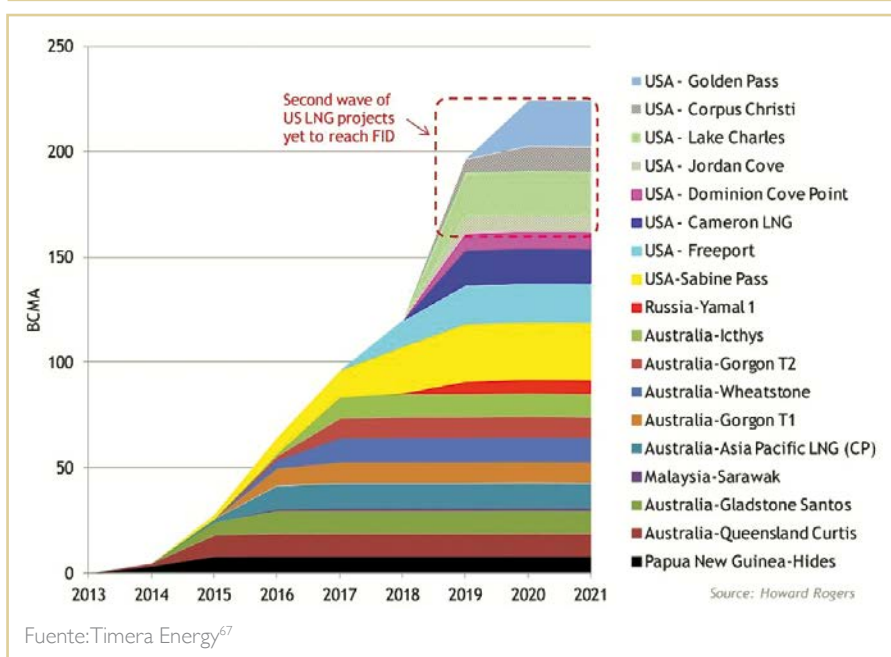
lianas que se encuentran actualmente en construcción concluyen sus obras en 2018, tal como está previsto, se sumaría una capacidad nueva de 62 Tmpa,⁶⁵ lo que posicionaría al país por delante de Qatar como principal proveedor mundial de GNL del mundo en 2020.⁶⁶

Y, por supuesto, la caída de los precios del petróleo también ha presionado a la baja los precios negociados del GNL, que siguen estando fundamentalmente vinculados al petróleo.

Proyectos bajo presión

Independientemente de las causas, la caída de los precios del gas natural está amenazando la viabilidad económica de nuevos proyectos de GNL en todo el mundo. En un momento en que se espera que los precios del gas en EE.UU. oscilen entre 4 y

Gráfico 11. Un cargamento de nuevo suministro para los próximos cinco años



4,5 USD/MMBtu hasta 2016, los exportadores estadounidenses de GNL podrían contar con una ligera ventaja competitiva: se calcula que necesitarán un precio europeo de 9 USD/MMBtu y un precio asiático de 10,65 USD/MMBtu si quieren obtener beneficios.⁶⁸ No obstante, teniendo en cuenta los efectos negativos de la caída de los precios del petróleo, el GNL estadounidense vinculado a los precios Henry Hub se ha vuelto repentinamente menos competitivo en relación con los precios vinculados al petróleo que están ofreciendo los competidores internacionales (al menos a corto plazo).

Los proyectos australianos sufren aún mayor presión. Credit Suisse y Wood Mackenzie calculan que la mayor parte de los proyectos australianos de GNL necesitan ganar entre 12 y 14 USD/MMBtu para ser rentables. Por su parte, los proyectos de GNL en Mozambique necesitan un umbral de rentabilidad de aproximadamente 11,50 USD/MMBtu, y en Tanzania, de 13 USD/MMBtu, teniendo en cuenta las importantes inversiones en infraestructura que deben hacerse aún para explotar estos recursos.⁷⁰ Incluso los proyectos canadienses se estima que necesitan entre 9 y 10 USD/MMBtu.⁷¹ Para empeorar aún más la situación, los proyectos de GNL se están asfixiando bajo el peso de unos precios cada vez más bajos. En los últimos años, los costes de desarrollo del proyecto en muchos países se han disparado.

Toda esta inestabilidad ha impulsado especialmente la posición del mercado de Qatar. Además de ser el productor de gas natural más económico y el principal proveedor de GNL del mundo, la mayor parte de sus volúmenes de producción se han vendido en contratos a largo plazo. Aunque estos podrían caer si los precios del petróleo siguen a la baja, Qatar está bastante bien posicionado para capear el temporal con pérdidas mínimas.

Los compradores se hacen con el control

Como resultado de la disminución de los precios del GNL, los contratos de larga duración que normalmente han sido predominantes en el sector del GNL se enfrentarán cada vez a una mayor presión. A medida que los vendedores pierdan capacidad de negociación, los compradores tenderán cada vez más a exigir condiciones más flexibles, desde flexibilidad en cuanto al destino a cláusulas de revisión de precios. Existen nuevos modelos tipo *tolling* que ya permiten a los clientes comprar gas natural en el mercado estadounidense a precio Henry Hub, y posteriormente pagar una tasa limitada para licuar el gas y cargarlo en buques para su exportación, reduciendo de este modo la volatilidad de los precios. Además de ofrecer al comprador total flexibilidad en cuanto al destino, este modelo requiere una inversión menor, por lo que también se reduce la necesidad de firmar contratos de larga duración para estabilizar los flujos de efectivo, lo podría terminar alterando la tradicional economía de mercado del GNL.

En un momento en que los compradores se muestran reacios a firmar contratos de larga duración y cada vez es mayor la disponibilidad y el volumen de los cargamentos (en 2017, solo de Australia saldrán hasta 5 millones de toneladas métricas anuales de GNL para el mercado al contado⁷²), las operaciones al contado también están en auge. La disponibilidad adicional para este tipo de operaciones podría servir para presionar a la baja los precios al contado e inducir a los países consumidores a encontrar una forma de vincular los nuevos contratos a índices al contado. En noviembre de 2014, por ejemplo, la japonesa Chubu Electric firmó un acuerdo para comprar GNL a la francesa GDF Suez a precios parcialmente vinculados a precios al contado en Asia.⁷³ De ma-

nera similar, los compradores asiáticos están intentando amortiguar la volatilidad de los precios estableciendo una plataforma de negociación de derivados de GNL. Actualmente, Japón, Singapur y China tienen planes para iniciar operaciones con futuros de GNL, aunque el éxito potencial de estas iniciativas sigue siendo incierto.

A medida que se prolonga este *impasse* entre compradores y vendedores, muchos responsables de la explotación de los proyectos están retrasando sus decisiones finales de inversión sobre proyectos globales de GNL. Al mismo tiempo, los prestamistas se muestran cada vez más reacios a financiar capacidad de perforación y producción adicional. Todas estas tendencias han frenado la construcción de algunas terminales de GNL y han comprometido varios proyectos: Excelerate Energy en Houston ha suspendido su proyecto Lavaca Bay;⁷⁴ Chevron Corp. ha frenado considerablemente el gasto en el proyecto de GNL Kitimat en Canadá y tiene previsto recortar en un 20% el gasto en GNL en todo el mundo en 2015;⁷⁵ la malaya Petronas ha retrasado indefinidamente el inicio de la construcción de una central de GNL de 32.000 millones de dólares en la costa canadiense del Pacífico;⁷⁶ y las inversiones que supuestamente iban a fluir hacia las terminales de GNL planificadas en Tanzania y Mozambique se están cuestionando actualmente. Sin embargo, esta tendencia no es universal, como demuestra la reciente oferta pública de adquisición de Royal Dutch Shell sobre el Grupo BG. Obviamente, si disminuye la oferta, la demanda probablemente empujará de nuevo los precios al alza a largo plazo, impulsando otra vez un comercio más internacional de GNL.

Conclusiones

Aunque puede que el precio del GNL haya sido en el pasado un modelo de estabili-

dad, actualmente no lo es tanto. Hasta que los precios se estabilicen, es probable que el comercio del gas natural tenga lugar en regiones geográficamente próximas. Esto supone que el GNL australiano probablemente mantendrá su ventaja norte/sur, suministrando a Singapur, Taiwán, Japón y Corea del Sur. En el otro extremo, los productores norteamericanos tienen su ventaja más natural en el comercio con Europa.

Ahora bien, serán los productores más rentables los que tengan más probabilidades de ganar cuota de mercado global, especialmente a medida que empiece a fluir la relación oferta-demanda. Esto podría dar, en última instancia, una ventaja competitiva a Estados Unidos (y quizá a Canadá), ya que sus umbrales de rentabilidad con respecto a los proyectos de GNL normalmente son inferiores a los de otros países.

Podrían surgir nuevos mecanismos contractuales, que, a su vez, podrían cambiar la dinámica de precios a largo plazo de la industria global del GNL. Los precios referenciados al marcador Henry Hub, la flexibilidad en cuanto al destino y los nuevos modelos tipo tolling están desplazando cada vez más el control del mercado de los vendedores a los compradores, una tendencia que no hará sino acelerarse si los contratos con precios vinculados al mercado al contado se convierten en la nota dominante.

Invertir en innovación: el coste de la complejidad

Aunque la inversión en Exploración y Producción (E&P) está retrocediendo en un contexto de volatilidad constante de los precios de las materias primas, en marzo de 2014, las cuatro principales multinacionales de petróleo y gas estaban invirtiendo aproximadamente un 40% de sus presupuestos de capital en megaproyectos⁷⁷

(proyectos con inversiones de capital de 1.000 millones o más). En concreto, hasta un 50% de dicha asignación del 40% iba a parar a proyectos técnicamente complejos, como el proyecto de GNL Gorgon en Australia, el proyecto Pearl GTL en Qatar, el proyecto Kashagan en el Mar Caspio y el proyecto Sakhalin en Rusia.⁷⁸

Gracias a las importantes inversiones en tecnología e innovación, el sector está logrando acceso a depósitos anteriormente inaccesibles y se están llevando a cabo trabajos de exploración en aguas profundas y ultraprofundas, construyendo plantas de GNL flotante (GNLF) y espacios de almacenamiento, y explorando nuevas fronteras en el Ártico. Entre las innovaciones se incluyen la automatización de operaciones en remoto y submarinas, la perforación a alta presión y elevadas temperaturas (método HPHT), la fracturación hidráulica multifásica, o incluso la robótica submarina (véase Gráfico 12, pag siguiente).

En su búsqueda por innovar, las empresas de E&P aumentaron el gasto global en exploración y producción en 2014 hasta aproximadamente 723.300 millones de dólares,⁷⁹ pese a los bajos precios de la energía. Aunque se espera que la inversión total disminuya en 2015, es improbable que se cancelen los proyectos que ya han superado la fase de la Decisión Final de Inversión. En diciembre de 2014, Douglas-Westwood⁸⁰ aún predecía que la explotación de pozos submarinos crecería un 17% para 2018. De los 1.400 billones de dólares que, según las previsiones, se invertirán en exploración y producción en plataformas marinas durante este periodo, se espera que el 39% se destine a servicios de campo, el 31% a perforación, el 15% a Ingeniería, Aprovisionamiento y Construcción (EPC) y el último 15% a desarrollo submarino. De hecho, la inversión de capital en

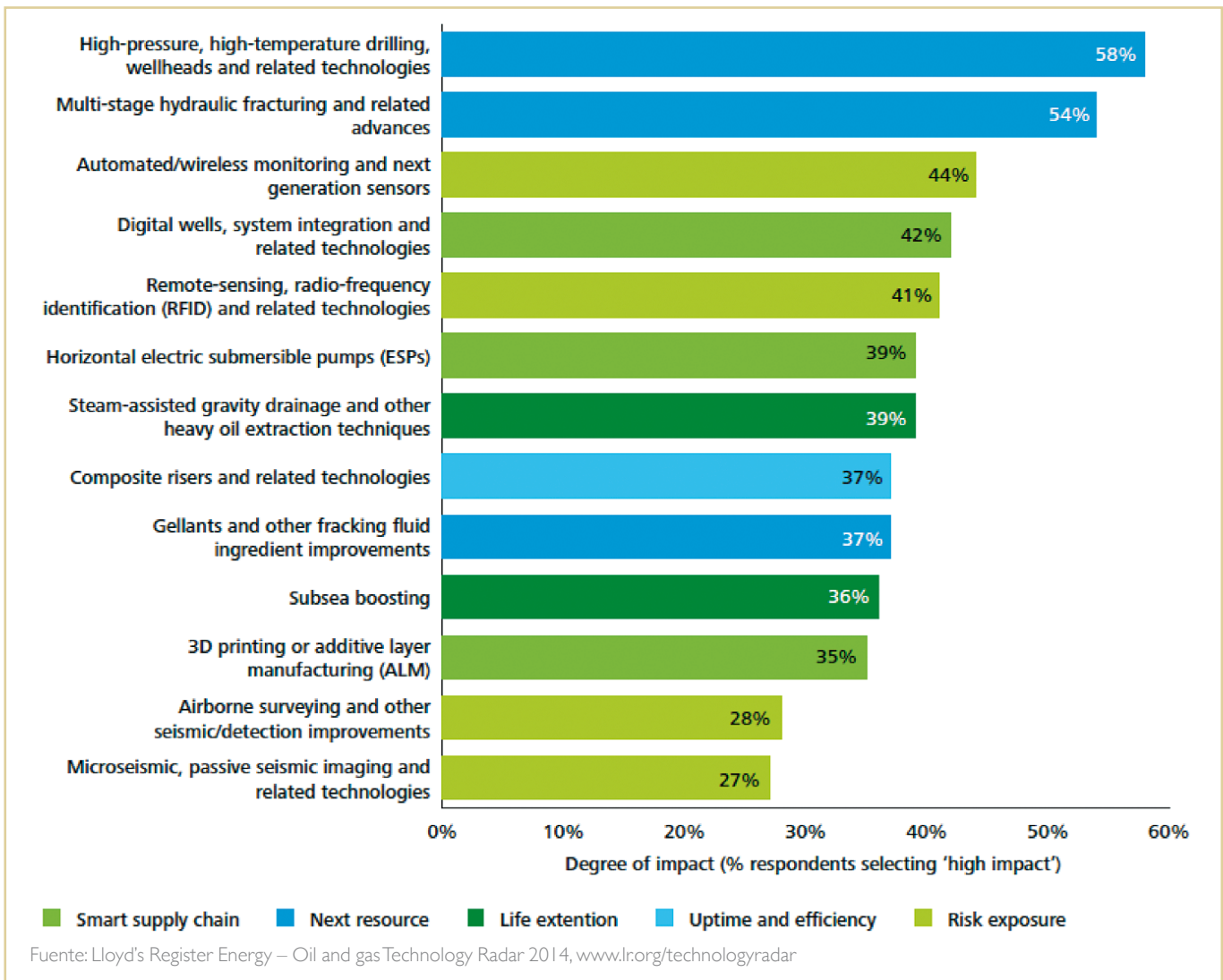
aguas profundas podría aumentar hasta un 130%, con la perforación y terminación de otros 1.500 pozos submarinos. Asimismo, está previsto que aumente la inversión en plataformas flotantes, alcanzando la cifra de 164.000 millones de dólares en 2020, cuando el GNLF representará prácticamente 81.000 millones de dólares de dicha inversión de capital.

Más plazo, más presupuesto

El desafío que se ha planteado especialmente en los últimos meses ha sido el gasto considerablemente elevado asociado a muchos proyectos de gran complejidad. Hasta un 65% de los proyectos de inversión en todo el mundo sobrepasa el presupuesto previsto en, al menos, un 25% o excede los plazos programados hasta en un 50%.⁸¹ En la medida en que aumenta el riesgo técnico de los proyectos, se acelera también la inversión de capital.

En Australia, por ejemplo, el proyecto Pluto de GNL se puso en marcha hasta 14 meses después de su fecha de inicio prevista, y con un coste de 14.900 millones de dólares (un 33% por encima de los cálculos iniciales);⁸² el Proyecto Gorgon de GNL sobrepasó el presupuesto en un 40% y sufrió retrasos de más de un año⁸³; y el precio del proyecto Wheatstone subió un 13% entre 2011 y 2013.⁸⁴

Por otro lado, el proyecto Pearl GTL en Qatar excedió casi en un 300% su presupuesto de 2003 de 5.000 millones de dólares,⁸⁵ mientras que los proyectos de petróleo y gas marinos en Noruega están ejecutándose con un coste prácticamente un 20% superior a los cálculos iniciales.⁸⁶ El exceso de costes y los retrasos en los plazos han sido también la nota dominante en los dos únicos yacimientos marinos actualmente en producción en el Ártico: el yacimiento

Gráfico 12. Tecnologías de alto-impacto establecidas a medio plazo (sobre 2020)

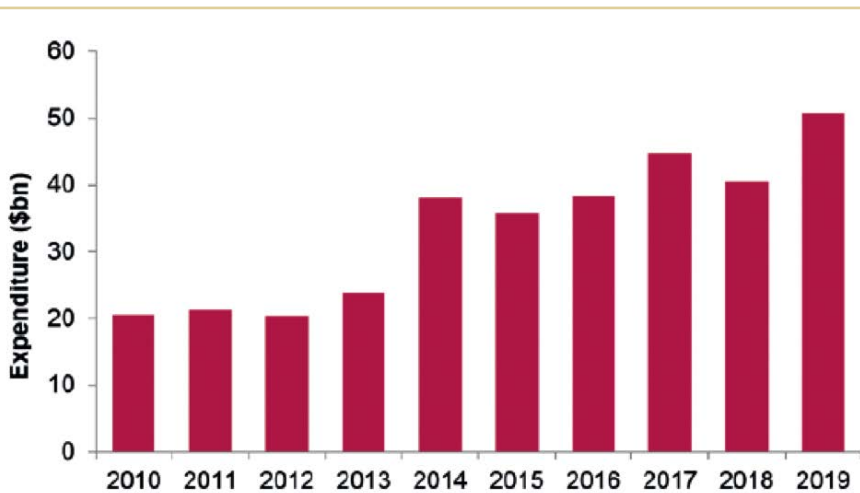
noruego de Snøhvit, que es la primera explotación de GNL en la región, y el proyecto Pirazlomnoye en Rusia, que es la primera explotación petrolífera en el Ártico.⁸⁷ En octubre de 2014 el proyecto Kashagan —actualmente el proyecto petrolífero más caro del mundo— aumentó casi 4.000 millones de dólares a medida que los promotores se vieron obligados a sustituir aproximadamente 240 kilómetros de oleoductos con fugas.⁸⁸

Hay múltiples razones que explican estos retrasos y sobrecostos: desde órdenes de organismos reguladores que requieren inversiones adicionales, el aumento de los costes de la mano de obra y el material, o el aumento de los riesgos técnicos y geopolíticos. También existen factores menos benignos, como la tendencia a sobreinvertir en tecnología punta o la insistencia en personalizar cada proyecto en lugar de buscar formas de estandarizar.

Concienciación en costes

En un contexto de precios de energía a la baja, las empresas ya están aplazando sus Decisiones Finales de Inversión y poniendo en *standby* los proyectos con márgenes bajos. En un momento en que han perdido el colchón de los precios alcistas que podía haberlas sacado del apuro de un sobrecoste, la lucha por mantener los costes bajo control se está volviendo cada vez más crítica.

Gráfico 13. Inversión de capital en aguas profundas 2009-2019



Fuente: Douglas-Westwood – Deepwater market forecast 2015 edition

tica. Según Goldman Sachs, las empresas tendrán que recortar el gasto hasta un 30% para poder llevar a cabo proyectos de elevado coste de manera rentable en caso de que el precio medio del petróleo se sitúe en 70 dólares por barril.⁸⁹

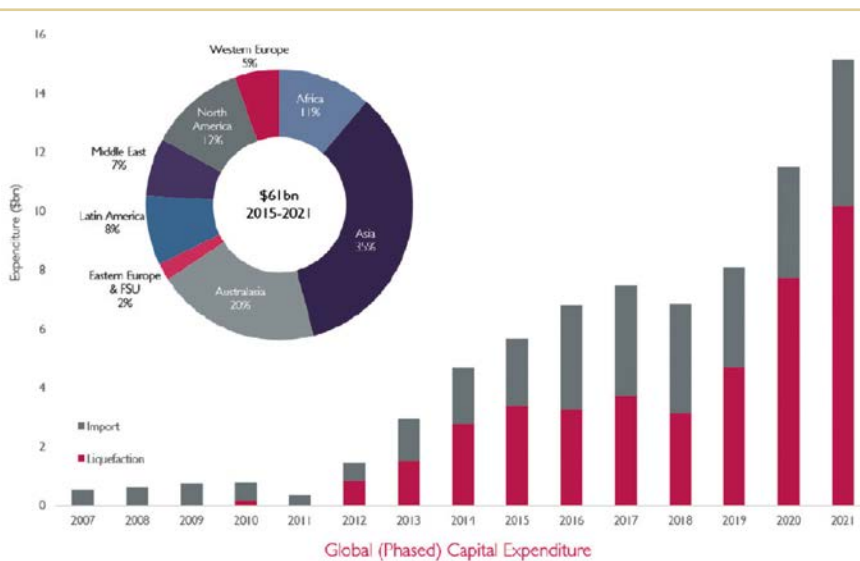
Todo esto exige nuevos enfoques con respecto al diseño, el desarrollo, la financiación y la aprobación de proyectos. Los procesos tradicionales por etapas aún tienen su representación entre los proyectos de gran complejidad técnica. Sin embargo, los proyectos

complejos que dominan cada vez más el sector de los hidrocarburos presentan un alto grado de variabilidad, lo que reduce la utilidad de los procesos por etapas. Los desafíos que plantean la geología, la ingeniería y el entorno regulador para estos proyectos hacen que los resultados sean impredecibles y exigen respuestas más dinámicas.

Para solventar el bajo rendimiento de estos proyectos, las empresas están adoptando una serie de estrategias, entre las que se incluyen:

- **Sistema integrado de ejecución de proyectos (IPD)** – A través de una mayor colaboración a lo largo de toda la cadena de suministro, esta estrategia pretende alinear los objetivos comerciales de todos los participantes en el proyecto (responsables, ingenieros, contratistas, subcontratistas, principales proveedores). Esto sirve para que el equipo centre sus esfuerzos en la mejora de la ejecución del proyecto desde el principio hasta la facturación final y el cierre.
- **Análítica avanzada** – A medida que el sector se apoya más en el denominado big data, las empresas podrán beneficiarse cada vez más del uso de la analítica avanzada para identificar los primeros indicios de problemas potenciales que podrían afectar al rendimiento de los proyectos. Por ejemplo, al aprovechar grandes conjuntos de datos sobre el rendimiento de los empleados in situ, las empresas pueden tomar decisiones más fundamentadas de planificación de la plantilla. De igual modo, al integrar datos externos (p.ej., patrones climáticos, inestabilidad política, problemas en la cadena de suministro de múltiples niveles), pueden modelar escenarios en los que los proyectos suelen salirse de los costes y plazos planificados y aplicar con antelación estrategias de mitigación.

Gráfico 14. Inversión de capital global en GNL y división por regiones



Fuente: Douglas-Westwood – World FLNG market forecast 2014 edition

- **Gestión eficiente de proyectos** — Implica el ajuste dinámico de las necesidades de ejecución del proyecto según las exigencias de este en cada momento, permitiendo a las organizaciones ajustar el flujo de trabajo y la asignación de recursos en tiempo real para dar respuesta al cambio de requisitos.
- **Gestión del talento** — Durante las recesiones del sector, la tendencia de las empresas ha sido la de recortar su plantilla y reducir su contratación de trabajadores de nivel más bajo. En el pasado esto llegó a crear una laguna generacional que aún define en gran medida la plantilla media actual en las empresas del sector de petróleo y gas. Para evitar que esta escasez de personal cualificado se agrave aún más en el futuro, las empresas deben buscar procesos que gestionen de una manera más adecuada la atracción y retención del talento en el campo técnico y de la ingeniería. Al mismo tiempo, los programas de formación deben centrarse también en fomentar una mayor concienciación en cuanto a los costes entre los profesionales actuales, a los que probablemente se les pedirá que trabajen con un control más estricto de los gastos en el futuro.
- **Un cambio hacia el campo petrolífero digital**, en el que se emplean tecnologías como las imágenes sísmicas en 4D o iniciativas de inteligencia empresarial. Las inversiones en el campo petrolífero digital están transformando la vertiente económica de los proyectos. Por ejemplo, el proyecto Amberjack de Shell llevó a cabo una reducción del 20% de los gastos de explotación, un aumento de entre el 5% y el 10% en la recuperación de petróleo y una reducción del 75% en la duración de los ciclos de los flujos de trabajo, resultados todos ellos que permiten que el llamado “yacimientos inteligentes” produzca 600 barriles más de petróleo diarios.⁹⁰

- **Enfoques modulares** —Al ser el de los hidrocarburos un sector dominado por la ingeniería, a veces hay cierta tendencia a desconfiar de la estandarización modular. Sin embargo, si se aplica con eficacia, los enfoques modulares pueden reducir los costes del proyecto hasta un 15% y acelerar su ejecución hasta un 20%.⁹¹ La modularización abarca todo el conjunto y podría incluir el uso de especificaciones comunes de diseño para proyectos similares, la reutilización de diseños de plantas ya desarrolladas para nuevos proyectos, y el empleo de tecnologías modulares en rápida evolución (p.ej., sistemas de procesos montados en plataformas, componentes de infraestructuras premontadas, etc.) con el fin de racionalizar el trabajo.

La batalla de las empresas de servicios de campo

A corto plazo, es probable que también disminuyan los costes de los servicios de campo a empresas petrolíferas (OFS por sus siglas en inglés) debido al exceso de oferta en el mercado. Dada la frecuencia con la que tanto las IOC como las NOC externalizan partes esenciales de sus operaciones de desarrollo y producción al sector OFS, la reducción de los costes en esta área podría ayudar a aumentar los márgenes. Sin embargo, aunque para las grandes empresas de E&P son buenas noticias, esta tendencia ya está cobrándose un precio muy alto en el sector OFS.

Schlumberger pretende despedir 20.000 empleados a lo largo de 2015,⁹² mientras que Baker Hughes, que se fusionó recientemente con Halliburton, anunció un recorte de plantilla de 7.000 empleados.⁹³

Las fusiones y adquisiciones en el sector OFS también cayeron un 40% durante el

segundo semestre de 2014 en comparación con el año anterior. La menor actividad afectó aún más gravemente a las actividades de perforación (con una caída de las operaciones del 67%) y los servicios de apoyo (con una disminución del 56%), aunque estas cifras se compensaron con dos importantes operaciones en EE.UU. que abarcaron aproximadamente el 70% del valor total de las operaciones en el sector OFS: la fusión de Halliburton y Baker Hughes, y la compra de Dresser-Rand por parte de Siemens.⁹⁴

Al igual que en el sector E&P, la recuperación en el sector OFS exigirá una disciplina más rigurosa en cuanto a los costes, en particular teniendo en cuenta los importantes niveles de deuda con los que operan muchas de estas empresas.

Conclusiones

Aunque es probable que la inversión de capital disminuya a corto plazo, los megaproyectos seguirán siendo necesarios para cubrir la demanda mundial de energía a largo plazo. Para evitar los sobrecostes y los retrasos en los plazos que normalmente han caracterizado estos proyectos, las empresas deberían explorar una serie de estrategias, como la planificación previa al proyecto, los sistemas integrados de ejecución de proyectos, la gestión eficiente de proyectos, la modularización o la gestión del talento. Asimismo, deberían invertir en analítica avanzada para permitir una supervisión y evaluación de proyectos más ágil.

Al mismo tiempo, conviene recordar que cuando hay señales claras de precios a la baja, esto suele ser un incentivo para la innovación. Es más que razonable suponer, por tanto, que el entorno de bajos precios del petróleo también fomentará una mayor innovación.

Compañías nacionales e integradas de petróleo: una dinámica cambiante

Durante decenios, las compañías integradas de petróleo (IOC) se han situado entre las empresas más avanzadas del mundo en términos de conocimientos expertos sobre el sector, capacidades de I+D y aptitudes operativas, lo que les da una ventaja significativa en el panorama mundial de la energía. No obstante, en los últimos años, esa ventaja se ha ido erosionando. En cierto modo, esto puede deberse al hecho de que la producción de las principales IOC públicas ha ido disminuyendo en los últimos años, pese a los continuos aumentos en la inversión de capital. Entre 2006 y 2012, por ejemplo, la producción de petróleo por parte de las multinacionales cayó desde 16,1 MMbbl/d a 14 MMbbl/d, mientras que la inversión en bienes de equipo aumentó de 109.000 millones a 262.000 millones de dólares.⁹⁵

Teniendo en cuenta el agotamiento de las reservas convencionales —y el auge de las alternativas— las IOC han estado centrándose en los yacimientos no convencionales para incrementar la producción, aunque sus esfuerzos solo han cosechado un éxito moderado hasta ahora. Mientras ExxonMobil y ConocoPhillips presumían de tener un Índice de Reposición de Reservas (RRR) superior al 100% en 2014, el de Chevron fue del 89%, el de BP, del 62%, y el de Royal Dutch Shell, solamente del 26%.⁹⁶ Solo para mantener los actuales niveles de producción, la AIE calcula que, en conjunto, las empresas de E&P necesitarán invertir un total de 680.000 millones de dólares anuales.⁹⁷

Sin embargo, en los últimos meses, las tendencias en cuanto al gasto han estado moviéndose en la dirección opuesta.

Para recuperar el control de los costes, las IOC han estado recortando su inversión en bienes de equipo y dejando proyectos en suspenso. BP, por ejemplo, recortó en 1.000 millones sus planes de inversión de capital;⁹⁸ ExxonMobil afirmó que prevé una inversión de capital de aproximadamente 34.000 millones de dólares en 2015, un 12% menos que en 2014;⁹⁹ Royal Dutch Shell se retiró de su acuerdo con Qatar Petroleum para construir una planta petroquímica valorada en 6.500 millones de dólares en el Emirato;¹⁰⁰ y Chevron interrumpió sus proyectos de *shale gas* en Polonia, Ucrania y Rumanía.

Acortando la distancia

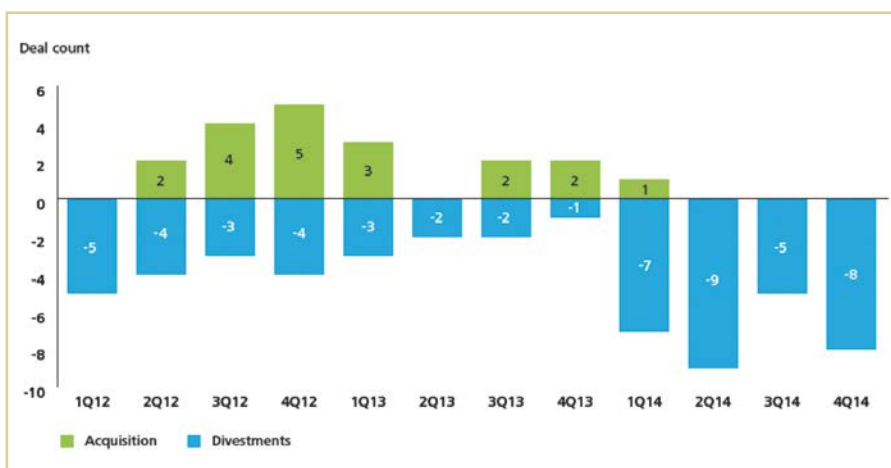
Este argumento se contrapone a la tendencia predominante entre algunas de las compañías nacionales de petróleo (NOC) mejor financiadas del mundo. Hoy día, las NOC controlan prácticamente el 90% de las reservas mundiales de petróleo conocidas.¹⁰¹ Esto significa que poseen no solo un gran porcentaje de su producción nacional —ya sea de manera independiente o a través de contratos de reparto de la producción—,

sino también participaciones en empresas de energía internacionales.

Las adquisiciones realizadas por las chinas CNPC, CNOOC y Sinopec, las rusas Gazprom y Rosneft, y la malaya Petronas han tenido una gran repercusión mediática durante años. Juntas, las NOC asiáticas han invertido unos 40.000 millones de dólares en países extranjeros en los últimos dos años.¹⁰² Solo este pasado año, Saudi Aramco compró una participación del 28% en una empresa de refinería y comercialización de petróleo surcoreana, la NOC turca Turkish Petroleum Corp. llevó a cabo varias inversiones en Azerbaiyán, y la NOC de Qatar compró una participación de 1.000 millones de dólares en un yacimiento petrolífero brasileño de Royal Dutch Shell.¹⁰³ Entre 2012 y 2014, seis NOC pagaron al menos 5.000 millones de dólares en una adquisición.¹⁰⁴

Sin embargo, el ritmo de las adquisiciones de las NOC se ralentizó en 2014. De las diez operaciones *upstream* más importantes del año (aquellas que excedieron los 2.000 millones de dólares), siete de ellas tuvieron

Gráfico 15. Operaciones en el sector de *upstream* por empresas de petróleo integradas 2012-2014



entre sus participantes empresas de E&P estadounidenses, como compradoras o como vendedoras. Las NOC de Asia y la región del Mar Caspio fueron las grandes ausentes. Las adquisiciones por parte de las NOC chinas cayeron estrepitosamente durante el año, desde 20.000 millones de dólares en 2013 a menos de 3.000 en 2014.¹⁰⁵

Pese a este enfoque más prudente, las NOC no parecen estar recortando el gasto tan rápidamente como las IOC. Por ejemplo, mientras las IOC están planificando una reducción del 13% en la inversión de capital para este año, las NOC están recortando un porcentaje considerablemente menor, aunque Saudi Aramco, ADNOC y Kuwait Oil Company podrían incluso aumentarlo.¹⁰⁶

En el terreno de la innovación algunas NOC están intensificando sus esfuerzos. En un estudio reciente sobre el sector¹⁰⁷, se consideraba a las IOC responsables de haber introducido casi un 46% de los grandes avances tecnológicos del sector entre 2012 y 2014. No obstante, para 2016, se espera que los avances de las IOC disminuyan un 36%, mientras que los de las NOC podrían aumentar hasta un 28% desde el 24% registrado entre 2012 y 2014.

Seguir a los líderes

Las NOC interesadas por seguir ascendiendo en la curva de madurez no tienen que irse muy lejos para buscar antecedentes. BP inició su andadura como NOC, al igual que la francesa Total. Podría decirse también que la noruega Statoil se sitúa en la línea entre NOC e IOC. Entre las NOC que podrían seguir estas tendencias están las chinas CNPC, CNOOC y Sinopec, y las indias ONGC e Indian Oil Corporation.

De hecho, muchas de estas NOC ya están tomando medidas para consolidar sus ope-

raciones y su dominio del mercado. Desde el punto de vista operativo, las NOC tienen cada vez más a formar asociaciones con empresas de OFS que tienen capacidad para ofrecerles una mayor oferta de recursos financieros, humanos y técnicos. Esto las está posicionando de forma que pueden aumentar sus capacidades internas y ser más viables comercialmente. Desde la perspectiva de dominio del mercado, las medidas de las NOC han sido más sutiles y a la vez más variadas, forjando alianzas más directas, por ejemplo, con proveedores nacionales de OFS cuyo capital poseen total o parcialmente.

Abriendo fronteras

Para ser sinceros, este modelo no se ha generalizado. Es probable que la mayor parte de las NOC siga dependiendo de los conocimientos y la experiencia de las IOC en los próximos años, en particular teniendo en cuenta la solidez de las IOC en innovación tecnológica, estilo de gestión y colaboración con las comunidades locales. La explotación de las reservas no convencionales y los yacimientos complejos también requiere que sigan estando presentes las IOC. Dado los niveles de riesgo y los presupuestos asociados a estos megaproyectos, su éxito radica en una cuantiosa inversión y unos buenos conocimientos expertos, áreas en las que las IOC siguen teniendo el mando. Por ejemplo, a principios de 2015, China recurrió a operadores extranjeros que la ayudarían a explotar sus activos de gas y petróleo de plataformas marinas. La mayor parte de las NOC no pueden siquiera soñar con competir con las operaciones *midstream* y *downstream* de las IOC, un terreno donde perdurará el modelo de asociaciones.

Reconociendo estas capacidades, algunos países que hasta ahora mantenían cerradas sus fronteras han tomado medidas para

abrir las puertas en un intento por atraer una mayor inversión de las IOC. La mexicana Pemex viene inmediatamente a la cabeza, pero otras NOC, como las de Myanmar, Etiopía y Honduras, también han abierto su sector energético a los inversores privados en los últimos años.

Conclusiones

Actualmente, es difícil prever un futuro en el que las IOC no jueguen papel clave en la exploración y producción de gas y petróleo. Aun así, en áreas en las que no se requieren las capacidades tradicionales de las IOC, es posible visualizar un futuro en que estas podrían perder cuota de mercado frente a los grandes del sector OFS o las NOC, especialmente en proyectos no técnicos. Aunque siempre hay lugar para la concienciación en costes, las IOC no querrán quedar en una posición en la que no tienen el talento y el impulso necesarios no sólo para impulsar la producción de nuevo una vez que se recuperen los precios, sino también para mantener su ventaja en un entorno competitivo en constante cambio.

Al mismo tiempo, a medida que las IOC se mueven hacia modelos de negocio más eficientes, las NOC, con una alta liquidez, podrían estar cada vez mejor posicionadas para adquirir activos muy codiciados, seguir atrayendo talento entre los líderes del sector y forjar alianzas más sólidas con las principales empresas de OFS. Con el tiempo, este enfoque probablemente permitirá a ciertas NOC competir más eficazmente en el panorama internacional. Ahora bien, aunque las relaciones comerciales más estrechas entre las multinacionales de servicios de campo y las NOC podrían evitar el papel de intermediación de las IOC en algunas situaciones, algunas empresas de EPC siguen sin estar preparadas para asumir los riesgos asociados con los costes de los proyectos y

los exigentes plazos. Por ello, podría ser necesario que las NOC ascendieran en la curva de madurez para asumir un mayor nivel de riesgo que en el pasado, lo que requeriría la adopción de programas de gestión del riesgo, estructuras de gobierno, culturas de innovación y prácticas de eficiencia organizativa mucho más sofisticadas que las actuales. Aunque las piezas de este puzzle aún no están encajadas, estas tendencias podrían dar lugar a distintas formas de colaboración en el futuro.

Mantenerse ágiles

Sin duda, el titular de este año pasado fue la caída en los precios del petróleo. Los bajos precios de las materias primas ya habían

hecho mella en el sector *upstream*, y siguen actuando de freno a en los presupuestos de las empresas de E&P.

Sin embargo, el carácter cíclico del sector de los hidrocarburos no es algo nuevo. A largo plazo, es improbable que las fluctuaciones de los precios afecten significativamente a la trayectoria del sector, aunque podrían acelerar algunas de las tendencias que ya se están implantando.

Los países que sean capaces de impulsar la producción de energía nacional seguirán buscando cada vez más nuevas formas de hacerlo. Y esta búsqueda, además de cambiar los fundamentos de la relación oferta-demanda, promete cambiar las rela-

ciones entre las IOC y las NOC. La búsqueda continua de la seguridad del suministro energético también está transformando los modelos internacionales de comercio y redefiniendo las bases de poder de los países productores (desde Norteamérica o Rusia hasta los países de la OPEP o África). Al mismo tiempo, nuevas dinámicas en los mercados de materias primas están cambiando las reglas del juego en el sector del GNL y obligando a las empresas de todos los tamaños y regiones a tomarse más en serio la contención del gasto.

A medida que evolucionan estas tendencias, los protagonistas del sector de la energía solo pueden esperar adaptarse manteniéndose ágiles. ■

¹ Chris Giles, Financial Times, "Winners and losers of oil price plunge," 15 de diciembre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/2/3f5e4914-8490-11e4-ba4f-00144feabdc0.html>

² The Economist, "The new economics of oil: Sheikhs v shale," 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/leaders/21635472-economics-oil-have-changed-some-businesses-will-go-bust-market-will-be>

³ *Ibíd.*

⁴ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.

⁵ The Economist, "In a bind: Will falling oil prices curb America's shale boom?" 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21635505-will-falling-oil-prices-curb-americas-shale-boom-bind>

⁶ *Ibíd.*

⁷ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte "2015 Outlook on oil and gas: My take: By John England," 2014. <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-2015-dtp-pr-outlook-01172015.pdf>

⁸ Anjali Raval, Financial Times, "Saudi dig in to protect Opec's market share," 23 de diciembre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/51c508a4-89fe-11e4-8daa-00144feabdc0.html>

⁹ Thomson Reuters Zawya, "Mideast E&P spend seen rising 14.5% in 2015," 13 de enero de 2015. https://www.zawya.com/story/Mideast_EP_spend_seen_rising_145_in_2015-ZAWYA20150113083323/

¹⁰ The Economist, "Oil spill: As the oil price plunges, gloom and ill-will, oddly, abound," 15 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/business-and-finance/21636587>

¹¹ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf

¹² *g|Observer>*Asia, "China's crude imports break 7m b/d record," 15 de enero de 2015. <http://g|observer.cn/en/china/china%E2%80%99s-crude-imports-break-7m-bd-record>

¹³ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf

¹⁴ National Bureau of Statistics China, 20 de enero de 2015. http://www.stats.gov.cn/english/PressRelease/201501/t20150120_671038.html

¹⁵ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf

- ¹⁶ US Energy Information Administration, US Department of Energy, "International Energy Outlook 2014," septiembre de 2014. [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2014).pdf)
- ¹⁷ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf
- ¹⁸ US Energy Information Administration, "Countries: Japan," actualizado el 30 de enero de 2015. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=ja>
- ¹⁹ El Ministro de Economía, Comercio e Industria de Japón promovió recientemente un plan para establecer una cuota de energía nuclear de entre el 20% y el 22% dentro del mix energético de Japón para 2030. World Nuclear News, "Plan sets out Japan's energy mix for 2030." 3 de junio de 2015. <http://www.world-nuclear-news.org/INP-Plan-sets-out-Japans-energy-mix-for-2030-0306154.html>
- ²⁰ OSEA 2016, "APAC to account for 70% of global oil demand by 2020," 12 de septiembre de 2014. <http://osea-asia.com/apac-to-account-for-70-of-global-oil-demand-by-2020/>
- ²¹ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ²² International Gas Union, "World LNG Report – 2014 Edition," 2014. http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf
- ²³ Iacob Koch-Weser & Craig Murray, U.S.-China Economic and Security Review Commission, "The China-Russia Gas Deal: Background and Implications for the Broader Relationship," 9 de junio de 2014. http://origin.www.uscc.gov/sites/default/files/Research/China%20Russia%20gas%20deal_Staffbackgrounder.pdf
- ²⁴ Rakteem Katakey, Bloomberg, "Crimea Crisis Pushes Russian Energy to China From Europe," 25 de marzo de 2014. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-03-25/russian-oil-seen-heading-east-not-west-in-crimea-spat>
- ²⁵ Erica Downs, Fortune, "In China-Russia gas deal, why China wins more," 20 de junio de 2014. <http://fortune.com/2014/06/20/in-china-russia-gas-deal-why-china-wins-more/>
- ²⁶ Yadullah Hussain, Financial Post, "China and Russia's US\$400-billion natural gas deal 'complicates' new LNG projects," 21 de mayo de 2014. http://business.financialpost.com/2014/05/21/russia-china-natural-gas/?__lsa=540f-f2de
- ²⁷ *Ibíd.*
- ²⁸ Iacob Koch-Weser & Craig Murray, U.S.-China Economic and Security Review Commission, "The China-Russia Gas Deal: Background and Implications for the Broader Relationship," 9 de junio de 2014. http://origin.www.uscc.gov/sites/default/files/Research/China%20Russia%20gas%20deal_Staffbackgrounder.pdf
- ²⁹ Rajeev Sharma, RT, "20 deals in 24 hours: Russia-India relations given \$100 billion-worth boost," 12 de diciembre de 2014. <http://rt.com/op-edge/213835-russia-india-contracts-nuclear/>
- ³⁰ Cheang Chee Yew, Rigzone, "ONGC Videsh in Talks to Acquire Stakes in 2 Fields in Siberia," 12 de marzo de 2015. http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a137640/ONGC_Videsh_in_Talks_to_Acquire_Stakes_in_2_Fields_in_Siberia
- ³¹ Statista, "OPEC oil exports 2012 and 2013, by region of destination." <http://www.statista.com/statistics/292528/global-opec-oil-exports-of-by-region/>
- ³² The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ³³ Reuters, "Saudi slashes monthly oil prices to Europe; trims U.S., ups Asia," 5 de enero de 2015. <http://www.reuters.com/article/2015/01/05/us-saudi-oil-price-idUSKBN0KE1HS20150105>
- ³⁴ Statista, "OPEC oil exports 2012 and 2013, by region of destination." <http://www.statista.com/statistics/292528/global-opec-oil-exports-of-by-region/>
- ³⁵ US Energy Information Administration, "Countries: China," actualizado el 4 de febrero de 2014. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>
- ³⁶ US Energy Information Administration, "Countries: India," actualizado el 26 de junio de 2014. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>
- ³⁷ Manuel Mucari, Reuters, "Mozambique sees \$30 bln investment for 2018 LNG exports startup," 21 de agosto de 2014. <http://www.reuters.com/article/2014/08/21/mozambique-gas-idUSL5N0QR49C20140821>
- ³⁸ The Economic Times, "Oil and Natural Gas Corp's Mozambique gas field holds 50-70 trillion cubic feet of recoverable reserves: Report," 6 de mayo de 2014. http://articles.economictimes.indiatimes.com/2014-05-06/news/49661609_1_rovuma-area-l-offshore-area-l-mozambique-gas-field
- ³⁹ Leslie Hook, Financial Times, "CNPC and Eni seal \$4.2bn Mozambique deal," 14 de marzo de 2013. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/f5b37248-8ca8-11e2-8ee0-00144feabdc0.html>
- ⁴⁰ The Oxford Institute for Energy Studies, "The Future of Australian LNG Exports," septiembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/09/NG-90.pdf>

-
- ⁴¹ Adam Williams & Joe Carroll, World Oil, "Exxon signs Pemex cooperation accord as Mexico ends state oil monopoly," 2 de octubre de 2014. <http://www.worldoil.com/news/2014/10/2/exxon-signs-pemex-cooperation-accord-as-mexico-ends-state-oil-monopoly>
- ⁴² The Economist, "OPEC: Making the best of a low price," 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21635510-what-oil-cartel-up-making-best-low-price>
- ⁴³ Alex Lawler, Reuters, "OPEC sees its oil market share shrinking as shale contribution grows," 6 de noviembre de 2014. <http://www.reuters.com/article/2014/11/06/us-opec-outlook-idUSKBN0IQ22H20141106>
- ⁴⁴ OPEC Monthly Oil Market Report, 9 de febrero de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf
- ⁴⁵ US Energy Information Administration, "Countries: Saud Arabia," actualizado el 10 de septiembre de 2014. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=SA>
- ⁴⁶ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ⁴⁷ Tim Bowler, BBC News, "Falling oil prices: Who are the winners and losers?" 19 de enero de 2015. <http://www.bbc.com/news/business-29643612>
- ⁴⁸ Maher Chmaytelli, Bloomberg Business, "Libya Crude Output Seen Lowest Since May After Attacks," 30 de diciembre de 2014. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-12-25/libyan-islamists-pushed-back-from-attack-on-oil-ports>
- ⁴⁹ Brianna Lee, International Business Times, "Venezuela, Ninth-Biggest Oil Producer, Confirms It's Importing Crude," 21 de octubre de 2014. <http://www.ibtimes.com/venezuela-ninth-biggest-oil-producer-confirms-its-importing-crude-1708751>
- ⁵⁰ Buenos Aires Herald, "Venezuela secures US\$20B in China deals," 8 de enero de 2015. [http://www.buenosairesherald.com/article/178976/venezuela-secures-us\\$20b-in-china-deals](http://www.buenosairesherald.com/article/178976/venezuela-secures-us$20b-in-china-deals)
- ⁵¹ Wall Street Journal The Cartel is Standing Pat on Production, for Now," 27 de noviembre de 2014. <http://graphics.wsj.com/lists/opec-meeting>
- ⁵² Financial Post, "Statoil puts Corner oil sands project on hold for at least three years, cuts 70 jobs," 25 de septiembre de 2014. http://business.financialpost.com/2014/09/25/statoil-puts-corner-oil-sands-project-on-hold-for-at-least-three-years-cuts-70-jobs/?__lsa=540f-f2de
- ⁵³ The Economist Intelligence Unit, "The business of cheaper oil," 2014.
- ⁵⁴ Trading Economics, "Russia Inflation Rate." A 19 de marzo de 2015. <http://www.tradingeconomics.com/russia/inflation-cpi>
- ⁵⁵ Katie Allen, The Guardian, "IMF cuts global economic growth forecasts," 20 de enero de 2015. <http://www.theguardian.com/business/2015/jan/20/imf-cuts-global-economic-growth-forecast>
- ⁵⁶ OPEC Monthly Oil Market Report, 12 de mayo de 2015. http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_May_2015.pdf
- ⁵⁷ The Economist, "Shale oil: In a bind," 6 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21635505-will-falling-oil-prices-curb-americas-shale-boom-bind>
- ⁵⁸ *Ibíd.*
- ⁵⁹ Deloitte LLP, "Crude awakening: The impact of plummeting crude oil prices on company finances," enero de 2015. <http://www2.deloitte.com/uk/en/pages/energy-and-resources/articles/crude-awakening.html>
- ⁶⁰ The Tye, "Tanking Asia Gas Prices Makes BC LNG 'Not Viable,' Expert Says," 15 de enero de 2015. <http://thetye.ca/News/2015/01/15/Gas-Prices-BC-LNG/>
- ⁶¹ LNG World News, "Platts: December spot LNG prices in Asia drop," 18 de noviembre de 2014. <http://www.lngworldnews.com/platts-december-spot-lng-prices-in-asia-drop/>
- ⁶² LNG Journal, "Japanese spot LNG cargo prices for last month plunged by \$3.20 per MMBtu," 10 de marzo de 2015. [http://www.lngjournal.com/lng/index.php/component/k2/item/7330-japanese-spot-cargo-prices-delivered-last-month-plunged-by-\\$32-per-mmbtu](http://www.lngjournal.com/lng/index.php/component/k2/item/7330-japanese-spot-cargo-prices-delivered-last-month-plunged-by-$32-per-mmbtu)
- ⁶³ James Paton y Rebecca Pent, Bloomberg Business, "Russia-China Gas Accord to Pressure LNG in Canada, Australia," 10 de noviembre de 2014. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2014-11-11/russia-china-natural-gas-ties-seen-leading-to-lng-project-delays>
- ⁶⁴ Alessandro Agosta, Rembrandt Sutorius & Otto Waterlander, McKinsey Energy Insights, "Another radical shift in the global gas market?" 2014. <http://www.mckinseyenergyinsights.com/media/63674/Another-radical-shift-in-the-global-gas-market.pdf>
- ⁶⁵ International Gas Union, "World LNG Report – 2014 Edition," 2014. http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU%20-%20World%20LNG%20Report%20-%202014%20Edition.pdf
- ⁶⁶ The Oxford Institute for Energy Studies, "The Future of Australian LNG Exports," septiembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/09/NG-90.pdf>

- ⁶⁷ Timera Energy, "The mountain of new LNG supply," 16 de marzo de 2015. <http://www.timera-energy.com/uk-gas/the-mountain-of-new-lng-supply/>
- ⁶⁸ Henning Gloystein, Reuters, "Could falling natural gas prices kill some LNG projects?" 11 de julio de 2014. http://business.financialpost.com/2014/07/11/could-falling-natural-gas-prices-kill-some-lng-projects/?__lsa=540f-f2de
- ⁶⁹ Ross Kelly, The Wall Street Journal, "Oil Plunge Dims Outlook for LNG Projects," 11 de diciembre de 2014. <http://www.wsj.com/articles/oil-plunge-dims-outlook-for-lng-projects-1418283095>
- ⁷⁰ Steve LeVine, Quartz, "The US and Russia may be headed for a gas war in Asia," 5 de junio de 2014. <http://qz.com/217234/the-us-and-russia-may-be-headed-for-a-gas-war-in-asia/>
- ⁷¹ Common Sense Canadian, "Vaughan Palmer: BC LNG looks dicey as Asian LNG prices plunge," 17 de julio de 2014. http://commonsensecanadian.ca/REPORTED_ELSEWHERE-detail/vaughan-palmer-bc-lng-looks-dicey-asian-lng-prices-plunge/
- ⁷² Stephanie Wilson, The Barrel, "The great LNG indexation debate rumbles on," 14 de noviembre de 2014. <http://blogs.platts.com/2014/11/14/lng-indexation-debate/>
- ⁷³ Natsuki Kaneko, Nikkei Asian Review, "Buyers ready to benefit from LNG's free fall," 21 de enero de 2015. <http://asia.nikkei.com/Markets/Commodities/Buyers-ready-to-benefit-from-LNG-s-free-fall>
- ⁷⁴ Oleg Vukmanovic, Financial Post, "Oil price crash claims first U.S. LNG project casualty," 30 de diciembre de 2014. http://business.financialpost.com/2014/12/30/oil-price-crash-claims-first-u-s-lng-project-casualty/?__lsa=540f-f2de
- ⁷⁵ Rebecca Penty & Joe Carroll, Bloomberg, "Chevron puts brakes on Kitimat LNG project," 30 de enero de 2015. http://www.vancouversun.com/business/energy/Chevron+puts+brakes+Kitimat+project/10774777/story.html?__lsa=27ee-3e22
- ⁷⁶ Ross Kelly, The Wall Street Journal, "Oil Plunge Dims Outlook for LNG Projects," 11 de diciembre de 2014. <http://www.wsj.com/articles/oil-plunge-dims-outlook-for-lng-projects-1418283095>
- ⁷⁷ E&P Magazine, "Megaprojects Call for Better Planning, Collaboration," 6 de marzo de 2014. http://www.epmag.com/Technology-Operations/Megaprojects-Call-Better-Planning-Collaboration_130206
- ⁷⁸ *Ibíd.*
- ⁷⁹ PR Newswire, "Oil Price Volatility to Push US Shale Industry into Next Phase of Consolidation and Productivity Gains," 19 de diciembre de 2014. <http://www.prnewswire.com/news-releases/oil-price-volatility-to-push-us-shale-industry-into-next-phase-of-consolidation-and-productivity-gains-300012295.html>
- ⁸⁰ Douglas Westwood, "Offshore – Riding the Waves," OSEA 2014, 8 de diciembre de 2014. <http://www.slideshare.net/DouglasWestwood/offshore-riding-the-waves-douglaswestwood-osea-2014?ref=>
- ⁸¹ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte, "Elevating the success of oil and gas capital projects," 2015. www.deloitte.com/us/energysolutions
- ⁸² The Oxford Institute for Energy Studies, "The Future of Australian LNG Exports," septiembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/09/NG-90.pdf>
- ⁸³ Rhiannon Meyers, Fuel Fix, "Cost overruns, delays may hinder future Australian LNG projects," 2 de septiembre de 2014. <http://fuelfix.com/blog/2014/09/02/cost-overruns-delays-may-hinder-future-australian-lng-projects/>
- ⁸⁴ *Ibíd.*
- ⁸⁵ The Sydney Morning Herald, "Another \$2b cost blowout for Gorgon LNG", 13 de diciembre de 2013. <http://www.smh.com.au/business/another-2b-cost-blowout-for-gorgon-lng-20131212-2za5u.html>
- ⁸⁶ Nicolas Torres, Petro Global News, "Development cost overruns hit Norway offshore projects," 9 de octubre de 2014. <http://petroglobalnews.com/2014/10/development-cost-overruns-hit-norway-offshore-projects/>
- ⁸⁷ The Oxford Institute for Energy Studies, "The Prospects and Challenges for Arctic Oil Development," noviembre de 2014. <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/11/WPM-56.pdf>
- ⁸⁸ Jack Farhy, Financial Times, "Leaking pipelines to add up to \$4bn in costs to Kashagan oil project," 9 de octubre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/d68ac9c0-4fc0-11e4-908e-00144feab7de.html>
- ⁸⁹ Christopher Adams, Financial Times, "Oil price fall threatens \$1tn of projects," 15 de diciembre de 2014. <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b3d67518-845f-11e4-bae9-00144feabdc0.html>
- ⁹⁰ Gypsy Lyn, RigHands, "Digital Oilfield Technology," 12 de junio de 2013. <http://www.righands.com/news/news-detail/digital-oilfield-technology-339>
- ⁹¹ Jeff Hart, Niels Phaf & Koen Vermelfoort, McKinsey & Company, "Saving time and money on major projects," diciembre de 2013. http://www.mckinsey.com/insights/energy_resources_materials/saving_time_and_money_on_major_projects

-
- ⁹² <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-04-16/schlumberger-profit-falls-to-4-year-low-as-oil-spending-slows>
- ⁹³ Gary Strauss, CNBC, "Baker Hughes to lay off 7,000 as oil patch layoffs mount," 20 de enero de 2015. <http://www.cnbc.com/id/>
- ⁹⁴ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte, "Deloitte Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report – Year-end 2014," 2015. <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-o-and-g-m-and-a-report-year-end-2014-final-02112015.pdf>
- ⁹⁵ Deepak Gopinath, YaleGlobal, "How Wall Street Is Killing Big Oil," 16 de octubre de 2014. <http://yaleglobal.yale.edu/content/how-wall-street-killing-big-oil>
- ⁹⁶ Oilprice.com, "Why Oil Prices Must Go Up," 18 de febrero de 2015. <http://boereport.com/2015/02/18/why-oil-prices-must-go-up/>
- ⁹⁷ *Ibíd.*
- ⁹⁸ The Economist, "Oil spill: As the oil price plunges, gloom and ill-will, oddly, abound," 15 de diciembre de 2014. <http://www.economist.com/news/business-and-finance/21636587>
- ⁹⁹ Nasdaq, "Exxon Mobil Cuts 2015 Capex By 12% - Quick Facts," 4 de marzo de 2015. <http://www.nasdaq.com/article/exxon-mobil-cuts-2015-capex-by-12--quick-facts-20150304-00455>
- ¹⁰⁰ Mohammed Sergie & Firat Kayakiran, Bloomberg Business, "Qatar, Shell Scrap \$6.5 Billion Project After Oil's Drop," 14 de enero de 2015. <http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-01-14/qatar-shell-scrap-65-billion-project-amid-oilprice-collapse>
- ¹⁰¹ Deepak Gopinath, YaleGlobal, "How Wall Street Is Killing Big Oil," 16 de octubre de 2014. <http://yaleglobal.yale.edu/content/how-wall-street-killing-big-oil>
- ¹⁰² *Ibíd.*
- ¹⁰³ Francois Austin & Volker Weber, Oliver Wyman, "Reinventing National Oil Companies," 2014. <http://www.oliverwyman.com/insights/publications/2014/jun/reinventing-national-oil-companies.html#.VRTIQMPD-Uk>
- ¹⁰⁴ Centro de Soluciones de Energía de Deloitte, "Deloitte Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report – Year-end 2014," 2015. <http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-er-o-and-g-m-and-a-report-year-end-2014-final-02112015.pdf>
- ¹⁰⁵ Vanguard, "Global upstream M&A increases despite oil falls – Report," 13 de enero de 2015. <http://www.vanguardngr.com/2015/01/global-upstream-ma-increases-despite-oil-falls-report/>
- ¹⁰⁶ Velda Addison, Hart Energy, "Middle East Appears To Be 'Lone Source Of International Strength,'" 9 de enero de 2015. <http://www.epmag.com/middle-east-appears-be-lone-source-international-strength-777831#p=full>
- ¹⁰⁷ Lloyd's Register Energy, "Oil And Gas Technology Radar," 2014.
- ¹⁰⁸ Joseph Gatdula, GlobalData, "Open for business: why China's NOCs are looking West for inspiration," 3 de febrero de 2015. <http://www.offshore-technology.com/features/featureopen-for-business-why-chinas-nocs-are-looking-west-for-inspiration-4468840/>