



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y
EMPRESARIALES

ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO Y
FINANCIERO DE LA EXPLOTACIÓN DE
RECURSOS ENERGÉTICOS NO
CONVENCIONALES

Autor: Antón Penas Varo

Director: Emilio José González González

Madrid

Junio 2018

INDICE DE CONTENIDO	Página
<u>INDICE DE ILUSTRACIONES</u>	<u>3</u>
<u>RESUMEN</u>	<u>5</u>
<u>ABSTRACT</u>	<u>6</u>
<u>INTRODUCCIÓN</u>	<u>6</u>
<u>METODOLOGÍA</u>	<u>7</u>
<u>CONCEPTO, HISTORIA Y PROCESO DE LA FRACTURACIÓN</u>	
<u>HIDRÁULICA</u>	<u>8-10</u>
<u>ESTIMACIÓN DE RESERVAS</u>	<u>11-15</u>
<u>PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NO CONVENCIONAL</u>	<u>16-20</u>
<u>EVOLUCIÓN DEL COSTE ECONÓMICO Y FINANCIERO</u>	
<u>ASOCIADO A LA EXTRACCIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS</u>	
<u>NO CONVENCIONALES</u>	<u>20-41</u>
<ul style="list-style-type: none"> • EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DE PRODUCCIÓN • EVOLUCIÓN DEL COSTE FINANCIERO <ul style="list-style-type: none"> ○ SENSIBILIDAD DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO NO CONVENCIONAL A LOS PRECIOS DE MERCADO ○ SENSIBILIDAD DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL A LOS PRECIOS DE MERCADO ○ ENDEUDAMIENTO FINANCIERO 	
<u>TRÁMITES LEGALES</u>	<u>42-46</u>
<u>BREVE MENCIÓN AL IMPACTO AMBIENTAL DE LA FRACTURACIÓN</u>	
<u>HIDRÁULICA</u>	<u>47-48</u>

Índice de ilustraciones

Gráficos

- (Página11) **Ilustración 1**-Diferencias entre recursos fósiles
- (Página 13)**Ilustración 2**-Mapa de estimación de reservas de gas de esquisto y petróleo de formaciones compactas
- (Página 15)**Ilustración 3**-Evolución del número de cuencas, formaciones y países asociados a la explotación de recursos energéticos no convencionales
- (Página 16)**Ilustración 4**-Evolución de la producción de gas y sus diversas fuentes de origen
- (Página 18)**Ilustración 5**-Evolución de la producción de gas acumulado y sus diversas fuentes de origen
- (Página 19)**Ilustración 6**-Mayores diez productores de petróleo no convencional
- (Página 21)**Ilustración 7**-Mayores diez productores de gas no convencional
- (Página 24)**Ilustración 8**-Principales áreas de perforación en Norte América
- (Página 25)**Ilustración 9**-Tendencia de los principales índices de costes de producción
- (Página 26)**Ilustración 10**-Relación entre número de plataformas de perforación abiertas y demanda de arena

(Página 27)**Ilustración 11**-Relación entre la producción de gas de esquisto y la evolución de precios spot del gas natural Henry Hub

(Página 36)**Ilustración 12**-Evolución precio barril WTI y spot gas natural Henry Hub

(Página 37)**Ilustración 13**-Relación del crecimiento del volumen de deuda de alto riesgo y tasa de impago

(Página 39)**Ilustración 14**-Evolución ROE, CAPEX y flujo operativo de caja de conjunto de empresas energéticas

(Página 40)**Ilustración 15**-Evolución ROE y ratio D/E de conjunto de empresas energéticas

Índice de anexos

Anexo 1-Informe de recursos no convencionales técnicamente recuperables EIA

Anexo 2- Producción bruta de gas natural, EIA

Anexo 3- Costes asociados a la extracción de petróleo y gas, EIA

Anexo 4- SEC, Smart Sand, Inc.

Anexo 5- Análisis energético BBVA

Anexo 6-Sensibilidad de la producción de petróleo no convencional a los precios de mercado

Anexo 7- Sensibilidad de la producción de gas no convencional a los precios de mercado

Palabras Clave

Recursos energéticos no convencionales, fracturación hidráulica, costes de producción, incremento de producción, precios, endeudamiento

Resumen

Este es un trabajo que trata de analizar el impacto de la explotación de los recursos energéticos no convencionales en la industria del petróleo y gas. Siendo Estados Unidos uno de los principales protagonistas en esta revolución energética, el análisis se enfocará principalmente en los efectos producidos en territorio Americano. Para comprender la actual repercusión de esta revolución energética, se comienza por explicar brevemente el procedimiento y la historia de la técnica de extracción del petróleo y gas no convencional, es decir, la fracturación hidráulica. Debido al alto potencial de estos hidrocarburos no convencionales, se procede a continuación con una estimación de reservas a nivel internacional para comprender que se trata de un recurso con altos volúmenes de extracción. Adicionalmente, se analiza la evolución de la producción de gas y petróleo no convencional así como sus principales protagonistas. La evaluación de la viabilidad comercial y el impacto financiero de la introducción de estos recursos es el siguiente pilar de este trabajo. En lo referente a impacto financiero, se procederá a presentar la sensibilidad de la producción de gas de esquisto y petróleo de formaciones no compactas a los precios de mercado. Y finalmente, se explicará el entorno legal relacionado con la fracturación hidráulica y una breve mención al impacto ambiental de esta técnica de extracción.

Abstract

This paper aims to analyse the impact of the exploitation of unconventional energy resources in the oil and gas industry. Being the United States one of the main protagonists in this energy revolution, this analysis is focused mainly on the effects produced in the US. To understand the real impact of this energy revolution, we begin briefly explaining the procedure and history of unconventional oil and gas, that is, fracking. Due to the high potential of these unconventional oil and gas, we continue with an estimate of the international reserves to understand that it is a resource with high extraction volumes. In addition, the evolution of unconventional gas and oil production as well as the main players is analysed. The evaluation of commercial viability and the financial impact of the introduction of these resources is the one that follows. With regard to financial impact, the production sensitivity of shale and oil from non-compact formations to market prices will be analysed. And finally, the legal environment related to hydraulic fracturing and a brief mention of the environmental impact of this extraction technique would be explained.

Introducción

La nueva “ola” energética a nivel internacional se denomina: “ fracking”. Esta palabra hace referencia a la técnica de extracción de recursos energéticos no convencionales, como puede ser el gas de esquisto o el petróleo de formaciones compactas. El objetivo de este trabajo de búsqueda es la presentación del efecto a nivel comercial y financiero que ha tenido este avance energético en el mercado.

Estados Unidos desarrolla un papel esencial en la producción de recursos no convencionales. La evolución de volúmenes extraídos de gas y petróleo de yacimientos no convencionales en territorio Americano está analizado en el trabajo, ya que es uno de los países más focalizados en este mercado. Este impulso energético ha supuesto para Estados Unidos una constante reducción de su dependencia a otras fuentes de producción de hidrocarburos.

La incesante producción de gas y petróleo no convencional hace necesario el análisis del impacto a nivel de oferta y demanda del mercado, ya que en determinadas situaciones se crea un desequilibrio que se traduce en un cambio de los precios del petróleo y gas. Este cambio en los precios de las materias primas se materializa en cambios en la estructura operacional y financiera de las empresas ligadas a la explotación de recursos energéticos.

El endeudamiento financiero de las empresas en Estados Unidos es uno de los factores que se analizan en relación al impacto financiero del petróleo y gas no convencional.

Metodología

Para el estudio del impacto de los recursos energéticos no convencionales se ha recurrido a una amplia gama de fuentes de información. Fuentes tanto gubernamentales como corporativas han sido de gran ayuda ya que he podido contrastar los datos proporcionados. Es importante destacar que, debido a que el análisis se centra principalmente en Estados Unidos, me he decantado por aquellos informes/reportajes/análisis de empresas que operen en su mayoría en territorio americano. He empleado ampliamente el servicio de datos proporcionado por el Departamento de Energía de Estados Unidos, ya que se dispone de un gran volumen de información contrastada y en un amplio periodo de tiempo.

Para el análisis comercial/financiero he empleado datos y diversos análisis de bancos y consultoras que operan a nivel mundial. Esta rama corporativa proporciona valiosa información ya que son las mismas empresas de explotación de recursos energéticos no convencionales y convencionales las que les encargan el estudio y análisis de su situación individual así como proyecciones y estado del mercado. Como se puede suponer, la mayor parte

de los datos proviene de fuentes electrónicas, sin embargo, he podido emplear ciertos libros académicos relacionados con esta industria energética.

Concepto, historia y proceso de fracturación hidráulica

Concepto

La fracturación hidráulica es una técnica de extracción de petróleo y gas no convencional del subsuelo. El gas de esquisto y el petróleo de formaciones compactas("shale oil") residen en formaciones rocosas sedimentarias de grano fino. A diferencia del gas natural, el gas de esquisto se forma directamente dentro del espacio poroso entre los granos de pizarra rica en materia orgánica. Debido a la baja permeabilidad de estas formaciones rocosas, no es capaz de migrar a un entorno con mayor permeabilidad lo que implica que su producción sea limitada.

El proceso de extracción de estos recursos fósiles consiste en la inyección de productos químicos, arena y agua a muy alta presión/velocidad en pozos horizontales, pudiendo alcanzar profundidades de hasta 3 km. Esta acción causa fracturas en las formaciones rocosas de baja permeabilidad, por lo tanto aumentando la permeabilidad. La arena que contiene la mezcla que ha sido inyectada, se deposita sobre las fracturas o fisuras de las formaciones de esquisto, permitiendo así una apertura continua. Acto seguido, se produce la liberación del hidrocarburo objetivo.

Esta tecnología de extracción de hidrocarburos emplea la perforación horizontal. Se perfora verticalmente un pozo que contenga formaciones de esquisto, procediéndole la perforación horizontal a través de esta formación rocosa.

El objetivo de esta variante de perforación es el considerable aumento de área de extracción de gas de esquisto y petróleo de formaciones compactas.

Historia

La producción de estos hidrocarburos no convencionales comenzó a ser viable comercialmente desde 1940 aproximadamente. Estados Unidos fue el principal protagonista en esta revolución de producción de hidrocarburos no convencionales. A pesar de que esta técnica de extracción de recursos denominada popularmente *fracking*¹ fósiles se emplease por primera vez en 1860, en 1947 se llevó a cabo el primer evento de extracción viable en Grant County, Kansas. Se estima que a partir de 1950 la fracturación hidráulica era un proceso de extracción aceptado comercialmente, con una estimación de operaciones llevadas a cabo de 100 000.

En 1970 se lleva a cabo el desarrollo de motores de fondo de pozo, este avance es esencial para el posterior el correcto desarrollo de la tecnología de perforación direccional. El DOE realizó inversiones durante este periodo en I+D+i para la extracción de hidrocarburos no convencionales.

El papel que desempeñó la empresa Mitchell Energy junto con el acuerdo comercial entre el DOE y el Instituto de Investigación de Gas contribuyó a una mejora considerable en la estimación de reservas de gas de esquisto,

¹ Fracking= Fracturación hidráulica

² DOE= Departamento de Energía de Estados Unidos

² DOE= Departamento de Energía de Estados Unidos

³ (ExxonMobil, Darren W.Woods, Julio 2017)

perforación horizontal y bajada de costes asociados a la fracturación hidráulica.

Desde el año 2000 se ha producido un aumento importante en el uso de esta técnica de perforación. "Barnet shale " se caracteriza por ser uno de los primeros yacimientos de estos hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos en términos de producción. La explotación de esta ubicación se realizó a partir del 2003.

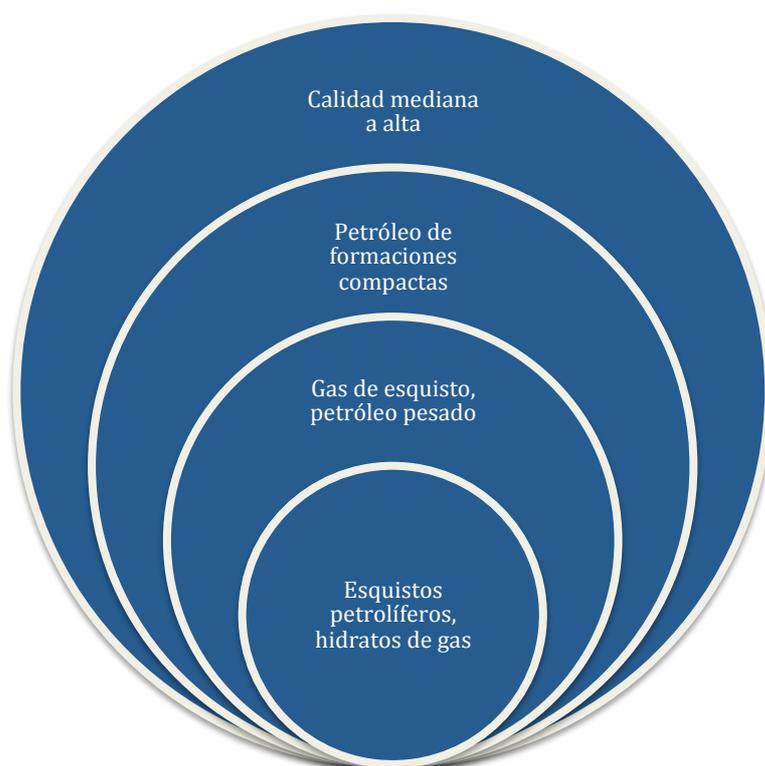
Proceso de fracturación hidráulica

El proceso de fracturación hidráulica para la obtención de petróleo y gas no convencional comienza con la perforación de un pozo vertical. El objetivo de esta perforación es llegar a un determinado nivel del subsuelo donde se encuentran formaciones rocosas de baja porosidad. La roca predominante en estas áreas de perforación es la pizarra. Una vez realizado la perforación vertical(hasta 3 km de profundidad) se procede a la horizontal(1-1,5 km).

Se procede a la introducción de una tubería de acero en el pozo. Con el objetivo del aislamiento de este pozo, se inyectan varias capas de cemento al igual que recubrimientos de acero entre la tubería y las paredes del pozo. La tubería de acero contiene un dispositivo de perforación con unos orificios cuyo objetivo es la fracturación rocosa de la zona. Mediante estos orificios, se inyecta una cantidad de agua, productos químicos y arena determinada a alta presión para producir fracturas, que a su vez producen un aumento de permeabilidad del área. Esta mezcla permite que las fracturas permanezcan abiertas. El resultado de este proceso es la liberación de recursos fósiles como puede ser el gas de esquisto o el petróleo de formaciones compactas. Es importante destacar que en las áreas objetivo de perforación se puede encontrar adicionalmente gas y petróleo convencional.

Estimación de reservas

En relación a la estimación de reservas de hidrocarburos no convencionales y su posible extracción mediante fractura hidráulica, es importante establecer una diferencia entre los hidrocarburos no convencionales y convencionales. Aquel yacimiento que posea recursos fósiles convencionales se caracteriza por la presencia de hidrocarburos en una estructura de roca porosa. Aquellos yacimientos que no sean convencionales presentan una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad lo que dificulta en gran medida la extracción de gas o petróleo no convencional. La estimación de reservas de recursos no convencionales es objetiva si mediante la fracturación hidráulica se obtienen cantidades comerciales de hidrocarburos.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos corporativos de Repsol

En el diagrama superior se indica la diferencia entre los recursos fósiles que se pueden encontrar en yacimientos convencionales y no convencionales. En orden descendente, las tres últimas capa del diagrama hacen referencia a posibles reservas de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (petróleo de formaciones compactas, gas de esquisto, petróleo pesado, esquistos petrolíferos e hidratos de gas). A medida que descendemos en el diagrama la necesidad de técnicas de extracción a si como su respectivo coste económico aumenta, sin embargo los volúmenes de hidrocarburos con considerablemente mayores a los que se encuentran en los yacimientos convencionales.

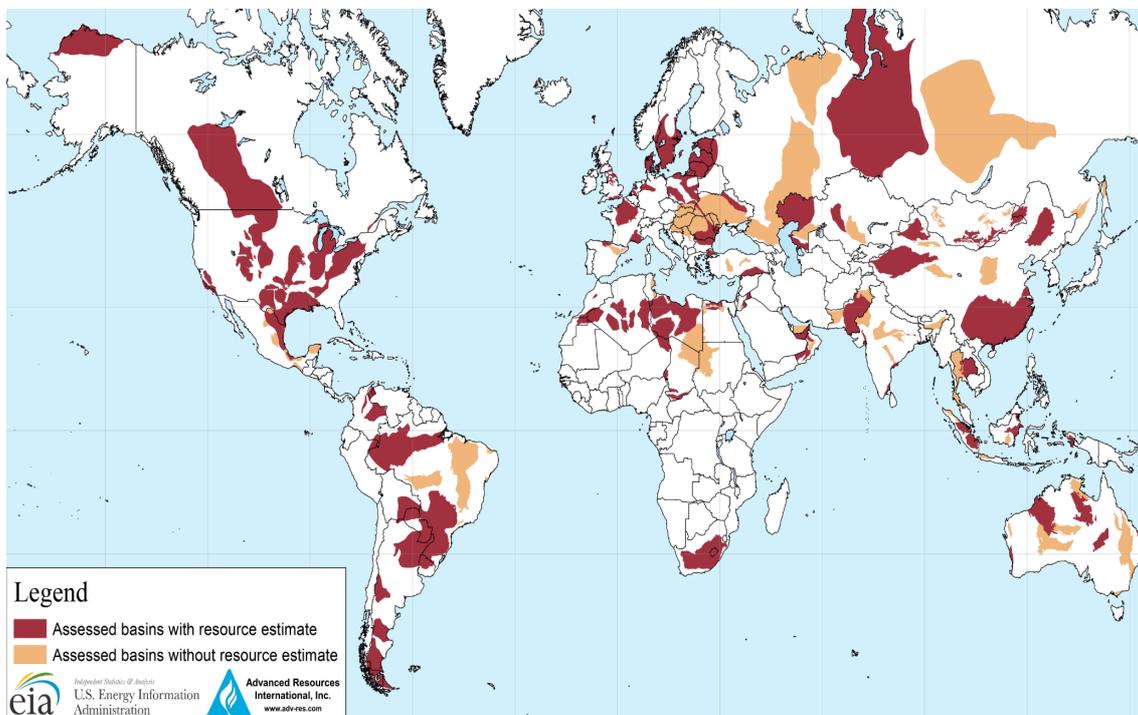
La abundancia de estos recursos no convencionales está siendo explotada tanto a nivel corporativo como a nivel gubernamental debido a las continuas mejoras tecnológicas en perforación horizontal y fracturación hidráulica entre otras técnicas de perforación. El presidente y director ejecutivo Darren W.Woods de la compañía energética ExxonMobil citó a 17 de Julio de 2017 en el Congreso Mundial de Petróleo(Estambul, Turquía): “ El pico de petróleo no está en nuestra agenda. ¿Por qué? Porque nuestra industria nuevamente ha expandido los límites de la ciencia para producir recursos energéticos que antes se consideraban inalcanzables. En particular, los avances tecnológicos en fracturación hidráulica y perforación horizontal han desbloqueado grandes y nuevos suministros de petróleo y gas de esquisto bituminoso. La innovación en la industria ha llevado a una revolución energética”³

A nivel gubernamental y privado, el *fracking* ha supuesto un cambio de ruta en términos de producción y dependencia energética. En Estados Unidos las estimaciones de reservas de hidrocarburos no convencionales varían considerablemente al año. Es por ello que a nivel gubernamental y privado existe un gran apoyo económico. El actual presidente y director general de la Asociación Independiente de Petróleo de Estados Unidos, Barry Russell, mostró la importancia de la independencia energética tras el Discurso del

³ (ExxonMobil, Darren W.Woods, Julio 2017)

Estado de la Unión realizado por Donald Trump, a 30 de Enero de 2018: “ A medida que reflexionamos sobre el crecimiento económico del pasado año, nuestra nación ha

sido testigo de un cambio tremendo de la escasez de energía a la abundancia de energía. Por primera vez en casi una década, Estados Unidos, bajo la administración del presidente Trump, ha comenzado a reconocer y utilizar nuestros propios recursos energéticos como un activo estratégico de Estados Unidos. Los impactos del resurgimiento de energía de Estados Unidos se sienten en todo el mundo”⁴.



Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos y encuesta geológica de los Estados Unidos.

Este mapa muestra una estimación de las reservas de gas de esquisto y petróleo de formaciones compactas elaborado por el Departamento de

⁴ (Discurso del Estado de la Unión, Barry Russell, Enero 2018)

⁵ DOE= acrónimo en inglés por United States Department of Energy

Energía de Estados siguiendo una metodología específica en su informe de la situación de explotación de hidrocarburos no convencionales a nivel global en 2013. Dicho informe representa la ubicación de posibles yacimientos de hidrocarburos no convencionales como puede ser el petróleo de formaciones compactas o el gas de esquisto. Adicionalmente el Departamento de Energía de Estados Unidos ha considerado en su análisis aquellos países con un potencial de tenencia alto de recursos fósiles no convencionales en el corto-medio plazo. Las áreas del mapa de color rojo hacen referencia a ubicaciones en las que la estimación de reservas de estos hidrocarburos ha sido entregada por fuentes locales así como revisada, las áreas de color carne indican áreas con potencial para la tenencia de yacimientos no convencionales pero no hay información exacta acerca de su existencia por parte de fuentes locales⁶.

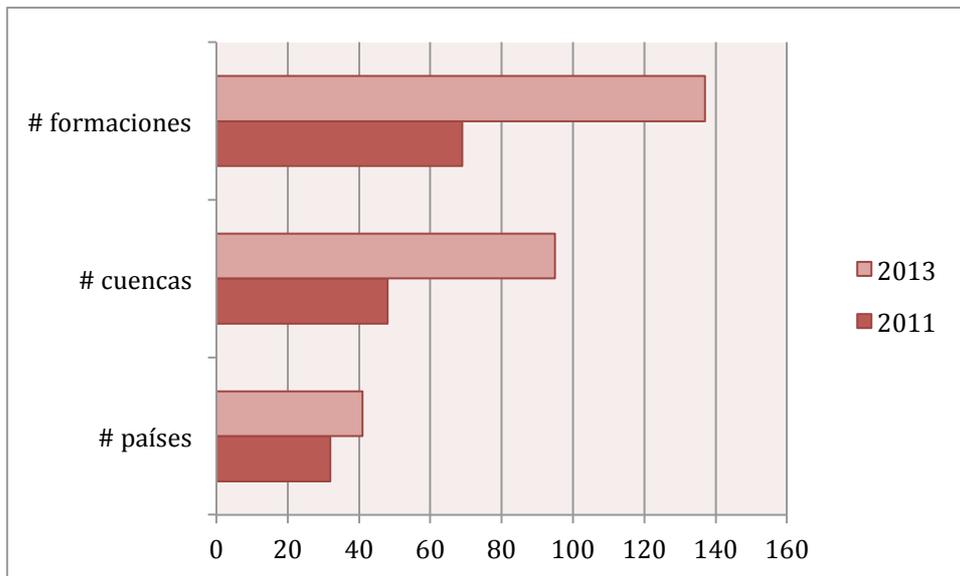
El informe del DOE⁵ en estimación de reservas y análisis de gas y petróleo no convencional en 41 países (excluyendo Estados Unidos) establece la urgencia en el desarrollo y revisión de este trabajo debido a falta de información anterior en perforación de pozos e investigación geológica. El considerable crecimiento de la estimación de reservas de recursos fósiles convencionales y no convencionales es la segunda razón para la elaboración del informe del DOE. En dicho informe, el gas no convencional aporta un 47% de incremento en estimación de reservas a nivel mundial, el petróleo no convencional o de formaciones compactas aporta un 10% en la estimación de reservas de petróleo a nivel mundial⁷.

Este análisis realizado a nivel gubernamental por Estados Unidos en 2013 representa información de 43 países excluyendo a Estados Unidos. Observando el mapa en la página anterior se puede ver que el nivel de

⁶ (Recursos técnicamente recuperables de petróleo y gas: una evaluación de 137 formaciones de esquisto en 41 países fuera de los Estados Unidos, EIA, Junio,2013)-Anexos

⁷ (Recursos técnicamente recuperables de petróleo y gas: una evaluación de 137 formaciones de esquisto en 41 países fuera de los Estados Unidos, EIA, Junio 2013)- Anexos

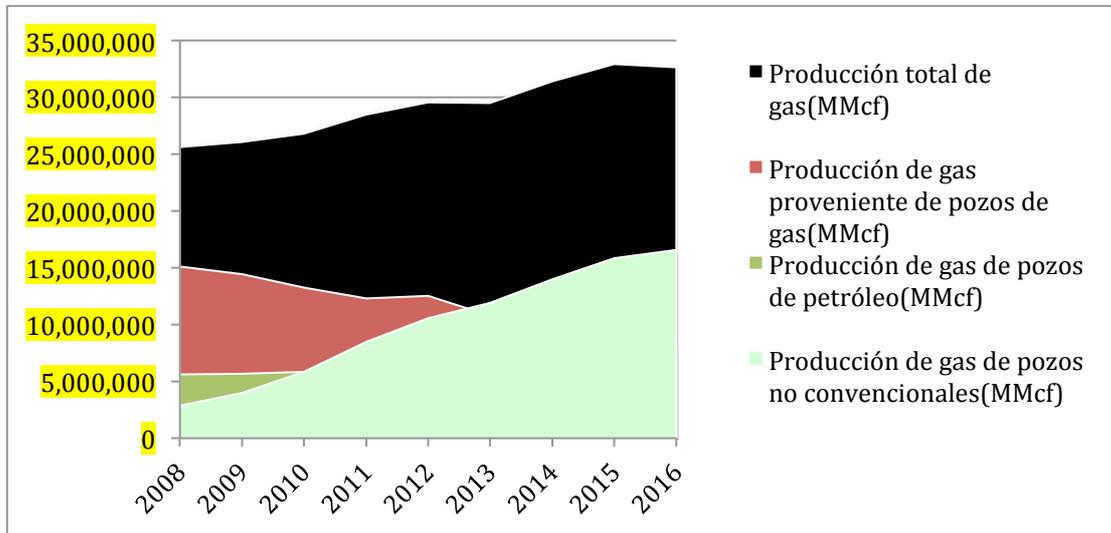
exactitud de posibles yacimientos no convencionales a nivel global es bajo. Sin embargo, como se ha explicado anteriormente, el volumen de estos hidrocarburos no convencionales a nivel global es muy alto, lo que no quiere decir que en términos de extensión superficial sea elevada.



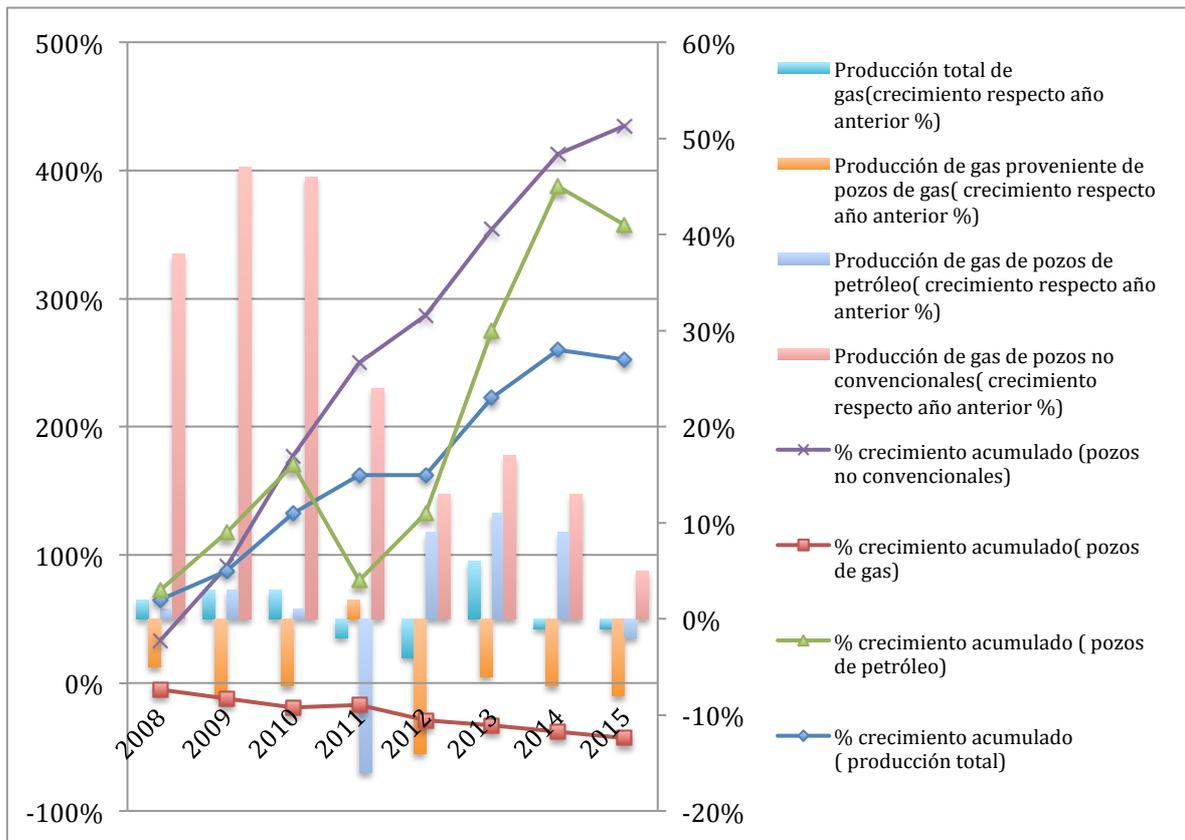
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Departamento de Energía de Estados Unidos

Este diagrama muestra la evolución del número de países que poseen potencial de recursos fósiles no convencionales así como el número de cuencas y formaciones descubiertas de hidrocarburos no convencionales en este periodo de tiempo(2011-2013). Se puede observar un considerable aumento a nivel de protagonistas en la revolución energética de los recursos no convencionales así como el progresivo descubrimiento de nuevas formaciones y cuencas de estos hidrocarburos.

Producción de petróleo y gas no convencional



Fuente: Elaboración propia a partir de informe anual de energía 2018 del DOE



Fuente: Elaboración propia a partir de informe anual de energía 2018 del DOE

Los dos gráficos superiores han sido realizados con información del Departamento de Energía de Estados Unidos en relación a la producción total de gas y las diferentes fuentes de las que proviene desde 2008 hasta 2016(datos más recientes) en territorio americano. Como se puede observar en dichos gráficos, existe un alto grado de correlación entre el aumento de producción total de gas y la producción de gas de pozos no convencionales. Desde 2008 hasta 2016 se ha producido un aumento en la producción americana de gas de 6.999.254 *MMcf*⁸, lo que equivale a un crecimiento del 27% en términos acumulativos. Este aumento se debe en un alto grado al elevado aumento de la producción de gas proveniente de pozos no convencionales. En 2008 se obtuvo 2.869.960 *MMcf* de gas provenientes de pozos no convencionales, en comparación con 2016 donde se obtuvo 16.582.399 *MMcf*, es decir, un crecimiento acumulado del 478%. En términos de participación en la producción total de gas, en 2008 la cantidad de gas extraída de pozos no convencionales supuso un 11% del total de gas obtenido, en 2016 supuso un 51% del total⁹.

Se ha empleado información de reservas y producción de hidrocarburos no convencionales principalmente de Estados Unidos ya que es uno de los países con mayor potencial y disponibilidad de información sobre la fracturación hidráulica y la producción de hidrocarburos no convencionales.

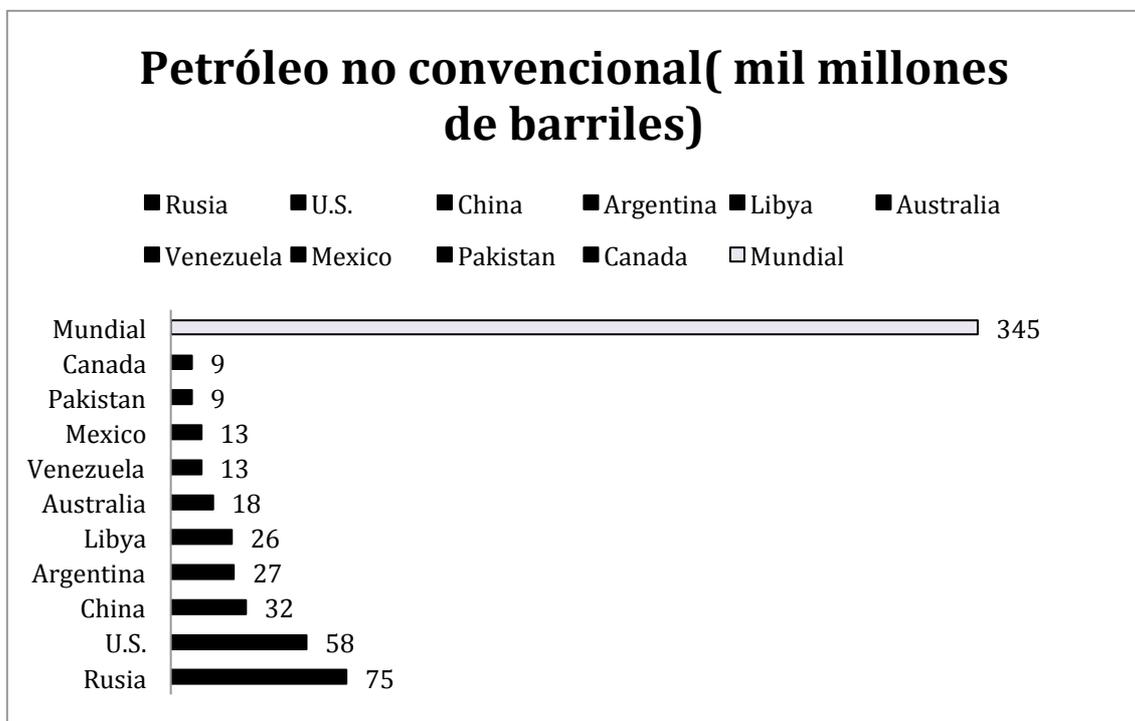
En el informe realizado por el DOE sobre estimación de reservas y presencia de yacimientos no convencionales en Estados Unidos y 43 países en 2013, se cita lo siguiente: “ se indican recursos técnicamente recuperables de 345 mil millones de barriles de petróleo de esquisto bituminoso y 7,299 billones de pies cúbicos de gas de esquisto a nivel global. Si bien el informe actual considera más formaciones de esquisto que las evaluadas en la versión anterior del informe, aún no se evalúan aquellas con potencial, como las

⁸ (Producción bruta de gas en Estados Unidos, EIA)-Anexos

⁹ (Producción bruta de gas en Estados Unidos, EIA)- Anexos

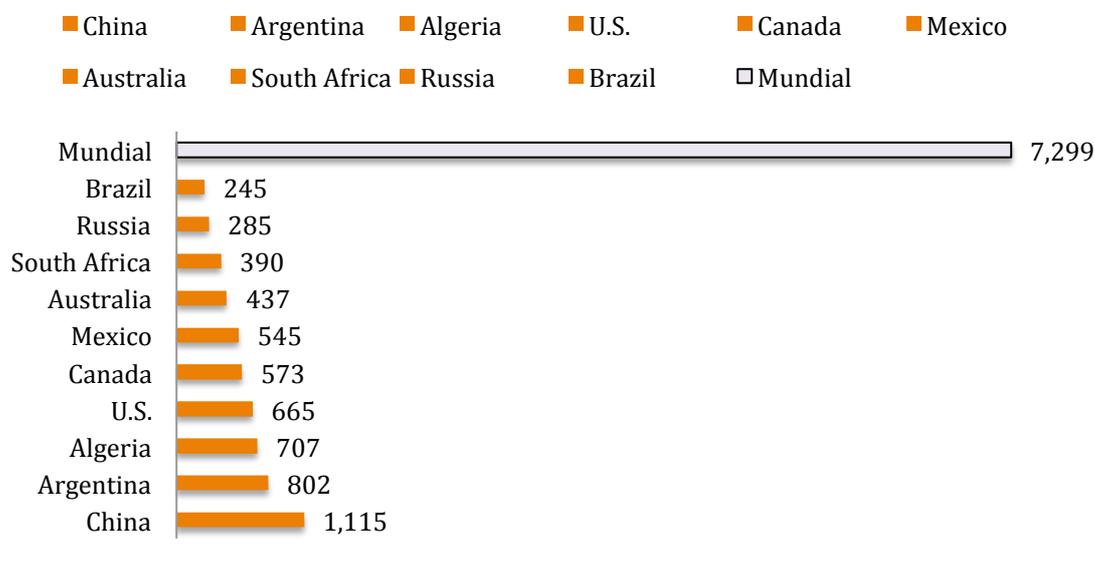
subyacentes a los grandes yacimientos de petróleo ubicados en Oriente Medio y la región del Caspio. Actualmente, solo los Estados Unidos y Canadá están produciendo petróleo de esquisto bituminoso y gas de esquisto en cantidades comerciales”¹⁰

Si bien se indica la presencia de un gran volumen de reservas de hidrocarburos no convencionales fuera de Estados Unidos, la viabilidad de explotación no se analiza.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe de recursos técnicamente recuperables de petróleo y gas en 41 países fuera de Estados Unidos

Gas no convencional(billones de pies cúbicos)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del informe de recursos técnicamente recuperables de petróleo y gas en 41 países fuera de Estados Unidos

Ambos histogramas hacen referencia a los 10 países con mayor volumen de recursos fósiles no convencionales técnicamente recuperables en 2013. En relación a gas no convencional, China lidera a nivel mundial con una estimación de 1115 billones de pies cúbicos de posible extracción de este recurso energético, es decir, un 291% más que Rusia. En el primer gráfico, Rusia se sitúa el primero en petróleo no convencional ya que dispone de un gran potencial en términos de volumen de este hidrocarburo. Estados Unidos se muestra en 2013 como segundo a nivel global en estimación de reservas de petróleo no convencional y cuarto en gas no convencional, sin embargo, como se puede ver en el gráfico de áreas de la página 8, su producción así como sus reservas han experimentado un alto crecimiento a nivel anual por lo que su posición a nivel global es relativa.

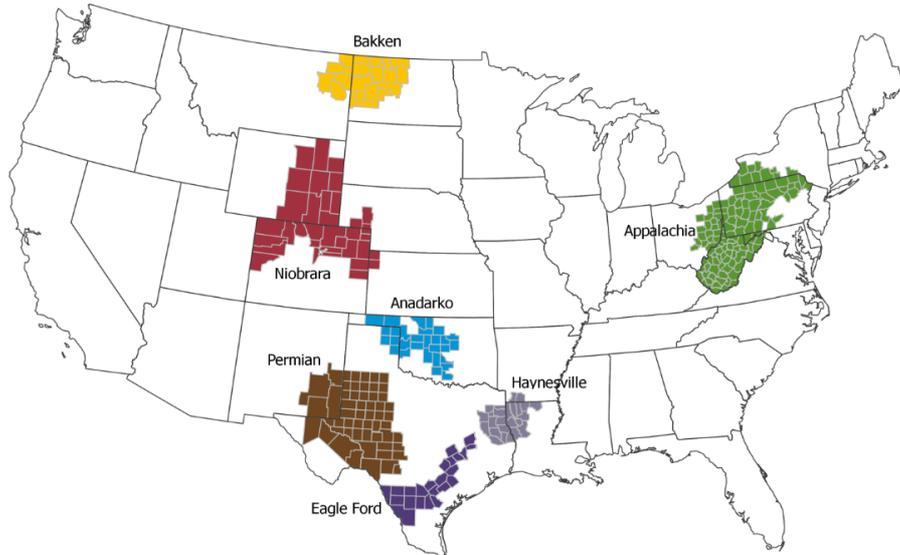
Evolución del coste económico y financiero asociado a la extracción de recursos energéticos no convencionales

En relación a los costes asociados a la explotación de los recursos no convencionales a través principalmente de la fracturación hidráulica como técnica de extracción, es importante destacar que se analizarán los costes de producción de Estados Unidos ya que es el principal protagonista en el auge de los recursos no convencionales así como del que se dispone mayor información contrastada por diferentes organismos públicos.

Existe una gran variedad de factores que afectan al coste económico derivado de la perforación de pozos no convencionales. Desde un punto de vista geológico, interviene un amplio abanico de factores, entre los que destacan la localización geográfica, el tipo de formación rocosa que se quiere perforar, la profundidad del pozo, la extensión superficial del área a perforar. Estos son costes directos de la perforación de los yacimientos no convencionales, sin embargo existen costes indirectos de considerable importancia que afectan en alto grado la viabilidad comercial.

Evolución de los costes de producción

El considerable aumento en producción de recursos energéticos no convencionales tanto a nivel estadounidense como a nivel internacional ha atraído numerosas inversiones así como mejoras en la tecnología implicada como puede ser la fracturación hidráulica. La mejora constante en tecnología ha disminuido los costes asociados a la explotación de estos hidrocarburos.



Fuente: Informe de Productividad de Perforación, EIA

Este mapa muestra las principales áreas de perforación de pozos en Norte América, destacan estas regiones: Appalachia, Eagle Ford, Permian, Niobara, Anadarko, Bakken y Haynesbille. De estas ubicaciones se extra la mayor parte de barriles de petróleo y miles de pies cúbicos de gas al día.

De acuerdo con el informe de costes asociados a la producción de gas y petróleo de Estados Unidos elaborado por la empresa IHS Global Inc. para el Departamento de Energía en 2016, se establece la importancia de ciertos costes específicos. Se pueden diferenciar: costes de perforación , finalización, operativos y de instalaciones. El informe cita lo siguiente: “ los costes de finalización incluyen revestimiento, tubería de terminación, equipo de pozo, agua, aditivos al agua, arena, equipos de perforación y alquiler de equipos de bombeo. El promedio de los costes de finalización generalmente están en el rango de 2,9-5,6 millones de dólares por pozo, pero algunos son más altos, por lo tanto componiendo del 60% al 71% del costo total de un pozo”¹¹ . El 25-30% restante del coste total de perforación de un pozo proviene principalmente de los costes de arrendamiento, en esta categoría de costes

¹¹ (Informe del Departamento de Energía de Estados Unidos de costes asociados a la extracción de gas y petróleo, Marzo 2016)

destaca la mano de obra, la disponibilidad de agua, bombeo y mantenimiento¹².

Debido a la gran variedad de costes que existen asociados a esta actividad, se le ha otorgado mayor importancia aquellos costes que representan un elevado % del total, es decir, inversión de capital o *CAPEX* y los gastos de arrendamiento.

La distribución de gastos sin embargo varía de la extracción de gas convencional a no convencional ya que se aplican técnicas diferentes como puede ser la fracturación hidráulica. En este caso, es decir, en técnicas de extracción de recursos energéticos no convencionales, el gasto en *CAPEX* supone un % de participación mayor en el coste total a diferencia del *CAPEX* relacionado a la explotación de yacimientos convencionales. Esta situación es objetiva ya que como he mostrado anteriormente, el proceso de fracturación hidráulica conlleva perforación horizontal de pozos así como en determinadas situaciones perforación de formaciones multidireccionales, lo que implica un aumento del coste total así como el peso económico que adquiere los equipos de perforación empleados.

El coste de *CAPEX* se distribuye en dos categorías diferentes: Costes de perforación y de finalización. Los costes de perforación suponen un 53% del total del *CAPEX*, hacen referencia a: tipos de perforación, revestimiento y cemento, fluidos de perforación y tarifas de la plataforma. Relacionados con finalización, suponiendo el restante 47%: instalaciones, utensilios de fracturación hidráulica, adquisición de tierra, fluidos de finalización y bombeo de fracturación hidráulica¹³.

¹² (Informe del Departamento de Energía de Estados Unidos de costes asociados a la extracción de gas y petróleo, Marzo 2016)

¹³ (Informe del Departamento de Energía de Estados Unidos de costes asociados a la extracción de gas y petróleo, Marzo 2016)- Anexos

¹⁴ (Informe del Departamento de Energía de Estados Unidos de costes asociados a la extracción de gas y petróleo, Marzo 2016)

El 34% restante del coste total de producción de gas hace referencia a las actividades de arrendamiento, entre las que destacan: mano de obra directa, disponibilidad de agua, mantenimiento y equipo de levantamiento artificial¹⁴.

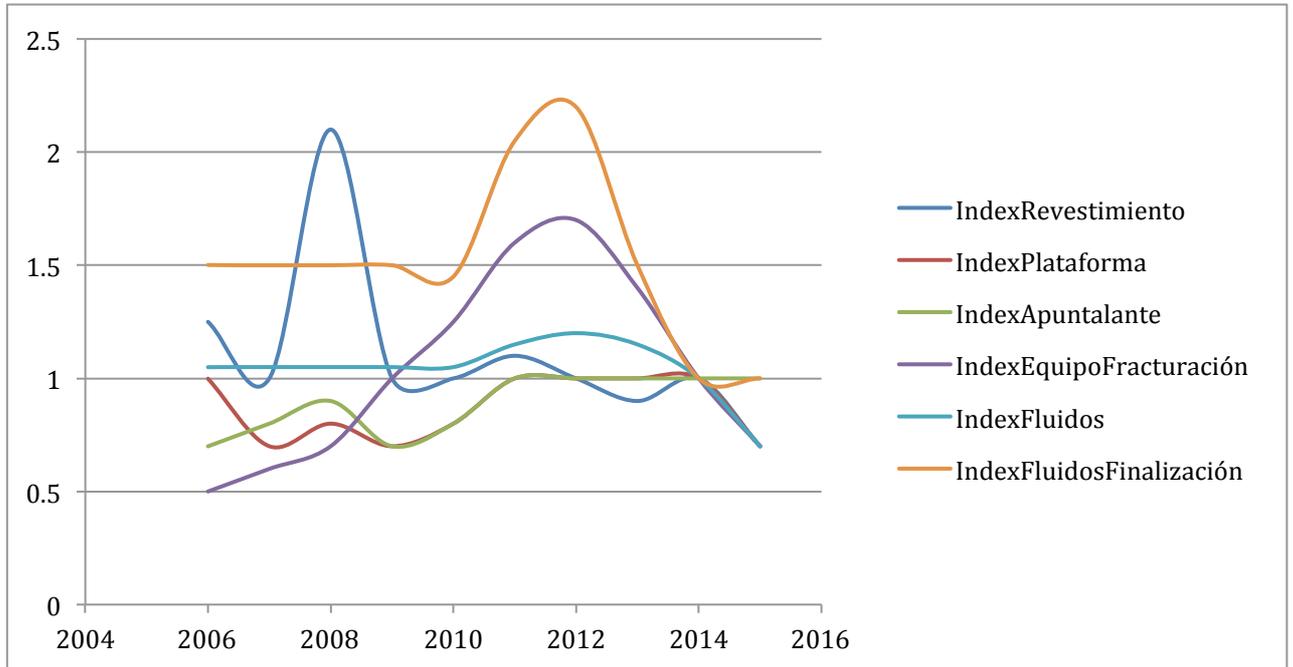
El coste de finalización y perforación ha variado considerablemente desde 2006 en Estados Unidos. Para ver la evolución de los costes asociados, se analizan los principales yacimientos de recursos convencionales y no convencionales de Norte América. Como ha sido mencionado anteriormente, destacan estos yacimientos: Bakken, Marcellus, Eagle Ford, Delaware y Midland.

En el 2006, los costes de perforación y finalización anuales de un pozo en estas áreas se comprendían en un rango de 6-6,5 millones de dólares, siendo Eagle Ford el área de mayor coste. A lo largo de 6 años dichos costes aumentaron en un rango de 40-50% y desde 2012 han descendido 25-30%. En el informe del Departamento de Energía de Estados Unidos de costes asociados a la extracción de gas y petróleo de 2016 se cita lo siguiente: “ Cuando se realiza un ejercicio de coste retroactivo , vemos una historia similar en cada área, se decir, un pozo con el diseño de 2014 perforado en el 2010 hubiera costado lo mismo. Entre 2010 y 2012, las costes de los pozos han aumentado así como la dimensión y la intensidad de coste finalización de estos. Esto exacerbó el crecimiento de coste asociados a los pozos, sin embargo, las mejoras en eficiencia así como la evolución en los servicios asociados a esta actividad desde 2012, han ayudado en términos generales a la disminución de los costes económicos totales”¹⁵.

Los avances tecnológicos de perforación han desarrollado un papel esencial en la viabilidad comercial de extracción de recursos fósiles. La multi-almojadilla de perforación es una mejora tecnológica desde 2006 en Norte América principalmente que ha supuesto que a 2013 se utilice en un 60% de

¹⁵ (Informe del Departamento de Energía de Estados Unidos de costes asociados a la extracción de gas y petróleo, Marzo 2016)

las áreas de perforación de Estados Unidos. Este avance permite la reducción de costes mediante economías de escala.

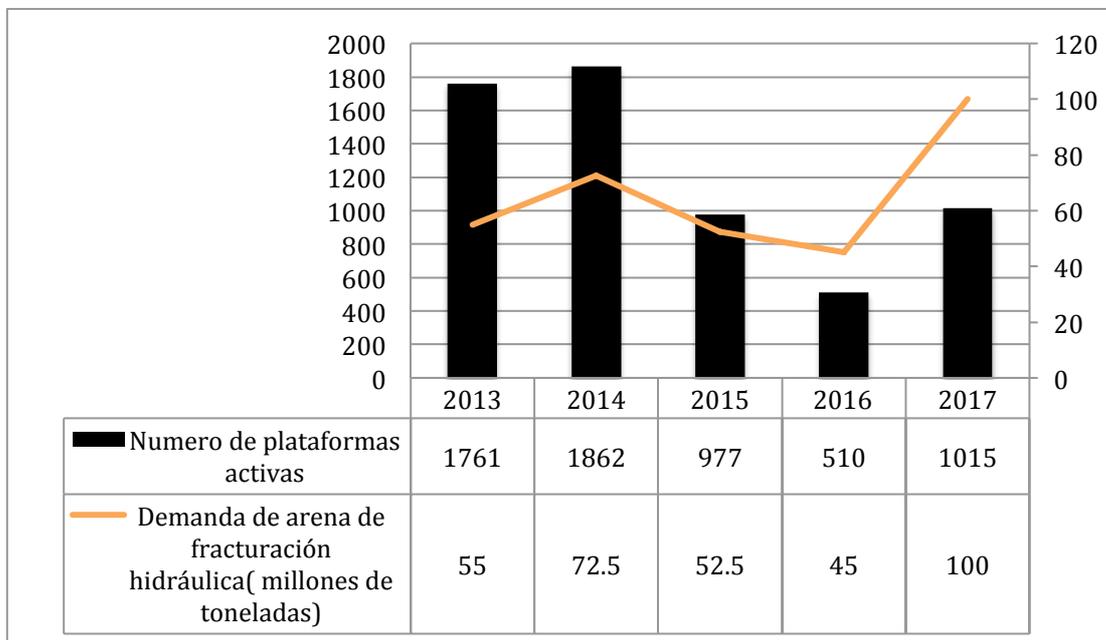


Fuente: Elaboración propia a partir de informe de tendencias globales de extracción de gas y petróleo en Estados Unidos de la compañía IHS para el departamento de Energía de Estados Unidos, EIA

El gráfico superior muestra la evolución de diferentes índices de costes asociados a la extracción de gas y petróleo no convencional. La escala de la gráfica es de 1 para el índice de un determinado coste en 2014, por lo que aquellos índices de costes mayores que uno hacen referencia a costes mayores en el pasado o en el futuro y viceversa.

Como se puede observar en la gráfica, existen diferentes tramos en los que los índices de costes experimentan gran variación como puede ser el caso del coste del revestimiento de las tuberías en los pozos en 2008. En este año se produjo un aumento global de demanda de acero, acompañada de una oferta limitada produjo un aumento considerable del precio. La actividad de la industria del 2010 al 2012 aumentó a un ritmo que las compañías de servicios

asociadas no pudieron seguir, lo que conllevó un aumento de los costes relativos principalmente a los fluidos y equipo de fracturación hidráulica. Desde 2012 los servicios asociados a esta industria energética se adoptaron al ritmo de producción por lo que los costes generales se redujeron. Del 2012-2016 se produjeron importantes mejoras tecnológicas, entre las que destacan: fracturas más eficientes, instalaciones mejoradas de tratamiento de aguas. Adicionalmente es importante destacar la importancia que tuvo y tiene el impacto de los bajos precios del gas natural y petróleo, este efecto será analizado posteriormente.



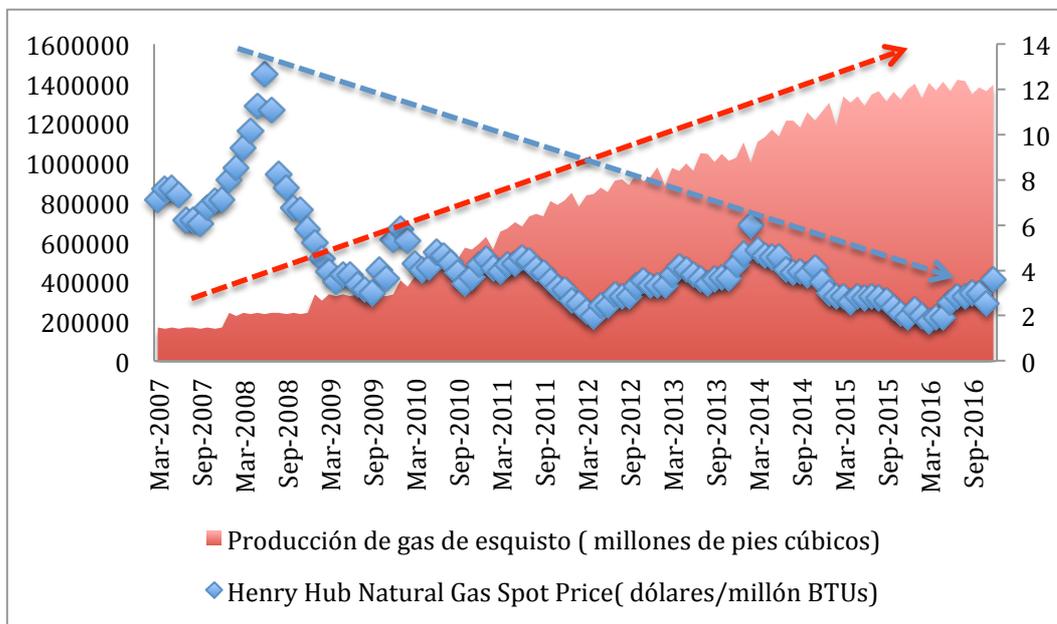
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de McKinsey, Baker Hughes, la consultora PacWest y Spears&Associates

Esta gráfica ha sido realizada a partir de varias fuentes ya que la información sobre demanda y consumo de arena derivado de la fracturación hidráulica diverge entre las instituciones públicas y empresas privadas.

Existe un alto grado de correlación positiva entre el consumo de arena principalmente de fracturación hidráulica y el número de plataformas operativas en pozos. Observando el crecimiento de la demanda de la arena y

otros aditivos empleados en la fracturación hidráulica así como en la perforación vertical y horizontal de pozos, el coste asociado, es decir, los costes de terminación como se puede ver en la cita de la página 14 disminuyen. Esta disminución es posible si la oferta sigue el ritmo de la demanda, lo cual en determinadas ocasiones puede no ser posible. En el folleto explicativo depositado en la SEC¹⁶ para la oferta pública de acciones por Smart Sand Inc., la cual desarrolla actividades ligadas a la fracturación hidráulica y perforación de pozos, se cita lo siguiente: “ El crecimiento de la demanda de arena empleada en la fracturación hidráulica así como otros apuntalantes, se debe principalmente a los avances en la tecnología y técnicas de perforación de pozos de petróleo y gas natural, como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica. Estos avances han hecho que la extracción de petróleo y gas natural sea cada vez más rentable en formaciones que históricamente no se hubieran podido explotar debido a su viabilidad económica”¹⁷.

Evolución del coste financiero



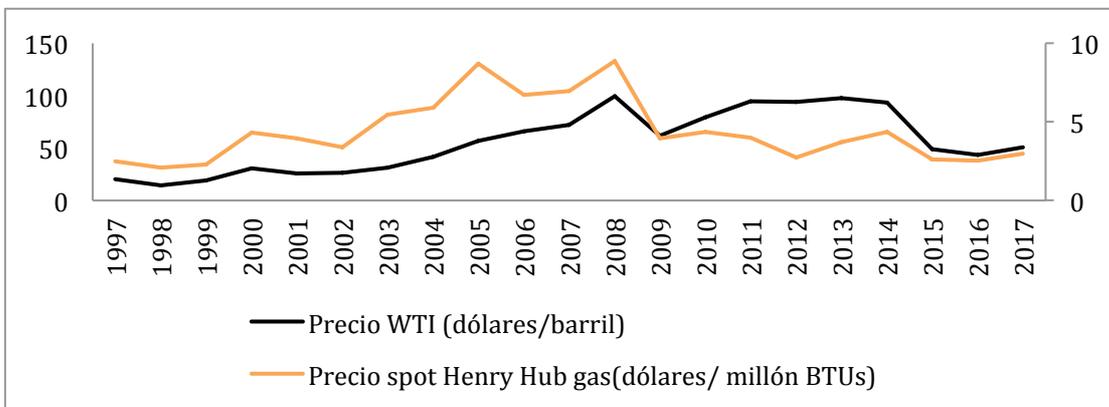
¹⁶ SEC= Securities Exchange Commission, Comisión de Bolsa y Valores

¹⁷ (folleto explicativo de OPA de Smart Sand Inc. depositado en la Comisión de Bolsa y Valores, Octubre 2016)-Anexos

Fuente : Elaboración propia a partir de datos de producción de gas de esquisto del Departamento de Energía de Estados Unidos y precios spot de gas natural Henry Hub

El incremento en producción de gas de esquisto producido del 2007 al 2008 se produjo principalmente por el aumento en precios del gas. Como se puede observar en la gráfica, existe una relación negativa entre el aumento de producción de gas de esquisto e incremento de precios del gas. Del 2008 al 2009 hubo un descenso elevado en los precios de este recurso natural debido a la crisis económica sufrida en esos momentos. Adicionalmente debido a las restricciones del gobierno americano en ese periodo de tiempo sobre las exportaciones, parte de la sobreoferta del gas no pudo ser exportada, lo que provocó disparidad entre los precios de gas Henry Hub y el resto de precios internacionales asociados a este recurso energético.

A nivel estadounidense, los productores de recursos no convencionales, principalmente de gas no convencional, derivaron su actividad a la explotación del petróleo no convencional en formaciones de esquisto. Esto produjo a su vez un incremento de la producción de gas no convencional ya que este recurso puede formarse en las mismas formaciones rocosas que el petróleo de formaciones compactas. Como he analizado anteriormente en la página 16, los avances tecnológicos así como las mejoras en eficiencia produjeron una disminución de los precios de producción de recursos no convencionales desde 2012.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Departamento de Energía de Estados Unidos

En esta gráfica se pueden observar diferentes tramos en los que existen correlaciones negativas y positivas. De 1997 a 2008 ambas evoluciones de precio del barril de petróleo WTI y spot de gas natural Henry Hub comparten la misma dirección en % similar, sin embargo, desde 2009 ambos precios siguieron evoluciones diferentes. La relación positiva que mantenían ambos recursos energéticos en el pasado, permitía que la predicción del precio del gas se realizara a partir del precio del petróleo. Desde el 2009 la fractura en la relación positiva ente los precios de petróleo y gas fue presente por los cambios en la oferta y la demanda. Como se puede observar en el gráfico de la página 8 al igual que en la página 9, durante este periodo de tiempo se produjo un gran aumento en la producción de recursos no convencionales, principalmente de gas de esquisto. Adicionalmente, las mejoras en las técnicas de perforación, como puede ser la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, permitieron la extracción de mayores volúmenes de recursos energéticos no convencionales¹⁸

En el informe del BBVA de análisis energético de los precios del gas natural en Estados Unidos después del *shale boom* se cita lo siguiente: “ el alto grado de correlación entre los precios del petróleo WTI y los precios del gas natural HH fue alterada por el auge de la producción desencadenado por el uso comercial de la fracturación hidráulica y perforación horizontal. Los bajos precios han alentado más consumo de gas natural particularmente en los sectores eléctrico e industrial. Una mayor producción ha implicado en mayores exportaciones, las cuales probablemente aumenten más. Aunque esperamos que los precios de HH aumenten entre 2018 y 2022, seguirán siendo lo suficientemente bajos como para seguir apoyando el crecimiento económico”¹⁹

¹⁸ (Análisis energético de los precios del gas natural en Estados Unidos después del *shale boom*, BBVA, Marzo 2018)- Anexos

¹⁹ (Análisis energético de los precios del gas natural en Estados Unidos después del *shale boom*, BBVA, Marzo 2018)

Sensibilidad de la producción del petróleo no convencional a los precios de mercado

Tras analizar brevemente la evolución de la relación así como el impacto en esta de los recursos no convencionales entre el precio del gas natural Henry Hub y el petróleo WTI, es importante analizar la sensibilidad al precio que tiene el gas y el petróleo no convencional.

En términos generales, la explotación de los recursos convencionales conlleva la perforación de multitud de pozos para una limitada productividad. Sin embargo, aquellos yacimientos que posean recursos no convencionales como pueden ser el gas de esquisto o el petróleo de formaciones compactas ofrecen un alta productividad acompañada de un proceso de extracción más largo que en las formaciones convencionales. Estos factores hacen que el petróleo y gas no convencional tengan una mayor sensibilidad al precio de mercado.

En relación a la sensibilidad del petróleo no convencional al precio del mercado, la productividad de cada pozo que posea este recurso energético es importante. A diferencia de los pozos convencionales que pueden llegar a producir 40 barriles de petróleo diarios, la productividad media de los pozos norteamericanos de petróleo no convencional es de 348 barriles al día. Adicionalmente, la productividad de estos pozos se ha visto aumentada debido a las mejoras tecnológicas, llegando en determinados pozos a una producción de 400 barriles/día²⁰.

Sin embargo, las tasas de productividad mantenidas a largo plazo son menores en los pozos no convencionales. La producción de un pozo no convencional los primeros 12 meses es de 6,5 veces la de un pozo convencional, la cual se ve menguada a 4,6 en el largo plazo²¹.

El tiempo de producción de petróleo no convencional en los pozos también diverge de la producción convencional. Después del inicio de la perforación, se estima el tiempo de producción en un pozo no convencional en 4,1 meses, a diferencia de 2,7 meses en la producción convencional de petróleo.

Una de las razones por este incremento de tiempo de producción es las formaciones rocosas existentes en estos yacimientos, las cuales son mayores en longitud y requieren de fracturación hidráulica.

En el informe realizado por la organización energética estadounidense sin ánimo de lucro Resources for the Future acerca de la sensibilidad del petróleo no convencional al precio de mercado, se realiza una simulación de cambio de precios (en concreto del 10%) para analizar la sensibilidad de la producción del petróleo no convencional.

La mejora en perforación así como el mayor volumen extraído de cada pozo de petróleo no convencional, deriva en una mayor sensibilidad al precio de mercado que el petróleo no convencional, el cual es seis veces menos sensible. Adicionalmente el incremento de uso de la perforación no convencional, como puede ser la horizontal, y producción por pozo han incrementado esta diferencia de sensibilidad entre estos recursos energéticos, lo que ha supuesto que el suministro de gas de Estados Unidos varíe en proporción 9 veces más ante cambios de precios que antes de la explotación intensiva de los recursos no convencionales²².

Como se ha mencionado anteriormente, el proceso de obtención y producción de petróleo de formaciones compactas o no convencional es más prolongado que el de crudo convencional, por lo que la sensibilidad de la producción de este recurso ante los cambios de precios se produce a partir de este intervalo de tiempo. Esto puede provocar ciertos desequilibrios en el mercado de Estados Unidos.

²⁰ (Informe de sensibilidad de petróleo y gas no convencional al precio de mercado, Richard G.Newell y Brian C.Prest, Resources for the Future, Junio 2017)-Anexos

²¹ (Informe de sensibilidad de petróleo y gas no convencional al precio de mercado, Richard G.Newell y Brian C.Prest, Resources for the Future, Junio 2017)-Anexos

²² (Informe de sensibilidad de petróleo y gas no convencional al precio de mercado, Richard G.Newell y Brian C.Prest, Resources for the Future, Junio 2017)-Anexos

²³ (Informe de sensibilidad de petróleo y gas no convencional al precio de mercado, Richard G.Newell y Brian C.Prest, Resources for the Future, Junio 2017)

En el informe de la organización estadounidense Resources for the Future, se cita lo siguiente en relación a la sensibilidad de la producción de petróleo no convencional al precio de mercado: “ No obstante , nuestro análisis sugiere que si los precios del petróleo subieran de 50 a 80\$ por barril los proveedores de Estados Unidos podrían incrementar su producción en 0,5 millones de barril al día en seis meses, 2 millones en dos años y 3 millones en cinco años. Esto representa aumentos sustanciales en el contexto global del mercado, lo que implica un papel significativamente mayor para los Estados Unidos como suministrados principal que antes del auge de los recursos no convencionales”²³

Sensibilidad de la producción del gas no convencional a los precios de mercado

En relación a la sensibilidad del gas no convencional ante cambios del precio de mercado, está presente un planteamiento similar al del petróleo no convencional, es decir, la mayor productividad de los pozos de gas no convencional provoca una mayor sensibilidad ante cambios del precio.

La productividad de los pozos de gas no convencional en Estados Unidos fue de 2,7 veces mayor del 2010-2014 que la de los pozos convencionales. En términos absolutos, la producción de los pozos que poseen este recurso energético no convencional es de 80 000 pies cúbicos en comparación con los 30 000 pies cúbicos producidos de gas natural convencional. Se deriva por lo tanto, una sensibilidad a los cambios de precio de mercado 2,7 veces mayor del gas no convencional o de esquisto ante un cambio del 10% en precios²⁴. Esta reacción de la oferta del gas no convencional tiene varias implicaciones a nivel de establecimiento de políticas de mercado al igual que volatilidad en el precio del petróleo y gas convencional como se puede ver en la gráfica de la página 20 en la que la intervención de la producción así como la oferta de estos recursos convencionales generan volatilidad en los precios de gas y petróleo a la vez que debilitan su grado de correlación de precios. Adicionalmente, la supervisión de los precios de gas y petróleo en términos

generales es esencial para industrias con un alto grado de dependencia de estos recursos, como pueden ser la de producción (se emplea energía de manera intensiva) y la química.

Como se ha analizado previamente, el notable aumento de producción de gas y petróleo derivados del auge en la producción de recursos no convencionales, ha provocado que la industria estadounidense se pueda beneficiar y adaptar ante cambios del precio.

Endeudamiento corporativo

El impacto a nivel financiero de la producción de hidrocarburos no convencionales es un efecto colateral de esta nueva “ola” energética. Se analizará principalmente desde un punto de vista corporativo en Estados Unidos.

El análisis se centrará principalmente en el nivel de endeudamiento de las diferentes empresas relacionadas con la explotación de estos recursos naturales.

Leonardo Maugeri, exgerente de la petrolera italiana Eni y actual investigador de la geopolítica energética en Harvard declaró: “ Para mantenerlos en el corto plazo (los pozos de gas pizarra), EEUU necesita un precio de petróleo en la zona de los 65 dólares/barril”. Sabiendo que el precio del crudo, específicamente del WTI, descendió más de un 65% desde que se produjo esta declaración hasta Febrero del 2016, situándose en esta fecha a 30 \$/barril, el efecto en la salud financiera de las empresas relacionadas con la explotación de recursos no convencionales debió ser palpable. Sin embargo, desde Febrero de 2016 hasta la actualidad, el precio del petróleo ha

²⁴ (Informe de sensibilidad de petróleo y gas no convencional al precio de mercado, Richard G.Newell y Brian C.Prest, Resources for the Future, Junio 2017)-Anexos

experimentado una paulatina pero constante recuperación. A finales del 2017, el WTI cotiza a 57,88 \$/barril²⁶.

Ryan Oatman, analista de energía de Sun Trust declaraba para Bloomberg lo siguiente: “ hay un momento en el que los inversores se muestran preocupados por los niveles de deuda y sobre como se va a seguir financiando el gasto, ¿ Cómo acelerar la producción sin preocupar a los inversores sobre el balance de la empresa? Esa es la clave de la industria”²⁷.

A finales de 2016, Estados Unidos poseía una deuda total de 39,46 billones de dólares. De este total, la deuda de alto riesgo representaba un 4%, es decir, 1,6 billones de dólares²⁸. En relación al sector energético y su endeudamiento, 140 000 millones de dólares de deuda de alto riesgo pertenecen a este sector. Este sector industrial también está presente en los mercados de deuda de bajo riesgo, suponiendo un 10% del total en esta categoría de renta fija.

En el sector energético de Estados Unidos destacan numerosas compañías relacionadas con la explotación de determinados recursos naturales para la obtención energética, es por ello que estos valores de deuda no hacen referencia únicamente a las empresas dedicadas a la explotación de recursos no convencionales energéticos como el petróleo de formaciones compactas o gas de esquisto, sino también a la energía solar, eólica, térmica, hidráulica y nuclear principalmente.

Es importante destacar de donde proviene principalmente la producción del petróleo y gas no convencional en Estados Unidos ya que el endeudamiento estaría altamente relacionado con la salud financiera de los principales protagonistas de esta industria energética. Las compañías que producen un mayor volumen de estos recursos energéticos son: EOG Resources, Devon

²⁶ (Evolución precios WTI barril, Bloomberg)- Anexos

²⁷(¿ Es sostenible el fracking? El alto coste de producción siembra dudas sobre su futuro, El economista, Febrero 2014)

²⁸(Emisión de bonos del mercado estadounidense, SIFMA, Mayo 2018)- Anexos

Energy, ExxonMobil, EQT, Chesapeake Energy y Whiting Petroleum²⁹ . Estas empresas poseen una gran ventaja sobre la competencia, su concentración en las áreas con mayor potencial de extracción de recursos no convencionales. Estas áreas de extracción están representadas en el mapa de la página 14. Adicionalmente, estas empresas líderes en producción se ubican en términos de actividad principalmente en el estado de Tejas, siendo en 2016 el estado con mayor producción de gas y petróleo no convencional entre otros recursos. Anualmente se extrae en esta zona el 25-30% del total de gas de esquisto³⁰ .

En relación a EOG Resources, se sitúa como una de las compañías productoras de petróleo más importantes a nivel estadounidense. Su producción proviene principalmente de las formaciones Bakken, Eagle Ford y Permian. A nivel estatal, esta empresa produce el 10% del total de producción de recursos no convencionales. Devon Energy extrajo en 2015 el 5,4% de petróleo no convencional del total producido en Tejas. Adicionalmente, esta compañía destaca también a nivel de producción de gas no convencional, suponiendo en 2015 su producción de gas el 8,8% del total producido a nivel estatal³¹ .

Estos dos ejemplos corporativos muestran la distribución de la producción de recursos energéticos a nivel corporativo. Como se puede observar, a nivel estadounidense, existe una gran concentración empresarial en este sector energético. Existen diversas razones por las que este mercado posee un nivel bajo de competencia perfecta, fuertes inversiones económicas es la principal barrera de entrada para posibles nuevos competidores al igual que una gran capacidad de adaptabilidad a las condiciones del mercado ya que la industria energética es altamente dependiente del entorno gubernamental. Un ejemplo

²⁹ (¿Que compañías son las protagonistas de las formaciones no convencionales y porque importa?, NASDAQ, Julio 2016)-Anexos

³⁰ (Producción bruta de gas natural en Estados Unidos, EIA) –Anexos

³¹ (¿ Que compañías son las protagonistas de las formaciones no convencionales y porque importa?, NASDAQ, Julio 2016)-Anexos

del efecto del entorno político/gubernamental es el siguiente: “ El presidente estadounidense, Donald Trump, revocará este viernes una norma que establece estándares medioambientales para la técnica de extracción de hidrocarburos conocida como fracturación hidráulica o “fracking” en terrenos federales, impulsada por el gobierno de Barack Obama en 2015”³². Esta cita hace referencia a las medidas impuestas por Barack Obama durante su presidencia en relación a la explotación de recursos no convencionales como el gas de esquisto o el petróleo de formaciones compactas, este tipo de escenario cambiante requiere a nivel corporativo un nivel de adaptabilidad alto, por lo que aquellas compañías de mediana- pequeña dimensión se ven altamente afectadas por estas acciones.

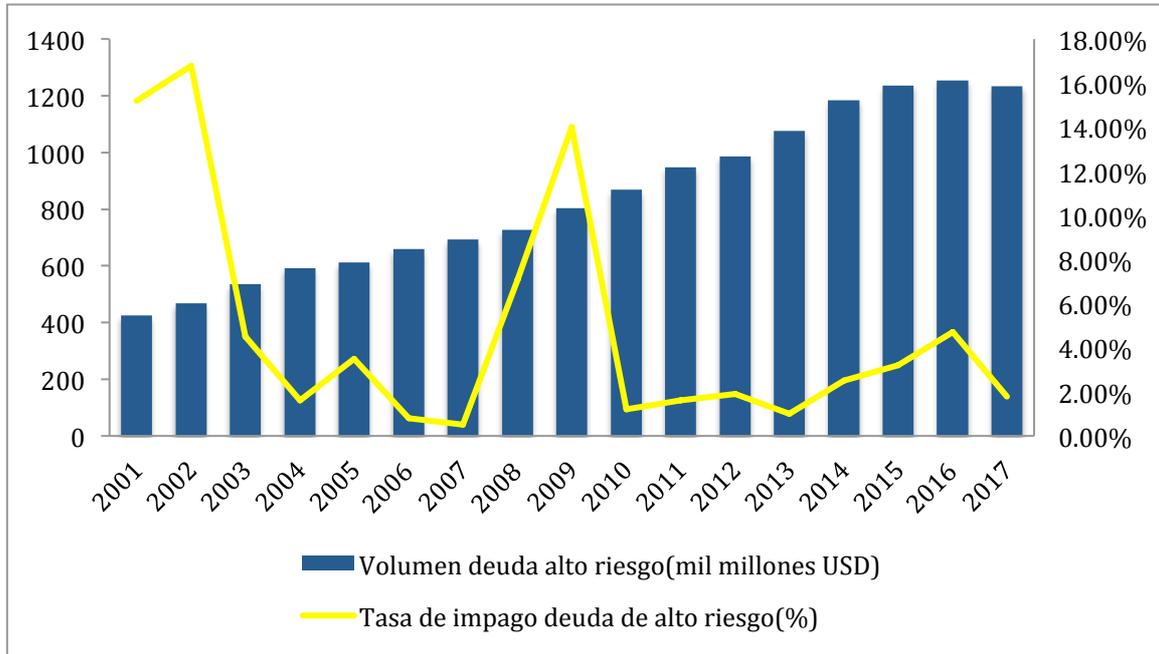
Como indicaba una nota divulgada por la Oficina de Gestión de Suelos del Departamento del Interior de Estados Unidos relativa a la decisión de Donald Trump: “ Esta norma es necesaria para evitar la carga innecesaria, requerimientos administrativos injustificados y costes de cumplimiento impuestos por la decisión de 2015 sobre el desarrollo de gas y petróleo” ³³.

La concentración empresarial en el sector debilita el argumento de endeudamiento financiero a nivel de mercado estadounidense debido a que, como posteriormente se analizará, las empresas que acaparan la mayoría de la producción se encuentran con una salud financiera no destacable pero ciertamente sin signos de alto endeudamiento financiero. Como declaró Daniel Lacalle en 2015, economista, gestor de fondos, asesor , director de Tressis Gestión y autor de varios bestsellers: “ Leo que muchas empresas de “fracking” tienen problemas por su endeudamiento y sonrío. Más del 89% de la producción de “fracking” de EEUU está en megaempresas sin casi deuda. Igual que la quiebra de 112 empresas solares no acababa con el sector, sino que lo fortalece, lo mismo para con el “fracking”. Bajan los costes y los

³² (Trump revocará las exigencias de seguridad al “ fracking” que impulsó Obama, El Economista, Diciembre 2017)

³³ (Trump revocará las exigencias de seguridad al “ fracking” que impulsó Obama, nota divulgada por la Oficina de Gestión de Suelos del Departamento del Interior de Estados Unidos, El Economista, Diciembre 2017)

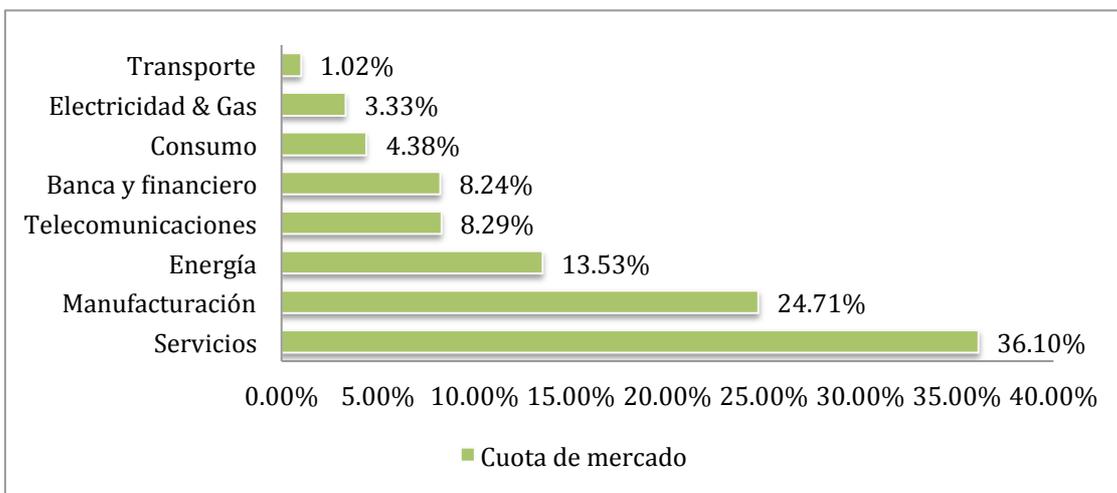
eficiente absorben a los ineficientes. Es la historia de 150 años del petróleo. Siempre ha sido así”³⁴.



(Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Fitch, Diciembre 2017)

El gráfico superior describe la evolución tanto del volumen total de deuda de alto riesgo como su tasa de impago. Como se puede observar, la tasa de impago se mantiene en el intervalo 2-5%, sin superar el nivel de 2008-2009 cuando se situaba en 14%. Sin embargo, el notable crecimiento en volumen de deuda de alto riesgo es indicativo de un mercado que tiende a mayor endeudamiento, lo cual puede implicar en un futuro próximo problemas financieros en el sector debido a un alto apalancamiento, independientemente de la positiva tasa de impago. Es importante aislar al sector energético dentro de este análisis. Como se analizó previamente en la página 25, el sector energético representa el 10% del total de deuda de alto riesgo, es decir, 140 000 millones de dólares. El incremento de volumen de deuda no se ha producido de manera proporcional a los pesos de cada sector en el conjunto de renta fija. Los pesos se pueden observar en la gráfica inferior.

³⁴ (Arabia Saudí acelera la madre de todas las batallas, Daniel LaCalle, El Confidencial, Diciembre 2015)



Fuente: Elaboración propia a partir de informe del mercado de deuda de alto riesgo en Estados Unidos, Citibank, Marzo 2016

La gráfica muestra la distribución de la deuda de alto riesgo por sector acorde con los datos proporcionados por Citibank durante 2016. Si la industria energética supone un 13,53% del total de la deuda de alto riesgo en Estados Unidos y adicionalmente ninguna empresa líder en el sector energético se encuentra entre las 10 compañías que han emitido más bonos en este mercado, entonces existe un riesgo limitado relacionado al endeudamiento de las empresas relacionadas con la explotación de recursos energéticos no convencionales. Las 10 empresas que han emitido más bonos de alto riesgo en 2016 en Estados Unidos son, en orden: SoftBank Corp. (Telecomunicaciones), Deutsche Telekom AG (Telecomunicaciones), Charter Communications Inc. (Telecomunicaciones), Ally Financial Inc. (Banca y Finanzas), Valeant Pharmaceuticals Internat(Farmacéutica), Frontier Communications Corp (Telecomunicaciones), Tenet Healthcare Corp (Salud), Dish Network Corp (Ocio y telecomunicaciones), KKR & CO LP (Finanzas), Navient Corp (Finanzas)³⁵.

³⁵ (Informe del mercado de deuda de alto riesgo en Estados Unidos, Citibank, Marzo 2016)-Anexos

Suponiendo el sector energético de explotación de recursos no convencionales un 10-13% del total del mercado de deuda de alto riesgo, con una tasa de impago menor al 5% en el mercado y ninguna empresa energética entre las 10 que más bonos han emitido durante 2016 (las cuales representaban en su conjunto el 15,26% del volumen de deuda de alto riesgo emitido durante ese año), el argumento de el endeudamiento financiero como problema acuciante del sector energético de explotación de petróleo y gas no convencional se ve debilitado.

Para obtener una imagen objetiva del nivel de endeudamiento es necesario por lo tanto analizar las empresas que engloban la mayoría de la producción de petróleo y gas no convencional en la industria energética. Las empresas con mayor producción por lo tanto serán aquellas ubicadas en las principales formaciones no convencionales, como ha sido explicado previamente en la página 26.

Daniel LaCalle resume esta situación relativa al endeudamiento corporativo en la industria energética ligada a la fracturación hidráulica: “ De las 120 empresas que concentran el 95% de los pozos de “fracking” de EEUU, 97 tienen menos de 1,6x deuda sobre ebitda, 79 menos de 0,6x. Se han hecho más de 90000 millones de dólares en ampliaciones de capital y, además, emisiones de híbridos”³⁶

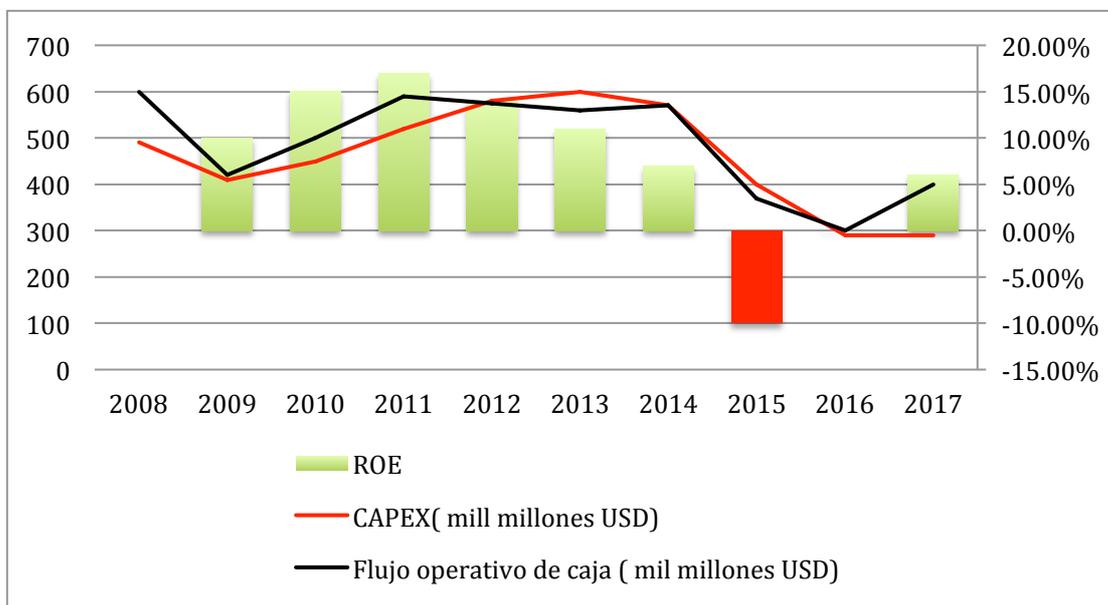
Daniel Lacalle concluye su artículo haciendo referencia a la concentración de las empresas en esta industria energética y la baja posibilidad de caída/recesión en el mercado de la siguiente manera: “ La empresa con más pozos(77) es la mayor petrolera privada del mundo y no tiene casi deuda. La más grandes son conglomerados internacionales que han sobrevivido al gas a un dólar/mmbtu, a los márgenes de refino a mínimos, a nacionalizaciones, y a varios ciclos del precio del crudo. La más endeudada tiene dos pozos. Si las

³⁶ (El fracking no llevará a EEUU a una recesión, Daniel LaCalle,El Confidencial, Enero 2016)

³⁷ (El fracking no llevará a EEUU a una recesión, Daniel LaCalle, El Confidencial, Enero 2016)

20 más endeudadas quiebrasen, supondría menos de un 1,3% del mercado de alto riesgo”³⁷

Sin embargo, es necesario el análisis de más parámetros financieros para determinar la salud financiera de este mercado. Un gasto importante que está directamente relacionado con los beneficios de estas empresas son los gastos de producción, que en su mayoría derivan del CAPEX como mostraba en la página 15-16.

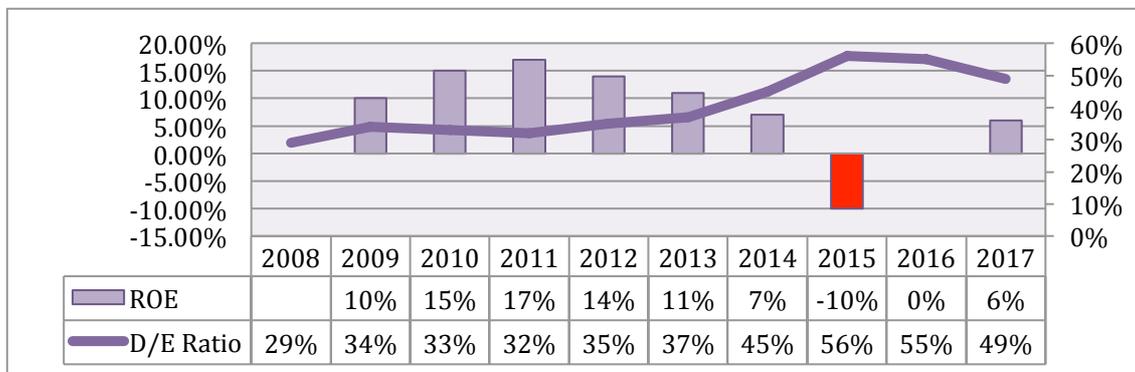


Fuente: Elaboración propia a partir de análisis financiero del mercado global de petróleo y gas en 2017, EIA

En el gráfico superior se muestra una gráfica de la evolución del CAPEX, ROE y flujo operativo de caja de las 94 principales compañías energéticas, entre las que destacan las más importantes de EEUU. Sin embargo, este análisis hace referencia a aquellas corporaciones relacionadas con la explotación de gas y petróleo convencional y no convencional, por lo que no se puede extrapolar directamente a aquellas que se estén relacionadas únicamente con la explotación de recursos no convencionales. La situación de estas empresas es similar a aquellas enfocadas sólo en fracturación

hidráulica ya que como se ha analizado previamente la producción de gas de esquisto y petróleo de formaciones compactas proviene en su mayoría de multinacionales que se desarrollan en todo el espectro de actividades de explotación de gas y petróleo.

Como se puede observar en el gráfico existe una relación entre el incremento de CAPEX y la reducción de ROE, siendo el flujo de caja operativo positivo pero no experimentando el prolongado y notable crecimiento del CAPEX. El parámetro CAPEX, como previamente se ha analizado, comprende varios costes: instalaciones, utensilios de fracturación hidráulica, adquisición de tierra, fluidos de finalización y bombeo de fracturación hidráulica. El flujo de caja operativo refleja los ingresos provenientes de las actividades de la empresa. Desde 2008-2011 se produjo un incremento en el ROE así como en el CAPEX y flujo de caja. Durante estos 3 años se produjo un gran crecimiento de la producción de petróleo y gas, principalmente provenía de formaciones no convencionales. Como se puede ver en la página 8 (gráfica de producción de petróleo y gas) y 22(productividad de los pozos no convencionales), en este periodo la productividad de los pozos no convencionales era alta, sin embargo, mantenida a largo plazo(2011-2015) disminuyó, siendo los costes de extracción así como de explotación constantes y crecientes debido a las constantes mejoras tecnológicas al igual que el gran descenso del precio de las materias primas.



Fuente: Elaboración propia a partir de análisis financiero del mercado global de petróleo y gas en 2017, EIA

El gráfico muestra la evolución del ROE y el ratio D/E de las 94 principales compañías energéticas. Al igual que en el anterior gráfico los resultados analizados no se pueden extrapolar directamente a aquellas empresas relacionadas únicamente con los recursos no convencionales, pero es una buena aproximación. Se juntan ambos parámetros financieros, tanto el ROE como el D/E ya que están altamente correlacionados. El ratio D/E hace referencia al grado de apalancamiento de la empresa o a hasta que nivel la empresa ha generado resultados a partir de deuda en comparación a recursos propios. Hay diversas razones por las que el ROE puede aumentar o disminuir de una empresa, la presión fiscal, los márgenes operativos de la empresa y el nivel de apalancamiento son algunos de los factores que influyen en este parámetro financiero. El ratio D/E es importante en el sector energético ya que provee señales de la salud financiera de las empresas en el sector, desde 2000 hasta 2008, es decir, cuando los precios de las materias primas se situaban en máximos, las empresas energéticas generaban mayores beneficios lo que se traducía en mayor posibilidad de pagar los nominales de sus deudas así como intereses. Desde 2008-2009 con la producción intensiva de gas y petróleo no convencional y el comienzo de una crisis global financiera y económica los precios comenzaran una bajada considerable y prolongada, lo que se tradujo en mayor endeudamiento por parte de las empresas relacionadas a la explotación de recursos energéticos lo que incrementó el ratio D/E en el sector, como se puede ver en la gráfica.

Trámites legales

Una vez analizado la viabilidad comercial y financiera, los trámites legales así como los procesos burocráticos también pueden suponer un coste, y en determinadas ocasiones puede ser un punto de inflexión en términos de rentabilidad. Como se citó previamente, durante el gobierno de Barack Obama se estableció un procedimiento legal así como estándares que elevaron considerablemente el coste de explotación de las empresas relacionadas con la fracturación hidráulica. Esta situación provocó la respuesta por parte del sector privado ya que consideraban excesivas las medidas legales establecidas. Con la entrada de Donald Trump como presidente se ha iniciado un proceso de desregulación en el mercado energético, principalmente en el campo de explotación de recursos energéticos no convencionales.

En el entorno legal concerniente a la explotación de gas y petróleo existen diferentes normas, es decir, a nivel federal, estatal y local. Sin embargo, a nivel estadounidense, el entorno legal es más laxo que en aquellos países en los que el Estado interviene en la industria energética.

En relación a la titularidad de los minerales así como superficial, en Estados Unidos existe un cuerpo legal a nivel nacional que determina las normas de funcionamiento en caso de disputa de titularidad. La fracturación hidráulica ha originado problemas de esta temática ya que el propietario del terreno como el que posee derechos de titularidad sobre los minerales de la zona se pueden ver inmersos en una misma perforación del terreno en cuestión. En términos generales estas disputas se resuelven a favor de aquel propietario de los minerales en caso de explotación de un pozo tanto convencional como no convencional. Adicionalmente, la fracturación hidráulica al igual que la perforación horizontal han originado la necesidad de creación de una ley respecto a la explotación de recursos o minerales “vecinos” a los objetivos. Esta ley se denomina ley de captura y hace referencia a la concesión de los derechos de explotación de recursos naturales “vecinos” a aquellos que los “capturen”. Esta ley incentiva una mayor exploración por parte de aquellos

que tengan la titularidad de minerales ya que la explotación de estos recursos puede ser explotada por aquel agente que los encuentre como consecuencia de una perforación horizontal¹⁹.

Los derechos de explotación de tierras ajenas están sujetas a un contrato de arrendamiento. Como se ha explicado previamente, en Estados Unidos la mayoría de la producción proviene del sector privado, por lo que las compañías estatales no tienen un papel importante en la concesión de derechos de explotación.

El bufete internacional de abogados Norton Rose Fulbright define los contratos de arrendamiento de petróleo y gas de la siguiente manera: “ Un arrendamiento de petróleo y gas es la entrega de los derechos de titularidad de minerales al arrendatario durante un determinado periodo de tiempo. En primer lugar existe el término primario para un número fijo de años o meses, seguido del término secundario que mantiene el contrato vigente por producción desde el arrendamiento. Los arrendamientos federales competitivos y no competitivos tienen una vigencia de 10 años”³⁹

En relación a la fracturación hidráulica, no existe una regulación federal propia pero si a nivel estatal y local. Sin embargo, varias agencias federales están en proceso de creación de estándares y normas de aplicación a la fracturación hidráulica. La SDWA⁴⁰ es posiblemente el estatuto federal mediante el cual estas nuevas técnicas de extracción de petróleo y gas se registrarán en un próximo futuro. Esta ley tiene como objetivo a la EPA⁴¹ como principal protagonista en la creación de regulación para proteger la posible contaminación de aguas como consecuencia del empleo de la fracturación hidráulica. La EIA también ha sido protagonista en la regulación de la industria

³⁸ (Publicaciones sobre la explotación de formaciones no convencionales, Norton Rose Fulbright, Junio 2015)- Anexos

³⁹ (Publicaciones sobre la explotación de formaciones no convencionales, Norton Rose Fulbright, Junio 2015)

⁴⁰ SDWA= Safe Drinking Water Act

⁴¹ EPA= United States Environmental Protection Agency

energética, principalmente de la relacionada con la extracción de petróleo y gas no convencional a partir de la fracturación hidráulica.

El BLM ⁴², estableció a su vez estándares para el proceso de explotación de tierras. Destaca entre estos estándares, la publicación de todos los químicos utilizados durante el proceso tras la finalización de la actividad de la explotación así como el volumen aproximado de flúidos de retorno y el plan para su tratamiento.

A nivel estatal, a diferencia de los estándares federales legales, consta de mayor poder. El bufete internacional de abogados Norton Rose Fulbright explica el funcionamiento a nivel estatal de la siguiente manera: “ Las reglas que rigen la exploración y producción tienden a ser más completas. Si bien estas regulaciones varían considerablemente de estado a estado, tienden a compartir algunas áreas comunes de enfoque, como permisos de perforación, impuestos y tarifas, espaciamiento y contratiempos, agrupación y unificación, notificación pública, mantenimiento de registros e informes, mantenimiento de equipos, revestimiento y cementación, prohibiciones contra el desperdicio de recursos, control de molestias, precauciones de seguridad, almacenamiento y eliminación de desechos, prevención de contaminación y taponamiento, abandono de pozos” ⁴³

Debido al auge en uso de la fracturación hidráulica, la regulación a nivel estatal ha establecido una serie de trámites y procesos legales. Ciertos estados de Norte América han prohibido el uso de esta técnica de extracción de recursos no convencionales. Vermont es un ejemplo de zona en la que se ha prohibido el uso de esta técnica. En Estados Unidos existe ciertos problemas asociados a la publicación de químicos utilizados por las empresas en la fracturación hidráulica, sin embargo, de un estado a otro puede haber

⁴² BLM=Bureau of Land Management

⁴³ (Publicaciones sobre la explotación de formaciones no convencionales, Norton Rose Fulbright, Junio 2015)

diferencias en la información disponible públicamente de las empresas ya que a nivel estatal la protección de información comercial puede variar.

A nivel local, es importante analizar los diferentes permisos legales que han de obtener las empresas que empleen la fracturación hidráulica entre otras técnicas de extracción. Es en este ámbito local es donde se produce la problemática de esta técnica de extracción ya que cualquier problema derivado de esta actividad de explotación afecta principalmente a la comunidad más próxima.

Temas de interés para el gobierno local son: Uso de tierras y zona, en relación a la salud, seguridad y estado de las instalaciones así como disposición de los químicos utilizados.

Para poder realizar perforaciones en formaciones no convencionales en suelo Americano, es necesario una serie de permisos legales. De estado a estado puede variar la cantidad de permisos necesarios para realizar la actividad, pero existen ciertos requisitos que han de cumplir todos los operadores. Estos: permiso de adquisición de aguas, de flúidos de retorno, de almacenamiento de flúidos, de disposición de elementos residuales y de emisiones atmosféricas⁴⁴.

En relación al permiso de adquisición de aguas, la fracturación hidráulica requiere de grandes cantidades de agua ya que una fase de este proceso de extracción consiste en la inyección de agua a alta presión para la fractura de las formaciones. El agua se obtiene principalmente de la zona local, por lo que es necesario la aprobación del gobierno local para su uso. Los trámites a cumplir varían en función de la localidad. El proceso de extracción de recursos no convencionales mediante la fracturación hidráulica implica que en la última fase del proceso, es decir, en la obtención del recurso, asciendo a la superficie los flúidos de retorno.

⁴⁴ (Publicaciones sobre la explotación de formaciones no convencionales, Norton Rose Fulbright, Junio 2015)

Estas sustancias son almacenadas en diversos depósitos, los cuales están sujetos a los permisos de flúidos de retorno. Para la construcción de los depósitos donde se almacenan los flúidos es necesario un permiso. El permiso de almacenaje de flúidos, entre los que destacan el petróleo, tiene como objetivo la elaboración de un programa de contención y prevención de contaminación de aguas como consecuencia de posibles vertidos de este recurso energético.

La disposición de elementos residuales hace referencia al posterior tratamiento de los flúidos de regreso una vez almacenados. Se contempla la posibilidad de inyección de estos residuos en pozos, para ello se precisa de permiso local. El reciclaje de estos residuos es una alternativa que gana popularidad pero que consta de mayores dificultades que el resto de alternativas.

El permiso de emisiones atmosféricas tiene como objetivo la regulación de emisiones procedentes de la actividad de extracción de recursos energéticos. La concesión de este permiso presenta dos categorías, a nivel operacional y de construcción. A nivel operacional se regula el tipo de emisiones originadas así como la cantidad de estas dependiendo de la ubicación geográfica. Por último, el permiso de construcción contiene los límites de emisiones, límites operacionales y requisitos de control⁴⁵.

⁴⁵ (Publicaciones sobre la explotación de formaciones no convencionales, Norton Rose Fulbright, Junio 2015)

Breve mención al impacto ambiental de la fracturación hidráulica

El impacto ambiental de este proceso de extracción de recursos ambientales es importante de mencionar ya que afecta a la empresa directamente y a su entorno.

La contaminación atmosférica, del suelo y de las aguas próximas a estas actividades de explotación son los principales problemas.

En relación a la contaminación de aguas , la mezcla de sustancias químicas junto con la arena y agua que regresa a la superficie puede llegar a filtrarse en las aguas locales. Sin embargo, los fluídos de regreso contienen un 0,44% de químicos perjudiciales para las personas y el medio natural. Esta problemática ha sido en parte resuelta como se ha citado anteriormente mediante regulación federal, en la que se prevé que las empresas muestren las sustancias empleadas en la actividad de explotación. Existe un problema adicional y es el coste que supone para las empresas el tratamiento de estos fluídos de regreso. Existen varias alternativas para el tratamiento de estos fluídos, sin embargo, supone un alto coste económico ya que el volumen a tratar es muy alto. Un email de la compañía energética Ineos redactado por el director de una de sus sucursales(Ineos Shale), revelado por el periódico The Guardian en Junio de 2016 muestra lo siguiente: “ Lo capturaremos y lo conservaremos, lo trataremos de nuevo según los estándares acordados... con la Agencia de Medio Ambiente y la descarga donde esté permitido bajo permiso, muy probablemente el mar”⁴⁶

Este periódico también citó otro comentario que provenía del Consejo Nacional de Investigación Ambiental, se comenta lo siguiente: “Una gran incertidumbre, dada la inmadurez del desarrollo no convencional del petróleo y gas (es decir, fracking de gas de esquisto) en el Reino Unido, es la cantidad

de aguas residuales que se producirán y los mecanismos regulatorios y técnicos para limpiarlo o reutilizarlo directamente”⁴⁷ .

La contaminación atmosférica relacionada con el proceso de fracturación hidráulica está poco relacionada con el proceso de fracturación. Son el conjunto de actividades a su alrededor lo que tiene mayor peso en la contribución a esta contaminación. Las emisiones de diesel provienen del uso de la maquinaria, durante la producción y la preparación del pozo . Como se analizaba previamente, existe la posibilidad de polución atmosférica por partículas tóxicas a razón de los fluidos de regreso tras la obtención del petróleo o gas no convencional.

La contaminación de los suelos tiene el mismo origen que la contaminación de aguas, es decir, a partir de los fluidos de regreso. Estos fluidos contienen sustancias químicas, siendo parte de estas sustancias no biodegradable, se adhieren al suelo. Un ejemplo de estas sustancias es el Radio, como elemento radiactivo se fija en el suelo y su permanencia en el es prolongada. Esta contaminación del suelo puede dar lugar a niveles de radioactividad intolerables para el entorno, lo que puede provocar en determinadas ocasiones migración animal.

⁴⁶ (Empresa de fracking de Inglaterra planea verter los elementos residuales en el mar, The Guardian, Andy Rowell, Junio 2016)

⁴⁷ (Empresa de fracking de Inglaterra planea verter los elementos residuales en el mar, The Guardian, Andy Rowell, Junio 2016)

Bibliografía

- 1- Recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto y petróleo de formaciones compactas: Un análisis de 137 formaciones no convencionales en 41 países fuera de Estados Unidos. Visitada el 2 de Abril de 2018. Extraído de:
https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf
- 2- El presidente de la Asociación Independiente de Petróleo de Estados Unidos enfatiza el liderazgo energético de Estados Unidos. Visitada el 8 de Abril de 2018. Extraído de:
<https://www.ipaa.org/barry-russell-emphasizes-americas-energy-leadership-ahead-president-trumps-state-union-address/>
- 3- Producción bruta de gas natural, EIA. Visitada el 8 de Abril de 2018. Extraído de:
https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_FGW_mmc_f_m.htm
- 4- Tendencias en costes de petróleo y gas en Estados Unidos, EIA. Visitada el 15 de Abril de 2018. Extraído de:
<https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>
- 5- Informe de segmento de mercado, Spears&Associates. Visitada el 16 de Abril de 2018). Extraído de :
<https://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/proppant-demand-outlook-for-the-bakken-and-permian/>
- 6- Informe de las formaciones Bakken y Permian, demanda de arena, McKinsey. Visitada el 16 de Abril. Extraído de :
<https://www.mckinseyenergyinsights.com/insights/proppant-demand-outlook-for-the-bakken-and-permian/>
- 7- Conteo de plataformas de perforación, Baker Hughes. Visitada el 20 de Abril. Extraído de:

<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reports>other

- 8- Informe de arena empleada en fracking en Estados Unidos, PacWest Visitada el 20 de Abril. Extraído de: https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SMENET/1b517024-bb1c-4b2c-b742-0136ce7a009c/UploadedImages/TCjointConference/Samir%20Nangia_Silica%20Sand%20Market%20Forecast.pdf
- 9- Folleto publicitario depositado en la Comisión de Bolsa y Valores, Smart Sand, Inc. Visitada el 21 de Abril. Extraído de : <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1529628/000119312516740740/d219314ds1a.htm>
- 10- Producción de gas de esquisto, EIA. Visitada el 22 de Abril. Extraído de: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_shalegas_s1_a.htm
- 11- Evolución del precio de gas natural Henry Hub y barril de petróleo WTI, EIA. Visitada el 23 de Abril. Extraído de : <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm>
- 12- Precio del gas natural después del “boom” de los recursos no convencionales. BBVA, Kan Chen. Visitada el 24 de Abril. Extraído de: https://www.bbvaresearch.com/wp-content/uploads/2018/03/180309_US_NaturalGasPrices.pdf
- 13- Cita de informe del precio del gas natural después del “boom” de los recursos no convencionales. BBVA, Kan Chen. Visitada el 25 de Abril. Extraído de: https://www.bbvaresearch.com/wp-content/uploads/2018/03/180309_US_NaturalGasPrices.pdf
- 14- Sensibilidad al precio del petróleo de formaciones compactas. Richard G. Newell y Brian C. Prest, Resources for the Future. Visitada el 25 de Abril. Extraído de: <http://www.rff.org/files/document/file/RFF-WP-17-15.pdf>
- 15- Sensibilidad al precio del gas no convencional. Richard G. Newell y Brian C. Prest, Resources for the Future. Visitada el 26 de Abril. Extraído de: <http://www.rff.org/files/document/file/RFF-IB-17-11.pdf>
- 16- ¿ Es sostenible el fracking? El alto coste de producción siembre dudas sobre su futuro, El Economista. Visitada el 26 de Abril. Extraído de: <http://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/5579357/02/14/Por-cada-dolar-que-se-gana-con-el-gas-pizarra-hace-falta-15-dolares-de-inversion.html>
- 17- Evolución precios del petróleo, Bloomberg. Visitada el 27 de Abril. Extraído de: <https://www.bloomberg.com/quote/CL1:COM>

- 18-Datos de emisión de bonos en Estados Unidos, SIFMA. Visitada el 29 de Abril. Extraído de: <https://www.sifma.org/resources/research/us-bond-market-issuance-and-outstanding/>
- 19-¿ Que compañías son las protagonistas de recursos no convencionales y porque importa?, NASDAQ. Visitada el 1 de Mayo. Extraído de : <https://www.nasdaq.com/article/which-companies-are-the-biggest-shale-players-in-the-us-and-why-it-matters-cm650192>
- 20-Trump revocará las exigencias de seguridad al fracking que impulsó Obama, El Economista. Visitada el 1 de Mayo. Extraído de: <http://www.eleconomista.es/internacional/noticias/8837744/12/17/Trump-revocara-las-exigencias-de-seguridad-al-fracking-que-impulso-Obama.html>
- 21- Informe del mercado de deuda de alto riesgo en Estados Unidos, Citibank. Visitada el 22 de Mayo. Extraído de : https://www.yieldbook.com/x/ixFactSheet/factsheet_monthly_hyi.pdf
- 22-Lleno de energía, Arabia Saudí acelera la madre de todas las batallas, El Confidencial, Daniel LaCalle. Visitado el 24 de Mayo. Extraído de: https://blogs.elconfidencial.com/mercados/lleno-de-energia/2015-12-30/arabia-saudi-acelera-la-madre-de-todas-las-batallas_1128683/
- 23-Gráfica de evolución de tasa de impago de deuda de alto riesgo en Estados Unidos, Fitch Ratings. Visitada el 28 de Mayo. Extraído de: <https://www.fitchratings.com/site/leveragedfinance/data#bond>
- 24-Lleno de energía, el fracking no llevará a Estados Unidos a una recesión, Daniel LaCalle. Visitada el 1 de Junio. Extraído de : https://blogs.elconfidencial.com/mercados/lleno-de-energia/2016-01-12/el-fracking-no-llevara-a-eeuu-a-una-recesion_1133970/
- 25-Revisión financiera global del mercado del petróleo y gas en 2017, EIA. Visitada el 3 de Junio. Extraído de : https://www.eia.gov/finance/review/pdf/financal_2017.pdf
- 26-Publicación sobre trámites legales del fracking, Norton Rose Fulbright. Visitada el 3 de Junio. Extraído de: <http://www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/129592/united-states#section5>
- 27-Empresa de fracking en Inglaterra planea verter los residuos de fracking en el mar, The Guardian. Visitado el 3 de Junio. Extraído de: <https://www.theguardian.com/environment/2016/jun/15/uk-fracking-firm-plans-dump-wastewater-in-sea-ineos>

Anexos

- 1- Recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto y petróleo de formaciones compactas: Un análisis de 137 formaciones no convencionales en 41 países fuera de Estados Unidos, EIA.

Table 1. Comparison of the 2011 and 2013 reports

ARI report coverage	2011 Report	2013 Report
Number of countries	32	41
Number of basins	48	95
Number of formations	69	137
Technically recoverable resources, including U.S.		
Shale gas (trillion cubic feet)	6,622	7,299
Shale / tight oil (billion barrels)	32	345

Note: The 2011 report did not include shale oil; however, the *Annual Energy Outlook 2011* did (for only the U.S.) and is included here for completeness

Although the shale resource estimates presented in this report will likely change over time as additional information becomes available, it is evident that shale resources that were until recently not included in technically recoverable resources constitute a substantial share of overall global technically recoverable oil and natural gas resources. The shale oil resources assessed in this report, combined with EIA's prior estimate of U.S. tight oil resources that are predominantly in shales, add approximately 11 percent to the 3,012 billion barrels of proved and unproved technically recoverable nonshale oil resources identified in recent assessments. The shale gas resources assessed in this report, combined with EIA's prior estimate of U.S. shale gas resources, add approximately 47 percent to the 15,583 trillion cubic

¹ U.S. Energy Information Administration, *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States*, April 2011, Washington, DC

Box 1: Terminology: shale oil and tight oil

Although the terms shale oil² and tight oil are often used interchangeably in public discourse, shale formations are only a subset of all low permeability tight formations, which include sandstones and carbonates, as well as shales, as sources of tight oil production. Within the United States, the oil and natural gas industry typically refers to tight oil production rather than shale oil production, because it is a more encompassing and accurate term with respect to the geologic formations producing oil at any particular well. EIA has adopted this convention, and develops estimates of tight oil production and resources in the United States that include, but are not limited to, production from shale formations. The ARI assessment of shale formations presented in this report, however, looks exclusively at shale resources and does not consider other types of tight formations.

The report covers the most prospective shale formations in a group of 41 countries that demonstrate some level of relatively near-term promise and that have a sufficient amount of geologic data for a resource assessment. Figure 1 shows the location of these basins and the regions analyzed. The map legend indicates two different colors on the world map that correspond to the geographic scope of this assessment:

- Red colored areas represent the location of basins with shale formations for which estimates of the risked oil and natural gas in-place and technically recoverable resources were provided. Prospective shale formations rarely cover an entire basin.
- Tan colored areas represent the location of basins that were reviewed, but for which shale resource estimates were not provided, mainly due to the lack of data necessary to conduct the assessment.
- White colored areas were not assessed in this report.

2- Producción bruta de gas natural, EIA.

Download Series History		Definitions, Sources & Notes								
Show Data By:		Graph		2012	2013	2014	2015	2016	2017	View History
<input checked="" type="radio"/> Data Series	<input type="radio"/> Area	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>							
Gross Withdrawals	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	29,542,313	29,522,551	31,405,381	32,914,647	32,635,511	33,177,826	1936-2017
From Gas Wells	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	12,504,227	10,759,545	10,123,418	9,371,281	8,587,319		1967-2016
From Oil Wells	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	4,965,833	5,404,699	5,999,955	6,537,627	6,397,637		1967-2016
From Shale Gas Wells	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	10,532,858	11,932,524	13,974,936	15,819,319	16,582,399		2007-2016
From Coalbed Wells	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,539,395	1,425,783	1,307,072	1,186,420	1,068,156		2002-2016
Repressuring	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	3,277,588	3,331,456	3,291,091	3,412,269	3,532,511		1936-2016
Vented and Flared	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	212,848	260,394	293,916	289,545	210,554		1936-2016
Nonhydrocarbon Gases Removed	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	768,598	368,469	322,620	440,789	413,159		1973-2016
Marketed Production	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	25,283,278	25,562,232	27,497,754	28,772,044	28,479,288	28,814,028	1900-2017
NGPL Production, Gaseous Equivalent	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1,250,012	1,356,709	1,608,148	1,706,584	1,816,514	1,959,740	1930-2017
Dry Production	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	24,033,266	24,205,523	25,889,605	27,065,460	26,662,774	26,854,288	1930-2017

Click on the source key icon to learn how to download series into Excel, or to embed a chart or map on your website.

-- = No Data Reported; - = Not Applicable; NA = Not Available; W = Withheld to avoid disclosure of individual company data.

Notes: Beginning with 2006, "Other States" volumes for the production series include the following states/areas: Alabama, Arizona, Federal Offshore Pacific, Florida, Idaho, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Mississippi, Missouri, Nebraska, Nevada, New York, Oregon, South Dakota, Tennessee, and Virginia. Before 2017, Federal Offshore Pacific is included in California not "Other States". Production series data for 2017 forward are estimates. Final 2017 state-level production series data will not be available until the 2017 Natural Gas Annual is published (scheduled for the third quarter of 2018). See Definitions, Sources, and Notes link above for more information on this table.

Release Date: 05/31/2018

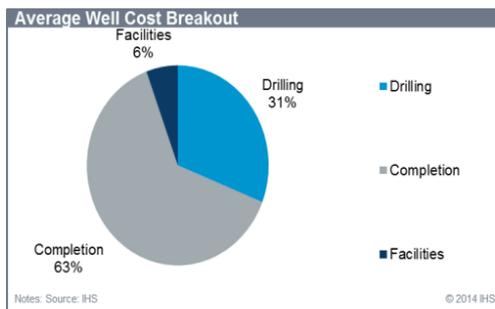
Next Release Date: 06/29/2018

3- Costes asociados a la extracción de petróleo y gas, EIA.

II. Summary Results and Conclusions – Onshore Basins/Plays

A. Basic Well Design and Cost for 2014

Total well capital costs within the four onshore basin/plays (plays) are grouped by drilling, completion and facilities (see Figure 2-1) and range from \$4.9 MM to \$8.3 MM. An additional \$1.0 MM to \$3.5 MM in lease operating expenses may be incurred over a 20-year well life cycle and a similar amount may be incurred for gathering, processing and transport (GPT) costs over the life of the well. Play location, well dimension, completion, (hydraulic fracture) intensity and design determine the ultimate cost per well. Well type (oil/gas), location, performance or amount of production and longevity determine total operating expense.



Drilling costs include rig rental, tubulars such as casing and liner, drilling fluids, diesel fuel and cement. Total well cost can vary greatly from play to play and within a play depending on such factors as depth and well design. Average horizontal well drilling costs range from \$1.8 MM to \$2.6 MM and account for 27% to 38% of a well's total cost. Before the expansion of horizontal drilling within unconventional plays, drilling costs ranged from 60% to as much as 80% of a well's cost.

Figure 2-1: Allocation of drilling and completion

Completion costs include completion liner and tubing, wellhead equipment, source water, water additives, sand proppant, completion and perforating crews and pumping equipment rentals. Average completion costs generally fall in the range of \$2.9 MM to \$5.6 MM per well, but some are higher, thus making up 60% to 71% of a well's total cost. Completion costs in North America have risen sharply over the last decade due to horizontal drilling, in particular due to lateral lengths becoming longer and completions becoming larger and more complex each year.

Oil and natural gas field facilities costs include separators, flow lines, evaporation pits, batteries, roads and pumps or compressors to push product to gathering lines. They generally fall in the range of several hundred thousand dollars and make up just 2% to 8% of a well's costs. Often several wells are drilled consecutively on a drilling unit or pad where each well benefits from economies-of-scale as more wells share the same facilities. Alternatively, wells may be drilled one to a pad as operators try to hold acreage by production by drilling as few wells as possible.

Operating expenses – Due to variability, operating costs are addressed for each play. A general discussion pertaining to the three major operating cost categories is addressed below:



4- Folleto publicitario depositado en SEC. Smart Sand, Inc.

Industry Trends Impacting Our Business

Unless otherwise indicated, the information set forth under “—Industry Trends Impacting Our Business,” including all statistical data and related forecasts, is derived from The Freedomia Group’s Industry Study #3302, “Proppants in North America,” published in September 2015, Spears & Associates’ “Hydraulic Fracturing Market 2005-2017” published in the second quarter 2016, PropTester, Inc. and Kelrik, LLC’s “2015 Proppant Market Report” published in March 2016 and Baker Hughes’ “North America Rotary Rig Count” published in July 2016. While we are not aware of any misstatements regarding the proppant industry data presented herein, estimates involve risks and uncertainties and are subject to change based on various factors, including those discussed under the heading “Risk Factors.”

Demand Trends

According to Spears, the U.S. proppant market, including raw frac sand, ceramic and resin-coated proppant, was approximately 52.5 million tons in 2015. Kelrik estimates that the total raw frac sand market in 2015 represented approximately 92.3% of the total proppant market by weight. Market demand in 2015 dropped by approximately 28% from 2014 record demand levels (and a further estimated decrease of 43% in 2016 from 2015) due to the downturn in commodity prices since late 2014, which led to a corresponding decline in oil and natural gas drilling and production activity. According to the Freedomia Group, during the period from 2009 to 2014, proppant demand by weight increased by 42% annually. Spears estimates from 2016 through 2020 proppant demand is projected to grow by 23.2% per year, from 30 million tons per year to 85 million tons per year, representing an increase of approximately 55 million tons in annual proppant demand over that time period.

- **Shale production fundamentally altered the relationship between oil and natural gas prices**
- **Although most of the natural gas produced is consumed domestically, exports have also flourished**
- **Henry Hub natural gas prices are likely to increase gradually supported by solid demand**

The purpose of this report is to provide a general overview of trends affecting the long-term relationship between natural gas and crude oil prices and to introduce our forecasts for the Henry Hub (HH) natural gas spot price.

The relationship between crude oil and natural gas prices

A visual inspection of the West Texas Intermediate (WTI) crude oil price and the Henry Hub (HH) natural gas price since 1997 (Figure 1) reveals two different phases: One (1997-2008) in which prices move in the same direction, and another (2009-present) in which the comovement weakens significantly with each commodity seemingly following a different path. The strong comovement of prices in the first period has inspired earlier studies that highlight the substitutability between crude oil and natural gas from the demand side (Brown and Yücel, 2008). Moreover, the market dynamics of natural gas were predominately shaped by crude oil due to the size of its global market. Therefore, the stable relationship between the prices of both commodities implied that the path of natural gas prices could be directly predicted as a proportion of crude oil prices (rules of thumbs), or indirectly as a proportion of the price of competing fuels at the consumer's end (burner-tip parity).

However, the "decoupling" of prices in the second period indicates that supply and demand factors for natural gas have significantly shifted and crude oil's role has become less important in determining natural gas prices (Batten et al., 2017). It is worth mentioning that the breakdown of the relationship coincides with a rapid increase in the production of both commodities resulting from the commercial use of hydraulic fracturing and horizontal drilling (Figure 2), the so-called "shale boom." As the comovement of oil and natural gas prices became weak and unstable, additional variables and more elaborated techniques are needed to produce reliable forecasts for natural gas prices.

Bottom line

The cointegration relationship between WTI oil prices and HH natural gas prices was altered by the production boom triggered by the commercial use of hydraulic fracturing and horizontal drilling. Low prices have encouraged more consumption of natural gas, particularly in the electricity and industrial sectors. Higher production has also resulted in more exports, which are likely to increase further and reach more markets. Although we expect HH prices to increase between 2018 and 2022, they will remain low enough to continue supporting economic growth and strengthening energy security.

Going forward, as international demand for U.S. natural gas increases, the Henry Hub benchmark will be more affected by global outcomes, potentially restoring its cointegration relationship with the WTI. In addition, natural gas prices could experience more structural breaks resulting from climate change (e.g. a potential reduction in the average number of heating days), the electrification of transportation, improvements in energy efficiency, and the rapid decline in the cost of renewables.

6- Sensibilidad de la producción de petróleo y gas no convencional convencional a los precios de mercado, Resources for the Future.

III.D.3 Simulation 3: Price Response by Price Change and Time Horizon

The third set of simulations are illustrated in Figure 8. In these simulations, we fix the baseline to 2015 levels using the same approach as in the previous section, but we vary the price change. The figure shows the production response at price levels ranging from \$50 (no change) to \$80 at different time horizons (6 months, 1 year, 2 years, and 5 years). This is meant to represent our model's indication for how much supply could be brought online at each time horizon, given an increase in prices from a baseline value of \$50 per barrel.

The lines show the production response at different price levels. For example, the top of the line on the far left indicates that if prices rise to \$80, production would be higher (relative to a \$50 counterfactual) by 500,000 barrels per day after six months, due to the time lags between changes in drilling activity and changes in barrels produced. After a year at \$80 oil however, production would be higher by 1.2 million barrels per day (MMBPD), 2 MMPBD after 2 years, and 3.2 MMPBD after 5 years.

III.D Simulation of Oil Production Response

We conduct several simulations that link together the three individual models described above: drilling activity, time from spud to production, and the time profile of realized production. These simulations show how a permanent price shock affects drilling activity and production over time according to the three models. The first simulation is roughly calibrated to 2015 values of baseline drilling activity, but normalized for each well type to see an apples-to-apples comparison of the relative price responsiveness of the two well types.

The second set of simulations considers the total price responsiveness of oil supply for conventional and unconventional combined, and assesses how this responsiveness has evolved over time with the changing nature of oil supply. A third set of simulations follows a similar approach, but analyzes the additional supply from a 2015 baseline for different price levels and at different time horizons.