

El reto de una nueva era

Cómo gestionar una oleada de inversiones en petróleo y gas

Centro para Soluciones de Energía de DELOITTE

Introducción

Tras haber considerado a Norteamérica durante casi veinticinco años como una región madura en la industria del petróleo y el gas, con perspectivas limitadas en cuanto a la posibilidad de un crecimiento importante de su producción, el sector de la energía se encuentra ahora en plena carrera a fin de invertir el capital necesario para explotar nuevas, abundantes y accesibles fuentes de recursos. La perforación horizontal, combinada con la fracturación hidráulica por fases, ha hecho posible acceder a una gran cantidad de recursos terrestres de petróleo y gas hasta ahora prácticamente sin explotar. Los avances en la tecnología de perforación en aguas profundas y el constante crecimiento de la producción de las arenas bituminosas de Canadá también están impulsando la pujante industria del petróleo y el gas en Norteamérica.

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), Estados Unidos podría convertirse

en el mayor productor mundial de petróleo para el año 2020, con una producción máxima de 11 millones de barriles diarios (mmbbl/d), superando la producción de 10,5 mmbbl/d prevista para Arabia Saudí¹. Se estima que la producción total de gas natural en EE. UU. —incluido el *shale gas* y el *tight oil* (petróleo de formaciones compactas)— aumentará hasta los 75.000 millones de pies cúbicos diarios en 2020² desde los 49.000 millones registrados en 2005.

Materializar el potencial de este resurgir energético en Norteamérica requerirá enormes inversiones y una gestión inteligente de los proyectos en un momento en el que la industria está compitiendo por unos profesionales cada vez más escasos. Además, aumentará el número de megaproyectos de inversión de capital (aquellos cuya inversión supera los 1.000 millones de dólares) en Norteamérica como resultado, principalmente, del impulso de las actividades de explotación de recursos en aguas profundas; el desarrollo de la infraestructura de proce-

samiento y transporte (*midstream*) para posibilitar la producción de petróleo y gas en nuevas áreas; y la inversión para añadir valor al gas natural de bajo coste y los líquidos de gas a través de las exportaciones de gas natural licuado (GNL), la expansión de la capacidad petroquímica y, posiblemente, las instalaciones con tecnología de transformación de gas a líquidos (GTL).

El enorme incremento de la inversión en Norteamérica, sin embargo, tendrá que competir con el cada vez mayor número de megaproyectos de petróleo y gas a escala mundial para la explotación de gas natural remoto en aguas profundas y otros recursos fronterizos, cuya dimensión y complejidad técnica son mayores que nunca. Aunque en el pasado la industria ha culminado con éxito muchos de estos proyectos a gran escala, el elevado número de megaproyectos que se están acometiendo simultáneamente en todo el mundo no tiene precedentes. A estos escollos se añade el deterioro de la rentabilidad esperada del capital como

¹ Agencia Internacional de la Energía, "World Energy Outlook 2012," (12 de noviembre de 2012), <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/#d.en.26099>.

² Morse, Edward L., "Energy 2020: North America, the New Middle East?," Citi GPS: Global Perspectives & Solutions., March 20, 2012, http://csis.org/files/attachments/120411_gsf_MORSE_ENERGY_2020_North_America_the_New_Middle_East.pdf.

consecuencia del incumplimiento de los presupuestos, lo que está poniendo a prueba incluso a las compañías más veteranas del sector.

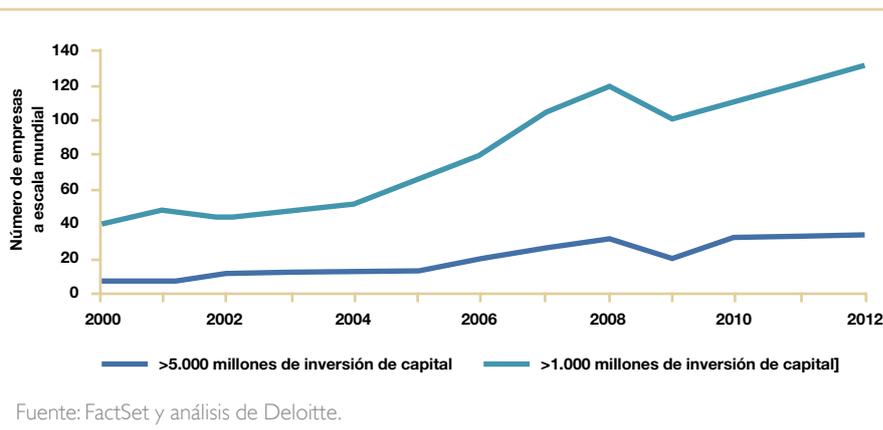
Asimismo, estas inversiones se acometerán en un entorno regulatorio complejo y cambiante. La incertidumbre sobre las políticas energéticas y los posibles cambios legislativos y regulatorios mantiene a un gran número de proyectos en el limbo, tanto en Estados Unidos como en Canadá. Estas áreas de incertidumbre —que incluyen decisiones políticas potenciales en relación con las exportaciones de GNL, proyectos de líneas transfronterizas de transporte de hidrocarburos y una cambiante regulación medioambiental— se traducen en decenas de miles de millones de dólares en juego.

Con el fin de abordar este prometedor, aunque complejo, futuro, las compañías de petróleo y gas están trabajando para afrontar de manera proactiva las numerosas dificultades que se destacan en este informe.

Tendencias de inversión en la industria mundial del petróleo y el gas

La industria del petróleo y el gas sigue desarrollando a escala mundial proyectos cada vez más caros, más complejos desde un punto de vista geológico y más exigentes tecnológicamente. El gasto de capital pre-

Gráfico 1. N° de compañías de petróleo y gas a escala mundial que realizan grandes inversiones de capital



visto para la explotación de petróleo y gas en regiones clave está aumentando vertiginosamente. Estos proyectos competirán por los conocimientos técnicos, los materiales críticos y el capital, factores que aumentarán los costes y los riesgos financieros.

Barclays estima que fuera de Norteamérica, el gasto total en exploración y producción en el sector del petróleo y el gas en 2013 se acercará a los 459.000 millones de dólares³. En Australia, el gasto total de capital previsto en su amplia cartera de proyectos de GNL asciende a casi 250.000 millones de dólares⁴. En Brasil, el gasto total de capital previsto actualmente se sitúa en unos 150.000 millones de dólares para los próximos cinco años, de los que más de 93.000 millones

de dólares se destinarán exclusivamente a los depósitos presalinos⁵ del país. Las refinerías modernas con elevada capacidad de transformación que se están construyendo en Asia añadirán aproximadamente 6,4 millones de barriles diarios de capacidad de refinación a un coste de unos 145.000 millones de dólares⁶. Además, en la región del Ártico se están llevando a cabo las primeras fases de exploración de nuevas fronteras que podrían permitir acceder a una importante cantidad de recursos. El coste de capital asociado a los nuevos proyectos *offshore* en el Ártico puede oscilar entre los 10.000 y 50.000 millones de dólares por proyecto, es decir, se trata de uno de los entornos más caros y tecnológicamente más complejos a los que jamás se haya enfrentado la industria⁷.

³ Steve Toon, "Barclays Forecasts Growth In 2013 Global E&P Spending," E&P, 10 de diciembre de 2012, http://www.epmag.com/Production-Barclays-Forecasts-Growth-2013-Global-EP-Spending_110650.

⁴ Gobierno de Australia Occidental, Departamento de Fomento del Estado, "Fact Sheet: Western Australia LNG", noviembre de 2012

⁵ Petrobras, Plan Estratégico 2020 Petrobras, "2013 — 2017 Business and Management Plan Webcast", 19 de marzo de 2013, http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=3&cad=rja&ved=0CDgQFjAC&url=http%3A%2F%2Fwww.investidorpetrobras.com.br%2Fflumis%2Fportal%2Ffile%2FfileDownload.jsp%3FfileId%3D8A78D6843AFA67F3013D8500AFBD2DBC&ei=FgaEUpf7CIXT2QXp-oGgDw&usg=AFQjCNG_EhIDAwaIlfjlvCHxDTX8mjxMwg&sig2=8U-UxGmxdT0afs30-ASxSA

⁶ Análisis de Deloitte

⁷ Administración de Información sobre la Energía de EE. UU., "Arctic Oil and Natural Gas Potential," (19 de octubre de 2009) <http://www.eia.gov/oiaf/analysispaper/arctic/#conclusions>.

A escala mundial, las compañías de petróleo y gas ya están incrementando sus inversiones para afrontar estos proyectos de capital. El número de compañías de petróleo y gas a escala mundial con presupuestos de capital superiores a los 1.000 millones de dólares se ha triplicado, pasando de 40 en el año 2000 a 132 en 2012, mientras que el número de aquellas con un gasto de capital de más de 5.000 millones de dólares se multiplicó por cinco, pasando de 7 compañías en el año 2000 a 35 en 2012.

Muchos de estos proyectos acarrearán riesgos adicionales de ejecución y financiación superiores a los que pueden entrañar proyectos similares en Norteamérica. Por ejemplo, el nivel de inversión en muchos países es colosal en relación con su actual base económica e industrial. La inversión

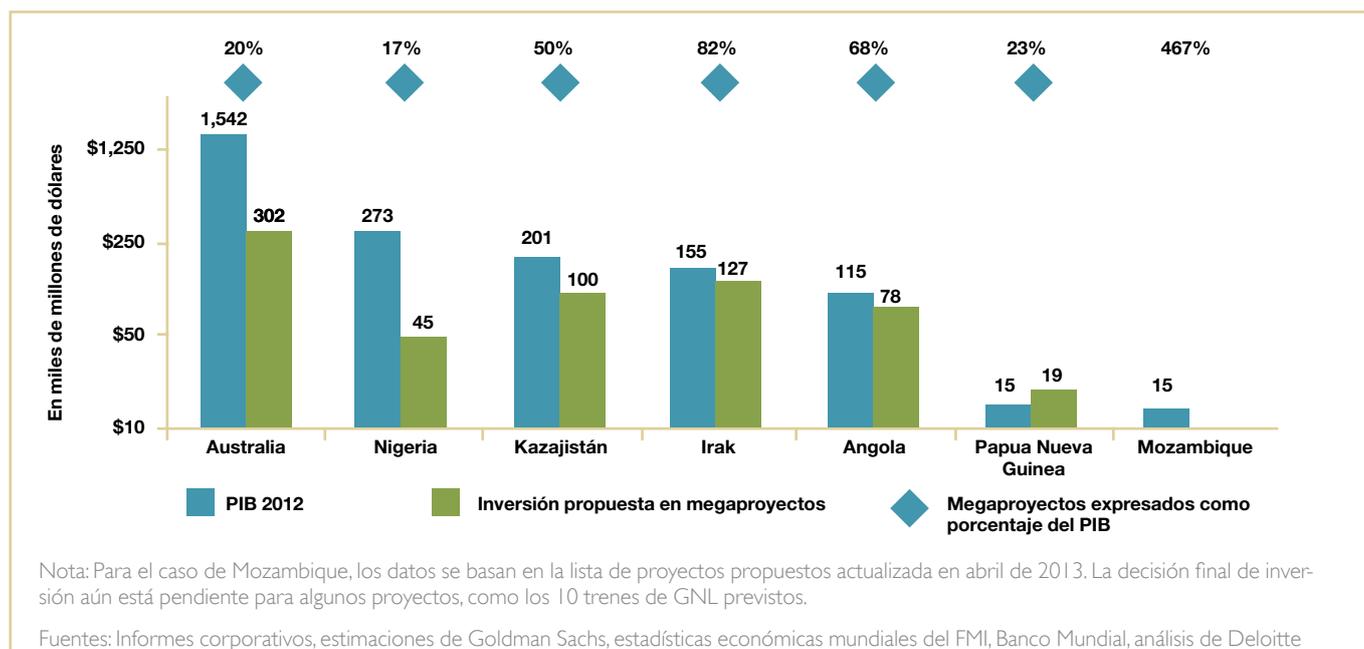
prevista representa un porcentaje significativo del producto interior bruto (PIB) del país –y en ocasiones lo supera– (Gráfico 2), tal como se muestra en el gráfico 2.

Los casi 100.000 millones de dólares de inversión prevista en megaproyectos en Mozambique, por ejemplo, suponen más del 400% del PIB total del país, y la inversión proyectada en petróleo y gas en Papúa (Nueva Guinea) representa un 123% de su PIB. Incluso en economías desarrolladas y de gran tamaño, la dimensión y escala de las nuevas inversiones en petróleo y gas puede representar una parte significativa de la economía de un país. El valor agregado de los nuevos proyectos de petróleo y gas en Australia supone casi el 20% del PIB del país en 2012 (1,5 billones de dólares). Los beneficios económicos derivados de la co-

recta culminación de estos proyectos son enormes para el país. Si todos los proyectos se pusieran en marcha, una tercera parte del crecimiento de las exportaciones de Australia en 2016 correspondería al GNL. Sin embargo, muchos de estos proyectos se están volviendo a evaluar a la luz de los enormes incrementos de costes y de la incertidumbre relativa a la competencia que suponen los proyectos norteamericanos de GNL.

La inversión en aguas profundas internacionales seguirá atrayendo gran parte del capital. De hecho, se espera que a escala mundial la cantidad de plataformas de perforación en aguas ultraprofundas aumente en un 75% durante el resto de la década⁸.

Gráfico 2. Capital invertido en megaproyectos frente al PIB por país en 2012



⁸ "The New-build Rig Cycle isn't Dead... Neither is NOV, Oil Services & Equipment Digest," JP Morgan, North America Equity Research, 26 Marzo 2013.

Invertir en la nueva era de la energía en Norteamérica

La magnitud de la inversión mundial en petróleo y gas puede compararse a la inversión potencial en Norteamérica. La fracturación hidráulica de depósitos de *shale gas* en Norteamérica y otras tecnologías no convencionales, como las utilizadas para mejorar la producción de las arenas bituminosas de Canadá, han hecho posible ex-

plotar reservas que durante mucho tiempo fueron consideradas no viables económicamente. No obstante, el aprovechamiento de estos recursos requerirá un nivel de inversión elevado y sostenido para alcanzar las estimaciones de producción futura que actualmente barajan los analistas del sector. Según las estimaciones de la AIE, en Norteamérica se precisan alrededor de 5 billones de dólares de inversión en exploración y producción de petróleo y gas (*upstream*)

hasta 2035 para mantener los niveles actuales de suministro y dar respuesta al crecimiento futuro de la demanda⁹. Este nivel de inversión se traduce en una enorme cantidad de proyectos en pozos terrestres (*onshore*) y de explotación de arenas bituminosas.

Gráfico 3. Pozos potenciales necesarios para la explotación de recursos técnicamente recuperables en una serie de campos exploratorios de *shale gas* y *tight oil*

U. S. Shale gas			U. S. tight oil		
Basin/play	Number of potential wells	TRRs (bcf)	Basin/play	Number of potential wells	TRRs (million barrels)
Appalachian			Western Gulf		
Marcellus	90,216	140,565	Austin Chalk	21,165	2,688
Utica	13,936	15,712	Eagle Ford	8,665	2,461
Arkoma			Anadarko		
Woodford	5,428	10,678	Woodford	16,375	393
Fayetteville	10,181	13,240	Permian		
Chattanooga	1,633	1,617	Avalon/Bone Springs	4,085	1,593
Caney	3,369	1,135	Spraberry	4,636	510
Texas-Louisiana-Mississippi Salt			Rocky Mountain		
Haynesville/Bossier	24,627	65,860	Niobrara	127,451	6,500
Western Gulf			Williston Bakken	9,767	5,372
Eagle Ford	21,285	50,219	San Joaquín/Los Angeles		
Pearsall	7,242	8,817	Monterey/Santos	27,584	13,709
Anadarko			Total U. S. tight oil	219,728	33,226
Woodford	3,796	10,981			
Remaining shale gas plays	229,009	307,843			
Total U. S. shale gas	410,722	481,783			

Nota: : bcf = miles de millones de pies cúbicos

Fuentes: Administración de Información sobre la Energía (EIA) de EE. UU., "Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035," (junio de 2012), <http://www.eia.gov/forecasts/archive/aeo12/index.cfm>.

⁹ Agencia Internacional de la Energía, "World Energy Outlook 2012," (12 de noviembre de 2012), <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/#d.en.26099>.

Recursos no convencionales en tierra y en aguas profundas en Norteamérica

A medida que se acelera la explotación de los recursos no convencionales en Estados Unidos, se hace necesario perforar y terminar cientos de miles de pozos en un creciente número de cuencas. La Administración de Información sobre la Energía (EIA, por sus siglas en inglés) de EE. UU. prevé que serán necesarios más de 630.000 nuevos pozos para que los recursos disponibles de *shale gas* y *tight oil* de EE. UU. empiecen a producir. En el Gráfico 3 se muestra un desglose detallado por cuenca de los pozos potenciales necesarios para explotar recursos técnicamente recuperables (TRR, por sus siglas en inglés).

El elevado número de pozos que se requiere en estos campos exploratorios incrementa sustancialmente el volumen de capital necesario para la explotación de los recursos, mientras que los operadores se enfrentan a fuertes presiones para poner en marcha los pozos de la manera más eficiente posible. Una de las principales dificultades a las que se enfrentan los operadores para poner estos pozos en funcionamiento es su capacidad para contratar a los gestores de proyectos y profesionales cualificados que necesitan. Una vez en servicio, los pozos requerirán, en última instancia, acondicionamiento, bombeo artificial y, a más largo plazo, recuperación mejorada para mantener su producción. Para lograr una producción

sostenida y satisfacer la creciente demanda, será preciso mantener este nivel de actividad en los pozos terrestres en Norteamérica durante los próximos 20-30 años.

En Canadá, la producción no convencional en arenas bituminosas está impulsando el crecimiento de la producción de líquidos. Se espera que la producción total obtenida de arenas bituminosas en Canadá —producción in situ, extracción y recuperación mejorada de petróleo— aumente desde 1,7 millones de barriles diarios en 2011 hasta 5,6 millones en 2046 según el escenario básico de explotación del Instituto Canadiense de Investigación Energética (*Canadian Energy Research Institute*). Se estima que la inversión de capital total inicial requerida a lo largo de ese periodo de 35 años para lograr este crecimiento ascendería a 229.700 millones de dólares, con un incremento de la inversión anual que supondría pasar de 2.000 millones de dólares en 2011 a una media de 8.700 millones de dólares en 2046¹⁰. Este crecimiento de la producción canadiense de petróleo se acelerará a medida que se pongan en marcha una gran cantidad de proyectos.

Si los abundantes recursos de gas no convencional de Canadá se explotan con éxito, podrían representar casi el 60% de la producción de gas natural de Canadá para 2030. Además, la explotación de los recursos de *shale gas onshore* de Canadá también requerirá una inversión importante y una actividad continua de perforación.

La explotación de recursos de gas natural es particularmente importante para el aprovechamiento de las arenas bituminosas de Canadá, ya que los costes del gas natural representan el gasto operativo más elevado de los proyectos de producción térmica in situ de arenas bituminosas. Para sostener el nivel de producción en un escenario de explotación intensiva, se estima que las necesidades de gas natural aumentarán hasta los 3.700 millones de pies cúbicos diarios en 2046, frente a los 1.300 millones registrados en 2011¹¹.

Además de los proyectos *onshore* en Norteamérica, la industria del petróleo y el gas está adentrándose en entornos cada vez más complejos. En el Golfo de México, los proyectos en aguas profundas siguen en aumento, tras la ralentización provocada por el accidente del pozo Macondo. Para muchos operadores, los proyectos de perforación en aguas profundas siguen siendo competitivos respecto a las inversiones en tierra a medida que se superan las complejas condiciones y las dificultades de infraestructura que plantean los depósitos.

En abril de 2013, había un total de 37 plataformas semisumergibles y buques sonda operando en el Golfo de México y se espera que este número aumente hasta 54 para finales de 2014¹². En 2020, se estima que unos 3,75 millones de barriles diarios de petróleo se obtendrán de aguas profundas, es decir, aproximadamente un 18% de la producción total esperada de Norteamérica¹³.

¹⁰ Dinara Millington y Carlos A. Murillo, "Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2012-2046), Study No. 133," Canadian Energy Research Institute, mayo de 2013, http://www.ceri.ca/images/stories/2013-06-10_CERI_Study_133_-_Oil_Sands_Update_2012-2046.pdf

¹¹ Ibid.

¹² Karen Boman, "Deepwater Gulf of Mexico Drilling Activity to Keep Rising," Rigzone, 24 de abril de 2013, http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/126000/Deepwater_Gulf_of_Mexico_Drilling_Activity_to_Keep_Rising

¹³ Morse, Edward L., "Energy 2020: North America, the New Middle East?," Citi GPS, 20 de marzo de 2012, http://csis.org/files/attachments/120411_gsf_MORSE_ENERGY_2020_North_America_the_New_Middle_East.pdf

GNL en Norteamérica

La abundancia de petróleo y gas natural a bajo coste ha distanciado notablemente los costes energéticos en Norteamérica de los precios mundiales creando oportunidades para importantes inversiones de capital más allá del sector *upstream*. Las grandes inversiones en campos de petróleo y gas y la creciente producción están impulsando un aumento de los megaproyectos en todos los subsectores de la industria, incluida la construcción de infraestructuras de exportación de GNL, nuevos oleoductos y gasoductos y ampliación de los existentes, plantas de procesamiento, plantas de transformación de gas a líquidos (GTL) y otros importantes proyectos de infraestructura. Además, los bajos precios del gas natural están impulsando la inversión en las industrias de la petroquímica, las manufacturas y la electricidad.

Concretamente, los amplios diferenciales de precio entre el *hub* de distribución Henry Hub (Louisiana) y los precios mundiales del gas natural han acelerado la necesidad de construir terminales de exportación de GNL. El Departamento de Energía (DOE) ha recibido más de 30 solicitudes para proyectos de GNL en Estados Unidos. A mediados de octubre de 2013, el DOE había autorizado 29 solicitudes para la exportación de GNL a países firmantes de acuerdos de libre co-

mercio y 5 solicitudes para exportar a países que no han suscrito este tipo de acuerdos¹⁴.

Para 2020, esto podría traducirse en inversiones en GNL por valor de aproximadamente 60.000 millones de dólares¹⁵.

A continuación se facilitan ejemplos de algunos de estos megaproyectos a escala mundial que requieren miles de millones de dólares de inversión y varios años para su construcción:

- **Sabine Pass LNG:** la única infraestructura de exportación aprobada tanto por el DOE como por la Comisión Federal de Regulación de la Energía (FERC), con una capacidad de 2.200 millones de pies cúbicos diarios y un coste de capital total de casi 12.000 millones de dólares¹⁶.
- **Freeport LNG:** con una capacidad de 1.400 millones de pies cúbicos diarios y un coste estimado de más de 10.000 millones de dólares¹⁷
- **Trunkline LNG:** con una capacidad de 2.000 millones de pies cúbicos diarios y un coste estimado de más de 2.000 millones de dólares¹⁸.
- **Dominion Cove Point LNG:** se espera que esta instalación de GNL recientemente aprobada por el DOE y que modifica-

rá una terminal de importación existente en Maryland para exportar GNL obtenga la aprobación de la FERC a principios de 2014. Se prevé un coste de más de 3.500 millones de dólares, con una capacidad de 1.000 millones de pies cúbicos diarios¹⁹.

Si estos proyectos entran en funcionamiento según lo previsto, podría alcanzarse una capacidad total de exportación de 20.000 millones de pies cúbicos diarios para 2020, lo que equivale al 14%-19% de la producción nacional.

Los productores canadienses también tienen previsto un importante volumen de inversión en GNL (con nueve proyectos de GNL bajo consideración), en gran medida para acceder a los mercados asiáticos y redirigir sus exportaciones de energía que tradicionalmente han ido destinadas a Estados Unidos. De los 9 proyectos que se están estudiando en Canadá, sólo uno, las instalaciones de GNL de Kitimat, ha sido aprobado por el Consejo Nacional de Energía de Canadá, que le ha concedido una licencia de exportación de 20 años.

Al igual que en Estados Unidos, estas infraestructuras también son megaproyectos a escala mundial cuyos costes de capital rondan los miles de millones. Se estima que los costes de construcción de las infraestructuras de gas natural licuado *Kitimat LNG* y *LNG Canada* ascienden a 10.000 millones

¹⁴ Departamento de Energía de EE.UU., "Applications Received by DOE/FE to Export Domestically Produced LNG from the Lower-48 States," (15 de noviembre de 2013), <http://energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/Summary%20of%20LNG%20Application.pdf>.

¹⁵ "Funding U.S. LNG Export Facilities," Fitch Ratings, 20 de agosto de 2013.

¹⁶ Melanie Cruthirds, "Cheniere: Louisiana's Sabine Pass LNG expects first exports by 2015," Louisiana Gulf Coast Oil Exposition 2013 Show Daily Newspaper, World Oil, 24 Octubre 2013, http://www.worldoil.com/AssetsWeb/PDFs/LAGCOE_2013_Day3.pdf.

¹⁷ Edward Klump, "Freeport LNG Seeking Financing for \$1.1 Billion Texas Facility," Bloomberg, 26 Junio 2013, <http://www.bloomberg.com/news/2013-09-11/dominion-wins-u-s-approval-for-cove-point-gas-export-terminal.html>.

¹⁸ "UPDATE 1-Southern Union and BG file for US LNG export permit," Reuters, 9 Mayo 2011, <http://www.reuters.com/article/2011/05/09/ing-export-southern-bg-idAFN0924025220110509>.

¹⁹ Brian Wingfield and Jim Polson, "Dominion Wins U.S. Approval for Cove Point Gas-Export Hub," Bloomberg, 11 Septiembre 2013, <http://www.bloomberg.com/news/2013-09-11/dominion-wins-u-s-approval-for-cove-point-gas-export-terminal.html>.

de dólares y más de 12.000 millones de dólares, respectivamente. Si se aprueban y se construyen, estas plantas tienen potencial para abastecer 13.000 millones de pies cúbicos diarios de la demanda esperada de exportación de gas de Norteamérica.

Procesamiento y transporte (midstream) y transformación de gas a líquidos (GTL)

Aunque tienden a ser de menor envergadura, los megaproyectos también están aumentando en el sector del *midstream*, en áreas distintas del GNL. La construcción de nuevos oleoductos y gasoductos y la ampliación de los ya existentes son otro “subproducto” del gran crecimiento de la producción de petróleo y gas en Norteamérica. A medida que se inyectan billones de dólares en la explotación de los campos de *shale gas* de EE. UU. y las arenas bituminosas de Canadá, se estima que la industria del petróleo y el gas tendrá que invertir más de 200.000 millones de dólares en nuevos oleoductos y gasoductos para hacer frente al aumento de la producción²⁰. El oleoducto Keystone XL, de 7.000 millones de dólares, es actualmen-

te el proyecto en fase de planificación más destacado de Norteamérica, mientras que la finalización y puesta en marcha de la ampliación del oleoducto Gulf Coast Pipeline, con un coste de 2.300 millones de dólares, está prevista para finales de 2013²¹. La construcción del proyecto Gulf Coast, que constituye el tramo sur de Keystone XL, está terminada en un 95%²². Otros proyectos importantes incluyen el oleoducto Eastern Gulf Coast Access²³ de 1.500 millones de dólares —conversión y reversión del flujo de una línea de gas natural para transportar entre 420.000 y 660.000 barriles diarios de crudo Bakken desde Illinois a Louisiana en 2015²⁴, y el oleoducto Sandpiper, de 2.500 millones de dólares— que se prevé transportará 375.000 barriles diarios de crudo Bakken a Wisconsin a principios de 2016²⁵. A medida que continúan las actividades de perforación, especialmente en los campos exploratorios de shale gas de EE. UU. y las arenas bituminosas de Canadá, será necesario construir nuevos oleoductos y gasoductos y ampliar los existentes para satisfacer la demanda, tanto en términos logísticos como de capacidad. El Oil & Gas Journal prevé que el gasto en la construcción de estas infraestructuras alcan-

zará los 38.000 millones de dólares en Estados Unidos en 2013 y 5.700 millones de dólares en Canadá, y que se destinará, en su mayor parte, a gasoductos para el transporte de gas natural²⁶. A lo largo de un periodo de un año, el incremento de la capacidad de procesamiento de gas en 1.000-2.000 millones de pies cúbicos diarios podría requerir una inversión de capital anual de casi 1.000 millones de dólares²⁷.

A medida que aumenta el suministro de gas natural en Norteamérica, presionando los precios a la baja, las compañías están buscando alternativas para transformar el gas metano en productos *premium* a través de proyectos de gas a líquidos (GTL) a fin de sostener la demanda de explotación de *shale gas* terrestre. Mediante la transformación del metano en compuestos de hidrocarburos líquidos, la tecnología GTL puede producir diésel limpio y querosenos que contienen menos impurezas y tienen un proceso de combustión mucho más limpio que los combustibles convencionales. Actualmente, Sasol y Shell están estudiando opciones para construir megaproyectos de GTL en la Costa del Golfo de EE. UU. Su-

²⁰ “North American Natural Gas Midstream Infrastructure Through 2035: A Secure Energy Future,” 28 Junio 2011, Interstate Natural Gas Association of America, <http://www.ingaa.org/File.aspx?id=14911>.

²¹ “UPDATE 1-TransCanada’s profit rises, readies Gulf Coast pipeline,” Reuters, 5 de noviembre de 2013, <http://www.reuters.com/article/2013/11/05/transcanada-results-idUSL2N0IQ0VY20131105>.

²² “TransCanada to begin filling Gulf Coast line ‘within a few weeks,’” Reuters, 5 de noviembre de 2013, <http://www.reuters.com/article/2013/11/05/transcanada-results-gulf-idUSL2N0IQ1AI20131105>.

²³ Vern Yu, “Providing Market Access for Discounted Canadian and Bakken Crude Oil,” presentado en Canadian Energy Investing in 2013 — Roundtable, National Bank Financial Markets, Chicago, 3 de abril de 2013, <http://www.enbridge.com/~media/www/Site%20Documents/Investor%20Relations/2013/National%20Bank%20-%20Canadian%20Energy%20Investing%20in%202013.pdf>.

²⁴ Página web de Enbridge, acceso el 12 de noviembre de 2013, <http://arenbridgaccessede.com/ar2012/growth-and-execution/enbridges-market-access-initiatives/>.

²⁵ “Enbridge Light Oil Market Access Program,” Enbridge, <http://www.enbridge.com/MediaCentre/News/lomap.aspx>.

²⁶ Xu, Conglin, “Capital Spending in U.S, Canada to Rise Led by Pipeline Investment Boom,” Oil & Gas Journal, 4 de marzo de 2013, <http://www.ogj.com/articles/print/volume-111/issue-3/s-p-capital-spending-outlook/capital-spending-in-us-canada-to-rise.html>.

²⁷ “US Hydrocarbon Renaissance,” Macquarie Research, febrero de 2013.

puestamente, Sasol está evaluando un proyecto de infraestructura de 10.000 millones de dólares para transformar gas metano en combustibles líquidos y venderlos a plantas de procesamiento de hidrocarburos²⁸. Se estima que el proyecto creará más de 1.200 puestos de trabajo permanentes en la región e inyectará alrededor de 46.200 millones de dólares en la economía local al menos durante los próximos 20 años²⁹. Asimismo, Shell ha aprobado recientemente la construcción de una instalación de conversión de gas a líquidos de 12.500 millones de dólares en Louisiana, que creará en torno a 740 puestos de trabajo directos³⁰. El proyecto tendrá una dimensión similar a la instalación Pearl GTL de Shell en el Golfo Pérsico. Estos proyectos tienen el potencial de situar al gas natural en el mapa para competir con el crudo de mayor precio como uno de los combustibles principales para el transporte. Los beneficios económicos derivados del uso del gas natural de bajo coste (GTL, gas natural comprimido o GNL) como combustible de una parte de la flota comercial de vehículos de EE. UU. podrían impulsar el crecimiento en muchos sectores de la economía estadounidense.

La industria petroquímica y otras industrias

La industria petroquímica también ha resucitado en los últimos años como respuesta al resurgir energético de Norteamérica. Dow Chemical, Shell Chemical, Chevron Phillips Chemical, Sasol y Formosa Plastics han anunciado planes para construir plantas en Estados Unidos, cada una de las cuales requiere grandes inversiones de capital superiores a los 1.500 millones de dólares³¹. Se estima que la capacidad combinada de producción de etileno, en caso de que se construyan estas plantas, alcanzará los 7,4 millones de toneladas anuales en 2017, un aumento del 28% respecto a la capacidad actual de etileno en EE. UU.³²

Existen numerosas ventajas asociadas para la economía norteamericana, además de los beneficios directos que ya se observan en la industria del petróleo y el gas. Hasta finales de marzo de 2013, se habían anunciado casi 100 proyectos de inversión en la industria química valorados en 71.700 millones de dólares³³. La mayoría tienen por objeto ampliar la capacidad de

producción de etileno, derivados de etileno (como polietileno, policloruro de vinilo, etc.), amoniaco, metanol, propileno y cloro. Gran parte de la inversión está destinada a la producción a un coste ventajoso para la posterior venta a mercados de exportación, lo que probablemente impulsará la balanza comercial de EE. UU.³⁴. Fuera de la industria del petróleo y el gas, se prevé que el sector eléctrico estadounidense incremente su uso de gas natural en aproximadamente un 50% durante la próxima década, a medida que se convierte en el combustible de elección para las nuevas plantas de generación eléctrica o en proyectos de ampliación de las mismas³⁵.

Los retos de la nueva era

Una nueva era se abre paso en el ámbito de la energía gracias a la complejidad técnica de los megaproyectos que se están llevando a cabo en la industria del petróleo y el gas. Los beneficios de estos nuevos proyectos de inversión son amplios y contribuyen significativamente al crecimiento de la economía, aunque los desafíos que traen consigo no pueden pasarse por alto. El nivel

²⁸ Lefebvre, Ben. "Gas-to-Liquid Site May Hit \$10 Billion", The Wall Street Journal, 14 de septiembre de 2011, <http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424053111904353504576568872584676488>.

²⁹ Morad, Renee, "South Africa's Sasol helps Louisiana to lead America's gas-to-liquids race," The National, 1 de septiembre de 2013. <http://www.thenational.ae/business/energy/south-africas-sasol-helps-louisiana-to-lead-americas-gas-to-liquid-race>.

³⁰ "Shell selects Louisiana site for \$12.5 billion, world-scale GTL facility," Oil & Gas Journal, 24 de septiembre de 2013, <http://www.ogj.com/articles/2013/09/shell-selects-louisiana-site-for-12-5-billion-world-scale-gtl-facility.html>.

³¹ Hariharan, Malini, "Formosa Confirms U.S. Cracker Plans," ICIS, 28 de febrero de 2012, <http://www.icis.com/blogs/asian-chemical-connections/2012/02/formosa-confirms-us-cracker-pl/>

³² "AFPM: Shale gas leads to mega-projects," ICIS, 2 de abril de 2012, <http://www.icis.com/Articles/2012/04/02/9546235/afpm-shale-gas-leads-to-mega-projects.html>.

³³ Martha Gilchrist Moore y Thomas Kevin Swift, "Shale Gas, Competitiveness, and New US Chemical Industry Investment: An Analysis Based on Announced Projects," American Chemistry Council, mayo de 2013, <http://chemistrytoenergy.com/sites/chemistrytoenergy.com/files/shale-gas-full-study.pdf>.

³⁴ *Ibíd.*

³⁵ "Made in America: The economic impact of LNG exports from the United States," Centro para Soluciones de Energía de Deloitte, http://www.deloitte.com/view/en_us/us/9f70dd1cc9324310VgnVCM100001a56f00aRCRD.htm.

de financiación que se precisará superará muchos de los métodos tradicionales de financiación utilizados en el pasado. Cada vez son más los proyectos que compiten por obtener financiación, tanto interna como externamente, donde la rentabilidad del capital y el rendimiento esperado se evalúan con mayor rigor. Dada la complejidad y la experiencia técnica necesarias para estos proyectos, el número de empresas de ingeniería, contratación y construcción (EPC, por sus siglas en inglés) capaces de llevarlos a cabo es limitado, y este crecimiento global exprimirá sus recursos y capacidades para lograr culminar estos proyectos en el plazo y dentro del presupuesto establecidos. La escasez de talento cualificado es uno de los principales desafíos a los que se enfrenta la industria del petróleo y el gas si quiere culminar estos grandes proyectos. Tanto las empresas petrolíferas como las empresas de EPC compiten por la misma reserva de talentos, y la jubilación de profesionales con una gran experiencia junto con el aumento en el número de proyectos está provocando un déficit en el sector.

Financiación y rentabilidad del capital

Tras un periodo en el que los precios del gas y el petróleo se han mantenido a la baja, entre 2008 y 2010, y en el que hemos presenciado una contracción de la inversión en bienes de equipo en el sector, las empresas de gas y petróleo han estado reforzando sus balances y aumentando su inversión en este ámbito. Los precios del crudo West Texas Intermediate se han recuperado, desde menos de 40 dólares por barril en 2009 a más de 100 por barril en 2012. En Estados Unidos, los precios del gas natural han repuntado desde mínimos inferiores a dos dólares por millón de unidades térmicas bri-

tánicas (Btu) a máximos superiores a 3,50 dólares por millón de Btu. El aumento de los precios de las materias primas impulsa la capacidad de las empresas para autofinanciarse al emprender grandes proyectos. No obstante, a medida que las empresas asumen más megaproyectos al mismo tiempo, mayor es también el porcentaje de sus flujos de efectivo anuales que consumen. Las investigaciones más recientes muestran que, en 2013, las grandes petroleras tenían en marcha entre tres y cinco megaproyectos a la vez, lo que representa entre el 24% y el 35% de sus flujos de efectivo anuales³⁶. Incluso algunas de las empresas independientes de mayor tamaño tenían en 2013 entre dos y cuatro megaproyectos operativos al mismo tiempo, lo que representa entre el 12% y el 115% de sus flujos de efectivo anuales.

Este nivel de gasto crea riesgos considerables en lo que se refiere a la atracción de capital a un coste razonable y a la gestión de la volatilidad de los ciclos de precios respecto de elementos clave como los servicios de campo o los servicios de EPC. Gestionar la volatilidad de los precios y prever las fluctuaciones futuras son tareas críticas para atraer suficiente capital al sector. Además, la competencia por la financiación será intensa, ya que el número de participantes sigue creciendo con la afluencia de las independientes.

Es probable que la industria del gas y el petróleo en Norteamérica necesite estructuras de financiación más complejas para dar respuesta al nivel y la amplitud de las previsiones de inversión. Empresas independientes onshore, tanto grandes como de tamaño mediano, han financiado proyectos de *shale gas* y *tight oil*, así como su deuda y sus negocios conjuntos (especialmente con inversores extranjeros), utilizando flujos de

efectivo históricos, mientras que las empresas de menor tamaño se han visto cada vez más apoyadas por capital inversión, bonos de alto rendimiento y mercados de deuda. Los logros alcanzados en las tecnologías de perforación direccional y fracturación hidráulica están contribuyendo a liberar flujos de efectivo más atractivos, captando el interés de las grandes empresas petrolíferas que, en cierto modo, son menos sensibles a las fluctuaciones a corto plazo en el precio de las materias primas y son capaces de financiar internamente programas de mayor envergadura.

Los megaproyectos (aguas profundas, GNL) han sido tradicionalmente el dominio del grupo de los gigantes del petróleo y el gas, conocidos como *supermajors*, y las independientes de mayor tamaño (así como las compañías petroleras estatales fuera de Norteamérica), debido a la concentración del riesgo y la dificultad para obtener financiación. Sin embargo, en el ámbito de las aguas profundas, cada vez son más las empresas independientes de menor tamaño que logran financiar nuevos proyectos gracias al capital inversión y a los mercados de capitales. Los proyectos de GNL también han sido tradicionalmente acaparados por las *supermajors* y por las compañías petroleras estatales (tanto en países productores como consumidores), que han sido capaces de crear proyectos integrados con perfiles de menor riesgo. No obstante, ahora que la inversión en GNL se está trasladando hacia Estados Unidos y los mercados de gas tienen una elevada liquidez, están entrando en escena una nueva serie de protagonistas y nuevas fuentes de financiación potenciales. Las grandes empresas independientes de exploración y producción (E&P) están involucradas actualmente en importantes proyectos de GNL en EE. UU. y Canadá, que

³⁶ Formularios 10-K de empresas, informes anuales, FactSet y Análisis de Deloitte.

han sido tradicionalmente el terreno de las *supermajors*. Por otro lado, las *master limited partnerships* o MLP (sociedades limitadas que cotizan en bolsa), que es la forma jurídica que tradicionalmente han adoptado las empresas de midstream, podrían resultar cada vez más atractivas como fuentes de financiación para las centrales de GNL, si logran gestionar la amplia variedad de riesgos asociados a este sector, como los retrasos en la construcción, el crédito al cliente, el riesgo operativo, y las incertidumbres relacionadas con la regulación³⁷. La financiación tradicional de proyectos podría convertirse en una fuente adicional de fondos para las centrales de GNL, siempre que puedan alcanzarse acuerdos de suministro y explotación a largo plazo. Asimismo, los mercados de deuda se han vuelto más agresivos y cuentan con mayor liquidez desde 2010, lo que debería contribuir a mejorar el acceso a la financiación de los proyectos en Estados Unidos y Canadá.

Incertidumbres asociadas a la normativa y a los gobiernos

La oleada de inversiones en la industria del gas y el petróleo también ha creado nuevas incertidumbres normativas en Norteamérica. Encontrar un régimen normativo que fomente la inversión en el sector y permita una supervisión del gobierno adecuada es fundamental para el éxito del resurgir energético en Norteamérica. Entre las incertidumbres relacionadas con la normativa y los gobiernos pueden destacarse las siguientes:

- **Explotación de campos no convencionales en nuevos estados:** Los campos exploratorios no convencionales están muy dispersos en Norteamérica, y muchas de las reservas de esquisto recién descubiertas se encuentran en estados que han

tenido poca experiencia en la regulación de la industria de los hidrocarburos.

- **Licencias:** Los campos de esquisto, por ejemplo, necesitan perforar más pozos para explotar un depósito que los campos convencionales, lo que está creando una marea creciente de solicitudes de licencia.
- **Régimen fiscal:** El gobierno federal y los gobiernos estatales están deseando recoger su parte de los beneficios económicos generados por el petróleo y el gas extraídos de las formaciones de esquisto. Los regímenes de incentivos y tributarios afectan considerablemente a la rentabilidad de la inversión, pero, en muchos casos, cambian continuamente y están sujetos a variaciones potenciales en las políticas fiscales de la industria del petróleo y el gas a largo plazo.
 - Los gobiernos estatales y locales ofrecen deducciones fiscales e incentivos financieros con el objetivo de incrementar el empleo y atraer nuevos inversores a sus comunidades. Las deducciones y los incentivos, como la creación de empleo y las deducciones por inversiones, las subvenciones de capital, las exenciones y reducciones del impuesto sobre bienes inmuebles, y las subvenciones para la mejora de las infraestructuras, ofrecen a las empresas una oportunidad potencial para reducir o compensar los gastos de puesta en marcha y explotación, así como para impulsar la rentabilidad.
 - A nivel federal, estatal y local, existen diversos impuestos indirectos, entre los que se incluyen el impuesto sobre el valor añadido, el impuesto sobre las ventas y el uso, impuestos

especiales e impuestos sobre el carburante. El carácter complejo de estos impuestos y el gran volumen de operaciones en que se basan pueden dar lugar a pérdidas de dinero significativas, con desviaciones del 10% y superiores. La sincronización de la estrategia fiscal y del negocio desde el inicio de la planificación de un proyecto de inversión puede ayudar a reducir los costes por impuestos indirectos y a minimizar el riesgo.

- **Restricciones comerciales/libre mercado:** A medida que la abundante oferta de petróleo y gas en Norteamérica supera a la demanda, están empezando a surgir problemas comerciales cada vez de mayor importancia. Los retrasos en la aprobación del oleoducto Keystone XL amenazan con interrumpir la explotación de las arenas bituminosas canadienses. Por otro lado, grupos de interés entre los consumidores y en el sector de la fabricación presionan para reducir la exportación de GNL. Y, aunque a algunos en la industria de los hidrocarburos les gustaría poder exportar ciertos crudos nacionales, existen restricciones federales que lo prohíben.
- **Normativa medioambiental:** A medida que las actividades se trasladan hacia áreas no tradicionales, la preocupación de los gobiernos en torno al proceso de perforación y la posible contaminación de las reservas de agua se ha traducido en normas más estrictas para la explotación del esquisto, y algunos estados han promulgado moratorias para la perforación mientras estudian la posibilidad de introducir aún más restricciones. Las inversiones en petróleo y gas han acaparado una mayor atención de los organismos reguladores en los últimos años. En cuanto al petróleo

³⁷ "Funding U.S. LNG Export Facilities," Fitch Ratings, 20 de agosto de 2013

y al gas *offshore*, el Bureau of Safety and Environmental Enforcement ha propuesto recientemente una norma para actualizar los reglamentos sobre sistemas y equipos de seguridad de la producción que se utilizan para captar y tratar el petróleo y el gas de las plataformas marinas, lo que podría añadir aún más restricciones financieras a los proyectos offshore de perforación en aguas profundas.

Empresas de EPC

De acuerdo con la estimación de Morgan Stanley Research, se espera que la inversión del sector de EPC (ingeniería, abastecimiento y construcción) en Norteamérica aumente desde los 24.000 millones de dólares en 2012 a prácticamente 30.000 millones en 2020.

La fuerte inversión en *upstream*, que creció un 35% en todo el mundo, pasando de 447.000 millones de dólares en 2010 a 604.000 millones de dólares en 2012, es un factor clave que impulsa la cartera de pedidos de las empresas de EPC. Las principales empresas de EPC en EE. UU. vieron como su cartera de pedidos caía un 10% durante la crisis económica global y la caída del precio de las materias primas del periodo 2008-2009, momento en el que el gasto mundial en exploración y producción se redujo un 13%. Sin embargo, los pedidos han repuntado, aumentando a una tasa anual de crecimiento compuesto del 10% desde 2010, lo que supone un incremento desde poco más de 70.000 millones de dólares a 85.000 millones en proyectos a lo largo del periodo.

Aunque, en general, el aumento de los pedidos es buena señal para los balances de las empresas de EPC, aquellas que tienen

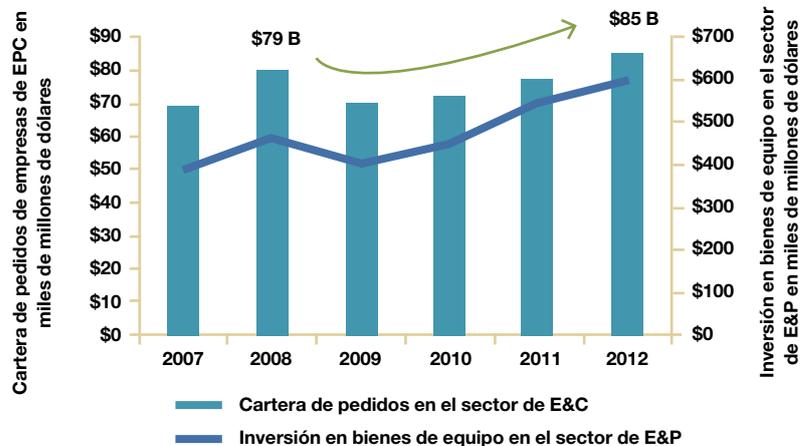
Gráfico 4. Inversión del sector de EPC en Norteamérica

	2012	2013E	2014E	2015E	2020E
EPC e instalación	24	19,8	23,1	26,1	28,9
Ingeniería	7,6	5,7	6,4	6,2	6,7
Construcción	13,1	11,3	12,5	16,2	15,9
Umbilicales de control, tuberías de producción y oleoductos/gasoductos	3,3	2,8	4,2	3,7	6,2

Nota: obsérvese que esta tabla incluye tanto Opex como Capex.

Fuentes: "Global Oil Services, Drilling & Equipment," Global Upstream Spending Review, Morgan Stanley, 30 Mayo 2013

Gráfico 5. Cartera de pedidos de las empresas de EPC



Nota: Cinco primeras empresas cotizadas de la NYSE por ingresos en 2012 (Fluor Corporation, Jacobs Engineering Group, KBR Inc., CB&I y McDermott International Inc.)

Fuentes: Informes anuales de empresas y análisis de Deloitte

muchos pedidos pendientes, al igual que los operadores que las contratan, se enfrentan a un auténtico desafío en cuanto a la contratación de personal, y se encuentran con que sus capacidades técnicas empiezan a resultar insuficientes a medida que intentan aprove-

char al máximo el talento de sus mejores profesionales. Fluor Corporation, una de las principales empresas de EPC, calcula que, a lo largo de la próxima década, se necesitarán entre 20.000 y 50.000 trabajadores especializados, casi la mitad de toda la po-

³⁸ Natasha Alperowicz, "Engineering & construction: Shale boom reinvigorates the industry, could lead to shortage of labor resources," presentado en IHS Chemical Week, 10 de junio de 2013

blación activa especializada de EE. UU., para llevar a término los proyectos de petróleo y gas planificados actualmente en EE. UU.³⁸ ManpowerGroup considera éste uno de los diez puestos de trabajo más difíciles de cubrir³⁹. De hecho, se espera que la escasez de trabajadores especializados sea uno de los puntos más problemáticos para la industria. La escasez de talento cualificado hace que las empresas de gas y petróleo encuentren muchas dificultades a la hora de llevar a cabo proyectos de capital e incrementa los costes de lograr nueva capacidad.

La mayor competencia de los competidores de bajo coste supone una presión añadida sobre las empresas de EPC consolidadas. Sin embargo, a medida que el mercado calienta motores y aumenta el número de proyectos que exigen la atención de las empresas de EPC, es probable que los costes y márgenes de estas empresas aumenten y que el tipo de contratos evolucione en beneficio de las EPC. La rentabilidad de los contratos de margen sobre el coste ha empezado a desplazar el riesgo del proyecto a los operadores, que buscan ahora aumentar su personal para compensar.

Teniendo en cuenta la dependencia de la industria del petróleo y el gas de las empresas de EPC en lo que respecta a la ejecución de megaproyectos, abordar con eficacia estos desafíos en el sector de EPC es fundamental para el éxito de la nueva era de la energía en Norteamérica.

El déficit de talento cualificado

La industria del petróleo y el gas en Norteamérica se enfrenta, además, a otro desafío: la escasez de talento cualificado. Al no prever el boom nacional del esquisto y el consiguiente aumento de la demanda de profesionales especializados, gran parte de las contrataciones de las empresas de gas y petróleo en Estados Unidos a lo largo de la última década se ha centrado en el extranjero. Ahora, si las empresas quieren concluir los megaproyectos planificados, tendrán que abordar el problema de la escasez de trabajadores cualificados: personal especializado, gestores de proyecto e ingenieros.

Cuando los precios del petróleo cayeron en la década de los ochenta y durante el periodo en el que se mantuvieron a la baja en los noventa, las empresas de gas y petróleo despidieron a miles de profesionales y redujeron la contratación de trabajadores sin experiencia, creando así una laguna generacional en las actuales plantillas. Además, las empresas no invirtieron en formación ni en la promoción de los empleados con los que contaban, lo que agravó aún más el problema, ya que la mayor parte de los profesionales técnicos en la industria o bien tienen menos de 15 años de experiencia, o bien están cerca de la edad de jubilación. Las previsiones del Departamento de Trabajo de Estados Unidos apuntan a que hasta un 50% de los trabajadores estadouni-

denses en el sector de la energía se jubilará en los próximos 5-10 años⁴⁰. Actualmente, a medida que los trabajadores más veteranos se aproximan a la edad de jubilación, la industria se enfrenta a su "gran cambio de tripulación", justo en un momento en el que la demanda de expertos técnicos se está intensificando.

Aunque ha habido ciertas iniciativas para cubrir las lagunas de talento, en los próximos años se necesitarán muchos más trabajadores. Actualmente, el número de ofertas de empleo en la industria del gas y el petróleo en Norteamérica excede el número de solicitantes cualificados. En el ámbito de la ingeniería del petróleo, por ejemplo, esto se debe en parte al escaso número de nuevos participantes cualificados en el mercado, que se gradúan cada año en las universidades⁴¹. Además, aunque las empresas han contratado a miles de jóvenes ingenieros y geólogos en los últimos años, éstos carecen de la experiencia necesaria en gestión de proyectos en un momento crítico para el sector.

Para complicar aún más la cuestión, los salarios por hora en el sector del gas y el petróleo han aumentado un 27% desde 2006⁴² ya que el aumento de la demanda de talento cualificado en Norteamérica continúa impulsando al alza los salarios y ejerciendo mayor presión en los presupuestos de capital. Esta situación presenta una similitud preocupante con la escasez de mano de

³⁹ 2012 Talent Shortage Survey Research Results, ManpowerGroup, http://www.manpowergroup.us/campaigns/talent-shortage-2012/pdf/2012_Talent_Shortage_Survey_Results_US_FINALFINAL.pdf.

⁴⁰ Jill Tennant, "Making informed human resources decisions based on workforce outlook," World Oil Online, septiembre de 2012, <http://www.worldoil.com/September-2012-Making-informed-human-resources-decisions-based-on-workforce-outlook.html>.

⁴¹ Brett Clanton, "Retirements to Take Toll in 'Petrotechnical' Fields," Houston Chronicle, 30 de marzo de 2011, <http://www.chron.com/business/article/Retirements-to-take-toll-in-petrotechnical-1693235.php>.

⁴² U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, acceso del 4 Junio 2013. <http://www.bls.gov/news.release/empstoc.htm>.

⁴³ Página web de la Oficina de Estadística de Australia, acceso el 10 de noviembre de 2013, <http://www.abs.gov.au/AUSSTATS/abs@nsf/DetailsPage/6302.0Nov%202012>

obra que sufren las empresas especializadas en proyectos de GNL y minería en Australia, donde las inversiones en bienes de equipo prácticamente llegaron a duplicar la demanda de talento cualificado entre 2006 y 2011. La escasez de talento consiguiente impulsó al alza los salarios, aumentándolos en casi un 85% en el sector de la minería desde 2006, y un 93% en la construcción en el mismo periodo⁴³. Muchos proyectos están siendo reevaluados en respuesta a la inflación salarial que se ha producido en tan breve espacio de tiempo, ya que los costes laborales superan las expectativas de muchos operadores, obligando a las empresas a reevaluar, aplazar o cancelar proyectos planificados.

En un momento en el que las empresas estadounidenses sostienen que los puestos cualificados son los más difíciles de cubrir, bien podrían tener que enfrentarse a presiones similares en cuanto a los salarios. Será necesaria una planificación detallada del personal para gestionar la escasez de talento en la industria del gas y el petróleo, y será necesario llevar a cabo intervenciones tales como estrategias de contratación agresivas, sólidas técnicas de integración en las empresas y una rápida formación del personal.

Ejecución de proyectos de inversión – Mirando al futuro

A medida que la industria de petróleo y gas mire hacia adelante y responda a las oportunidades y retos ofrecidos por esta ola de inversiones sin precedentes, será crítico explorar la combinación óptima de enfoques innovadores a la ejecución de los proyectos de inversión con prácticas líderes de la industria.

El enfoque actual de la industria se basa en la hipótesis de que el desarrollo y la ejecución de un proyecto de inversión es un proceso "complicado" que requiere un diseño y unos procedimientos detallados, pero es intrínsecamente predecible cuando el proceso se ejecuta correctamente. Experiencia y opiniones recientes de la industria, sin embargo, sugieren que es más adecuado caracterizar un proyecto de inversión como un proceso "complejo", que es inherentemente incierto e impredecible, y requiere una comprensión de la dinámica del sistema, aprendizaje constante y adaptación.

Muchas de las principales empresas de gas y petróleo han adoptado procesos graduales con distintas fases para dirigir la planificación y ejecución de sus megaproyectos. Estas grandes empresas han invertido cuantiosas cantidades en el desarrollo de estos procesos y en la contratación y retención de los mejores talentos para "dirigir" los procesos, y aún están experimentando problemas de costes, plazos, calidad y consecución de los objetivos de producción.

Teniendo en cuenta estos resultados, han empezado a surgir distintas facciones dentro de la industria: en un extremo del espectro se encuentran los firmes defensores de buscar nuevos métodos, mientras en el otro extremo están los que defienden con igual entusiasmo el mantenimiento del proceso por fases tal como se desarrolla en la actualidad, aunque garantizando que se ejecute correctamente. Entre ambos extremos se encuentran los que creen que el actual proceso por fases necesita modificaciones o mejoras.

Actualmente, muchas empresas del sector están actualizando o revisando sus proce-

sos con el fin de hacer frente a los mejores resultados de sus proyectos. Algunos están aumentando el número de fases, otros están introduciendo revisiones adicionales por parte de entidades homólogas, y otros están evaluando la estructura de gobierno y organizativa.

Algunas voces en el sector creen que dedicar más recursos a la planificación inicial ayudará a mejorar el rendimiento del proyecto, mientras que otros consideran que se necesitan métodos más innovadores. Obviamente, esto afecta al coste y a la rentabilidad del capital.

Corroborando el primer enfoque, sin embargo, existen estudios realizados por Independent Project Analysis, Inc⁴⁴, que sugieren que, cuanto más tiempo y más recursos se empleen en el proceso de ingeniería conceptual, más exactas serán las predicciones de costes y plazos del proyecto, y menos problemas de operatividad surgirán.

Ejecución integrada de proyectos

Algunas de las principales empresas y agencias fuera de la industria del gas y el petróleo han reconocido la necesidad de buscar métodos innovadores para abordar la falta de integración entre la organización propietaria del proyecto y el resto de participantes, así como el efecto consiguiente en el rendimiento del proyecto. Estas empresas pertenecen al sector público, el sector sanitario o el de la microelectrónica, entre otros. Una de las innovaciones adoptadas por estos sectores para mejorar el rendimiento de los proyectos es el sistema integrado de ejecución de proyectos⁴⁵ (IPD, por sus siglas en inglés), que ya se ha aplicado con éxito en varios megaproyectos.

⁴⁴ Edward W. Merrow, "Oil and Gas Industry Megaprojects: Our Recent Track Record," Abril 2012. Independent Project Analysis Inc.,

⁴⁵ "Managing Integrated Project Delivery," Construction Management Association of America (CMAA), Noviembre 2009.

Tal como sugiere el nombre, el IPD se basa principalmente en la integración auténtica y completa de los participantes en el proyecto (es decir, propietario, ingenieros, contratistas, subcontratistas, principales proveedores) desde el inicio del mismo y hasta la facturación y liquidación. En algunos casos, para fomentar la integración y la colaboración entre los participantes en el proyecto se utilizaron acuerdos de colaboración, a fin de alinear también los objetivos comerciales de los participantes. Los marcos tradicionales de ejecución de proyectos consisten normalmente en numerosos contratos transaccionales bilaterales que no facilitan la colaboración o integración entre los participantes en el proyecto o entre las distintas partes contratantes. Los acuerdos de colaboración se han concebido para crear un marco de cooperación en la ejecución de proyectos, donde los participantes compartan responsabilidades en cuanto a la gestión del riesgo y sean recompensados en función del rendimiento del conjunto del equipo del proyecto, no de su rendimiento individual.

Analítica avanzada

Otra área que está siendo evaluada por la industria del gas y el petróleo es si la analítica avanzada puede facilitar la identificación anticipada de potenciales dificultades del proyecto que, en definitiva, podrían afectar a su rendimiento. El uso de grandes volúmenes de datos de la industria, su dependencia de la información de tendencias, y su capacidad de utilizar la minería de textos y análisis semántico han contribuido a facilitar su capacidad para predecir el rendimiento de proyectos de capital. Además, la incorporación de otros datos, tales como el clima, la inestabilidad política y problemas de las cadenas de suministro de múltiples niveles, mejorará la percepción que se tiene de otras cuestiones que podrían acabar

afectando a los resultados del proyecto. Las herramientas analíticas más recientes aprovechan todos los datos del proyecto, muchos de los cuales no se utilizan en los análisis tradicionales debido a su naturaleza no estructurada.

Gestión ajustada de proyectos

Otra estructura innovadora que algunos en el sector están empezando a considerar es la nueva forma de gestión ajustada de proyectos (*lean project management*), en la que se evalúan de forma continua las necesidades de ejecución del proyecto, de forma que el modelo de gestión se ajusta de forma dinámica a las necesidades del proyecto en cada momento. En lugar de analizar las desviaciones desde una base de referencia rígida y estática, y luego invertir una cantidad ingente de recursos para realinear el proyecto con su base de referencia inicial, el esfuerzo se dirige a definir las desviaciones que afectarán en última instancia y de forma significativa al rendimiento del proyecto utilizando una visión dinámica del mismo. El valor añadido de este método consiste en que los recursos del proyecto se ajustan dinámicamente a las necesidades del mismo, y no según una base de referencia fija. Esto se traduce en un uso más económico de los recursos, lo que, en un mercado con escasez de mano de obra, alivia la presión sobre la contratación.

Desarrollo de un ecosistema de conocimiento

Cuando las compañías buscan la mejora del rendimiento en la ejecución de los proyectos de inversión, uno de los desafíos recurrentes que tanto las compañías EPC como los propietarios/contratistas tienen que enfrentar es el fácil acceso a información relevante y reutilizable, herramientas y lecciones aprendidas de proyectos anterior-

es. Acelerar el desarrollo del conocimiento y el intercambio será esencial, ya que la industria del petróleo y el gas se enfrenta a dificultades relacionadas con la brecha de talento cualificado. Un ecosistema de conocimiento reunirá una convergencia de tecnologías emergentes para permitir capturar, analizar y reutilizar grandes cantidades de datos de proyectos de capital, y compartirlos entre propietarios y contratistas. De este modo, las empresas tendrán percepciones más rápidas y mejores sobre el desempeño del proyecto y la mitigación de problemas potenciales en tiempo real, lo que mejorará en gran medida su ejecución.

Estas nuevas estructuras prometen mejorar el rendimiento de los proyectos y crear equipos más pequeños y ágiles, lo que se traduciría en una reducción de los costes del proyecto y en una mayor rentabilidad de la inversión.

El camino a seguir

Con el fin de determinar el enfoque óptimo para gestionar estos megaproyectos, las empresas tendrán que desafiar las estrategias tradicionales de desarrollo y ejecución de proyectos de capital y explorar aspectos fundamentales como los siguientes:

- **Desarrollo y ejecución de proyectos:** ¿Cómo puede adaptarse el proceso de desarrollo y ejecución de un proyecto para reflejar más adecuadamente la complejidad de estos megaproyectos?
- **Cultura:** ¿Qué tipo de nuevas unidades de negocio y nuevas actitudes de los líderes de proyectos se requieren para esta nueva área de proyectos complejos?
- **Modelos contractuales:** ¿Cómo deberían evolucionar los modelos contractuales para permitir que los equipos de

proyecto del propietario/contratista se adapten eficazmente a los cambios de circunstancias minimizando al mismo tiempo los conflictos comerciales?

- **Incentivos:** ¿Cómo puede incentivarse a los contratistas para innovar y gestionar con la mirada puesta en los resultados del proyecto, en lugar de en el cumplimiento de los requisitos?
- **Ecosistema de conocimientos:** ¿Cómo puede la ingente cantidad de datos del proyecto disponible ser captada, analizada y compartida entre propietarios y contra-

tistas de forma que se ofrezca una información más ágil y adecuada en cuanto al rendimiento del proyecto en tiempo real y la mitigación de los posibles problemas?

- **Integración:** ¿Deberían los contratistas estar más integrados y retener la capacidad de ingeniería y fabricación durante más tiempo y de forma más permanente?
- **Talento:** ¿Cómo pueden modificarse los procesos de gestión del talento para mejorar la retención y la calidad de los trabajadores especializados y el personal técnico e ingeniero?

A medida que la industria de los hidrocarburos mira hacia delante y responde tanto a las oportunidades como a los desafíos que se presentan con la oleada sin precedentes de inversiones en petróleo y gas, es probable que la búsqueda de la combinación adecuada de métodos innovadores y prácticas líderes en la industria se convierta en una cuestión crítica. La industria de petróleo y gas ha mostrado una capacidad consistente para innovar y vencer los retos que enfrenta, y creemos que este mismo espíritu de innovación le permitirá abordar los desafíos de la nueva era de la energía. ■