

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



**UNA APROXIMACIÓN  
A LOS HIDROCARBUROS  
NO CONVENCIONALES EN EL ÁMBITO  
INTERNACIONAL Y EN ESPAÑA**



BIBLIOTECA  
DE LA ENERGÍA



CLUB ESPAÑOL  
DE LA ENERGÍA





**CLUB ESPAÑOL  
DE LA ENERGÍA**

© Junio 2016, CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Diseño y diagramación: Green Printing

Impresión: Green Printing

Depósito Legal: M-22724-2016

*El Club Español de la Energía no asume responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.*

*Quedan reservados todos los derechos. No está permitida la explotación de ninguna de las obras que integran la "Biblioteca de la Energía" sin la preceptiva autorización de sus titulares; en particular no está permitida la reproducción, distribución, comunicación pública o transformación, en todo o en parte, en cualquier tipo de soporte o empleando cualquier medio o modalidad de comunicación o explotación, sin el permiso previo y por escrito de sus titulares.*

*El Club Español de la Energía, en su afán por ofrecer la mayor calidad y excelencia en sus publicaciones, muestra una total disposición a recibir las sugerencias que los lectores puedan hacer llegar por correo electrónico: [publicaciones@enerclub.es](mailto:publicaciones@enerclub.es)*

*El documento fue finalizado el 2 de Mayo de 2016.*

Edita y distribuye:

Club Español de la Energía

Pº de la Castellana, 257-1ª planta

28046 Madrid

Tel.: 91 323 72 21

Fax: 91 323 03 89

[www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)

[publicaciones@enerclub.es](mailto:publicaciones@enerclub.es)

ANÁLISIS Y PROPUESTAS



BIBLIOTECA  
DE LA ENERGÍA

**UNA APROXIMACIÓN A LOS  
HIDROCARBUROS  
NO CONVENCIONALES EN EL ÁMBITO  
INTERNACIONAL Y EN ESPAÑA**



CLUB ESPAÑOL  
DE LA ENERGÍA



# ÍNDICE

I. PRÓLOGO .....	8
II. AUTORES .....	10
III. RESUMEN EJECUTIVO Y PRINCIPALES CONCLUSIONES.....	12
IV. 10 COSAS PARA CONOCER LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES ...	16
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN GENERAL AL MUNDO DEL PETRÓLEO Y EL GAS... 17</b>	
1.1. Algunos conceptos básicos.....	17
1.1.1. Introducción .....	17
1.1.2. Hidrocarburos convencionales y no convencionales.....	19
1.1.3. Breve evolución histórica .....	21
1.1.4. Demanda, reservas y oferta.....	22
1.1.5. Precios del crudo y gas natural.....	29
1.1.6. Principales actores.....	30
1.2. La cadena de valor en la industria petrolera y gasista .....	34
1.2.1. Exploración y producción.....	34
1.2.2. Procesos de refino.....	36
1.3. La geopolítica del petróleo y el gas.....	39
1.3.1. Situación general actual.....	39
1.3.2. Grandes reservas. Papel destacado de algunos países .....	41
1.3.3. Mercados y precios .....	44
<b>CAPÍTULO 2. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y DE PRODUCCIÓN DE LOS     HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES..... 47</b>	
2.1. Introducción.....	48
2.2. Conceptos básicos .....	48
2.2.1. Hidrocarburos convencionales.....	51
2.2.2. Hidrocarburos no convencionales .....	53
2.2.3. Algunas claves que explican la capacidad de los hidrocarburos no convencionales para contener un vasto recurso energético.....	60
2.3. Proceso de perforación y extracción de los recursos no convencionales .....	63
2.3.1. Introducción .....	63
2.3.2. La perforación del pozo.....	64
2.3.3. La fracturación hidráulica o <i>fracking</i> .....	70

<b>CAPÍTULO 3. MADE IN AMERICA: LA REVOLUCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES .....</b>	<b>77</b>
3.1. Introducción .....	77
3.2. ¿Cómo ha llegado hasta aquí Estados Unidos?.....	79
3.3. Factores clave del éxito en Estados Unidos.....	83
3.4. Impacto económico del <i>boom</i> .....	86
3.4.1. Impacto en el sector de hidrocarburos.....	87
3.4.2. Impacto en la balanza comercial .....	93
3.4.3. Impacto para la sociedad.....	94
3.5. De cara al futuro .....	95
3.6. Conclusión.....	101
<b>CAPÍTULO 4. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN EUROPA Y EL RESTO DEL MUNDO .....</b>	<b>103</b>
4.1. Introducción.....	103
4.2. Situación en la Unión Europea.....	105
4.2.1. Balance energético neto: La UE es altamente dependiente del sector exterior .....	105
4.2.2. Producción de hidrocarburos en la UE: incapacidad de cubrir la demanda total y agotamiento de los recursos rentables.....	107
4.3. Disponibilidad de recursos no convencionales en la UE.....	108
4.3.1. Principales yacimientos en la UE: existen recursos no convencionales potencialmente explotables.....	108
4.3.2. Barreras potenciales al desarrollo de no convencionales en Europa.....	111
4.4. Marco normativo comunitario y de los Países miembros .....	115
4.4.1. Directrices generales comunitarias.....	115
4.4.2. Normativa en los países miembros y de algunos países vecinos .....	116
4.5. Situación en otros países del mundo.....	120
4.5.1. Canadá.....	120
4.5.2. China .....	122
4.5.3. Argentina .....	124
4.5.4. Australia .....	127
4.5.5. Argelia.....	128
4.6. Implicaciones de los hidrocarburos no convencionales para Europa .....	129



<b>CAPÍTULO 5. LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN ESPAÑA.....</b>	<b>131</b>
5.1. Introducción.....	131
5.2. Estimación de los potenciales recursos prospectivos no convencionales en España.....	132
5.2.1. Informe de Gessal: Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España.....	133
5.2.2. Informe de la EIA: <i>Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States</i> .....	138
5.2.3. Informe del COIMCE: Extrapolación a España de los recursos exploratorios de shale gas existente en los Estados Unidos .....	139
5.3. Contexto económico y regulatorio para el desarrollo de los recursos no convencionales en España .....	140
5.3.1. Panorama de las empresas de investigación y producción: incentivos y barreras.....	140
5.3.2. Nuevas iniciativas regulatorias en España .....	142
5.4. Potencial impacto del desarrollo de los recursos no convencionales en la economía nacional.....	143
5.4.1. Descripción de la metodología empleada para estimar los impactos sobre la economía nacional.....	145
5.4.2. Clasificación y descripción de las tipologías de efectos económicos.....	145
5.4.3. Potencial producción anual y estimación de impactos asociados para la economía nacional .....	146
<b>V. EL DEBATE SOCIAL EN TORNO A LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....</b>	<b>149</b>
<b>VI. ANEXOS .....</b>	<b>158</b>

## I. PRÓLOGO

El sector energético está experimentando cambios sin precedentes a nivel mundial, con una confluencia cada vez mayor de los mercados energéticos y con importantes caídas en los precios de sus materias primas (gas, carbón, y especialmente petróleo) que están teniendo importantes repercusiones geopolíticas.

Algunos de los países tradicionalmente importadores de hidrocarburos se están convirtiendo en exportadores, a la vez que el aumento de la demanda mundial se está desplazando hacia los países no pertenecientes a la OCDE. La producción de hidrocarburos no convencionales es una de las grandes palancas de estos cambios, y está modificando la distribución geográfica de los recursos energéticos.

El gran protagonista mundial en el aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales está siendo Estados Unidos. Su desarrollo está teniendo un impacto muy importante en términos económicos, de seguridad de suministro, y también en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El fenómeno de «no convencionales» americano ha revolucionado la exploración de estos recursos, extendiéndose a otras regiones del mundo aunque no con la misma intensidad. En el plano europeo observamos grandes contrastes, algunos países están en pleno debate sobre si deben llevarse a cabo o no exploraciones para valorar la cantidad de recursos existentes, otros países se están ya posicionando para aprovechar sus recursos, mientras otros han lanzado iniciativas de prohibición de su explotación.

En concreto, en España, este tema se ha convertido en algo especialmente controvertido, que ha acaparado gran interés mediático. Aspectos tales como la protección de la salud pública y el medio ambiente asociados a la técnica de fracturación hidráulica suscitan preocupación e incluso una fuerte oposición social por parte de determinados grupos. Otros colectivos, en cambio, ven en los hidrocarburos no convencionales una oportunidad de aprovechamiento de nuevos recursos autóctonos que no debe dejarse escapar, siempre que sea técnica y económicamente viable y se cumpla rigurosamente con los estándares medioambientales pertinentes.

El Club y sus asociados no podían ser ajenos a este hecho que se está desarrollando ante nosotros, y a su trascendencia social. Tanto los aspectos económicos como los estratégicos, y sin duda los regulatorios, tienen una gran importancia en el desarrollo de este fenómeno, en el que, además, la trasmisión a la opinión pública de una información equilibrada y transparente cobra especial relevancia.

Por todo ello, y para analizar en detalle este nuevo paradigma energético, el Club decidió poner en marcha la elaboración de la publicación «Una aproximación a los hidrocarburos no convencionales en el ámbito internacional y en España» que pretende ser una puesta al día y una aportación constructiva al debate que sobre este tema está teniendo lugar.

Me gustaría finalizar este breve Prólogo, agradeciendo a todos los autores su trabajo durante este último año y medio, especialmente al coordinador del estudio, Pedro Miras Salamanca.

Espero, sinceramente, que sea de especial interés y utilidad para el lector.

**Pedro Miró Roig**  
Presidente  
Club Español de la Energía

## II. AUTORES

### Coordinador general

**Pedro Miras Salamanca**, Presidente, Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)

### Capítulo 1. Introducción general al mundo del petróleo y el gas

**José Manuel Trullenque González**, Ingeniero Industrial, anterior Director General de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)

### Capítulo 2. Aspectos geológicos y de producción de los hidrocarburos no convencionales

**Juan García Portero**, Jefe de Proyectos, Ente Vasco de la Energía (GRUPO EVE)

**Manuel Regueiro González-Barros**, Presidente, COLEGIO OFICIAL DE GEÓLOGOS

### Capítulo 3. *Made in América*: La revolución de los hidrocarburos no convencionales

**Paul Goydan**, Partner and Managing Director, Global Topic Leader for Unconventional Oil & Gas, THE BOSTON CONSULTING GROUP

**Borja Jiménez Antón**, Global Manager of the Oil and Gas Upstream Analysts, THE BOSTON CONSULTING GROUP

**Iván Martín Uliarte**, Global Leader Energy Practice Senior Partner and Managing Director, THE BOSTON CONSULTING GROUP

### Capítulo 4. Hidrocarburos no convencionales en Europa y el resto del mundo

**Jorge Solaun Bustillo**, Principal, A.T. KEARNEY

**Víctor M. Pérez Cabornero**, Socio y Vicepresidente, A.T. KEARNEY

**Consuelo Prieto Liébana**, Socio y Vicepresidente, A.T. KEARNEY

**Jorge Acisclo Pérez García**, Principal, A.T. KEARNEY

**Enrique Baranda González**, Manager, A.T. KEARNEY

**Milagros Flores Vázquez**, Research Manager, A.T. KEARNEY

## Capítulo 5. Los hidrocarburos no convencionales en España

**Alberto Amores González**, Socio, DELOITTE

**Sergio Platas Escoriza**, Gerente, Monitor DELOITTE

**Margarita Hernando Martínez Arroyo**, Presidenta, Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP)

**Constantino Hidalgo**, Antigo Vicepresidente, Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP)

Por parte de la estructura del Club Español de la Energía han contribuido en la publicación del documento Arcadio Gutiérrez Zapico, Director General, así como Pablo de Juan García y Ana Padilla Moreno, de la Secretaría Técnica.

### III. RESUMEN EJECUTIVO Y PRINCIPALES CONCLUSIONES

La revolución del «*shale*» y del resto de hidrocarburos no convencionales no es tal en sentido estricto. Desde hace décadas se conocen y, en diversos momentos, se han utilizado técnicas que permiten recuperar hidrocarburos de forma inducida. En España ya se utilizó en el pasado con las pizarras bituminosas de Puertollano, origen de la refinería existente en la actualidad en la zona.

Lo que sí resulta novedoso es el progreso tecnológico que ha propiciado un desarrollo muy importante de esta actividad en ciertas áreas geográficas. Países como Estados Unidos o Canadá han conseguido mayor autosuficiencia energética en base a la aplicación de las técnicas más avanzadas de recuperación de hidrocarburos.

Sin embargo, se trata de una actividad no exenta de polémica. El balance beneficio -al poder disponer de una fuente energética autóctona-, coste -derivado de los condicionantes sociales y medioambientales- no suscita un acuerdo generalizado.

Para poder aproximarse al problema de forma serena es preciso considerar varios factores. Por un lado la necesidad de contar a nivel nacional con un amplio abanico de fuentes energéticas sin desprestigiar ninguna de ellas a priori. Por otro, las implicaciones medioambientales y el impacto en las comunidades en las que se desarrolla esta actividad. Por último, la realidad tecnológica. En este abanico de factores, sin duda, una buena regulación resulta la clave del éxito.

Es indudable que España no es autosuficiente desde el punto de vista energético. De la energía primaria consumida en España en 2015, sólo contamos con cerca de un 27% de energías «autóctonas». Es seguro que esta situación no desaparecerá en un plazo corto, por ello, es realista intentar aprovechar las oportunidades nacionales, si las hubiera, para reducir nuestra dependencia energética exterior.

Los beneficios que supone el mantenimiento de una cesta energética lo más autóctona posible alcanzan un valor indudable en términos de seguridad de suministro. El mantenimiento de un sistema de reservas de seguridad de productos petrolíferos (para atender hasta 92 días del consumo nacional) y gasistas (20 días) es una obligación contraída a nivel Estado por

la pertenencia de España a organismos supranacionales como es la propia Unión Europea o la Agencia Internacional de la Energía. La reducción de importaciones, derivada de un incremento de energías autóctonas, tiene un impacto directo en esta factura e indirecto de mucho mayor valor en caso de tener que afrontar una crisis de suministro.

Por otro lado e independientemente de las implicaciones en materia de seguridad de suministro citadas, es un hecho que la importación masiva de energía (petróleo y gas en este caso) tiene un importante efecto económico en los sectores productivos. La factura exterior de hidrocarburos (gas y petróleo) ascendió en 2015 a 36.856 M€<sup>1</sup> y aunque los últimos precios del petróleo atenúan el impacto, no es posible considerar esta coyuntura actual como duradera en el tiempo. Una hipotética extracción de recursos nacionales tendría efectos positivos en este punto.

Adicionalmente, el desarrollo de una industria extractiva autóctona tiene efectos positivos en multitud de sectores económicos derivados de la mejora de la competitividad, tanto de la industria que lo utiliza como fuente de energía o materia prima (empresas químicas, de transporte, fabricantes de plásticos, ciclos combinados, etc.) como de aquellas empresas relacionadas con el propio proceso productivo (empresas de tratamiento de agua, de servicios auxiliares o manufactureras de equipos), creándose, así, nuevos puestos de trabajo.

Por otro lado, este desarrollo no supone únicamente impacto directo o en sectores auxiliares sino que también conlleva implicaciones relevantes en el sector servicios. En efecto, la implantación de una industria extractiva implica la aparición de servicios auxiliares de alto valor añadido, como es el caso de los servicios informáticos, de consultoría, de auditoría, laboratorios, centros tecnológicos y de ensayo o relacionados con las estrictas normas medioambientales que rigen este tipo de industrias.

En lo referente al impacto en las comunidades existen, sin embargo, aspectos a considerar. La sensibilidad, en principio, de gran parte de la población a instalaciones industriales en su entorno más cercano es un hecho. La percepción de riesgos medioambientales, de seguridad o simplemente estéticos es una reacción directa ante los primeros indicios. La extendida frase «*not in my backyard...*» no es solamente aplicable a la industria extractiva de hidrocarburos afectando, también, a cualquier construcción industrial (plantas de producción eléctrica, minería, construcción de grandes obras hidráulicas, industrias químicas o manufactureras de muchos tipos). Se trata, en definitiva, de que el establecimiento de este tipo de instalaciones sea en «otro lugar distinto».

Solo es posible revertir esta lógica percepción de las comunidades locales si se resuelven dos problemas básicos, seguridad y reversión de beneficios. Y la forma de acometer ambas debe basarse en tecnología y regulación.

<sup>1</sup> Informe mensual de comercio exterior diciembre 2015, Ministerio de Economía y Competitividad

En efecto, la industria extractiva de hidrocarburos y concretamente la dedicada a extracción de no convencionales plantea retos no menores. A los tradicionales inconvenientes de la producción de hidrocarburos hay que sumar, al menos el uso de importantes cantidades de agua y la presencia de químicos y el posible impacto en la sismología de la zona.

La tecnología debe resolver este problema. Las técnicas actuales emplean solamente cuatro o cinco aditivos, cuyos componentes químicos y concentraciones son públicos, y suponen menos del 1% de la composición del fluido de fracturación, reutilizándose al 70-80%, disminuyendo así la necesidad de suministro de agua. Exigir desarrollos limpios, respetuosos y con los más altos estándares es, sin duda, factor clave en la implantación de este tipo de industria. En este aspecto, una regulación exigente es también un factor de éxito.

Por otro lado, es preciso que las comunidades directamente implicadas perciban de forma directa los beneficios de la implantación de este tipo de industrias. No se trata, en caso alguno, de relajar en base a estos conceptos los estándares de seguridad y buena praxis comentados anteriormente que, son en cualquier caso irrenunciables, sino de ir más allá. Se trata de que los habitantes de las zonas implicadas perciban «beneficio» y no solo la tranquilidad de que las operaciones se están haciendo bien o por el empleo generado de forma directa. Una buena regulación bien diseñada, que haga revertir parte de los beneficios de la extracción en aquellos que la viven de forma directa, permite un apoyo decidido de los entornos locales.

En este sentido, clave del éxito en aquellos países que han desarrollado esta industria han sido las medidas fiscales y regulatorias implantadas en su momento. Así, en Estados Unidos, tras la crisis del petróleo de 1973, se financiaron investigaciones y experimentos realizados por universidades y entidades privadas para buscar formas de extraer hidrocarburos con nuevas técnicas de perforación y se otorgaron créditos fiscales a empresas que pudieran producir combustible de fuentes no convencionales. A medida que el sector cobraba fuerza, el sólido sistema financiero americano se movilizaba para conseguir financiación.

Estados Unidos ha sido siempre un mercado energético libre, en el que los operadores independientes y las pequeñas empresas han podido experimentar e innovar. El sistema de derechos mineros privados ofrece a los propietarios de terrenos el incentivo para que se puedan desarrollar los recursos. La Administración ha jugado también un importante papel, prestando apoyo tecnológico y financiero en los primeros años de experimentación, y quedándose luego al margen a medida que se obtenían resultados. Por ello, es preciso no renunciar a las ventajas del desarrollo de una industria extractiva no convencional soslayando los inconvenientes que plantea de forma decidida. La regulación es la clave, propiciando los más altos estándares tecnológicos en materia de operaciones y seguridad y una decidida apuesta por un reparto equitativo de los beneficios de este tipo de industria, basados en incentivos económicos directos para los ciudadanos involucrados en su implantación.




En base a ello se conseguirá implantar un nuevo paradigma energético basado en un concepto «win win» en el que la seguridad de suministro, el beneficio económico global, y a nivel comunidad, y el desarrollo sostenible -desde un punto de vista económico y medioambiental- encuentren la confluencia de intereses para el bien de los ciudadanos.

## IV. 10 COSAS PARA CONOCER LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES



**1** Los hidrocarburos convencionales y los no convencionales, son una misma cosa. Geológica, genética y composicionalmente, son idénticos. La diferencia estriba en el lugar en el que se encuentran localizados en el subsuelo y la facilidad con la que fluyen hacia la superficie.



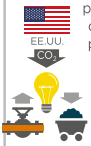
**2** La fracturación hidráulica (o ruptura de la roca mediante agua y una serie de aditivos), más conocida como fracking, es la tecnología más común para extraer del subsuelo hidrocarburos no convencionales. Los primeros trabajos documentados de 'fracking' datan del año 1946 y se pusieron en práctica en el Campo Hugoton en el Estado de Kansas (EEUU). Con más de 70 años de experiencia en esta tecnología, se estimulan mediante 'fracking' unos treinta y cinco mil pozos cada año en EEUU. (Fuente: Fracfocus)




**3** La producción en grandes cantidades de recursos no convencionales durante la última década en los Estados Unidos ha supuesto una auténtica revolución en el sector energético mundial.




**4** Estados Unidos ha sido el país en el mundo que más ha reducido sus emisiones de carbono desde 2005, en parte gracias a la producción de gas no convencional en este país que ha llevado a una importante sustitución del carbón por el gas en la generación eléctrica. (Fuente: All of the Above Energy Strategy for Sustainable Energy)



**5** La Comisión Europea, deja a virtud de cada uno de sus Estados miembros la posibilidad o no de producir en materia de recursos no convencionales, únicamente estableciendo una serie de recomendaciones para garantizar la sostenibilidad medioambiental de las operaciones.



**6** En España, a día de hoy, no se han llevado a cabo labores de exploración que permitan saber cuántos recursos de petróleo y gas no convencional son susceptibles de ser producidos, por lo que sólo existen estimaciones en base a las características geológicas del terreno.




**7** España cuenta con una dependencia energética de cerca del 72% frente al 52% de media europea, siendo del 99% en el caso de petróleo y gas, por lo que siempre que técnica y económicamente sea viable y se cumplan los estándares medioambientales pertinentes, producir hidrocarburos autóctonos aportaría grandes ventajas. DEPENDENCIA: España 72%, UE 52%




**8** En Europa, los productos químicos que se añaden al agua para extraer los recursos no convencionales tienen la obligación de estar recogidos en el Reglamento REACH (CE). La razón de ser de este Reglamento es garantizar que no se empleen sustancias químicas que puedan afectar negativamente a la salud humana y/o al medio ambiente.



**9** Los proyectos que utilicen fracturación hidráulica tienen que ser sometidos a Evaluación de Impacto Ambiental completa, incluso los proyectos de investigación.



**10** De la cantidad de agua utilizada para la obtención de recursos no convencionales, puede reutilizarse cerca del 70 al 80% en nuevas operaciones de fracturación. (Fuente: Colegio Oficial de Geólogos de España)



# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN GENERAL AL MUNDO DEL PETRÓLEO Y EL GAS

## 1.1. Algunos conceptos básicos

### 1.1.1. Introducción

La energía, lejos de ser un asunto exclusivamente técnico, forma parte esencial de nuestras vidas, afectando de forma directa a la economía, al medio ambiente, y a la geopolítica, y su correcto manejo resulta decisivo a la hora de asegurar nuestro desarrollo y el de las futuras generaciones.

*(Nobody can do without energy. The relationship between economic growth and the demand of energy is crucial, and the availability of energy sources to economies is crucial)*<sup>2</sup>.

El petróleo y el gas como fuentes de energía primaria han formado y van a continuar, aunque con distintos grados de intensidad, siendo una parte esencial del balance energético, de ahí la importancia del desarrollo de la producción de estos hidrocarburos, sean de origen convencional o no convencional.

La accesibilidad y disponibilidad de estos hidrocarburos a precios razonables ha permitido un extraordinario desarrollo económico a partir del siglo XIX a nivel mundial y en particular de España. El petróleo y el gas han transformado nuestras vidas de forma radical. Basta con considerar los incontables productos derivados de la industria petroquímica, además de proporcionarnos el calor necesario y dotarnos de una extraordinaria movilidad.

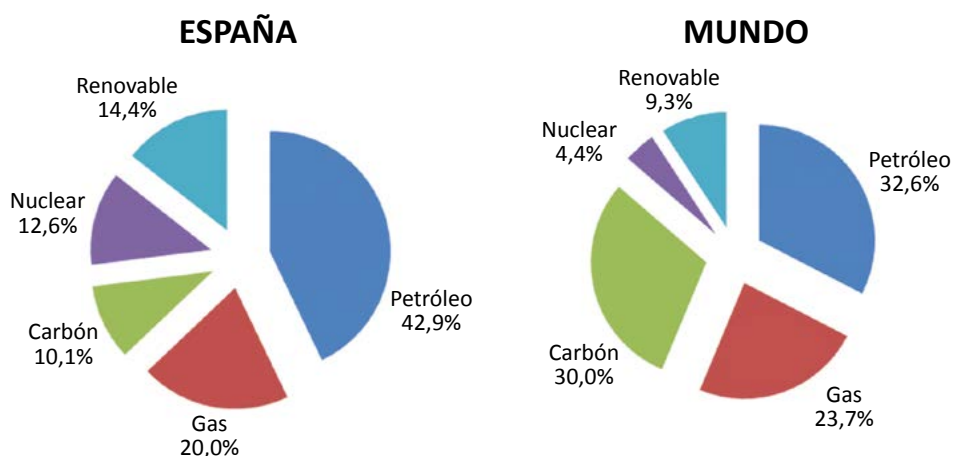
Muchos productos petroquímicos de uso cotidiano provienen del petróleo, como es el caso de las fibras sintéticas, todo tipo de plásticos, fibras de vidrio, abonos y fertilizantes, detergentes, fungicidas y herbicidas, productos alimenticios y un largo etcétera. Junto con los carburantes y combustibles obtenidos en los procesos de refinado del crudo, gases licuados del petróleo, naftas, gasolinas, combustibles de aviación, gasóleos, fuelóleos,

<sup>2</sup> Maria van der Hoeven: Anterior Executive Director IEA (International Energy Agency)

lubricantes, parafinas, asfaltos, coque de petróleo, así como el propio gas natural, son fundamentales para el desarrollo de la sociedad actual.

La demanda mundial de energía primaria alcanzó en año 2014 los 12.928,4 Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo), de las que 4.211,1 Mtep, un 32,6 %, correspondieron al petróleo, y 3.065,5 Mtep, un 23,7%, al gas natural<sup>3</sup>. En el caso de España, la demanda de energía primaria fue de 118,2 Mtep, con una participación del petróleo del 42,9 % y del 20 % para el gas natural<sup>4</sup>. El desglose de estas cifras para el conjunto de fuentes de energía se presenta en la Figura 1.1.<sup>5</sup>

**Figura 1.1 Desglose de la demanda de energía primaria por fuentes de energía a nivel mundial y en España en 2014 (%)**



Fuentes: BP Statistical Review of World Energy 2015, DGPEM (MINETUR) y Balance Energético de 2014 y Perspectivas para 2015 (ENERCLUB)

Las proyecciones para los próximos años de la Agencia Internacional de la Energía<sup>6</sup> (IEA por sus siglas en inglés) estiman para su escenario central (NPS)<sup>7</sup> crecimientos a nivel mundial de la demanda de energía primaria apreciables, de un 32 % entre 2013 (13.559 Mtep) y 2040 (17.934 Mtep). En este contexto, el petróleo y gas seguirán contribuyendo significativamente al suministro global. En el año 2040, se estima que el petróleo aportará 4.735 Mtep, un 26% del total y el gas 4.239 Mtep, un 24%.

<sup>3</sup> Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

<sup>4</sup> Fuente: DGPEM (MINETUR) y Balance Energético de 2014 y Perspectivas para 2015 (Enerclub)

<sup>5</sup> Se mantienen los datos de esta comparativa a 2014 porque en la fecha de redacción del presente documento no existían los datos del mundo para 2015. Según los datos presentados por MINETUR en el Balance Energético de 2015 y Perspectivas para 2016 (Enerclub), la demanda de energía primaria en España en 2015 aumentó hasta 123.867 ktep, con una participación del petróleo del 42,3% y del gas del 19,9%.

<sup>6</sup> Fuente: IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2015

<sup>7</sup> New Policies Scenario (NPS): Este escenario se basa en el desarrollo de actuaciones de políticas energéticas aprobadas o enunciadas con probabilidad cierta de ser llevadas a cabo.

### Principales fuentes de energía primaria

El petróleo (33%) es la primera fuente energética a nivel mundial, seguida del carbón (30%) y del gas (24%).

En España, la principal fuente es el petróleo (43%), seguida del gas (20%).

#### 1.1.2. Hidrocarburos convencionales y no convencionales

Tradicionalmente los crudos de petróleo se han clasificado de diferentes maneras de acuerdo con sus propiedades fisicoquímicas, por ejemplo, como dulces (*sweets*) o ácidos (*sours*) en función principalmente de su contenido en azufre, o según su densidad/viscosidad como ligeros o pesados, también según su composición en nafténicos o parafínicos. Cabe asimismo clasificarlos según los procedimientos que se emplean en su extracción y producción, entre convencionales y no convencionales, incluyendo en este caso también al gas natural.

Los no convencionales son hidrocarburos que se encuentran en unas condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables o de baja porosidad, o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. Requieren el empleo de tecnología especial para su extracción, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene. En la actualidad representan una interesante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en nuevos yacimientos o en antiguos que se daban por agotados y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes.

Los hidrocarburos convencionales y no convencionales son una misma cosa. La diferencia es el lugar donde se encuentran localizados en el subsuelo y la facilidad con la que fluyen hacia la superficie.

En cuanto a los tipos de hidrocarburos no convencionales, existen distintas definiciones no siempre coincidentes. En la Tabla 1.1 se mencionan las más conocidas, si bien esta información se desarrollará con mayor detalle en el siguiente capítulo.

Tabla 1.1 Definiciones de algunos hidrocarburos no convencionales

**Crudos extrapesados:** Petróleos en estado líquido de alta densidad. Se extraen de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.

**Shale Oil/Gas:** Petróleo/gas producidos directamente de la roca madre, shale /pizarras/esquistos ricos en materia orgánica rica. Su extracción se realiza mediante técnicas de fracturación hidráulica (*fracking*) que permite incrementar la permeabilidad del yacimiento. También se utiliza el término kerogen oil para referirse a este tipo de petróleo.

**Arenas bituminosas u Oil Sands:** Arenas impregnadas en bitumen (hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad). Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir. Su explotación depende de la profundidad del yacimiento, se realiza bien a través de minería a cielo abierto con tratamientos posteriores mediante diluyentes y calentamiento del bitumen o bien para profundidades en la que no es posible este procedimiento, mediante la perforación de pozos horizontales, inyectando vapor de agua a alta temperatura para reducir la viscosidad del crudo de forma que le permita fluir.

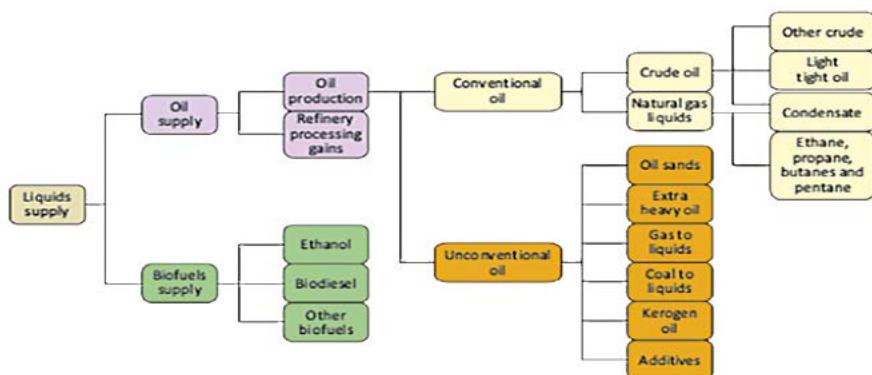
**Tight Oil/Gas:** Petróleo/gas provenientes de reservorios con baja porosidad y permeabilidad. Para su extracción se utiliza también la fracturación hidráulica.

Adicionalmente se incluyen como hidrocarburos no convencionales, el gas de yacimientos de carbón: *coalbed methane* (CBM), pizarras bituminosas, hidrocarburos líquidos de los procesos *coal-to-liquids* (CTL) y *gas-to-liquids* (GTL), gas procedente del proceso *coal-to-gas* (CTG), así como el gas de hidratos de metano.

La mayor concentración de arenas bituminosas se encuentra en Canadá, la de *shale* /pizarras bituminosas en Estados Unidos y la de crudos extrapesados en Venezuela.

En la Figura 1.2 se presenta un esquema de cómo entran en la composición del conjunto de los hidrocarburos líquidos, los hidrocarburos tanto de origen convencional como no convencional.

Figura 1.2 Esquema de producción de hidrocarburos líquidos



Fuente: IEA

A efectos de la Figura 1.2, los hidrocarburos convencionales líquidos (*conventional oil*) incluyen el crudo y el LTO (*light tight oil*) junto con los hidrocarburos líquidos de yacimientos de gas (NGL<sup>s</sup> por sus siglas en inglés), mientras que en los no convencionales (*unconventional oil*) entran los crudos extrapesados, arenas bituminosas (*oil sands*), kerógeno (*shale oil*), GTL (*gas to liquid*), CTL (*coal to liquid*) y aditivos. Se completa el esquema de producción con la incorporación de distintos tipos de biocombustibles obtenidos de la biomasa.

### 1.1.3. Breve evolución histórica

Resulta interesante conocer algunas curiosidades sobre el origen del desarrollo y utilización del petróleo y del gas natural. En el caso del petróleo, existen referencias de su uso que se remontan a la antigüedad, por ejemplo para impermeabilización, para calafatear embarcaciones, medicinas, etc. En épocas más recientes, en concreto en el siglo XV, se conoce que en Bakú (Azerbaián) se utilizaba el crudo en lámparas de aceite. Así mismo, en Rumanía está documentado el uso de queroseno en lámparas para iluminación.

#### Algunas fechas históricas

1821: Producción de *Shale Gas* en *Dunkirk Shale*, que se empleó para iluminar la ciudad de Fredonia, en el Estado de Nueva York.

1859: Primera perforación de un pozo de petróleo, obteniendo una producción de 25 barriles diarios, en Titusville, Pensilvania.

1956: Primeros trabajos documentados de fracturación hidráulica en Kansas, Estados Unidos.

No obstante, se considera como punto de partida del desarrollo de la industria petrolera moderna, la fecha del 27 de agosto de 1859, cuando el coronel Edwin L. Drake consiguió petróleo mediante la perforación de un pozo de 21 metros, cerca de Titusville en Pensilvania, con una producción de 25 barriles diarios. También cabe mencionar en 1901 el hallazgo de petróleo en el pozo de Spindletop en Texas con una producción de 100.000 barriles diarios. La producción en 1859 de Estados Unidos fue de 2.000 barriles, pasando en el año 1900 a 64 millones de barriles y en 1925 a 1.000 millones de barriles. Fuera de Estados Unidos los mayores descubrimientos corresponden a Irán en 1908, Venezuela 1910, Irak en 1927 y Arabia Saudí en 1938.

En cuanto al gas natural, su uso también tiene referencias en la antigüedad, fundamentalmente en iluminación, aunque su verdadera expansión estuvo ligada al

desarrollo de tuberías de acero para soportar altas presiones, reconociéndose el primer transporte de alta presión entre Newton y Titusville (Pensilvania, EE.UU) en 1872. Así, ha sido en los países industrializados con yacimientos propios donde se ha generalizado su consumo, caso del Reino Unido con el gas del Mar del Norte, de Siberia y los Urales en Rusia, del valle del Po en Italia, de Lacq en Francia, de Groninga en Alemania, etc.

Por lo que respecta a la historia de los hidrocarburos no convencionales, cuyo desarrollo se trata extensamente en este libro, la producción de *shale gas* se remonta al año 1821 en Estados Unidos, como se comentará con más detalle en posteriores capítulos del documento. Sin embargo, ha sido en las últimas décadas con el desarrollo de técnicas de perforación horizontal junto con el uso de la fracturación hidráulica en Estados Unidos, cuando la explotación masiva de estos hidrocarburos ha tenido lugar, caso por ejemplo de los yacimientos de Eagle Ford en Texas, Bakken en Dakota del Norte, Niobrara en Nuevo México, etc. Por su parte, la producción de *light tight oil* se inició al comienzo de la década de 1950<sup>9</sup> en Dakota del Norte, extendiéndose a otros Estados, así como a otros países como Argentina, Rusia o China, todo ello sin olvidar la explotación de las arenas bituminosas de Canadá o los crudos extrapesados de la cuenca del Orinoco en Venezuela.

En España, en Puertollano (Ciudad Real), se contaba con importantes minas de carbón en las que, entre las diferentes capas, existían pizarras bituminosas con un contenido de productos aceitosos similares al petróleo, que oscilaba entre el 10% y el 15%. Para su tratamiento, el 19 de mayo de 1952, se puso en marcha un proceso para la destilación de pizarras, proceso que iba acompañado de una serie de plantas en las que se acondicionaba la pequeña cantidad de combustibles que se obtenía y, sobre todo, se refinaba el producto rey derivado del aceite de pizarra: los populares lubricantes «CS»<sup>10</sup>.

#### 1.1.4. Demanda, reservas y oferta

##### a) Demanda

La demanda global de petróleo en 2014 alcanzó los 92.086 kb/d (miles de barriles diarios)<sup>11</sup>, con un crecimiento medio anual del 1,4 % desde 1990, crecimiento que ha tenido lugar fundamentalmente fuera de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) con un 2,7 % de media anual, alcanzándose en 2013 un consumo similar en ambas áreas y superando a los países OCDE en cerca de 2.000 kb/d en 2014 (Tabla 1.2.). No obstante, en los últimos años estas tasas de crecimiento se han venido debilitando, llegando a ser incluso negativas en la OCDE en el periodo 2000

9 El 25 de junio de 2014 tuvo lugar en la ciudad de Tioga en Dakota del Norte una celebración popular con motivo de haber alcanzado un millón de barriles diarios de producción de petróleo no convencional.

10 Fuente: Repsol

11 Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015. Incluye consumos internos, bunkers, biocombustibles, derivados del carbón (CTL) y del gas natural (GTL) así como combustibles y pérdidas de refino.



a 2014, motivado entre otras razones, por la crisis económica en los países desarrollados, la mejora en la eficiencia energética y los altos precios del petróleo<sup>12</sup>.

Tabla 1.2 Evolución de la demanda de petróleo y gas

CONSUMOS	1990	2000	2014	2014 vs. 1990 V.A. (%)	P. 2014 (%)
<b>PETRÓLEO (kb/d)</b>	<b>66.737,4</b>	<b>76.867,8</b>	<b>92.086,2</b>	<b>1,4</b>	<b>100,0</b>
OCDE	41.692,2	48.292,3	45.057,4	0,3	48,9
NO OCDE	25.045,3	28.575,5	47.028,8	2,7	51,1
<b>GAS (bcm)</b>	<b>1.958,1</b>	<b>2.417,7</b>	<b>3.393,0</b>	<b>2,3</b>	<b>100,0</b>
OCDE	999,5	1.355,3	1.578,6	1,9	46,5
NO OCDE	958,6	1.062,4	1.814,3	2,7	53,5

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

La demanda de gas natural en 2014 se situó en 3.393 bcm (miles de millones de metros cúbicos) con un importante crecimiento medio anual del 2,3% desde 1990 (Tabla 1.2) y con aumentos significativos dentro y fuera de la OCDE.

#### b) Reservas y producción

Las reservas probadas<sup>13</sup> de petróleo a finales de 2014 (Tabla 1.3) alcanzaron a nivel mundial los 1.700,1 Gb (miles de millones de barriles), siendo su relación respecto a la producción (R/P) de 52,5 años, cifra esta última que pese a los incrementos en el consumo en las últimas décadas, no ha dejado de aumentar debido a la fuerte incorporación de nuevos volúmenes de reservas descubiertos.

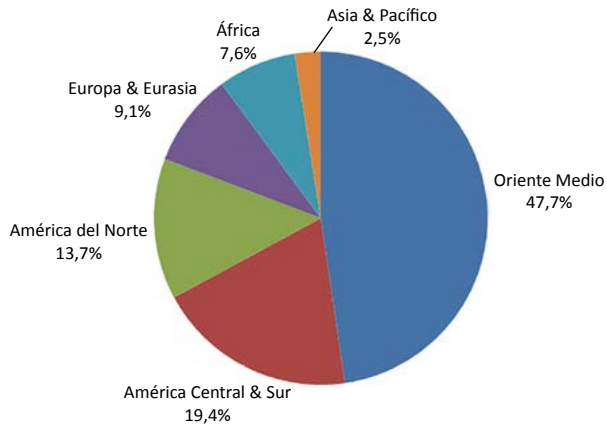
En la Figura 1.3 se presenta la distribución porcentual por zonas geográficas de las reservas probadas en 2014, siendo Oriente Medio con un 47,7 %, América Central y del Sur con un 19,4 % y América del Norte con un 13,7 %, las áreas donde se concentran la mayor parte de las mismas. En conjunto, los países de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) controlan el 71,6 % de las reservas probadas, la OCDE el 14,6 % y FSU<sup>14</sup> (Antigua URSS) el 8,3 %.

<sup>12</sup> Desde junio de 2014, cuando se alcanzó el máximo anual, los precios del barril de petróleo han llegado a disminuir hasta cerca del 70%. Con fecha de 2 de mayo de 2016, los precios están en el entorno de los 45 euros el barril.

<sup>13</sup> Las reservas probadas se definen como volúmenes descubiertos con una probabilidad del 90 % de extracción con los medios técnicos y económicos actuales.

<sup>14</sup> FSU: Former Soviet Union. En el BP Statistical Review se refiere con este nombre a los países que formaban en su día la antigua URSS.

Figura 1.3 Distribución de las reservas probadas de petróleo en 2014



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

La evolución de las reservas probadas de petróleo en las últimas décadas se incluye en la Tabla 1.3. por zonas geográficas, apreciándose los importantes aumentos habidos en la zona de América Central y Sur por la incorporación de los crudos extrapesados de Venezuela y, en América del Norte, por el petróleo no convencional de Canadá y Estados Unidos. El incremento de reservas de petróleo entre 1990 y 2014 ha sido del 65,5% con un 2,1 % de media anual. Desde el año 2000, este aumento ha sido del 30,7%, correspondiente a una media del 1,9 % por año.

Tabla 1.3. Reservas probadas y producción de petróleo

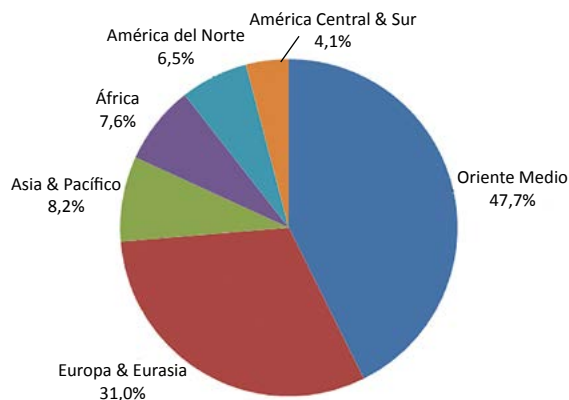
	1990	2000	2014	2014 vs. 1990 V.A. (%)	P. 2014 (%)
<b>RESERVAS (GB)</b>	<b>1.027,5</b>	<b>1.300,9</b>	<b>1.700,1</b>	<b>2,1</b>	<b>100,0</b>
América del Norte	125,4	232,1	232,5	2,6	13,7
América C. & Sur	71,5	97,9	330,2	6,6	19,4
Europa & Eurasia	75,9	141,1	154,8	3,0	9,1
Oriente Medio	659,6	696,7	810,7	0,9	47,7
África	58,7	93,0	129,2	3,3	7,6
Asia & Pacífico	36,3	40,1	42,7	0,7	2,5
OPEP	763,4	849,7	1.216,5	2,0	71,6
OCDE	144,5	256,2	248,6	2,3	14,6
UE	8,1	8,7	5,8	-1,4	0,7
FSU (ANTIGUA URSS)	58,4	120,5	141,9	3,8	8,3
<b>PRODUCCIÓN (kb/d)</b>	<b>65.384,9</b>	<b>74.925,2</b>	<b>88.672,6</b>	<b>1,3</b>	<b>-</b>
<b>R/P (Años)</b>	<b>43,1</b>	<b>47,4</b>	<b>52,5</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

Por lo que respecta al gas natural, las reservas probadas se situaron en 187,1 tcm con un ratio de reservas sobre producción (R/P) de 54,1 años<sup>15</sup>. En la Figura 1.4 se incluye la distribución porcentual por áreas geográficas en 2014, destacando el peso de Oriente Medio con un 42,7 % (Irán y Qatar), y Europa & Eurasia con un 31% (Federación Rusa, Turkmenistán). En América del Norte, Estados Unidos participa con un 5,2% (con un incremento del 2,0 % sobre 2013, y del 11,9 % sobre 2012) debido a la incorporación de gas no convencional.

<sup>15</sup> Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

Figura 1.4. Distribución de las reservas probadas de gas en 2014



Fuente: BP Statistical Review the World Energy 2015

Su evolución en los últimos años se indica la Tabla 1.4. El incremento de reservas de gas natural entre 1990 y 2014 ha sido del 71,0 % con un 2,3 % de media anual. Desde el año 2000, este aumento ha sido del 34,2 %, correspondiente a una media del 2,1 % por año.

Tabla 1.4. Reservas probadas y producción de gas natural

	1990	2000	2014	2014 vs. 1990 V.A. (%)	P. 2014 (%)
<b>RESERVAS (tcm)</b>	<b>109,4</b>	<b>139,4</b>	<b>187,1</b>	<b>2,3</b>	<b>100,0</b>
América del Norte	9,5	7,5	12,1	1,0	6,5
América C. & Sur	5,2	6,9	7,7	1,7	4,1
Europa & Eurasia	38,5	41,7	58,0	1,7	31,0
Oriente Medio	38,0	59,0	79,8	3,1	42,7
África	8,6	12,5	14,2	2,1	7,6
Asia & Pacífico	9,7	11,9	15,3	1,9	8,2
OCDE	15,7	14,2	19,5	0,9	10,4
NO OCDE	93,7	125,2	167,6	2,5	89,6
UE	3,4	3,4	1,5	-3,4	0,8
FSU (Antigua URSS)	33,3	37,0	54,6	2,1	29,2
<b>PRODUCCIÓN (bcm)</b>	<b>1.983,1</b>	<b>2.416,1</b>	<b>3.460,6</b>	<b>2,3</b>	-
<b>R/P (Años)</b>	<b>55,2</b>	<b>57,7</b>	<b>54,1</b>	-	-

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

Por lo que respecta a la oferta, la producción de petróleo en 2014 alcanzó los 88.672,6 kb/d (miles de barriles por día) con un incremento del 2,4 % sobre 2013. La producción de petróleo no convencional en 2014 se situó en los 7.600 kb/d, esto es, en torno al 8,5 % del total<sup>16</sup>. En la Tabla 1.5 se presenta la evolución de la producción en el periodo 1990 a 2014, siendo el incremento medio anual del 1,3%, con aumentos significativos en Oriente Medio, fundamentalmente en Arabia Saudí, en Europa & Eurasia en Rusia y en América del Norte en Estados Unidos, por citar las áreas de mayor peso. La participación de los países de la OPEP fue del 41,3 %.

En este punto conviene resaltar, por sus implicaciones en los mercados internacionales de crudo, el hecho de que Estados Unidos en 2014 produjo 11,64 millones de barriles diarios<sup>17</sup>, cifra similar a la de Arabia Saudí con 11,51 millones de barriles por día. La producción de Estados Unidos en 2014 aumentó un 15,9 % sobre 2013 mientras que la de Arabia Saudí sólo lo hizo en un 0,9 %.

Tabla 1.5. Evolución de la producción de petróleo (kb/d)

PRODUCCIÓN PETRÓLEO (kb/d)	1990	2000	2014	2014 vs. 1990 V.A. (%)	P. 2014 (%)
América del Norte	13.822,8	13.891,0	18.720,6	1,3	21,1
América C. & Sur	4.506,7	6.651,1	7.613,1	2,2	8,6
Europa & Eurasia	16.074,2	15.010,2	17.197,8	0,3	19,4
Oriente Medio	17.540,2	23.723,5	28.554,7	2,1	32,2
África	6.724,9	7.760,3	8.262,9	0,9	9,3
Asia & Pacífico	6.716,1	7.889,1	8.323,5	0,9	9,4
<b>Total mundial</b>	<b>65.384,9</b>	<b>74.925,2</b>	<b>88.672,6</b>	<b>1,3</b>	<b>100,0</b>
OPEP	23.857,1	31.121,8	36.593,1	1,8	41,3
OCDE	18.848,0	21.568,1	22.489,0	0,7	25,4
UE	2.677,2	3.564,2	1.410,9	-2,6	1,6
FSU (Antigua URSS)	11.523,1	8.031,7	13.801,7	0,8	15,6

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

En gas natural, la producción en 2014 alcanzó los 3.460,6 bcm, destacando la participación de Estados Unidos, con un 21,4 %, y la de la FSU (Antigua URSS) con el

<sup>16</sup> Los datos para la producción mundial de petróleo provienen del BP Statistical Review of World Energy 2015, y los datos de petróleo no convencional del WEO 2015. Existe una diferencia en la producción total entre ambas referencias estadísticas de cerca de 1 Mb/d, siendo el dato del WEO para 2014 de 89,5 mb/d

<sup>17</sup> Fuente: BP Statistical Review of the World Energy 2015

22,0 % del total (Tabla 1.6.). En 2013, el gas no convencional –*shale & tight gas*, CBM, CTG- aportó el 18%<sup>18</sup> de la producción total mundial (632 bcm).

Tabla 1.6. Evolución de la producción de gas natural (bcm)

PRODUCCIÓN GAS (bcm)	1990	2000	2014	2014 vs. 1990 V.A. (%)	P. 2014 (%)
América del Norte	640,0	763,7	948,4	1,7	27,4
América C. & Sur	58,1	101,2	175,0	4,7	5,1
Europa & Eurasia	961,2	936,2	1.002,4	0,2	29,0
Oriente Medio	104,4	207,5	601,0	7,6	17,4
África	68,8	129,3	202,6	4,6	5,9
Asia & Pacífico	150,6	278,2	531,2	5,4	15,3
<b>Total mundial</b>	<b>1.983,1</b>	<b>2.416,1</b>	<b>3.460,6</b>	<b>2,3</b>	<b>100,0</b>
OCDE	851,7	1.073,9	1.248,2	1,6	36,1
Estados Unidos	504,3	543,2	728,3	1,5	21,0
UE	185,1	233,6	132,3	-1,4	3,8
FSU (Antigua URSS)	747,7	651,5	760,3	0,1	22,0

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

### Reservas, producción y consumos de petróleo y gas

Los países con mayores reservas probadas de petróleo son Venezuela (17,5%), Arabia Saudí (15,7%) y Canadá (10,2%)

Los mayores productores de petróleo en el mundo son Arabia Saudí (12,9%), Rusia (12,7%) y Estados Unidos (12,3%)

Los mayores consumidores de petróleo son Estados Unidos (19,9%), China (12,4%) y Japón (4,7%)

Los países con mayores reservas probadas de gas son Irán (18,2%), Rusia (17,4%) y Qatar (13,1%)

Los mayores productores de gas son Estados Unidos (21,4%), Rusia (16,7%) y Qatar (5,1%)

Los mayores consumidores de gas son Estados Unidos (22,7%), Rusia (12%) y China (5,4%)

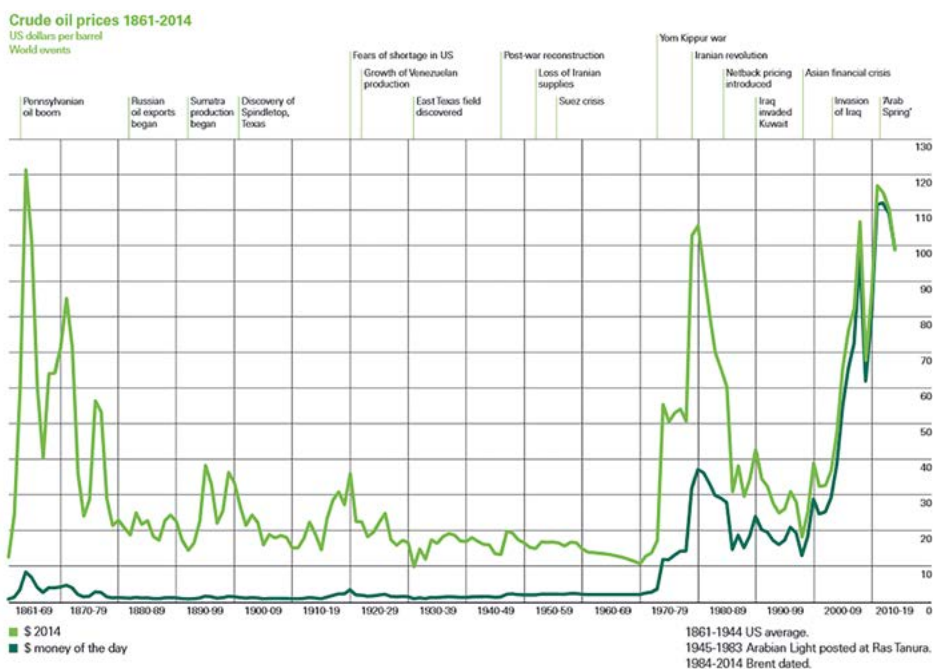
Datos de 2014, BP Statistical Review 2015

<sup>18</sup> Fuente: IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2015.

### 1.1.5. Precios del crudo y gas natural

En la Figura 1.5 se presenta la evolución histórica de los precios del petróleo en dólares corrientes y en dólares constantes de 2014<sup>19</sup>, donde se puede apreciar los efectos de la distintos conflictos geopolíticos en los precios del crudo, tales como los dos habidos en la década de los 70, la guerra del Yom Kippur y la revolución iraní - cuando el precio en términos nominales se multiplicó por 30 pasando de 1,2 a 36 US\$/b - o más recientemente los efectos de la invasión de Irak y la llamada primavera árabe, con precios superando los 110 US\$/b.

Figura 1.5. Evolución histórica del precio del petróleo (US\$/b)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

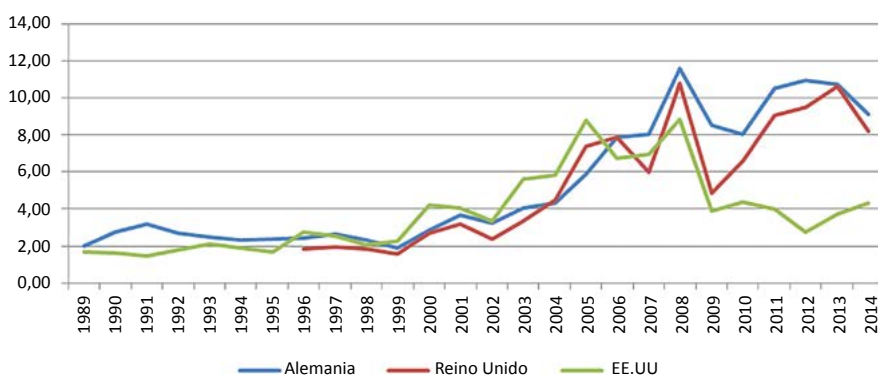
Desde 2011 los precios se mantuvieron estables en el entorno de los 100 US\$/b, hasta las caídas producidas en los últimos meses de 2014, 2015 y comienzos de 2016 donde se han vuelto a ver precios por debajo incluso de los 30 US\$/b. Este hecho, al que no es ajeno el incremento de la oferta, es debido por una parte al mantenimiento e incluso incremento de la cuota de la producción por parte de la OPEP y, de otra, al fuerte aumento en la producción de hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos, todo ello en un contexto de debilidad

<sup>19</sup> Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015.

de la demanda. Durante el primer trimestre de 2016<sup>20</sup> se ha observado cierta recuperación de los precios, llegando a alcanzar el entorno de los 45 dólares por barril.

En cuanto a precios del gas natural, su evolución<sup>21</sup> se recoge en la Figura 1.6 para tres referencias, de Estados Unidos (*Henry Hub*), Reino Unido (*Heren NBP Index*) y Alemania (*Average Import Price cif*<sup>22</sup>), expresados en dólares (US\$) por millón de Btu. Destaca la bajada del precio de referencia en Estados Unidos en los últimos años, en la que ha influido sin duda la mayor oferta por el incremento en la producción de gas no convencional (*tight gas* y *shale gas*).

Figura 1.6. Evolución histórica del precio del gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

Durante 2015 y del primer trimestre de 2016 se está experimentando una convergencia de los precios del gas, estrechándose de forma significativa los diferenciales de precios entre los principales mercados regionales.

### 1.1.6. Principales actores

Dentro del contexto histórico del desarrollo del mundo del petróleo y el gas, resulta necesario hacer una referencia a los principales actores que intervienen o han intervenido en su puesta en valor.

En primer lugar, el sector privado, que fue quien inicialmente tuvo el protagonismo en la industria petrolera. En este ámbito, hay que referirse necesariamente a las grandes

<sup>20</sup> Momento de redacción del presente documento

<sup>21</sup> Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

<sup>22</sup> Cif= cost+insurance+freight (average prices)



compañías petroleras angloamericanas que en el siglo pasado llegaron a controlar hasta un 85 % de las reservas conocidas en su época y que inicialmente estaban formadas por las que en su día se denominaron coloquialmente como las siete hermanas: la *Anglo-Iranian Oil Company* -AIOC- (hoy BP); *Gulf Oil Corporation*; *Standard Oil of California* (Socal); Texaco (hoy Chevron); Royal Dutch Shell; Standard Oil of New Jersey (Esso); y *Standard Oil Company of New York* (Mobil) (hoy ExxonMobil).

Actualmente estas empresas o las herederas de las mismas han cedido el protagonismo en cuanto a producción y reservas se refiere a las llamadas NOC (*National Oil Companies*), entre otras: Saudi Aramco, NIOC (*National Iranian Oil Company*), Qatar Petroleum, INOC (*Irak National Oil Company*), PDVSA (Venezuela), ADNOC (*Abu Dhabi Oil Company*), PEMEX (México), NNPC (*Nigerian National Oil Company*), NOC (Libia), SONATRACH (Algeria). Se estima que las NOC alcanzarían el 75% de las reservas, mientras que las denominadas IOC (*International Oil Companies*) estarían en torno al 25%.

Adicionalmente a las compañías petroleras públicas y privadas, dos entidades han jugado un papel significativo en el mundo del petróleo y gas, por el lado de los países productores, la mencionada OPEP<sup>23</sup> y, en cuanto a los países consumidores pertenecientes a la OCDE, la Agencia Internacional de la Energía<sup>24</sup>.

Por lo que respecta a la OPEP, se trata de una organización intergubernamental creada en la Conferencia de Bagdad en septiembre de 1960, por cinco países, Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela.

Actualmente forman parte de la OPEP 13 países: Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudí, Venezuela, Qatar, Indonesia, Libia, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Nigeria, Ecuador y Angola, estando su sede actual en Viena.

Según sus estatutos, sus objetivos son: coordinar las políticas petroleras de sus estados miembros, asegurar la estabilización de los mercados petroleros al objeto de disponer de un suministro eficiente, económico y regular a los consumidores, y garantizar unos ingresos justos a los países productores así como una retribución adecuada de las inversiones en la industria petrolera.

La producción de petróleo del conjunto de países de la OPEP alcanzó, en 2014, 36.593 kb/d (miles de barriles por día), el 41,3 % del total mundial, y dispusieron del 71,6% de las reservas probadas, 1.216,5 Gb (miles de millones de barriles), con un ratio R/P (reservas sobre producción) de 91,1 años.

<sup>23</sup> [www.opec.org](http://www.opec.org)

<sup>24</sup> [www.iea.org](http://www.iea.org)

La Agencia Internacional de la Energía fue creada en noviembre de 1974, después de las crisis petroleras de los años 1973 y 1974, al objeto de coordinar las respuestas colectivas en casos de grandes cortes de suministro de petróleo. La forman actualmente 29 países pertenecientes a la OCDE<sup>25</sup>, estando su sede en París. España forma parte de la Agencia desde su fundación.

El consumo de petróleo del conjunto de países de la OCDE en 2014 fue de 45.057,4 kb/d (miles de barriles diarios), cifra que representa el 48,9 % del total mundial. En gas, el consumo mundial en el área OCDE fue de 1.578,6 bcm (miles de millones de metros cúbicos) cifra que representa el 46,5 % del total mundial.

Los mecanismos de respuesta de la Agencia ante situaciones de crisis fueron establecidos en 1974 en el denominado *International Energy Program - I.E.P. Agreement* -. Éste obliga a los países miembros a mantener un *stock* equivalente de crudos y productos petrolíferos de al menos 90 días de sus importaciones netas del año anterior y, en caso de crisis, a adoptar medidas tales como: la puesta a consumo de estos *stocks*; actuaciones para reducir la demanda; cambio, si fuese posible, a otros combustibles distintos del petróleo; incremento de la producción de petróleo doméstica o medidas para compartir con otros países las reservas de seguridad en caso necesario. Adicionalmente a los temas de seguridad energética, la Agencia trata aspectos relacionados con el desarrollo económico, el medio ambiente y las estadísticas energéticas.

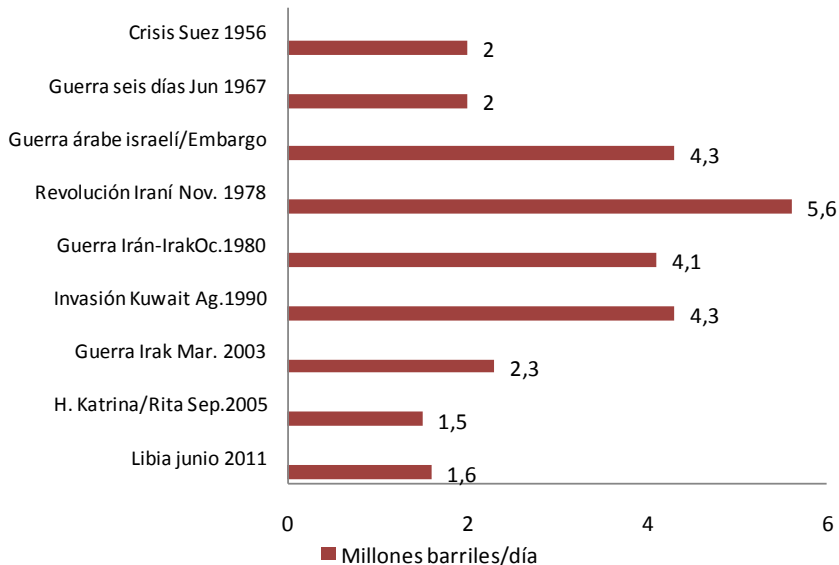
Respecto a las situaciones de crisis de abastecimiento, en la Figura 1.7 se indican algunas de las más significativas, así como sus efectos expresados en pérdidas máximas de suministro en millones de barriles por día. La más llamativa corresponde a la ocasionada durante la revolución iraní de noviembre de 1978 hasta abril de 1979, que en el pico de mayor pérdida de suministro alcanzó los 5,6 millones de barriles diarios.

Desde su creación, la Agencia ha actuado en tres ocasiones poniendo en el mercado reservas mediante acciones coordinadas, en respuesta a la Guerra del Golfo en 1991, durante los huracanes Katrina y Rita en el Golfo de México en 2005, y más recientemente en junio de 2011 durante la crisis de Libia poniendo en mercado 60 millones de barriles para compensar la pérdida de producción.<sup>26</sup>

<sup>25</sup> Aunque para pertenecer a la Agencia Internacional de la Energía se debe ser miembro de la OCDE no todos los países de esta organización pertenecen a la Agencia.

<sup>26</sup> Fuente: IEA (International Energy Agency)

Figura 1.7 Principales crisis petroleras y consecuentes pérdidas de suministro



Fuente: IEA

A nivel nacional, la mayoría de los países pertenecientes a la Agencia disponen de entidades que se encargan de la constitución y mantenimiento total o parcial de las reservas de emergencia y actúan en casos de crisis de forma coordinada con la Agencia y los respectivos gobiernos, contribuyendo a garantizar en todo momento la seguridad de abastecimiento de hidrocarburos. En España, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, CORES,<sup>27</sup> cumple estos objetivos.

En cuanto a otros actores que intervienen en el mundo del petróleo y gas, cabe mencionar el Consejo Mundial de la Energía (WEC)<sup>28</sup> y el Consejo Mundial del Petróleo (WPC)<sup>29</sup> cuyas reuniones periódicas son de gran relevancia en sus respectivos ámbitos. En el caso del gas, cabe citar el Grupo Internacional de Importadores de GNL (GIIGNL)<sup>30</sup> y la International Gas Unión (IGU)<sup>31</sup>. Por último, por su influencia en el sector, conviene resaltar, en lo relacionado a cuestiones medioambientales, el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC por su siglas en inglés)<sup>32</sup>, auspiciado por las Naciones Unidas.

<sup>27</sup> [www.cores.es](http://www.cores.es)

<sup>28</sup> <http://www.worldenergy.org/>

<sup>29</sup> <http://www.world-petroleum.org/>

<sup>30</sup> [www.giignl.org](http://www.giignl.org)

<sup>31</sup> [www.igu.org](http://www.igu.org)

<sup>32</sup> [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)

## 1.2. La cadena de valor en la industria petrolera y gasista

En este apartado se analizan las actividades de la industria petrolera y del gas, incluyendo las derivadas del tratamiento de hidrocarburos no convencionales. Para la clasificación de estas actividades se utilizan tradicionalmente los términos de *Upstream* para referirse a la exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, y *Downstream* que engloba, entre otras actividades, las correspondientes a refino, petroquímica, logística, marketing y comercialización, cuyo objeto es el transformar estas materias primas en los productos finales que requiere la demanda.

A continuación se analizan las actividades de exploración y producción y las de procesos de refino.

### 1.2.1. Exploración y producción

En cuanto a la exploración y producción, señalar dos aspectos fundamentales que son inherentes a estas actividades: de una parte, los continuos avances que se han venido produciendo en ambas áreas y, por otra, la cuantía de las inversiones que son necesarias para mantener los niveles de producción requeridos. Bajo estas dos premisas, se ha desarrollado tradicionalmente esta industria, especialmente en los últimos años, poniendo en producción los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, por ejemplo en Estados Unidos y Canadá, o en aguas profundas en Brasil, incluso las exploraciones que se vienen realizando en el Ártico. A continuación, se presenta una síntesis de los procedimientos más significativos que comprenden estas actividades.

Respecto a la exploración, el conocimiento geológico del terreno es fundamental a cuyo fin se utilizan técnicas como la gravimetría, la sísmica de reflexión y la imagen electromagnética.

La gravimetría se basa en medir la atracción gravitacional, lo cual permite detectar anomalías relacionadas con la densidad de las rocas y situar así estructuras susceptibles de contener hidrocarburos.

Los estudios de sísmica se basan en la emisión de ondas de sonido en la superficie, los cuales se reflejan en los diferentes estratos del subsuelo y son recogidos mediante geófonos o hidrófonos en el caso de pruebas en el mar. En tierra, las ondas de sonido se generan mediante explosiones o mediante camiones especiales, y en el caso del mar, mediante pulsos con aire comprimido realizados mediante un cañón sumergido remolcado por una embarcación, los cuales se registran en hidrófonos detrás del barco. Según el volumen y tipo de datos obtenidos, se pueden construir imágenes en dos (2D) o tres dimensiones (3D).

La imagen electromagnética que complementa la imagen sísmica, se basa en las diferentes resistividades eléctricas de los materiales- por ejemplo entre rocas con o sin petróleo- y se lleva a cabo a través de la emisión de señales de baja frecuencia cuyas ondas se recogen en receptores. Así mismo, esta técnica facilita las tareas de exploración en zonas en las que pudiesen existir problemas medioambientales.

Otra actividad fundamental en *Upstream* es la relativa a la perforación, en la que se incluyen aspectos relativos a brocas, herramientas de perforación, utilización de lodos, cimentación de pozos, etc. La perforación por rotación es la técnica que se usa en la actualidad, mediante brocas colocadas en el extremo de un tubo hueco que gira realizándose el trabajo por el peso del tubo y la rotación. Cabe mencionar dos tipos de brocas que son típicas, la formada por tres conos dentados que giran, o las estáticas con incrustaciones de diamantes sintéticos. Por lo que respecta a los lodos, incluyen mezclas de productos químicos que se bombean por el centro de las tuberías de perforación y cumplen tareas de lubricación, refrigeración y arrastre de los materiales de la perforación.

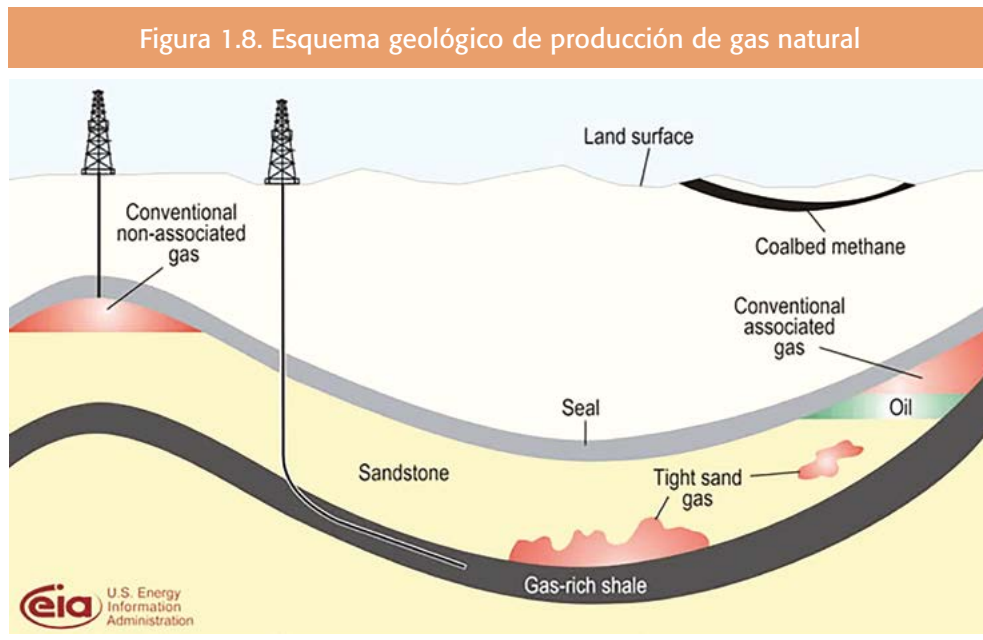
También cabe mencionar en el contexto de estas actividades, el desarrollo de técnicas de perforaciones direccionales utilizadas para complementar las verticales tradicionales cuando se requieren perforaciones en ángulo, por ejemplo en *offshore* aguas profundas, para zonas de acceso difícil, o en la explotación de hidrocarburos no convencionales.

En relación al desarrollo de las técnicas en yacimientos *offshore*, se realiza mediante estructuras fijas o flotantes, que permiten trabajar en aguas cada vez más profundas. En el caso de plataformas fijas, están construidas mediante estructuras reticulares de acero, ancladas al fondo del mar, y en las que se instalan los distintos equipos de perforación y producción, mientras que en aguas profundas se usan instalaciones submarinas que conectan a plataformas flotantes.

En cuanto a la producción propiamente dicha, incluye aspectos tales como el revestimiento o entubamiento del pozo, la estimulación del yacimiento, instalación de los equipos de producción, tuberías, bombas, válvulas, etc., así como una serie de técnicas para mejorar los rendimientos como puede ser el fracturamiento hidráulico (*fracking*), la acidificación matricial, las técnicas de levantamiento artificial y, en definitiva, todas las tecnologías denominadas de recuperación mejorada para maximizar la producción de hidrocarburos.

La fracturación hidráulica se realiza mediante la inyección a alta presión de un fluido, al objeto de fracturar la roca y liberar los hidrocarburos atrapados en la misma, procedimiento que se utiliza ampliamente en el caso de la producción de hidrocarburos no convencionales. En la acidificación matricial se utilizan productos químicos para incrementar la permeabilidad del yacimiento y, en cuanto a las técnicas de levantamiento artificial, se debe citar la inyección de gas a alta presión o la utilización de bombas sumergibles eléctricas o mecánicas.

A efectos ilustrativos, la Figura 1.8 incluye un esquema geológico de la producción de gas natural convencional y no convencional, elaborado por la EIA americana.



Fuente: EIA (US Energy Information Administration)

Se incluyen más detalles sobre la fracturación hidráulica en el próximo capítulo.

### 1.2.2. Procesos de refino

El paso siguiente en la cadena de tratamiento de los hidrocarburos para obtener los productos que demanda el mercado, consiste en su transporte y proceso en refinerías y plantas de tratamiento.

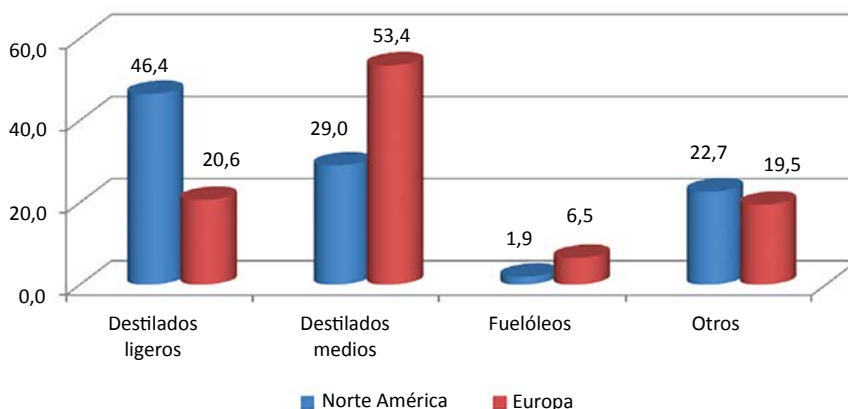
En cuanto a procesos de refino de crudos de petróleo, existen diferentes esquemas de producción basados fundamentalmente en dos aspectos, por una parte en la estructura de la demanda de productos a obtener, en cantidad y calidad, y por otra, en el *mix* de crudos a procesar. Además, hay que mencionar los condicionamientos medioambientales, por ejemplo las limitaciones en las emisiones de CO<sub>2</sub> o la mejora en las especificaciones de los productos.<sup>33</sup>

Un ejemplo de las diferencias en la estructura de la demanda de productos se puede visualizar en la Figura 1.9, comparando los porcentajes de consumos en destilados ligeros

<sup>33</sup> Caso por ejemplo como la reducción en el contenido en azufre en los bunkers marinos en 2020.

y medios y productos pesados en Norteamérica y en Europa derivados fundamentalmente del tipo de motorización principal, gasolina o diésel, usada en el transporte. Estas diferencias condicionan el tipo de unidades de conversión a instalar así como su operativa, enfocadas bien a la producción de gasolinas (*cracking* catalítico) caso de Estados Unidos, o a la de gasóleos (*hydrocracking*) en Europa.

Figura 1.9. Demanda de productos norteamericanos vs. europeos 2014 (%)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

Partiendo de la refinería más simple, la denominada del tipo *Hydroskimming*, que incorpora unidades de destilación, de desulfuración y de reformado de naftas para producir gasolinas, y que se caracteriza por la obtención de altos rendimientos en residuos, se llega a esquemas mucho más complejos con unidades denominadas de conversión, tipo *cracking* catalítico (FCC), *hydrocracking* o *coking*, donde parte de los residuos de la destilación se transforman en fracciones ligeras y medias que entran en la formulación de las gasolinas y gasóleos. En cuanto a la calidad de los productos, las reducciones del contenido en ciertos elementos no deseables como el azufre afectan el diseño y operación de las plantas de proceso.

Por lo que respecta al *mix* de crudos, la utilización de crudos más pesados, sin duda, condiciona y cada día condicionará más la estructura de las refinerías. Mención especial merece el caso de los hidrocarburos no convencionales donde según el origen del crudo y su tratamiento primario en el proceso de extracción, bien a pie de pozo o a cielo abierto, se precisan tratamientos adicionales para la obtención de los denominados crudos sintéticos. Una breve descripción de los principales procesos existentes en las refinerías actuales se recoge en el Anexo 1 del presente documento.

Con respecto a la actividad de refino, mencionar dos aspectos relativos a la capacidad instalada y su grado de ocupación o utilización, junto con la evolución de los márgenes de refino.

A nivel mundial la capacidad de refino instalada en 2014 se situó en 96.513,9 kb/d (miles de barriles por día). El porcentaje de ocupación fue del 79,6%, el porcentaje más bajo desde 1987. (Tabla 1.8)

Tabla 1.8. Capacidades de refino - Grado de Utilización 2014			
	CAPACIDAD DE REFINO (kb/día)	PARTICIPACION %	GRADO DE UTILIZACIÓN %
OCDE	43.583,0	45,2	83,8
NO OCDE	52.930,8	54,8	76,1
UNIÓN EUROPEA	14.218,5	14,7	78,2
ANTIGUA URSS	8.423,0	8,7	83,9
<b>TOTALES</b>	<b>96.513,9</b>	<b>100,0</b>	<b>79,6</b>

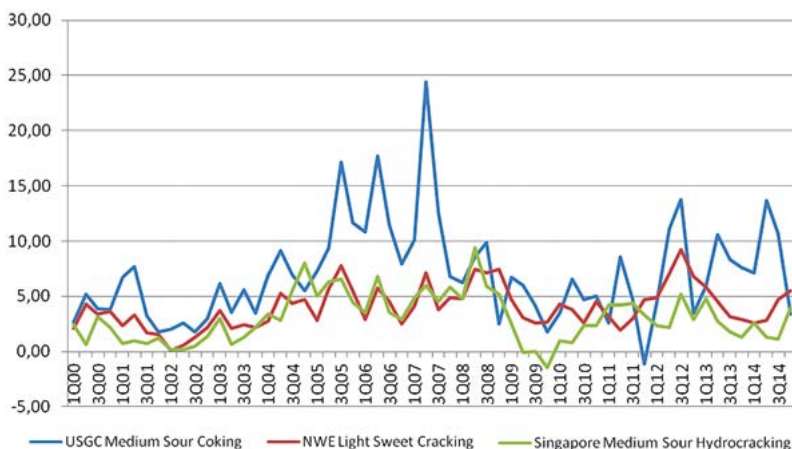
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

Durante los últimos ejercicios, se han producido incrementos de la capacidad de refino principalmente en China, India y Oriente Medio.

En cuanto a la evolución histórica de los márgenes de refino, en la Figura 1.10 se presentan, para el periodo 2000 a 2014, expresados en dólares por barril, los valores en tres zonas de referencia (Estados Unidos, Róterdam y Singapur), para esquemas de proceso y crudos típicos de cada área.



Figura 1.10. Evolución márgenes de refino (US\$/b)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015

### 1.3. La geopolítica del petróleo y el gas

#### 1.3.1. Situación general actual

Durante 2014 y 2015, el mundo de petróleo y del gas ha experimentado modificaciones importantes derivadas algunas de ellas de las tendencias de la oferta y demanda en los últimos años con consecuencias muy relevantes en los precios del crudo. Así, por ejemplo, cabe mencionar el aumento de la oferta de petróleo como resultado del auge significativo de la producción de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales. Con respecto a estos últimos, cabe citar el *shale oil* y *tight oil* en Estados Unidos, las arenas bituminosas de Canadá, o también el caso de la producción en aguas profundas en Brasil. Mientras, por el lado de la demanda, ha habido una ralentización del crecimiento económico en los países desarrollados, cuyos consumos actuales ya son inferiores al conjunto de países no OCDE.

Asimismo, los mercados de petróleo y gas se han visto y verán afectados en mayor o menor medida por circunstancias más puntuales o cuestiones de carácter geopolítico, como la decisión de mantener las cuotas de producción por la OPEP<sup>34</sup>, los conflictos en Oriente Medio, el acuerdo entre G5+1 e Irán, que supone el levantamiento de las sanciones a Irán, o el levantamiento del *oil ban* de exportaciones de petróleo estadounidense, sin olvidar otras cuestiones que atañen a países como Rusia.

<sup>34</sup> En la reunión del 27 de noviembre de 2014, la OPEP decidió mantener las cuotas de producción sin modificación en 30 millones de barriles diarios a pesar del aumento de la oferta existente.

Como se ha mencionado, desde 2014 se ha experimentado una caída muy significativa de los precios del petróleo llegando a estar el crudo del Mar del Norte *-Brent-* por debajo de los 30 US\$/b, lo que contrasta con la situación de estabilidad relativa mantenida desde 2011, en la que los precios se habían situado en el entorno de los 100 US\$/b.

De cara al futuro, la evolución de los mercados tenderá necesariamente a ajustarse de acuerdo con la oferta y demanda, por lo que sus análisis, junto con la situación de las reservas disponibles y las inversiones necesarias para su puesta en producción, son fundamentales. A este respecto, una de las referencias básicas es el informe que anualmente realiza la Agencia Internacional de la Energía (AIE) denominado *World Energy Outlook*.

Así la AIE, en el escenario central (NPS) de su último WEO publicado<sup>35</sup>, estima que la demanda de combustibles líquidos<sup>36</sup>, partiendo de la situación de 2014 con 92,1 Mb/d (millones de barriles diarios), continuará creciendo hasta los 107,7 Mb/d en 2040, a una media anual hasta 2020 del 1%, del 0,7% hasta 2030 y del 0,6% hasta 2040. En conjunto, el crecimiento hasta 2040 sería del 15,6 %, con el área no-OCDE aumentando al 1,5% anualmente - un 3,7% en India y un 1,5% en China - mientras que en los países de la OCDE se produciría una reducción media anual del 1,2%. En el año 2040, el 75% del consumo de petróleo se destinará al transporte y a la industria petroquímica como materia prima.

En cuanto al suministro de petróleo, se espera alcance en 2040 los 103,5 Mb/d (millones de barriles diarios), proviniendo el incremento, respecto a la producción actual, de hidrocarburos no convencionales que alcanzarían el 14% del total, mientras que la producción de crudos convencionales se mantendría estable en este periodo. Habría dos periodos distintos, el primero hasta 2020, con una aportación significativa del área no OPEP, en especial del petróleo no convencional- *shale oil* y *tight oil*- en Estados Unidos, arenas bituminosas en Canadá, NGLs en diversas zonas, aguas profundas en Brasil. Posteriormente, debido a las reducciones en la producción de petróleo convencional en Rusia o China, o el estancamiento en la producción de crudos no convencionales en Estados Unidos, entre otras circunstancias, se pasaría a una dependencia mayor de la OPEP, llegando a representar en 2040 el 49 % del total mundial, frente al 41 % actual.

Por lo que respecta a la demanda de gas natural, se estima un crecimiento significativo, incrementándose en el periodo hasta 2040 en más de la mitad del consumo actual, con aumentos importantes no solo en los países asiáticos sino también en el área de la OCDE – en esta zona para 2030 será el combustible principal del *mix* energético- debido, entre otros factores, a las regulaciones medioambientales. En los países fuera de la OCDE

<sup>35</sup> Fuente: World Energy Outlook 2015

<sup>36</sup> Incluye biocombustibles

se espera un aumento medio anual hasta 2040 del 2,1% respecto a 2013, frente al 0,5% de la OCDE, siendo China, con un crecimiento 4,7 %, e India, con un 4,6%, los países destacados. En cuanto a la producción de gas, las previsiones de la Agencia en su escenario central, estiman un crecimiento medio anual entre 2013 y 2040 del 1,4 % mundial, 0,9 % en la OCDE y 1,7 % en los países fuera del organismo. Respecto al gas no convencional, se estima que aportará el 32 % en 2040, frente al 18 % de 2013.

Un aspecto importante a considerar, si se quiere lograr que la producción se adecue a los niveles de consumo de hidrocarburos requeridos, es el de las inversiones que es preciso realizar. Según la AIE<sup>37</sup>, las inversiones de capital requeridas a nivel mundial para alcanzar los niveles de producción necesarios, en el *Upstream* (exploración y producción) en los sectores del petróleo y gas natural, en el periodo 2015 a 2040, se estiman en 20 trillones de dólares<sup>38</sup> – 25 trillones incluyendo las inversiones en refino y transporte.

### 1.3.2. Grandes reservas. Papel destacado de algunos países

Por lo que respecta a las reservas probadas de petróleo y gas natural, en el apartado 1.1.4 se han detallado la cuantía, localización y evolución de las reservas probadas a finales de 2014. Además, en las Figuras 1.3 y 1.4 se han representado la distribución por áreas geográficas de las reservas probadas de petróleo y gas a finales de 2014.

En el caso del petróleo, Oriente Medio representaba el 47,7 % del total, destacando Arabia Saudí con un 15,7 %, Irán con un 9,3 % e Irak con un 8,8 %, cifras que por sí mismas indican la importancia de los países productores de esta área. Además en el caso del petróleo, las reservas probadas en los países de la OPEP representan el 71,6 % del total, destacando los tres países antes citados, a los que habría que añadir Venezuela con un 17,5 %. Además, si bien es cierto que otras zonas aportan importantes cantidades de reservas, es en Oriente Medio, y en particular en el Golfo Pérsico, donde se encuentran los recursos petroleros cuya extracción permite llevarse a cabo a precios moderados.

Esta distribución geográfica de las reservas alejada de las áreas de gran consumo presenta problemas significativos de seguridad energética en relación al transporte de las mismas, en especial al transporte marítimo, en tanto se estima que en 2013 aproximadamente un 63 %, 56.5 millones de barriles diarios,<sup>39</sup> de la producción de petróleo y productos petrolíferos se transportaron por vía marítima. En este contexto se definen los denominados «*chokepoints*» como pasos especialmente estrechos muy usados en las rutas marítimas, donde los buques petroleros pueden ser especialmente vulnerables, caso del Estrecho de Ormuz, el de Malaca, el Canal de Suez, Bab el-Mandab, los estrechos de Dinamarca y

<sup>37</sup> Fuente: World Energy Outlook 2015.

<sup>38</sup> Millones de millones de dólares.

<sup>39</sup> Fuente: EIA (US Energy Information Administration)

Turquía, el Canal de Panamá, etc. El bloqueo de alguno ellos podría afectar al suministro y precios energéticos.

A la hora de realizar proyecciones en el medio y largo plazo, resulta especialmente relevante la información sobre los volúmenes de reservas técnicamente recuperables<sup>40</sup> y su comparación con las reservas probadas<sup>41</sup>. En la Tabla 1.9., se presenta, según datos de la AIE, la distribución de las reservas técnicamente recuperables por áreas geográficas y según su clasificación en convencionales (petróleo y NGLs) y no convencionales (EHOB, *shale oil* y *tight oil*)<sup>42</sup>, junto con las reservas probadas por zonas. A finales de 2014, la cifra de reservas recuperables se estima alcanza los 6.085Gb (miles de millones de barriles) de los que un 54 % corresponden a petróleo no convencional – crudos extrapesados y bitumen, *shale oil* y *tight oil*- frente a los 1.706 Gb de reservas probadas.

Tabla 1.9. Reservas técnicamente recuperables y probadas de petróleo convencionales y no convencionales 2014 (Gb)

	Recuperables convencionales		Recuperables no convencionales			Total de reservas	
	Petróleo	NGLs	EHOB	Shale oil	Tight Oil	T. recuperables	Probadas
<b>OCDE</b>	<b>320</b>	<b>150</b>	<b>809</b>	<b>1.016</b>	<b>118</b>	<b>2.414</b>	<b>250</b>
América	250	107	806	1.000	83	2.246	233
Europa	60	25	3	4	17	110	12
Asia Oceanía	10	18	-	12	18	58	4
<b>No OCDE</b>	<b>1.908</b>	<b>409</b>	<b>1.068</b>	<b>57</b>	<b>230</b>	<b>3.672</b>	<b>1.456</b>
E. Europa & Eurasia	265	65	552	20	78	980	146
Asia	127	51	3	4	56	242	45
Oriente Medio	951	155	14	30	0	1.150	811
África	320	87	2	-	38	447	130
América Latina	244	50	497	3	57	852	325
<b>TOTAL</b>	<b>2.228</b>	<b>559</b>	<b>1.879</b>	<b>1.073</b>	<b>347</b>	<b>6.085</b>	<b>1.706</b>

Fuente: IEA World Energy Outlook 2015

40 La cuantificación de las reservas técnicamente recuperables se realiza en base a estimaciones de diversos organismos: IEA databases; OGI (2013); BP (2014); BGR (2013); US EIA (2013)

41 Las reservas probadas se definen como volúmenes descubiertos con una probabilidad del 90 % de extracción con los medios técnicos y económicos actuales.

42 NGLs: Hidrocarburos líquidos de yacimientos de gas natural. EHOB: crudos extrapesados y bitumen.

En el caso del gas natural, las áreas de Oriente Medio, con un 37,5 %, con Irán y Qatar como países destacados, y Europa no OCDE & Eurasia, con un 33,8 %, siendo Rusia y Turkmenistán los países más importantes, se reparten la mayor parte de las reservas de gas probadas, que a finales de 2014 alcanzaban los 216 tcm (billones de metros cúbicos).

En gas natural, se presenta un problema añadido para el suministro a los consumidores derivado de la ausencia o escasez de conexiones terrestres seguras que permitan cumplir con la creciente demanda, en condiciones técnicas y económicas aceptables. Parte del problema se ha ido solucionando mediante el suministro de gas natural licuado (GNL o LNG<sup>43</sup> por sus siglas en inglés), al haberse incrementado notablemente en los últimos años las plantas de licuefacción en las países productores y de regasificación en las áreas de consumo, siendo destacable el caso de España en cuanto a la disponibilidad de las citadas plantas de regasificación.

En este punto, conviene mencionar los conflictos entre Rusia y Ucrania que afectan al suministro de gas a Europa, y que ponen de manifiesto la vulnerabilidad de su abastecimiento. Esta vulnerabilidad viene propiciada, además, y entre otros aspectos, por la escasez de conexiones terrestres entre otras zonas, como es el caso de España y Francia/Europa, lo que impide que el gas procedente del Norte de África llegue hasta el centro de Europa. A este respecto, en el Consejo Europeo de marzo de 2014, se acordó potenciar este tipo de conexiones, como el gasoducto Midcat entre España y Francia. Posteriormente, en la Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI celebrada en Madrid el 4 de marzo de 2015<sup>44</sup>, las reuniones del Grupo de Alto Nivel sobre interconexiones o la inclusión del MIDCAT en la última lista de Proyectos de Interés Común también subraya su crucial importancia.

Al igual que en el caso del petróleo, en la Tabla 1.10 se indican las reservas técnicamente recuperables de gas natural, y su comparación con las reservas probadas. Así, a finales de 2014, la cifra de reservas técnicamente recuperables se estima alcanzaba los 781 tcm, de los que un 44 % corresponden a hidrocarburos no convencionales (*tight gas, shale gas* y CBM<sup>45</sup>), frente a los 216 tcm de reservas probadas.

43 LNG: Liquefied Natural Gas

44 Declaración de Madrid. Cumbre para las Interconexiones energéticas España-Francia-Portugal-Comisión Europea-BEI, Madrid 4 de marzo de 2015. Disponible en: <http://www.lamoncloa.gob.es/presidente/actividades/Documents/2015/DECLARACION%20DE%20MADRID%20esp%20FINAL.pdf>

45 CBM: Coalbed Methane

Tabla 1.10 Reservas técnicamente recuperables y probadas de gas natural convencionales y no convencionales 2014

(tcm)	Recuperables convencionales	Recuperables no convencionales				Total	
		Tight Gas	Shale Gas	CBM	Subtotal	T. Recuperables	Probadas
<b>OCDE</b>	<b>79</b>	<b>24</b>	<b>75</b>	<b>16</b>	<b>115</b>	<b>194</b>	<b>22</b>
América	51	11	49	7	67	119	13
Europa	18	4	13	2	19	37	5
Asia Oceanía	10	8	13	8	29	39	4
<b>No OCDE</b>	<b>358</b>	<b>57</b>	<b>138</b>	<b>34</b>	<b>229</b>	<b>587</b>	<b>195</b>
E. Europa & Eurasia	139	11	15	20	46	185	73
Asia	36	13	40	13	66	102	15
Oriente Medio	105	9	4	-	13	117	81
África	51	10	39	0	49	100	17
América Latina	28	15	40	-	55	83	8
<b>TOTAL</b>	<b>437</b>	<b>81</b>	<b>213</b>	<b>50</b>	<b>344</b>	<b>781</b>	<b>216</b>

Fuente: IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2015

### 1.3.3. Mercados y precios

La situación de precios a la baja ha afectado al conjunto de la economía mundial, aunque con efectos contrapuestos, favorables a los países consumidores, sobre todo aquellos en que el peso de estos combustibles en el PIB sea alto; y, en cambio, desfavorables para los países productores.

Algunos datos<sup>46</sup> pueden servir de ilustración de estas tendencias. Por ejemplo, un descenso del 30% en los precios del petróleo implica una transferencia del orden de 400.000 millones de dólares de los países productores a los consumidores si se prolongara durante un año, mientras que una caída de 10 US\$/b podría suponer un crecimiento adicional del PIB mundial entre 0,13 a 0,18 puntos. En el caso de España, con un consumo medio diario en torno a 1,2 millones de barriles, el ahorro resulta significativo.

La continuidad de esta situación se ha reflejado en las proyecciones a corto plazo que se han venido realizando, así por ejemplo la agencia americana de información

<sup>46</sup> Fuente: Financial Times

energética (EIA)<sup>47</sup> situó el precio medio del crudo Brent para 2015 en 54 US\$/b y 59 US\$/b en 2016, reflejo de la ralentización del crecimiento de las economías emergentes, y las expectativas de crecimiento de las exportaciones de petróleo desde Irán, entre otros factores.

Además, la tendencia de precios a la baja afecta necesariamente a la oferta de hidrocarburos, en especial a la producción de los no convencionales, en tanto la explotación de este tipo de yacimientos requiere fuertes inversiones, las cuales, si el precio se reduce excesivamente, pueden dejar de ser rentables. En el caso de Estados Unidos, se estima que los precios de equilibrio oscilaban entre los 40 dólares por barril para las explotaciones menos costosas y los 115 dólares para las más costosas. Sin embargo, cabe mencionar que a raíz de los bajos precios, se han producido mejoras en la eficiencia de costes que han permitido ahorros entre el 25 y el 30% de los mismos.<sup>48</sup>

Así desde el punto de vista de los equilibrios de oferta y la demanda, la actual tendencia en los precios debe matizarse. Como ya se ha mencionado, el incremento previsto de la demanda y las limitaciones en la oferta de crudos podrían afectar a los mercados, modulando la tendencia actual. Así, según estimaciones de la Agencia Internacional de la Energía<sup>49</sup> para su escenario central (NPS), el precio del barril de petróleo (en términos reales) alcanzaría los 80 US\$/b en 2020<sup>50</sup>, los 113 US\$/b en 2030 y 128 US\$/b en 2040, precios requeridos en el *World Energy Model* de la Agencia Internacional de la Energía para equilibrar la oferta y demanda.

En definitiva, haciendo abstracción de la volatilidad en que se encuentran actualmente los mercados, una previsión razonable de precios para el medio y largo plazo debería tener en consideración las necesidades de producción de hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, que permitan cumplir con los aumentos previstos de la demanda. Así mismo, no debe olvidarse las necesidades presupuestarias de los países exportadores clave y todo ello en el contexto geopolítico difícil que afecta a las zonas y países exportadores, caso de Oriente Medio, Rusia, etc.

Otro factor de relevancia que hay que tener muy en cuenta, son las políticas medioambientales que los países firmantes del Acuerdo de París sobre lucha contra el cambio climático puedan llevar a cabo.

Así, en la 21ª Conferencia de las Partes de las Naciones Unidas se aprobó un acuerdo multilateral para la lucha contra el cambio climático en la que los diferentes países miembros se comprometen a aunar fuerzas y asumir compromisos para reducir el

47 Fuente: US DOE/EIA (United States Department of Energy/Energy Information Administration), STEO (Short Term Energy Outlook, September 2015)

48 [http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/news/3-questions/how-investment-is-affecting-the-outlook-for-oil.html?utm\\_content=bufferd14c6&utm\\_medium=social&utm\\_source=facebook.com&utm\\_campaign=buffer](http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/news/3-questions/how-investment-is-affecting-the-outlook-for-oil.html?utm_content=bufferd14c6&utm_medium=social&utm_source=facebook.com&utm_campaign=buffer)

49 Fuente: IEA (International Energy Agency) World Energy Outlook 2015

50 El precio del petróleo es la media del precio de las importaciones de crudo a los países miembro de la AIE.

aumento de las temperaturas del planeta por encima de los 2° centígrados pudiendo llegar incluso hasta 1,5°.

A través del acuerdo, los Gobiernos asumen un importante reto para conseguir la transformación de los sistemas energéticos, que podrían tener repercusiones a medio/largo plazo sobre el funcionamiento actual de los mercados de las diversas fuentes energéticas, incluyendo el de los hidrocarburos.



## CAPÍTULO 2. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y DE PRODUCCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

### 2.1. Introducción

Los términos hidrocarburo no convencional, gas no convencional y petróleo no convencional, son de muy reciente utilización en nuestro país. Han llegado en los últimos años, no solamente al público en general y a los medios de comunicación, sino también a los círculos científicos y técnicos, incluso a aquellos habitualmente relacionados con la investigación y producción de los recursos geológicos.

En parte, se debe a que España ha sido un país en donde la exploración para hidrocarburos ha representado siempre una industria muy marginal. La producción de hidrocarburos en nuestro país cabe calificarla incluso como de anecdótica, prácticamente inexistente.

Por el contrario, en otros países, paradigmáticamente los Estados Unidos, con larga tradición tanto en exploración como en producción (la relación suele ser biunívoca), los términos hidrocarburos no convencionales, gas no convencional y/o petróleo no convencional (*unconventional hydrocarbons, unconventional oil and gas*), tienen ya un recorrido de varias décadas, no solamente como terminología científica, sino como concepto exploratorio, como realidad industrial y productora de energía.

En cualquier caso, es cierto que el concepto de hidrocarburos no convencionales constituye un aspecto del conocimiento humano que el incremento del desarrollo científico y técnico ha permitido solo muy recientemente abordar, entender y gestionar. Haber llegado a comprender qué son y, fundamentalmente, haber desarrollado la tecnología que permita a la Humanidad convertir los recursos no convencionales en recursos económicos, es probablemente un avance científico-tecnológico que hoy en día todavía dificulta su evaluación en su correcta importancia y trascendencia histórica. Es obvio que se va a convivir muchos años con este tipo de hidrocarburos y que, muy posiblemente, van a jugar un papel muy importante en el futuro energético de la Humanidad, como lo están jugando en el momento actual.

Por lo anterior, parece adecuado repasar qué son los hidrocarburos no convencionales, cómo se explotan y por qué pueden ser importantes para todos nosotros. Con objeto de lograr una mayor claridad en la descripción, es conveniente comenzar definiendo el significado del concepto hidrocarburos convencionales.

En cualquier caso, antes de entrar en consideraciones de mayor calado, se debe reiterar la idea ya recalcada en el Capítulo 1, de que los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son una misma cosa. Geológica, genética y composicionalmente, son idénticos: el gas no convencional es simplemente gas natural y el petróleo no convencional es sencillamente petróleo. Se forman en las mismas rocas y por los mismos procesos geológicos. Son lo mismo.

## 2.2. Conceptos básicos

Todos los hidrocarburos, tanto los convencionales como los no convencionales son productos naturales, que se generan, a lo largo del tiempo geológico (millones de años) y, a veces, se almacenan en la corteza terrestre, dentro de rocas sedimentarias. En otras ocasiones, se pierden una vez generados.

Se forman a partir de los constituyentes de los seres vivos, ya sean animales o vegetales. Esos constituyentes son fundamentalmente carbohidratos, proteínas, lípidos y ligninas. Para que los hidrocarburos se generen, los componentes de los seres vivos (se les suele denominar biopolímeros) tienen que incorporarse a los sedimentos que darán lugar a las rocas y preservarse en esos sedimentos. Básicamente, tienen que depositarse en un ambiente sin oxígeno, puesto que la presencia de oxígeno los destruiría. Los sedimentos en los que quedan preservados darán lugar a lo que se denominan rocas madre o rocas generadoras (*Source Rocks*, en la terminología anglo-sajona). En estas rocas se generan la inmensa mayoría de los hidrocarburos. Son litologías de grano muy fino, lutitas, margas, a veces incluso limolitas, lo que evidencia una energía muy reducida en el medio de sedimentación, y generalmente presentan colores oscuros y/o negros, debido a la presencia de materia orgánica. A medida que crece la energía en el medio sedimentario, los materiales geológicos resultantes presentan tamaños de grano mayores, pero la posibilidad de oxigenación aumenta y con ello la destrucción de la materia orgánica depositada.

Una vez que quedan preservados en los sedimentos, a medida que éstos se entierran más y más profundos por acumulación de otros sedimentos más recientes encima, se empiezan a producir cambios en los biopolímeros. Se van transformando sucesivamente en geopolímeros, kerógeno, y finalmente, en hidrocarburos.

Esas transformaciones desde materia orgánica animal y/o vegetal hasta los hidrocarburos implican, básica y muy sucintamente, acortamiento de las cadenas de los compuestos

orgánicos, pérdida de oxígeno y nitrógeno y otros elementos químicos primigenios de la materia orgánica y, en consecuencia, enriquecimiento en hidrógeno y carbono. El Hidrógeno (H) y el Carbono (C) son los constituyentes esenciales de todos los hidrocarburos, ya sean líquidos o gaseosos.

El umbral de temperatura (T) a partir del cual comienza la generación de hidrocarburos puede estimarse en unos 60°C. Debido a que la temperatura en el interior de la Tierra aumenta a medida que aumenta la profundidad, y puesto que los sedimentos van enterrándose una vez que se depositan otros más recientes encima, esa temperatura mencionada de 60°C suele alcanzarse a profundidades de unos 2.000 m o 3.000 m, aunque varía de unas zonas a otras puesto que el Gradiente Geotérmico ( $dT/dz$ , donde  $T$  es la temperatura y  $z$  la profundidad) es distinto de unos puntos a otros, oscilando normalmente entre los 20°C/km y los 30°C/km.

**La temperatura, la presión y el tiempo son parámetros fundamentales para la generación de hidrocarburos.**

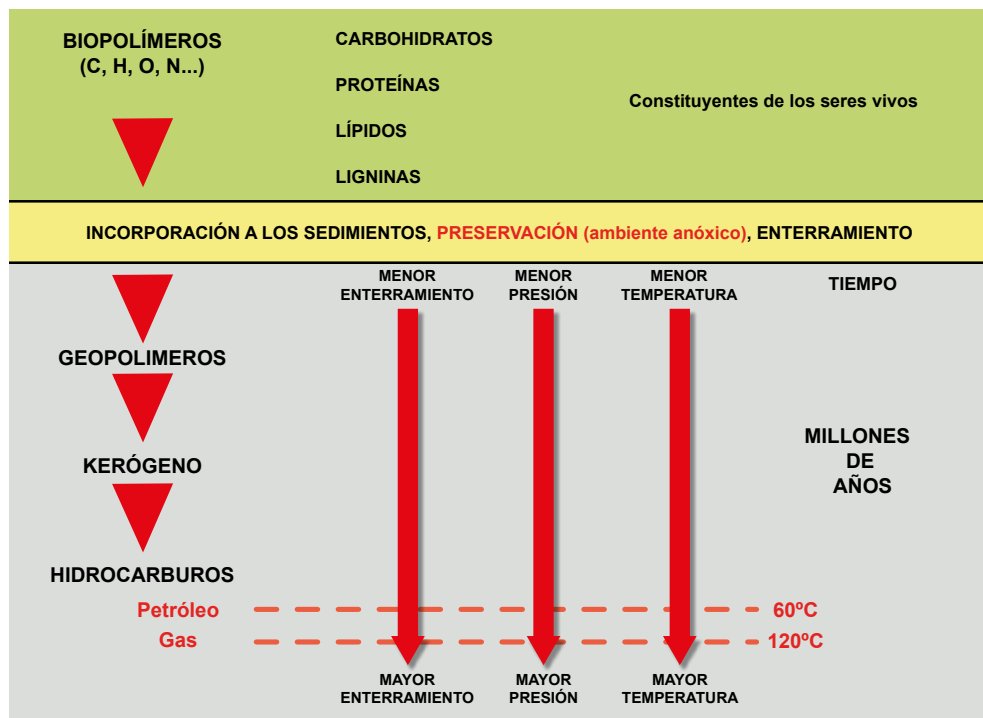
Por ejemplo, en el caso de la temperatura, primero se forma el petróleo, a partir de, aproximadamente, los 60°C. Después, si la temperatura sigue aumentando, se genera el gas natural, una vez superados los 100-120°C.

Hay tres parámetros que controlan todos estos cambios:

- La temperatura: el más importante, el fundamental. Es necesario alcanzar y atravesar esos umbrales de temperatura para que se formen los hidrocarburos. Si no se alcanzan y superan, por mucha materia orgánica que contuviese la roca, no se formarían hidrocarburos, la materia orgánica permanecería en forma de kerógeno, en un estadio intermedio entre la materia orgánica sedimentada con los componentes de la roca y el potencial hidrocarburo que se formaría a temperaturas superiores.
- La presión.
- El tiempo, que se mide en millones de años. El proceso de formación de hidrocarburos es muy lento, fuera de la escala temporal humana, como en la mayoría de los procesos geológicos. Tiempos tan prolongados posibilitan que las temperaturas necesarias para generar, primero el petróleo y luego el gas, sean considerablemente menores que las que se requerirían para destilar el petróleo o generar gas de forma rápida de una roca que contuviese materia orgánica.

Esa metamorfosis de la materia orgánica en la biosfera, motivada básicamente por el aumento de temperatura a la que se ve sometida en su enterramiento, hasta formación de los hidrocarburos se ha representado muy esquemáticamente en la Figura 2.1.

Figura 2.1. Metamorfosis de la materia orgánica en la biosfera



Fuente: Elaboración Propia

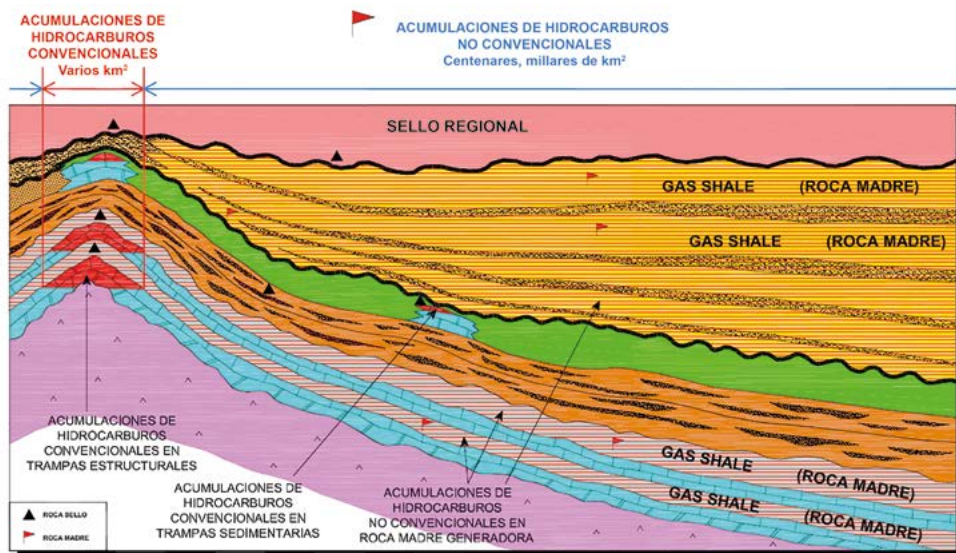
Los hidrocarburos así generados (tanto el petróleo como el gas) son los que se denominan hidrocarburos termogénicos. Son casi todos los hidrocarburos que se forman en la naturaleza, casi todos los convencionales y prácticamente todos los no convencionales. Queda fuera de la categoría de la clase termogénica, el denominado gas biogénico. Este tipo de gas natural se forma, no por la rotura de las cadenas de los compuestos orgánicos animales y/o vegetales por acción del aumento de temperatura, sino por la acción de bacterias anaerobias que actúan directamente sobre la materia orgánica que se acumula en los sedimentos. Es fundamentalmente metano, y su proceso de generación es el que tiene lugar en algunas zonas pantanosas, con abundante materia orgánica, falta de oxígeno y bacterias anaerobias que asimilan la materia orgánica y generan gas natural. Ese gas natural se genera muy cerca de la superficie, pero puede quedar atrapado, almacenado en rocas, formando acumulaciones de gas biogénico. El gas termogénico y el biogénico son muy fácilmente diferenciables en base a un simple análisis isotópico del C que contienen. El gas natural, metano, que se origina en los vertederos es un ejemplo de gas biogénico.

En resumen, aunque casi todos los hidrocarburos creados en la litosfera terrestre son de origen termogénico, existen importante acumulaciones, recursos y reservas, de gas biogénico. Prácticamente todos los hidrocarburos no convencionales son termogénicos.

### 2.2.1. Hidrocarburos convencionales

Los hidrocarburos convencionales son los que, independientemente de que posean un origen termogénico o biogénico, han migrado a una roca almacén o roca reservorio porosa y permeable y han quedado atrapados, entrampados o almacenados en ella. Normalmente la roca almacén convencional tiene que estar estructurada, tiene que presentar partes superiores selladas por una roca impermeable que evite la fuga del hidrocarburo hacia la superficie. Estas estructuras, o trampas, pueden ser tectónicas (anticlinales) o acuañamientos sedimentarios (estratigráficas), tal y como se puede ver en la Figura 2.2.

Figura 2.2. Acumulación de hidrocarburos convencionales y no convencionales



Fuente: Elaboración Propia

Al respecto, es necesario entender que el hidrocarburo (ya sea gas o petróleo, o ambos) se sitúa en la parte alta de la estructura, lo que en la Figura 2.2. se ha representado en color rojo. Por debajo, los poros de la roca estarán llenos de agua salada, agua connata o agua de formación.

Porosa significa que la roca no es totalmente masiva sino que una parte de su volumen son espacios abiertos, poros, fracturas, etc. Permeable significa que esos espacios abiertos están conectados entre sí. Que una roca sea porosa y permeable significa, e implica, que sus espacios abiertos puedan estar rellenos con un fluido y que ese fluido pueda migrar a través de la matriz de la roca (por los propios espacios abiertos) con relativa facilidad cuando se cree un diferencial de presión de un punto a otro. Una roca porosa y permeable puede asimilarse a una esponja, en un ejemplo sencillo pero relativamente preciso.

Una roca almacén porosa y permeable que contenga hidrocarburos (convencionales) se denomina reservorio o almacén convencional. En ella los hidrocarburos se encuentran ocupando los poros (los huecos y/o espacios abiertos). Debe tenerse en cuenta que el valor de la porosidad en estos almacenes convencionales puede llegar a ser muy alta, incluso del 20% o el 25% (aunque habitualmente no alcanzan esos valores). Un valor de la porosidad del 20% significa que los poros, los espacios abiertos que contiene la roca representan el 20% del volumen total de la roca.

Las siguientes cuatro características son representativas de las acumulaciones, de los almacenes convencionales y, por ende, de los hidrocarburos convencionales:

- Es muy fácil, o relativamente fácil, extraer el hidrocarburo almacenado en una roca reservorio convencional: los hidrocarburos fluyen por sí solos cuando se perfora la roca a la profundidad a la que se encuentren, de la misma forma que el agua atrapada en los poros de una esponja fluye por sí sola cuando se presiona la esponja con la mano. Ésta es la razón por la que los hidrocarburos convencionales fueron los primeros en ser producidos por la Humanidad. Se lleva ya más de siglo y medio extrayendo industrialmente hidrocarburos convencionales. Téngase en cuenta que, aunque a diferencia de las esponjas, las rocas son rígidas, los fluidos que contienen están sometidos a la presión equivalente de la columna de fluido (normalmente es agua) que existe desde la superficie hasta la profundidad donde se encuentren. Esa presión 'hidrostática' es en la naturaleza lo que la presión de la mano a la esponja en el ejemplo. Cuando un sondeo alcanza el reservorio, crea una diferencia de presión entre la superficie (sometida a la presión atmosférica) y el reservorio, sometido a la presión de fluido de una columna de algún millar de metros (la que corresponda a la situación del reservorio). Si el almacén es convencional, una roca porosa y permeable, al cortarlo con el pozo, el hidrocarburo (ya sea gas o petróleo) fluirá desde el subsuelo a la superficie.
- Sin embargo, es muy difícil encontrar las trampas en las cuales están almacenados los hidrocarburos convencionales. Es complicado porque esas trampas ocupan volúmenes (superficies en sus proyecciones en planta) muy reducidos. La correcta interpretación de la Figura 2.2. es la siguiente: el hidrocarburo se encuentra en las trampas estructurales y estratigráficas señaladas, pero solamente en el volumen de

roca representado en color rojo; tal y como ya se ha comentado, en el resto del volumen de roca, los espacios abiertos que contenga la roca estarán ocupados por agua de formación, por lo que la proyección en planta de la parte del reservorio con hidrocarburos es muy pequeña; es difícil predecir su situación precisa.

- En los yacimientos convencionales de hidrocarburos, las recuperaciones de gas y/o petróleo que se obtienen por pozo son siempre elevadas. Cuando un sondeo perfora un reservorio convencional, poroso y permeable, por el pozo se puede drenar un volumen considerable del almacén convencional puesto que al ser permeable permite el desplazamiento efectivo de los fluidos en su interior desde distancias lejanas hasta el pozo. No obstante, incluso en las rocas almacén convencionales, existen heterogeneidades que se resuelven en barreras de permeabilidad.
- Si los volúmenes que ocupan las acumulaciones, trampas, con hidrocarburos convencionales son reducidos o modesto tamaño (volumen) y, como quiera que un solo pozo es capaz de drenar un volumen significativo del reservorio, fácilmente se concluye que para extraer el hidrocarburo convencional de las acumulaciones convencionales es necesario perforar un número reducido, comparativamente, de pozos.

Con lo expuesto hasta el momento, se puede formular una definición de hidrocarburos convencionales que resulta sencilla pero técnicamente correcta.

Los hidrocarburos convencionales son aquellos que se encuentran albergados en rocas porosas y permeables, de las cuales son capaces de fluir sin dificultad hasta la superficie cuando se perfora dicho reservorio.

Todos aquellos hidrocarburos que no cumplan estos requisitos serán considerados no convencionales.

### 2.2.2. Hidrocarburos no convencionales

Los hidrocarburos no convencionales serían todos los que no cumplan la sencilla definición planteada en el párrafo anterior. El problema es que hay varias clases y tipos heterogéneos de hidrocarburos que no la cumplen. Ésta es la razón por la que resulta complicado formular una definición que los abarque adecuadamente a todos y cada uno de ellos. No existe tal definición, aparte de la muy vaga de pertenecer a una clase que no cumple con los requisitos de los hidrocarburos convencionales.

A continuación, se completa la tipología de hidrocarburos no convencionales realizada en el Capítulo 1. Algunos de ellos representan conceptos relativamente recientes e incluso todavía no suficientemente comprendidos, mientras que otros son ya recursos económicos desde hace varias décadas:

### Shale Gas y Shale Oil

El *Shale Gas* y *Shale Oil*, como se ha comentado en el Capítulo 1, es el gas y el petróleo atrapados en la roca madre o roca generadora en la que se formaron. Los hidrocarburos se generaron en estas rocas y no han migrado, permanecen en ellas. Son rocas con un importante contenido en materia orgánica (carbono orgánico), normalmente de colores negros o muy oscuros: lutitas negras, margas orgánicas, lutitas negras carbonosas. Normalmente se trata de hidrocarburos termogénicos.

En la terminología anglosajona esas rocas se denominan *Gas Shale* y *Oil Shale* respectivamente. Una *Gas Shale* es la lutita o marga orgánica que contiene gas (que contiene el *shale gas*). Una *Oil Shale* es la lutita o marga orgánica que contiene petróleo (el *shale oil*).

El *Shale Gas* se está denominando y traduciendo al castellano de una forma bastante imprecisa, como gas de pizarra o gas de esquisto. Una traducción más correcta sería gas (y petróleo) de lutita, puesto que las lutitas son rocas sedimentarias, en algunos casos rocas madre de hidrocarburos, mientras que las pizarras y los esquistos son rocas metamórficas que no suelen contener hidrocarburos. El *Shale Gas* y el *Shale Oil* son conceptos relativamente nuevos en nuestra relación con los hidrocarburos. Aunque su existencia se conocía desde hace mucho tiempo, como ya se ha comentado, como recurso económico apenas cuenta con unas cuantas décadas, debido a la dificultad existente en extraer el hidrocarburo de este tipo de rocas.

En cualquier caso, conviene recordar al respecto, que extraer gas y/o petróleo de este tipo de reservorios no convencionales no es un hecho nuevo. A lo largo de la historia se han obtenido de rocas generadoras producciones marginales de hidrocarburos. Tanto es así que, como se ha comentado, el inicio de la primera explotación comercial de gas en Estados Unidos tuvo lugar en el año 1821 y consistió en la extracción de gas natural a partir de una lutita del Devónico (la *Dunkirk Shale*), un reservorio no convencional; el gas que se producía, un gas no convencional tipo *Shale Gas*, se empleó para iluminar la ciudad de Fredonia, en el Estado de Nueva York. Esto ocurrió unos treinta y ocho años antes de que tuviese lugar la perforación del primer pozo para extraer petróleo convencional.

Son tipos de hidrocarburos no convencionales que necesitan de la fracturación hidráulica (*fracking*) para ser producidos de forma rentable. Son ya recursos económicos, con producciones anuales importantes y crecientes.

Actualmente se está progresando en la evaluación de los recursos extraíbles a escala global de *Shale Gas* y de *Shale Oil*. Las cifras que se están obteniendo, sobre todo de *Shale Gas* (aunque también de *Shale Oil*) son muy elevadas y posiblemente aumente en



los próximos años, por lo que representan una reserva energética de primera importancia para la Humanidad.

### *Tight Gas y el Tight Oil*

El *Tight Gas* y el *Tight Oil* son el gas y el petróleo atrapados en una roca reservorio con valores muy bajos de permeabilidad y de porosidad, que no es la roca madre en la que se generaron, sino que han migrado desde la roca madre a una roca *tight*, roca sin apenas permeabilidad. En inglés *tight* significa compacto, macizo, sin fisuras.

Estas rocas *tight* que contienen el *Tight Gas* y/o el *Tight Oil* pueden tener cualquier composición, podrían ser incluso rocas ígneas, pero normalmente se trata arenisca y/o calizas muy compactas que suelen yacer próximas espacial y estratigráficamente a las rocas generadoras.

No existe una traducción al castellano que sea generalmente aceptada para los términos *Tight Gas* y *Tight Oil*, por lo que se utilizan los términos anglosajones. En español, una expresión que puede definirlos más o menos correctamente sería la de gas (o petróleo) en rocas compactas. El *Tight Gas* y el *Tight Oil* son conceptos relativamente nuevos en nuestra relación con los hidrocarburos y como recurso económico apenas cuenta con una cuantas décadas.

Son hidrocarburos que han migrado y se han atrapado, su naturaleza puede ser biogénica o termogénica, pero en la inmensa mayoría de los casos son termogénicos.

Son tipos de hidrocarburos no convencionales que necesitan de la fracturación hidráulica (*fracking*) para ser producidos de forma rentable. En cualquier caso, son ya recursos económicos, con importantes producciones a escala global.

Una precisión adicional con respecto a este tipo de hidrocarburos no convencionales: limitan con los hidrocarburos convencionales. El límite se establece normalmente en base al parámetro permeabilidad y se suele fijar en el valor de 0'1 mD (miliDarcy), un valor de permeabilidad muy bajo. Sencillamente, con valores de permeabilidad mayores que 0'1 mD, el reservorio será catalogado como convencional y con permeabilidades menores de 0'1 mD, la roca almacén será no convencional y el hidrocarburo contenido será un hidrocarburo no convencional.

Al igual que en el caso anterior, se están realizando las primeras evaluaciones de los recursos extraíbles a escala global de *Tight Gas* y de *Tight Oil*. Los volúmenes de recurso energético son también muy importantes, y aumentarán en los próximos años.

### El Coal Bed Methane (CBM)

El Coal Bed Methane (CBM) es el gas natural, metano, asociado a, albergado, en las capas de carbón. El gas se encuentra retenido en las múltiples fracturas naturales que presentan habitualmente las capas de carbón (*cleats* en la terminología anglosajona) y, fundamentalmente, adsorbido en la matriz de la roca (carbón, que es materia orgánica vegetal transformada).

En castellano se emplea el término inglés para nombrarlo o bien su equivalente en nuestro idioma: metano en capas de carbón. Constituye un concepto relativamente reciente en nuestra relación con los hidrocarburos y como recurso económico apenas cuenta con una cuantas décadas.

Son tipos de hidrocarburos no convencionales que necesitan de la fracturación hidráulica (*fracking*) para ser producidos de forma rentable. El CBM constituye ya un recurso económico a escala global, con importantes producciones en varios países.

Actualmente se está progresando en la evaluación de los recursos extraíbles a escala global de CBM considerándose una importante reserva energética para la Humanidad.

### El petróleo en arenas bituminosas

El petróleo en arenas bituminosas son hidrocarburos pesados, originalmente petróleo en fase líquida, pero que se encuentran normalmente oxidados, formando una especie de asfalto solidificado que a menudo se denomina bitumen. El hidrocarburo se encuentra rellenando los poros y el resto de los espacios abiertos de la roca, que son arenas y/o areniscas.

En inglés normalmente se denominan *Tar sand* u *Oil Sands*. El hidrocarburo no se ha formado en las arenas y/o areniscas, se ha generado en una roca madre y ha migrado posteriormente al reservorio silicilástico en el que se encuentra.

En condiciones normales de presión y temperatura el asfalto o bitumen no fluye y es necesario calentar la roca. Del destilado del bitumen se obtiene petróleo. Suelen denominarse también petróleos pesados (o extrapesados) y cuentan con recursos extraíbles enormes, principalmente, en Canadá, donde llevan explotándose industrialmente casi un siglo, y también en Venezuela, con producciones mucho menores.

Son tipos de hidrocarburos no convencionales en los que no se emplea la fracturación hidráulica (*fracking*) para ser producidos de forma rentable.

El petróleo en arenas bituminosas ilustra una de las dificultades que existe para incluir en un grupo uniforme a todos los hidrocarburos no convencionales. En este caso, el reservorio en el que está albergado el hidrocarburo es un almacén convencional, poroso

y permeable. Considerando exclusivamente este punto de vista, debiera considerarse que son acumulaciones convencionales. Sin embargo, la dificultad, o imposibilidad de que el hidrocarburo fluya, si no se aplica calor, es lo que induce a clasificarlos como no convencionales.

### **Las pizarras bituminosas**

Las pizarras bituminosas son lutitas, u otras rocas con tamaño de grano muy fino y bajos valores de porosidad y permeabilidad que son ricas en kerógeno (materia orgánica térmicamente evolucionada) en su matriz. El kerógeno es el precursor del petróleo pero en estas rocas no se ha alcanzado de forma natural la temperatura suficiente para empezar a generar petróleo (no han alcanzado la denominada 'ventana de petróleo'). En consecuencia, es necesario calentar la roca para destilar el petróleo a partir de la materia orgánica contenida en la roca.

La materia orgánica, el kerógeno que contiene la roca se ha formado, se ha sedimentado con el resto de sus componentes minerales. En otras palabras, es una roca madre o roca generadora de hidrocarburos, de petróleo que por enterramiento no ha alcanzado la temperatura suficiente para generar el hidrocarburo. El kerógeno es un producto intermedio en la evolución térmica entre la materia orgánica original y el potencial hidrocarburo que pudiera haberse formado de alcanzar la suficiente temperatura. En cualquier caso, el kerógeno es un producto termogénico.

Se conoce la existencia de las pizarras bituminosas y de su potencial energético desde la antigüedad. De hecho, se han explotado en muchos países, especialmente en épocas de escasez y/o de desabastecimiento de productos energéticos desde el exterior, España incluida.

Los recursos extraíbles de petróleo albergado en las pizarras bituminosas son muy cuantiosos, aunque su extracción, con la tecnología actual, es un proceso caro y poco eficiente.

Son un tipo de hidrocarburos no convencionales en los que no se emplea la fracturación hidráulica (*fracking*) para la extracción del hidrocarburo. La roca se mina, se extrae, ya sea a cielo abierto o en minería subterránea, se tritura y se calienta en hornos construidos a tal fin.

### **Los hidratos de gas**

Los hidratos de gas en español también suelen denominarse clatratos. Son un caso singular, absolutamente distinto de otros hidrocarburos no convencionales. Se generan y almacenan en sedimentos marinos actuales, profundos, depositados en los fondos marinos y en otros ambientes geológicos, como zonas continentales cerca de los polos, bajo el *permafrost* (el suelo permanentemente congelado). El gas natural en ellos contenido es, básicamente metano, pero también pueden encontrarse etano y propano.

Lo curioso es que el gas natural se presenta cristalizado, en forma de sólidos cristalinos, realmente son como 'cristales de hielo', que consisten en moléculas de metano densamente empaquetadas y rodeadas por moléculas de agua. El gas natural (y el agua que le acompaña) se encuentra cristalizado debido a las bajas temperaturas reinantes en los ambientes en los que se genera.

El gas natural contenido en los clatratos, en los cristales de hielo, puede ser de origen termogénico o biogénico y ha podido generarse muy cerca de donde se forma el hidrato de gas o haber migrado distancias considerables desde una acumulación de gas natural anteriormente formada o directamente desde una roca madre.

Los hidratos de gas se denominan en inglés *Natural Gas Hydrates* y *Clathrates*. Se trata de un concepto relativamente nuevo, data solamente de hace unos cuarenta años que, a diferencia de los tipos de hidrocarburos no convencionales ya mencionados, son todavía una realidad poco conocida. En cualquier caso, debe recalarse que son un fenómeno de extensión mundial, generados en prácticamente todos los océanos y en amplias zonas continentales (el *permafrost* ocupa cerca del 20% de la extensión de los continentes), por lo que los recursos de gas natural atrapados en forma de hidratos de gas son enormes, mucho mayores que los recursos extraíbles de gas natural convencional y del resto de las categorías de gas natural no convencional. Algunas estimaciones hablan de entre 1.000 TCM y 100.000 TCM (1 TCM=  $1 \times 10^{12}$  m<sup>3</sup>).

En este caso, no puede hablarse de recursos económicos, puesto que no se dispone aún de la tecnología necesaria para extraer industrialmente los hidratos de gas de los fondos marinos y de las áreas continentales bajo el *permafrost*. Todavía tardará en ponerse a punto, pero lo hará, aunque los condicionantes medioambientales, posiblemente más que los puramente técnicos, puedan ser difíciles de superar para llegar a producir comercialmente este tipo de gas natural. Es, claramente, una de las fronteras tecnológicas actuales en relación con la exploración y producción de hidrocarburos. Japón, Estados Unidos, Corea del Sur y Canadá lideran el desarrollo tecnológico en este campo.

Como corolario a esta sucinta descripción de los diversos tipos de hidrocarburos no convencionales cabe destacar los siguientes aspectos:

- El recurso energético contenido en cada una de las categorías listadas es muy importante. En el conjunto de todas ellas este recurso es enorme, de ahí su relevancia.
- La mayor parte de ellos son ya recursos económicos. Todos, excepto los hidratos de gas, pueden ser producidos en operaciones comerciales rentables, dependiendo de los costes de producción de cada operación y del precio de mercado del petróleo y del gas.

- Todos los hidrocarburos no convencionales se caracterizan por el hecho de que su extracción es un proceso industrial más complejo que la producción de hidrocarburos convencionales. Los hidrocarburos no convencionales necesitan de alguna técnica adicional para que el hidrocarburo fluya en volúmenes comercialmente rentables, ya sea la fracturación hidráulica (*fracking*), el calentar la roca o el arrancarla, triturarla y calentarla en hornos. En consecuencia, producir hidrocarburos no convencionales (gas o petróleo) suele ser más caro que extraer gas o petróleo convencional, pero esto no siempre es cierto. En consecuencia, el coste de producción no es un buen criterio de separación o de clasificación entre los hidrocarburos convencionales y los hidrocarburos no convencionales.
- En relación con la(s) técnica(s) adicional(es) que los hidrocarburos no convencionales requieren para ser extraídos en operaciones comerciales, deben realizarse dos precisiones adicionales:
  - Las cifras de los recursos extraíbles aumentarán con la mejora del conocimiento y de la productividad, de la eficiencia, de todos y cada uno de los procesos industriales que se empleen en la extracción de los hidrocarburos no convencionales y los costes de producción de los mismos disminuirán por la misma razón, y
  - La mejora de los procesos de exploración y de producción de los hidrocarburos no convencionales está experimentando un incremento vertiginoso en las últimas décadas, aunque en esto no se diferencia en absoluto de la tendencia mostrada por otros procesos tecnológicos, industriales, científicos, médicos, etc.

En el futuro, los costes de extracción de los hidrocarburos no convencionales se reducirán, como históricamente está ocurriendo en todos los procesos industriales.

En las siguientes páginas de este capítulo, el análisis de los hidrocarburos no convencionales queda centrado en aquellos para cuya extracción es necesario el empleo de la técnica denominada fracturación hidráulica, o *fracking*, también nombrada en ocasiones como *Hydraulic Fracturing*, *Hydrofracking* o *Fracing*. Es decir, por hidrocarburos no convencionales en adelante, se entenderá: el *Shale Gas* y el *Shale Oil*, el *Tight Gas* y el *Tight Oil* y el *Coal Bed Methane (CBM)*. Son los que, con su reciente entrada en escena, están provocando una verdadera revolución, tanto energética como social.

Tiene sentido restringir el conjunto a los arriba mencionados puesto que éstos son los que se encuentran más ampliamente repartidos por todas las cuencas geológicas del mundo, con lo que ello significa de distribución amplia de potenciales recursos extraíbles a países y/o zonas geopolíticas que hasta ahora eran extremadamente dependientes del suministro externo de hidrocarburos.

### 2.2.3. Algunas claves que explican la capacidad de los hidrocarburos no convencionales para contener un vasto recurso energético

En un reservorio no convencional del tipo *Gas Shale*, *Oil Shale* y *CBM*, el hidrocarburo se encuentra:

- como hidrocarburo libre, en los poros, espacios abiertos de la roca. En este tipo de litologías, son microespacios: microporosidad intergranular y/o de fractura, que necesariamente representan valores de porosidad bajos o muy bajos,
- como hidrocarburo adsorbido en los granos minerales y fundamentalmente en la materia orgánica (kerógeno y/o bitumen) que contiene la roca, y
- como hidrocarburo disuelto en la materia orgánica contenida en la roca.

Los dos últimos aspectos han sido verdaderos arcanos hasta muy recientemente, hasta la entrada en escena de los hidrocarburos no convencionales, que ha catalizado su investigación. Todavía hoy son cuestiones muy parcialmente comprendidas pero en las que se trabaja activamente.

En cualquier caso, lo que se está empezando a comprender, es que la capacidad de almacenar gas y/o petróleo de rocas tipo *Gas Shales*, *Oil Shales* y *CBM* como hidrocarburo adsorbido y/o como hidrocarburo disuelto en la materia orgánica que contiene la roca, es muy grande. Obviamente esa capacidad es proporcional al contenido en materia orgánica de la roca.

Este deviene un dato capital para entender la potencialidad que estos tipos de reservorios no convencionales tienen como almacenes de ingentes volúmenes de energía.

Pero hay algo más que explica el hecho de que los hidrocarburos no convencionales tengan o pudieran tener recursos muy importantes en muchas de las cuencas geológicas de todo el mundo y, en consecuencia, en muchos países del mundo, incluida España.

La explicación geológica es sencilla. Los recursos, también las reservas, de hidrocarburos no convencionales acabarán siendo mayores que las de los hidrocarburos convencionales porque es más fácil y más probable que se formen y que se preserven los hidrocarburos no convencionales que los convencionales. Basta con comparar los procesos y componentes geológicos que son necesarios para generar y preservar unos y otros recursos.

#### **Procesos y componentes geológicos de los hidrocarburos**

En los hidrocarburos convencionales, son necesarios al menos siete procesos y/o componentes geológicos para que se generen, acumulen y preserven este tipo de hidrocarburos:

- Tiene que existir una roca madre.
- Tiene que haberse producido la generación del hidrocarburo (por maduración térmica o por biogénesis).
- Tiene que haber una roca almacén porosa y permeable disponible, cuanto más cercana a la generación, mejor.
- Tiene que existir una roca sello que impermeabilice la roca reservorio e impida la fuga del hidrocarburo.
- Tiene que haberse producido la migración primaria, la salida del hidrocarburos de la roca generadora.
- Tiene que haberse producido la migración secundaria o desplazamiento del hidrocarburos desde la roca madre a la roca almacén.
- El entrapamiento tiene que haber sido efectivo, el reservorio convencional debe estar estructurado con anterioridad a recibir la migración del hidrocarburo. La estructuración, la trampa que atrape al hidrocarburo, puede ser estructural (un anticlinal) o estratigráfica (un acuñaamiento, una forma canaliforme, etc).

Es importante comprender que tienen que cumplirse todos y cada uno de estos procesos y componentes geológicos para producir y preservar una acumulación de hidrocarburos convencionales.

En el caso de los hidrocarburos no convencionales, solamente son necesarios tres procesos y/o componentes geológicos para garantizar la formación y preservación de una acumulación de hidrocarburos no convencionales tipo *Shale Gas* o *Shale Oil* y *CBM*:

- Tiene que existir una roca madre.
- Tiene que haberse producido la generación del hidrocarburo (por maduración térmica o por biogénesis).
- A partir de ahí, basta con la permanencia de parte del hidrocarburo en la roca madre.

Tres procesos y/o componentes geológicos en un caso, frente a siete en el otro caso.

Debido principalmente al número de procesos necesarios para garantizar la formación y preservación de una acumulación de hidrocarburos convencionales vs. no convencionales, podría concluirse que las posibilidades/probabilidades de preservar acumulaciones de hidrocarburos no convencionales son mucho mayores que las de preservar acumulaciones de hidrocarburos convencionales.

Es evidente que los hidrocarburos convencionales, los que se han venido produciendo a lo largo de los últimos ciento cincuenta años, representan un volumen ínfimo de todos los hidrocarburos generados. Por el contrario, los hidrocarburos no convencionales presentan volúmenes acumulados y preservados muchísimo mayores.

Además de lo anterior, todavía hay algo más que sostiene el hecho de que los hidrocarburos no convencionales sean una realidad que va a representar en el futuro una verdadera revolución energética.

La explicación geológica también es sencilla: la mayor parte del gas natural no convencional es *Shale Gas* que corresponde con el gas natural atrapado en las rocas madres/generadoras de hidrocarburos. La mayor parte del petróleo no convencional es *Shale Oil* que corresponde con el petróleo atrapado en las rocas madres/generadoras de hidrocarburos. Y resulta que las rocas madres están presentes y ocupan extensiones enormes en casi todas las cuencas geológicas repartidas por los cinco continentes.

Obsérvese la Figura 2.2., cuando se habla de la extensión de un Reservorio Convencional, de lo que ocupa la proyección en planta del volumen de roca que contiene el hidrocarburo convencional, esa superficie puede ser del orden de unas decenas de km<sup>2</sup>, quizás, como mucho un centenar de km<sup>2</sup>. Pero cuando se habla de rocas madres o rocas generadoras, éstas pueden ocupar sectores importantes de la cuenca sedimentaria, o incluso estar presentes en toda la cuenca sedimentaria, lo que traducido a extensión puede suponer que se extiendan sobre centenares de km<sup>2</sup>, millares de kilómetros cuadrados y, en casos excepcionales, centenares de millares de km<sup>2</sup>.

Es decir, estos *Gas Shales* y/o *Oil Shales*:

- Pueden estar presentes sobre extensiones muy grandes de muchas cuencas sedimentarias. Si así fuese, a poca que sea su potencia, su espesor, el producto de las tres dimensiones (largo por ancho por alto) arrojará necesariamente volúmenes totales de roca enormes.
- La probabilidad de que se haya formado una acumulación de hidrocarburos no convencionales en ellas es alta.
- La capacidad de almacenar gas y/o petróleo de rocas con muy bajos valores de permeabilidad y porosidad es, sin embargo, muy considerable, como hidrocarburo adsorbido y/o como hidrocarburo disuelto en la materia orgánica que contiene la roca.

Como consecuencia, el recurso energético en ellas albergado es inmenso. Lo que ocurre es que hasta hace unas pocas décadas, aunque los geólogos y el resto de los técnicos que trabajaban en la exploración y producción de hidrocarburos conocían este hecho, no se disponía del conocimiento de cómo extraer esos impresionantes volúmenes de hidrocarburos y por lo tanto de energía. Ahora se tiene ese conocimiento



(lo estamos empezando a tener), y esta es la clave de la historia de los hidrocarburos no convencionales.

En realidad, el aprendizaje, la adquisición de nuevos conocimientos, es la clave de la historia del desarrollo humano. Lo es porque la disponibilidad (las reservas) de recursos económicos (petróleo, gas natural, minerales metálicos, no metálicos, rocas industriales, alimentos, etc., etc.) aumentan a medida que crece la reserva de conocimiento humano. Lo que está ocurriendo es que el conocimiento humano en relación con los hidrocarburos no convencionales ha dado un salto cualitativo enorme al entender su dinámica de formación y sus vastas capacidades de almacenamiento y, sobre todo, al descubrir el método de extraerlos: la Fracturación Hidráulica.

La Humanidad ha aumentado su conocimiento sobre los hidrocarburos, esto ha conllevado que los recursos (y en el futuro las reservas) de hidrocarburos aumenten.

## 2.3. Proceso de perforación y extracción de los recursos no convencionales

### 2.3.1. Introducción

La fracturación hidráulica consiste en crear fracturas, en realidad micro-fracturas, en las rocas que contienen los hidrocarburos no convencionales (*Oil y/o Gas Shales; Oil y/o Gas Tight*, Capas de carbón) y que presentan siempre muy bajos valores de porosidad y permeabilidad. La micro-fracturación se crea mediante la inyección de un fluido con la presión suficiente para fracturar la roca.

El objetivo es, sencillamente, que con las micro-fracturas que se abren se genere porosidad y permeabilidad artificial en la roca, con lo que se consigue que los hidrocarburos contenidos consigan fluir. Si no se aumentasen los valores de permeabilidad natural de la roca, la extracción económica de estos hidrocarburos no convencionales sería imposible.

El resultado suele ser que las micro-fracturas creadas se extienden lateralmente, aunque según direcciones predeterminadas y preferentes, en rangos de 100 m a 300 m (valores habituales).

En esta parte del mundo en la que vivimos, la exploración/producción de hidrocarburos ha sido siempre una industria marginal en comparación con otras partes del mundo donde ha sido una actividad habitual, industrial y económicamente pujante, con una frenética mejora en los procesos de exploración y producción, al igual que ha ocurrido en todo el mundo en cualquier proceso científico, tecnológico, industrial y, en general, con el propio conocimiento humano. En realidad, en esos países, ha sido una industria, o un sector industrial más, que ha experimentado el desarrollo trepidante inherente al desarrollo industrial humano en el último siglo.

Desde mediados del siglo XIX, EE.UU ha liderado la evolución del proceso tecnológico de exploración y producción de hidrocarburos. Allí es donde, hace ya más de medio siglo, comenzó a emplearse la fracturación hidráulica y donde, fundamentalmente, a lo largo de los últimos setenta años se ha desarrollado dicho proceso.

En consecuencia, no es una técnica nueva, ni desconocida. Los primeros trabajos documentados de *fracking* realizados para aumentar los valores de permeabilidad de reservorios tipo *Gas-Oil Shales* datan del año 1946 y se pusieron en práctica en el Campo Hugoton en el estado de Kansas (EE.UU). En el año 1949 se registran otros trabajos similares en la zona exploratoria de Duncan (Oklahoma, EE.UU). Desde entonces, en Estados Unidos, hay contabilizados más de un millón de pozos productores de hidrocarburos en los que se ha usado la fracturación hidráulica para estimular rocas almacén con bajos o muy bajos valores de permeabilidad. Actualmente en ese país se estimulan mediante *fracking* unos treinta y cinco mil pozos cada año (datos tomados de [www.fracfocus.org](http://www.fracfocus.org)). Un mayor detalle sobre los recursos no convencionales en EEUU se encuentra en el Capítulo 3.

Como introducción, antes de comenzar la descripción del proceso, el lector debe tener presente estos dos aspectos:

- La perforación de los pozos y la fracturación hidráulica son dos procesos independientes, distintos. La fracturación hidráulica se realiza una vez que el pozo ha sido perforado. Primero se perfora el pozo y luego se estimula el reservorio no convencional. Pueden pasar meses desde que se termina la perforación de un sondeo hasta que empieza el proceso de fracturación hidráulica del reservorio no convencional.
- Los pozos en los que se va a realizar fracturación hidráulica se perforan de la misma forma, básicamente con los mismos diseños, que los pozos normales en los que no se pone en práctica este método de estimulación.

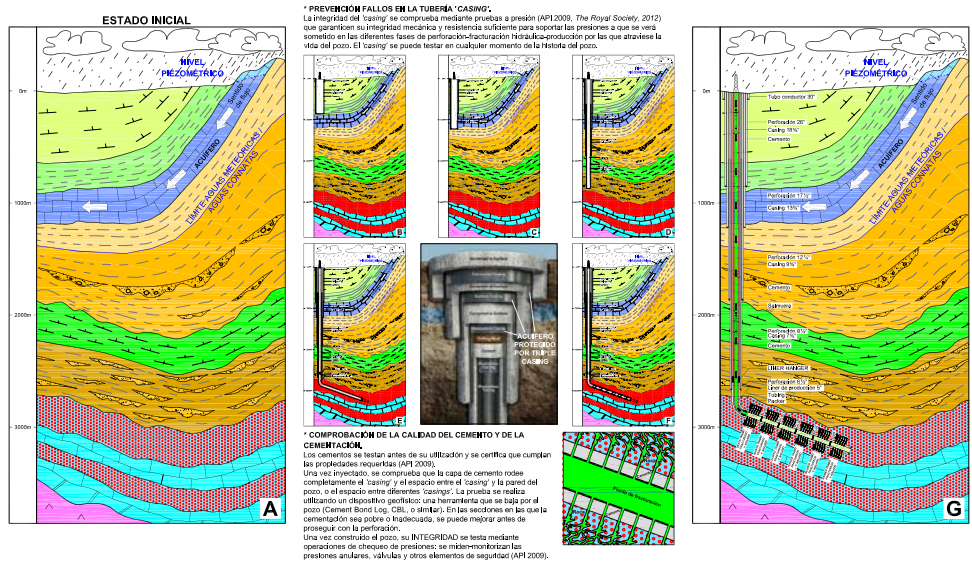
A continuación se expone una descripción sucinta, y necesariamente simplificada, de cómo se realizan habitualmente ambos procesos: la perforación del pozo primero y la fracturación hidráulica después. Obviamente, en detalle, todos y cada uno de los procesos son mucho más complejos.

### 2.3.2. La perforación del pozo

A continuación, se comenta cómo se diseña y se construye un pozo para llegar al objetivo exploratorio/productor, en este caso un reservorio no convencional tipo *Oil* y/o *Gas Shale*, atravesando primero toda la columna superior. En el presente ejemplo, se supone que la serie sedimentaria a atravesar contiene un acuífero. Se describe cómo se perfora la columna estratigráfica y cómo se protege dicha columna. Se trata de perforar un pozo desde la superficie y alcanzar la formación reservorio. Tres precisiones antes de comenzar a describir el proceso:

- Los objetivos para exploración/ producción de hidrocarburos que actualmente se investigan y/o producen en el mundo, suelen encontrarse en rangos de profundidades que pueden variar entre los 2.000 m (se puede considerar someros o muy someros) y los 5.000 m (profundos). Aunque se trata de una generalización, en la actualidad normalmente se investigan objetivos profundos o muy profundos.
- En algunos pozos, entre la superficie y el objetivo exploratorio puede existir algún acuífero que se deba atravesar para alcanzar el reservorio/roca almacén. En muchas verticales no se encuentra ningún acuífero, al menos ninguno de entidad. Por acuífero se entiende una roca porosa y permeable que contiene agua dulce, agua meteórica que se recarga desde la superficie, por infiltración a través de los afloramientos de la roca, del agua de lluvia o de cauces fluviales.
- Los yacimientos de hidrocarburos (ya sean hidrocarburos convencionales como no convencionales) siempre se encuentran preservados, sin contacto con la superficie ni con los acuíferos. Si estuvieran en contacto, los hidrocarburos, especialmente el gas, hubieran escapado del reservorio a lo largo del tiempo geológico. Téngase en cuenta que los hidrocarburos albergados en un reservorio llevan atrapados en esa roca almacén muchos millones de años. Normalmente, entre ellos y la superficie, tiene que haber un volumen de sellado (una roca sello impermeable) que marca el 'límite aguas meteóricas/aguas de formación' representado en los diferentes recuadros de la Figura 2.3. Es un límite no permeable que el agua meteórica no ha sido capaz de traspasar. De ese límite hacia abajo, las formaciones geológicas contienen en sus poros aguas de formación, o aguas connatas, que son salinas y relictas de las aguas marinas que existían en la cuencas de sedimentaciones. Es, también, el dominio de los hidrocarburos, que se preservan en las partes del subsuelo que no han entrado en conexión con la superficie. Las aguas dulces, las contenidas en los acuíferos, suelen encontrarse por encima de 1.000 m, siendo esa la profundidad utilizada en la Figura 2.3 para situar el contacto entre las aguas meteóricas y las aguas connatas o aguas de formación.

Figura 2.3. Integridad y estanquidad del pozo



Fuente: Realización propia

Figura 2.3 (bis) Detalles de Estados del pozo (A, B Y C)

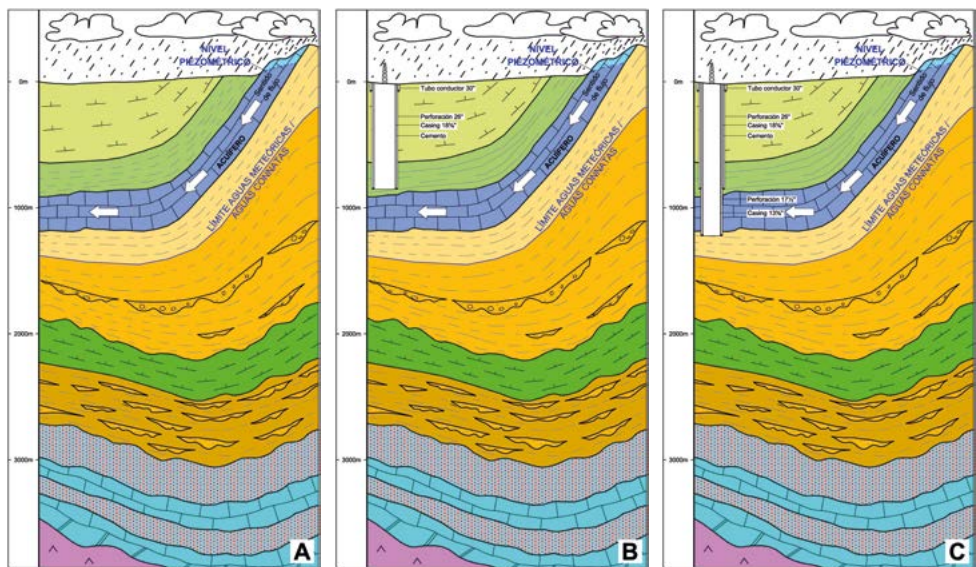
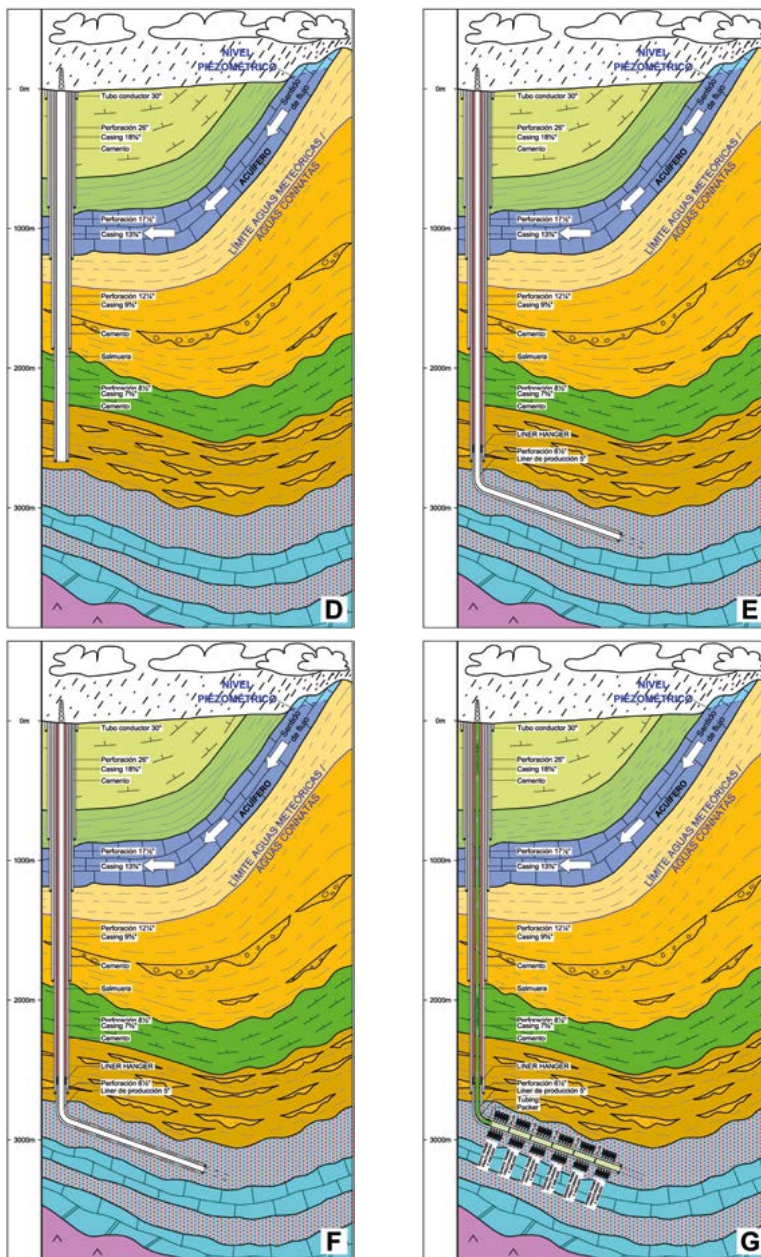


Figura 2.3 (bis) Detalles de Estados del pozo (D, E, F y G)



Fuente: Realización propia

En el recuadro A, de la Figura 2.3 (bis), se muestra la disposición teórica, pero habitual, de los elementos del subsuelo antes del comienzo de una perforación. Ese recuadro muestra el estado inicial, antes de empezar a perforar: la superficie y la columna rocosa en el subsuelo hasta llegar al reservorio que se quiere investigar/producir. El recuadro G representa el estado final, cuando la perforación ya ha concluido y se está procediendo a realizar la fracturación hidráulica. En los diferentes recuadros de la Figura 2.3 (bis) se muestran también las profundidades, aproximadas y utilizadas como ejemplo, a las que pueden encontrarse cada uno de los elementos representados. Esas profundidades pueden variar en márgenes amplios pero, en cualquier caso, la posición del potencial objetivo no convencional a perforar-fracturar, situado a unos 3.000 m, puede considerarse una profundidad media coherente con situaciones reales.

Los pozos para exploración-producción de hidrocarburos se perforan de forma telescópica. En consecuencia, cuánto más profundos sean, suelen necesitar más fases en su construcción. Obviamente, los diámetros de perforación de las sucesivas fases, a medida que se profundiza, van siendo menores, tal y como se representa en los diversos recuadros de la Figura 2.3. Los diámetros de perforación y de entubación que se representan en dicha Figura, se han seleccionado para ilustrar este ejemplo, pero son perfectamente habituales en las perforaciones para exploración-producción de hidrocarburos. Las tuberías de revestimiento empleadas (*casing*) en la construcción de los pozos que se perforan para hidrocarburos se fabrican según estándares internacionales y suelen tener espesores del orden de unos 3,8 cm.

La parte más superficial se reviste con el tubo conductor y se cementa hasta la superficie el espacio existente entre la tubería y la formación, las paredes del pozo. En este ejemplo el diámetro del tubo será de 30 pulgadas (76,2 cm). Se enclava en la parte más somera, su longitud puede variar entre los 10 y 30 m. El criterio general es que atraviese completamente el suelo y que penetre en el substrato rocoso consolidado. En realidad la perforación e instalación de este tubo conductor no suele considerarse como una fase de perforación propiamente dicha, más bien se considera como parte de la construcción del emplazamiento. Teniendo en cuenta esa consideración, en el ejemplo que se propone, el pozo se perforará empleando cinco fases: Fase 1, perforación y entubación del tramo superior; Fase 2, perforación y entubación del acuífero; Fase 3 y Fase 4, perforación y entubación del tramo intermedio; y Fase 5, perforación y entubación del reservorio. Las características y finalidades de estas fases se describen en el Anexo 2 del presente documento.

Estas fases engloban los trabajos de perforación del pozo propiamente dichos. Hasta aquí, prácticamente no hay diferencia se trata de un pozo perforado para un objetivo convencional o de un pozo para un objetivo no convencional, en el que habrá que realizar posteriormente la fracturación hidráulica. Solamente se suele producir la diferencia de que

en un objetivo no convencional, normalmente cuando se llega al reservorio a investigar o producir, el pozo se orienta paralelamente al techo y muro de la formación. En los objetivos convencionales los pozos suelen ser, aunque no siempre, verticales o cercanos a la vertical.

En cualquier caso, obsérvese que toda la columna estratigráfica perforada, incluida la zona de la que luego se producirá, queda completamente sellada y aislada del pozo creado. En algunos tramos (en los acuíferos) hasta por cuatro tuberías, en el ejemplo utilizado, y tres espacios cementados.

El pozo tiene que estar completamente aislado de las formaciones atravesadas y con todos los elementos de seguridad habilitados. Es siempre así, entre otras cosas, porque normalmente transcurre un determinado tiempo (meses, quizás años) desde que se perfora el pozo hasta que se empieza a producir. En el caso de realizar posteriormente trabajos de fracturación hidráulica, desde que termina la perforación del pozo hasta que se fractura la formación, también pueden pasar semanas o meses.

Si el pozo fuese negativo (se puede llegar a saber con los datos obtenidos en la perforación y en la interpretación de las diagráfias), se abandonaría definitivamente, perfectamente sellado y aislado de las formaciones geológicas perforadas y, adicionalmente, se instalarían varios tapones de cemento (normalmente de entre 50m y 100m) a varias alturas del hueco perforado.

Adicionalmente a lo descrito hasta aquí, debe añadirse que a la terminación de cada una de las fases de perforación-entubación-cementación, se emplean herramientas específicas para comprobar que todos esos trabajos hayan sido realizados de forma correcta, detectar alguna incorrección que pudiera haber ocurrido y corregirla. Se certifica y se comprueba estrictamente la integridad de todos los elementos empleados y, en general, la estanqueidad del pozo en su conjunto. Todas ellas son operaciones rutinarias, realizadas en todo el mundo, en cientos de miles de pozos cada año.

Estas operaciones son obligatorias y se ejecutan según las buenas prácticas de la industria, con objeto de garantizar taxativamente que: 1) no se produzca invasión de fluidos desde las formaciones geológicas al pozo, ni caídas de fragmentos de sus paredes, y 2) no se pueda producir ningún tipo de contaminación desde el pozo a los acuíferos y/o a cualquier otro nivel cortado en el sondeo, ni por los fluidos utilizados en la perforación (lodos, etc.), ni por los fluidos de fracturación (si posteriormente se realizase fracturación hidráulica), ni por los hidrocarburos y/u otros fluidos contenidos en el reservorio (básicamente agua de formación, agua connata, salina) que se pudieran llegar a producir.

### 2.3.3. La fracturación hidráulica o *fracking*

La fracturación hidráulica (o ruptura de la roca mediante agua y una serie de aditivos), más conocida como *fracking*, es la tecnología más común para extraer hidrocarburos (petróleo y gas) del subsuelo, especialmente la mayoría de los denominados hidrocarburos no convencionales.

En caso de decidirse realizar fracturación hidráulica en un pozo, primero es necesario crear conexiones entre el interior del sondeo y la formación geológica a estimular puesto que, tal y como se representa en el recuadro E, a la finalización de la perforación, el pozo ha quedado totalmente aislado de las formaciones cortadas. En cualquier caso, ya se trate de un reservorio convencional como de uno no convencional, es necesario poner en contacto el pozo con el reservorio que contiene los hidrocarburos.

Los conductos de conexión se abren utilizando pequeñas cargas explosivas que se bajan por el interior del pozo y se disparan o explotan a las profundidades exactamente requeridas, agujereando la tubería y el cemento, produciendo 'canales', que suelen tener diámetros de 2 o 3 cm. Estas vías de conexión solamente se abren en el tramo del pozo donde se sitúa la formación geológica que contiene los hidrocarburos. Mediante estos conductos se conecta la formación geológica almacén con el pozo, pero solamente a través de estas perforaciones, el resto del pozo queda perpetuamente aislado de las formaciones geológicas, reservorio incluido (ver recuadro F de la Figura 2.3.)

Hasta el presente punto, los trabajos descritos de diseño y de construcción del pozo son completamente similares, ya se trate de investigar-producir de un reservorio convencional, como de investigar-estimular-producir de un almacén no convencional. A partir de este punto las acciones a poner en práctica cambian dependiendo de la naturaleza del reservorio.

En un yacimiento convencional, el hidrocarburo (gas y/o petróleo) fluirá libremente, a través de las perforaciones creadas con las cargas explosivas, quedando el resto del pozo perpetuamente aislado de las formaciones geológicas.

En un yacimiento no convencional se perfora igualmente la tubería y el cemento (con las mismas cargas explosivas), pero antes de producir hay que estimular mediante fracturación la formación (ya sea un reservorio tipo *Gas Shale*, *Oil Shale*, *Gas Tight*, *Oil Tight* o una capa de carbón), porque en este tipo de reservorios, con valores muy bajos de permeabilidad, el hidrocarburo no es capaz de fluir por sí mismo. La fractura hidráulica (*fracking*) se realiza inyectando el fluido a presión a través de las perforaciones, que constituyen la única vía de comunicación entre el pozo y la formación geológica (ver recuadro G).



La presión con la que este fluido de fracturación alcance la roca reservorio a estimular deberá ser mayor que la presión de rotura de la roca, puesto que solamente así el fluido conseguirá fracturar, abrir micro-fracturas en la roca. La presión de rotura depende de muchos factores como: profundidad, tipo de roca, características petrofísicas concretas, etc. Son datos que se pueden conocer mediante la previa realización de una serie de ensayos específicos (Ensayo de rotura de formación (*FBT*, *Formation Breakdown Test*, o similares)).

Una vez estimulada (fracturada) la formación reservorio no convencional, el hidrocarburo será ya capaz de fluir del reservorio al pozo (solamente a través de las perforaciones) y por este a la superficie. El volumen de roca que se consigue drenar es solamente aquel que haya sido micro-fracturado por el proceso de *fracking*. El resto permanecerá con los muy bajos niveles de permeabilidad característicos de este tipo de reservorios. Las fracturas se extienden en rangos que no suelen superar los 300m (valores habituales), en ocasiones excepcionales hasta los 400m o 500m. Ésta es la razón por la que es necesario perforar más pozos para drenar un reservorio no convencional que para producir uno convencional. La escasa longitud de apertura de las micro-fracturas presenta ese inconveniente, pero también es una ventaja a la hora de asegurar que no se alcancen acuíferos con agua dulce si éstos se sitúan a distancia mayores que las mencionadas.

Cabe añadir que las micro-fracturas que se abren con el proceso de fracturación hidráulica lo hacen siguiendo orientaciones predecibles, conocidas en cada zona de trabajo.

Los diferentes recuadros de la Figura 2.3 se encuentran escalados, a una escala general que se adapta bien a la mayoría de los proyectos. Obsérvese que la distancia entre las fracturas abiertas y la base de los acuíferos es muy grande, con pocas posibilidades de contaminación. De hecho, actualmente es posible modelizar la extensión del volumen de roca que se microfracturará en el proceso de fracturación hidráulica, utilizándose para ello, entre otros datos, los suministrados por los *suites* de logs o diagrfías; son medidas de diversos parámetros físicos de las rocas (fundamentalmente: resistividad, densidad, radioactividad natural, potencial eléctrico, velocidad sónica) realizadas en el propio pozo y a partir de las cuales pueden inferirse las propiedades petrofísicas y mineralógicas de las rocas (porosidad, composición mineralógica aproximada y si la formación geológica es permeable o no). Con esos datos puede establecerse mediante modelización la distancia a la que quedará ese volumen de roca ‘estimulado’, del muro (plano inferior) del acuífero.

Adicionalmente, también puede modelizarse, previamente a los trabajos de fracturación hidráulica y conociendo los datos petrofísicos de las diferentes formaciones geológicas situadas entre el reservorio no convencional y el acuífero, cómo será la potencial migración del fluido fracturante, desde el pozo hacia cotas superiores, donde se detendrá y si algún porcentaje del volumen total inyectado pudiera alcanzar el acuífero. Si lo hiciese, se

puede predecir qué carga contaminante sería capaz de transportar hasta el acuífero y la contaminación que ese volumen de fluido produciría en el conjunto del agua almacenada en el mismo.

El resultado final del proceso de perforación, entubación, cementación, fracturación hidráulica descrito en las anteriores páginas queda esquematizado en la Figura 2.3.

Es una forma de proceder segura, y estandarizada en todo el mundo, que garantiza que el riesgo de contaminación de acuíferos por trabajos de fracturación hidráulica sea muy bajo.

### 2.3.4.1. Fluido de fracturación

#### El agua

Obviando la arena (arena de sílice, arena de cantera o, recientemente, arena cerámica), la composición del fluido de fracturación que se inyecta suele ser:

- Agua (no necesariamente potable, aunque normalmente dulce) > 99%,
- Aditivos químicos, en concentraciones de 0'5 a 2 litros/1.000litros < 1%

El fluido base es, en la mayor parte de los casos, agua normalmente dulce, continental. Se está empezando a usar también agua salada en operaciones que se realizan en mar o cerca de la costa. En el futuro, es posible que se empleen otros tipos de fluidos en sustitución del agua.

Al agua se le añaden diversos aditivos químicos en muy bajas concentraciones. Los aditivos cumplen funciones específicas, básicamente suelen ser ácido clorhídrico, biocidas, y reductores de la fricción. El ácido clorhídrico se emplea como agente limpiador del pozo que además previene la precipitación de óxidos de hierro y disuelve algunos minerales de la roca reservorio. El biocida o bactericida se añade con objeto de impedir que se desarrollen colonias de bacterias que obturen conductos, en la formación geológica y/o en las instalaciones del pozo; además, impide que pueda generarse H<sub>2</sub>S debido a la reducción bacteriana de sulfatos. El reductor de la fricción tiene como finalidad disminuir las pérdidas de carga producidas por la fricción del fluido (que se bombea desde la superficie) con los elementos del pozo: tuberías, perforaciones en la tubería y en el cemento, y con la propia formación geológica. Otros aditivos pueden ser reductores de la viscosidad del fluido, inhibidores de la tensión superficial del fluido, correctores del pH, inhibidores de corrosión, gelificantes, estabilizadores de arcillas, etc.

El volumen de agua que se inyecta y la mezcla de aditivos varían de una formación geológica a otra. La composición se diseña específicamente para cada formación geológica (aunque existen muchas similitudes) y es una de las claves de la efectividad de todo el proceso de fracturación hidráulica.

## El proceso de fracturar

El proceso de fracturar hidráulicamente la roca implica diversas operaciones y, aunque la forma de proceder se encuentra más o menos estandarizada, puede variar de unas operaciones a otras. Las específicamente referidas con la fracturación hidráulica, suelen ser:

- Normalmente se comienza con un flujo de limpieza que tiene por objeto limpiar las paredes del pozo de posibles costras y/o depósitos carbonatados producidos durante la perforación, así como evitar la precipitación de óxidos de hierro en las tuberías. Habitualmente se emplea ácido clorhídrico, HCl, diluido en agua en concentraciones próximas al 15%.
- Fracturación hidráulica, inyección del fluido fracturante que, composicionalmente, puede ser diferente de unos proyectos a otros, aunque será relativamente similar en pozos en los que se estimula la misma formación geológica. Habitualmente se inyecta un fluido base, que suele denominarse *Slick Water* y que contiene los aditivos adecuados para esa formación geológica y para la profundidad a la que se encuentra. El volumen de agua utilizado en una etapa de fracturación (un *stage* en su terminología anglosajona) puede variar entre 1.000 y 3.000m<sup>3</sup>. Cada uno de estos intervalos puede tener una longitud de unos 100m, medida a lo largo del pozo. Normalmente siempre lleva un bactericida y un reductor de la fricción en concentraciones muy bajas (del orden de 0'0004992%). Puede llevar algún aditivo adicional, pero en concentraciones muy bajas. Es el fluido que 'rompe', que fractura la formación geológica a estimular el que abre las microfracturas. La inyección del fluido se realiza de forma rápida, ocupando del orden de cuatro o cinco horas, durante las que se inyecta el volumen equivalente a una etapa o *stage* de fracturación.
- Bombeo del agente propante o apuntalante; suele ser arena de cantera, granos de cuarzo naturales o cerámicos, que se introducen en las microfracturas creadas en el proceso anterior, evitando que se cierren cuando se rebaje la presión. Se utiliza el mismo fluido *Slick Water* como agente portador de la arena y se inyecta inmediatamente a continuación del flujo anterior que abre las microfracturas. A veces se añade un gelificador al *Slick Water* con objeto de que el arrastre del elemento propante sea más efectivo.

Generalizando, tal y como se ha comentado, puede hablarse de unos 1.000m<sup>3</sup> a 3.000m<sup>3</sup> de agua por etapa de fracturación. En un pozo para fracturación hidráulica pueden realizarse hasta diez etapas de fracturación, aunque normalmente son menos. En el ejemplo de la Figura 2.3 (bis), recuadro G, se ha representado un pozo con seis etapas de fracturación. Aunque en el esquema de dicho recuadro se muestra el proceso de inyección- fracturación en su conjunto, cada etapa o *stage* se fractura individualmente,

empezando por el más profundo y siguiendo, uno por unos, por los superiores. Cada vez que se fractura una etapa, se aísla, existen herramientas específicas a tal fin, por encima y por debajo, de las demás. La fracturación hidráulica de cada etapa puede estar separada de la anterior por varios días o incluso alguna semana, tiempo en el que se puede proceder al abastecimiento y acopio del agua necesaria. En otras palabras, el caudal necesario suele ser muy pequeño al disponer de un periodo largo de tiempo para re-abastecerse.

### Productos químicos utilizados

Como ya se ha comentado, habitualmente se emplean solamente cuatro o cinco aditivos (ácido clorhídrico, bactericida, reductor de la fricción, antioxidante, inhibidor de corrosión,...), fundamentalmente dependiendo de las características composicionales de las formaciones geológicas a investigar. No más de diez o doce.

Hoy en día, los componentes químicos y las concentraciones de estos aditivos son públicos. En Estados Unidos existió, al comienzo de la historia del empleo de la fracturación hidráulica, un cierto secretismo sobre la composición química de los aditivos utilizados, por cuestiones de competencia industrial y mantenimiento de patentes. Actualmente, las composiciones de los productos químicos utilizados en los procesos de fracturación hidráulica se encuentran recogidas en el sitio web [www.frackfocus.org](http://www.frackfocus.org).

En España, y en toda Europa, los productos químicos que se utilicen como aditivos deberán estar recogidos en el Reglamento REACH (CE) nº 1907/2006, Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de sustancias y preparados químicos (autorizado su uso), o pre-registrados, o bien sujetos a algún tipo de exención de registro documentado.

La razón de ser del Reglamento REACH es garantizar que no se fabriquen ni empleen sustancias químicas que puedan afectar negativamente a la salud humana y/o al medio ambiente. De hecho, dejando aparte las sustancias químicas que puedan emplearse en los trabajos de fracturación hidráulica, con instrumentos como el Reglamento REACH la legislación europea obliga a que cualquier sustancia química que se fabrique, que se comercialice o que se utilice en la Unión Europea deba estar registrada y disponer de su código CE, número de Registro REACH, así como de su correspondiente ficha de Datos de Seguridad (FDS).

Adicionalmente, existe una intensa labor de I+D+i en curso que permitirá, que de hecho está permitiendo ya, el empleo de un menor número de aditivos y utilizar en el futuro productos que sean biodegradables (la mayor parte ya lo son hoy en día) y que alcancen la categoría de «para empleo en alimentación» (*food standard* en terminología inglesa). Es la categoría de los productos químicos empleados en la industria alimentaria, sin ningún riesgo ni para la salud humana ni para el medio. De hecho, muchos de los que

se utilizan en este proceso ya lo son, otros son sustancias que se emplean habitualmente en otro tipo de industrias como potabilización de aguas de consumo, absorbentes en pañales, etc.

Este aspecto, la química de los aditivos, fue uno de los principales argumentos esgrimidos históricamente contra los trabajos de fracturación hidráulica, si bien el tiempo, y la rápida evolución tecnológica, fruto de la frenética labor de I+D+i que caracteriza a este sector industrial está modificando esta perspectiva.

#### 2.3.4.2. Fluido de retorno o *flowback*

Parte del fluido inyectado retorna, vuelve a la superficie y se recupera cuando comienza la producción del yacimiento, cuando se libera o rebaja la presión en la roca reservorio al dejar fluir el pozo. Se denomina fluido de retorno o *flowback* y, en volumen, puede representar entre el 15% y el 80% del volumen inyectado. Este parámetro muestra variaciones muy significativas de unas formaciones geológicas a otras. En general, cuanto más arcillosas son, suelen devolver menores volúmenes de *flowback*, cuanto más areniscosas y/o limolítica, los valores suelen ser mayores.

La composición del fluido de retorno no coincidirá con la composición del fluido inyectado. En este fluido de retorno, a la composición original de la mezcla inyectada puede añadirse agua de formación (salina, si la hubiere en el reservorio), metano y otros gases (en el caso de *Gas shales* y *Gas Tight*), petróleo (en el caso de *Oil Shales* y *Oil Tight*), fragmentos en suspensión de la roca reservorio (margas, lutitas negras, carbones) y del propante utilizado (arena) y sales y otros compuestos inorgánicos y orgánicos naturales de la formación geológica, disueltos en el fluido de retorno. Los productos químicos inyectados con la mezcla original, de aparecer en el *flowback*, lo harán con porcentajes característicos de trazas, puesto que una parte sustancial de ellos puede quedar absorbida en la formación rocosa, principalmente en la fracción lutítica rica en materia orgánica. Lógicamente las formaciones geológicas no aportarán al fluido de retorno ningún elemento que no contenga.

En consecuencia, no tiene mucho sentido hacer extrapolaciones de lo que pueda ser la composición del *flowback* en una formación geológica concreta partiendo de las composiciones de los fluidos de retorno de otras formaciones geológicas distintas. Lo racional es caracterizar el *flowback* de la roca reservorio con la que se trabaje en cada proyecto.

Cada formación geológica propiciará que su fluido de retorno tenga composición característica, específica. La composición del *flowback* puede ser modelizada con anterioridad al comienzo de los trabajos de fracturación hidráulica, puesto que se conocerá la composición de la roca en la que se inyectará, la composición del fluido a inyectar y

las condiciones de presión y temperatura que reinen en el volumen de roca donde se inyectará el fluido fracturante.

Una vez obtenido, puede reutilizarse (después de quitar los sólidos y añadir más agua) en nuevas operaciones de fracturación, hoy en día se hace así en porcentajes del 70 al 80% del volumen obtenido, en el futuro se hará en el 100%, o en valores muy próximos. Se disminuye así la necesidad de suministro de agua. Otra solución es su envío a gestor autorizado para su tratamiento, como otras aguas residuales industriales.

## CAPÍTULO 3. *MADE IN AMERICA*: LA REVOLUCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

### 3.1. Introducción

El *boom* de los hidrocarburos no convencionales, tanto en gas natural como en petróleo, que se ha producido en Estados Unidos ha dado un inesperado impulso económico al país y al mundo. El rápido crecimiento de la producción experimentado en los últimos diez años ha cambiado drásticamente las tendencias económicas predominantes en tiempos recientes al influir en el precio y en la oferta de materias primas de importancia vital, y ha tenido un fuerte impacto para los consumidores, las empresas, la industria y el Gobierno.

Gracias a una cadena de acontecimientos realmente extraordinaria, Estados Unidos ha pasado de ser un país marcado por la dependencia energética a ser un productor de hidrocarburos muy avanzado desde el punto de vista tecnológico.

A mediados de la década del 2000, la producción tanto de petróleo como de gas natural llevaba casi 30 años reduciéndose y se anunciaban caídas mayores. Pero en 2007 y 2008, Estados Unidos empezó a vislumbrar un aumento significativo de la producción de gas natural, propiciada por las nuevas tecnologías que permitían acceder a los depósitos de gas de lutita, o *shale gas*. Unos años más tarde, gracias a dichas técnicas se empezaron a liberar cantidades de crudo acumulado en formaciones de lutitas aún mayores. Ambos acontecimientos representan uno de los puntos de inflexión de más importancia en la historia de los recursos naturales.

En conjunto, el gas y el petróleo no convencionales han cambiado la tendencia económica en el país. El aumento de la oferta, entre otros factores como las decisiones estratégicas de la OPEP, la ralentización del crecimiento de la demanda, etc., ha provocado una brusca reducción de los precios de los hidrocarburos: el precio *spot* de referencia del gas Henry Hub llegó hasta los 15,39 dólares/MMbtu en diciembre de 2005, y en diciembre de 2015 y en enero de 2016 no llegaba a 1,7 dólares, con una caída de entorno al 90% en diez años. El precio *spot* del *West Texas Intermediate* (WTI), que llegó a 62,60 dólares por

barril de petróleo en octubre de 2005, alcanzó los 133,4 en 2008 y cayó hasta los 26,28 dólares por barril en enero de 2016. La revolución del *shale* ha incrementado de tal modo la oferta de gas en Estados Unidos que ha creado una ventaja en costes energéticos muy importante para un país cuya economía se ha visto en ocasiones sacudida por subidas imprevistas de estos costes, y ha impulsado inversiones de una magnitud extraordinaria. Con este significativo aumento de la producción de gas y petróleo, y la consecuente bajada de precios, la revolución del *shale* ha representado un fuerte revulsivo para la economía de Estados Unidos en su conjunto.

¿Cómo se ha producido esta revolución? ¿Y por qué ha ocurrido en Estados Unidos? Como se ha puesto de manifiesto en capítulos anteriores, en todo el mundo se pueden encontrar formaciones de lutitas ricas en petróleo y gas, pero si se echa la vista atrás queda patente que Estados Unidos dispone de una serie de recursos y estructuras únicos, tanto geológicos y económicos como gubernamentales, industriales y humanos, que han impulsado, facilitado y apoyado el *boom* de los hidrocarburos no convencionales. Las personas, el capital, los incentivos y el espíritu emprendedor e innovador han hecho de Estados Unidos el único gran productor mundial de hidrocarburos no convencionales. Si bien se estima que Estados Unidos tiene el 25% de los recursos no convencionales de todo el mundo, este país concentra actualmente el 90% de la producción mundial, es decir, unos 12,7 millones de barriles equivalentes de petróleo diarios, de un total de unos 14 millones de barriles equivalentes. Prácticamente todo el resto lo produce Canadá. Al final de 2013, 79 mil de los 92 mil pozos de petróleo y gas no convencionales de todo el mundo estaban en Estados Unidos.

Gracias a los hidrocarburos no convencionales, Estados Unidos está hoy en día posicionado como potencia energética mundial, con una sólida garantía de suministro a precio asequible que facilita la competitividad de su industria y mejora su posición negociadora en la política internacional.

Pero las implicaciones de este *boom* van más allá de este país y son de ámbito global. El aumento de la oferta ha alterado el flujo de hidrocarburos en todo el mundo. Los países que tradicionalmente exportaban a Estados Unidos han tenido que redirigir sus flujos hacia el mercado asiático ante la caída de las importaciones en este país. Además, Estados Unidos tiene la oportunidad de exportar tecnologías y modelos de negocio a otros países. Lo que en la pasada década ha sido un fenómeno casi exclusivamente norteamericano podría llegar a convertirse en un fenómeno mucho más global en las próximas décadas.



### 3.2. ¿Cómo ha llegado hasta aquí Estados Unidos?

Aunque, como se ha comentado en anteriores capítulos, la industria de los hidrocarburos de Estados Unidos se remonta al siglo XIX, cuando se extrajo gas de lutita por primera vez en Fredonia, Nueva York, en 1821, el verdadero nacimiento de la industria petrolera americana tuvo lugar en 1859, año en que los buscadores de petróleo encontraron «oro negro» en Titusville, Pennsylvania.

La industria de los hidrocarburos fue pasando por periodos de auge y crisis a lo largo de un siglo de crecimiento general en el que aparecieron nuevos y grandes campos en Texas y California, en el Golfo de México y en Alaska. Pero, a medida que la demanda crecía más rápidamente que la producción, en la segunda mitad del siglo XX el país tuvo que empezar a importar. La producción del petróleo nacional alcanzó su pico en 1972 con 9,4 millones de barriles diarios, pero en 1990 había caído a 7,4, hasta tocar fondo en 2008 con una producción de cinco millones de barriles diarios. La producción de gas natural se disparó de 16 mil millones de pies cúbicos (BCF<sup>51</sup>) al día en 1950 a 59,4 en 1973, antes de estancarse y bajar hasta los 49,5 BCF en 2005.

Tras la crisis del petróleo de la década de 1970, con la caída de la producción y el riesgo de dependencia de las importaciones, Estados Unidos se propuso buscar nuevas fuentes de energía que limitaran la dependencia energética a largo plazo en un contexto político complicado entre otros factores, por el creciente poder de la OPEP o los embargos de los países árabes. Con este fin, el Gobierno americano puso en marcha iniciativas encaminadas a desarrollar métodos de extracción de nuevas fuentes de energía: petróleo y gas natural atrapado en formaciones de lutitas. Los geólogos y expertos en energía sabían que estaba allí, pero el sector no disponía de las herramientas, métodos, ni conocimientos necesarios para extraerlo de forma eficiente.

En 1976, el *Morgantown Energy Research Center* lanzó el *Eastern Gas Shales Project*, que financió investigaciones y experimentos realizados por universidades y entidades privadas para buscar formas de extraer el gas con nuevas técnicas de perforación. El año siguiente, el Departamento de Energía (DOE) por primera vez pudo poner en práctica la fracturación hidráulica<sup>52</sup> masiva, en Colorado, utilizando un flujo de agua bajo presión para romper la roca y liberar los hidrocarburos. A continuación, el Gobierno se propuso mejorar los costes para hacerlo más atractivo.

La *Crude Oil Windfall Profits Tax Act*, ley promulgada en 1980 que gravaba los beneficios excepcionales del petróleo nacional con un impuesto especial, otorgaba créditos fiscales a empresas que pudieran producir combustible de fuentes no convencionales, incluyendo lutitas, arenas bituminosas y biomasa. Este crédito se mantuvo hasta el año 2000.

51 1 bcf=0,0283 bcm

52 Tecnología conocida y puesta en marcha desde 1946, como se comenta en el capítulo anterior.

La industria no avanzó demasiado en la siguiente década, a pesar de los importantes incentivos que se dedicaron a la investigación y el desarrollo de nuevas técnicas. A lo largo de los años 80, las entidades gubernamentales y los agentes privados trabajaron juntos para desarrollar y probar nuevas formas de explotar hidrocarburos no convencionales, y llevaron a cabo varios programas piloto. Una de las innovaciones principales consistió en perforar en horizontal, en lugar de en vertical, como se había hecho tradicionalmente en los sectores de petróleo y gas. Con esta técnica, como se ha explicado en detalle en el anterior capítulo, los equipos perforan directamente hacia dentro de la tierra, luego giran y rompen en horizontal las formaciones de lutitas.

En 1991, George P. Mitchell, un ingeniero especializado en petróleo y geólogo de formación, llevó a cabo la primera fractura horizontal en la formación Barnett de Texas, con la colaboración del *Gas Research Institute* y el DOE. Como ocurre a menudo en los sectores nuevos, los primeros resultados no fueron rentables, ya que la técnica de fracturación con *foam water* que estaba impulsando el *Eastern Gas Shales Project* era muy ineficiente. Pero Mitchell siguió adelante. Finalmente, en 1998 adaptó el método de fracturación habitual con fluido de baja fricción, llamado *Slickwater* y consiguió la primera producción de gas de lutita económicamente viable en Barnett, con unos costes muy inferiores.

En los siguientes siete meses, los pioneros acudieron en masa a los yacimientos, tanto a Barnett como a Fayetteville, en Arkansas, y a Haynesville, entre Arkansas y Louisiana. Entre otros importantes pioneros en la historia del gas de lutita, estaba Aubry McClendon, cuya compañía Chesapeake Energy se convertiría en uno de los principales inversores del yacimiento. En 2005, Barnett estaba produciendo casi 500 BCF de gas natural al año, alrededor del 3% de la producción total del país. El sector todavía estaba «en pañales».

A partir de 2005, la industria de los hidrocarburos no convencionales creció a una velocidad impresionante. La fracturación hidráulica se puso en marcha en nuevas áreas para obtener gas natural y, con un desarrollo rapidísimo, la tecnología se empezó a aplicar también cada vez más para obtener petróleo de lutita, o *shale oil*. Con otro pionero, Harold Hamm, a la cabeza, las empresas extractoras empezaron a perforar en Bakken, Dakota del Norte, que resultó ser un subsuelo muy productivo. Si bien Bakken era en 2005 un yacimiento secundario, que producía sólo alrededor de dos mil barriles diarios, en 2008 la producción aumentó hasta 100 mil barriles diarios, y ha llegado a más de un millón de barriles diarios a finales de 2014.

Bakken ha contribuido a que Estados Unidos, junto con el resto de su producción de petróleo convencional y no convencional, alcanzara en 2014 la mayor producción petrolera anual desde 1989, 9,4 Mbbld. Más recientemente, y debido a la actual crisis del precio del petróleo, la producción se redujo a 9,1 Mbbld en enero de 2016. La producción de gas natural también siguió creciendo hasta su máximo, a medida que la

perforación horizontal se extendió a los principales yacimientos. En 2008, el 94% de los pozos perforados en Barnett eran horizontales, mientras el país seguía aumentando sus reservas a pasos agigantados. Un estudio del Instituto Geológico de Estados Unidos sugería en 2008 que Marcellus contenía 250 veces más hidrocarburos de lo que se pensaba en un inicio. Los permisos, la producción y la actividad se aceleraron en éste y en otros yacimientos, y entre 2005 y 2014 la producción de gas seco en Estados Unidos creció un 46%.

Este increíble aumento de la producción fue un revulsivo de todos los relatos pesimistas que rodeaban a los hidrocarburos no convencionales y conformó los cimientos de una nueva realidad económica.

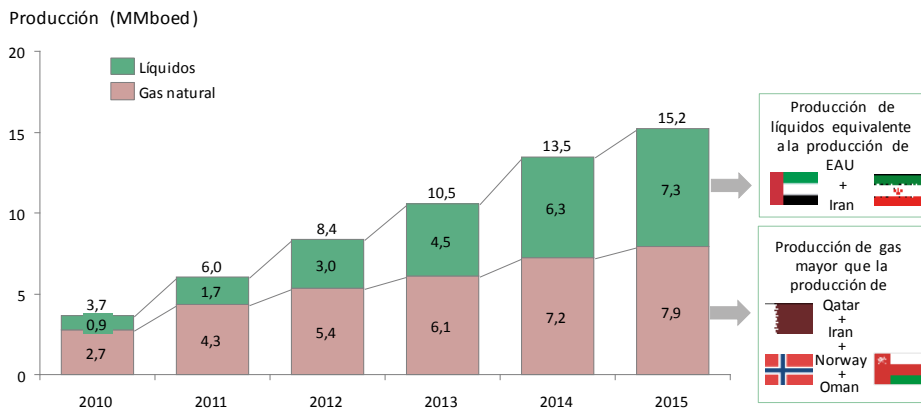
En 2008, Estados Unidos produjo más petróleo y gas, en conjunto, que Arabia Saudí, y en 2013 superó a Rusia para llegar a ser el mayor productor de petróleo y gas del mundo, siete años antes de lo proyectado por la EIA. Dicho de otra manera, entre 2008 y 2014 la producción conjunta de petróleo y gas de Estados Unidos pasó de 17 millones de barriles de petróleo equivalente diarios, es decir, un 12% de la producción mundial, a 23 millones, un 16% de la producción mundial.

Esta tendencia continuó durante la recesión y la expansión, y atravesó periodos de volatilidad de precios. Los tres principales yacimientos, Eagle Ford, Bakken y Permian, suponen la gran mayoría de la producción de petróleo de lutita de Estados Unidos, y más del 60% de la producción de estos tres yacimientos alcanza el umbral de rentabilidad al precio de 50 dólares por barril de crudo<sup>53</sup>. Los bajos precios del petróleo actuales están impulsando una mayor eficiencia y disciplina de capital.

Como puede verse en la siguiente Figura, la producción de hidrocarburos no convencionales norteamericanos se ha triplicado de 2010 a 2015, hasta los 15,2 millones de barriles de petróleo equivalentes al día<sup>54</sup>.

<sup>53</sup> A fecha de 2015, según Rystad Energy

<sup>54</sup> *Unconventional Performance Database*, The Boston Consulting Group

Figura 3.1: Evolución de las cuencas no convencionales de Norteamérica<sup>55</sup>

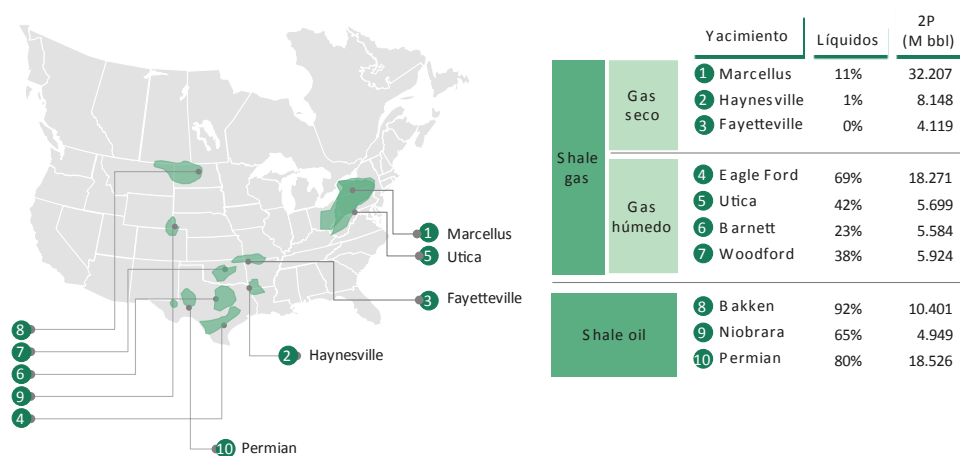
Fuente: *Unconventional Performance Database de BCG, Rystad Energy*

A finales de 2014, el mercado mundial del petróleo afrontaba ya una serie de dificultades geopolíticas y de mercado, en parte atribuibles al *boom* de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos. A lo largo de 20 años, estos hidrocarburos han pasado de ser una hipótesis a convertirse en un importante recurso para Norteamérica. Según la *Energy Information Administration*, las reservas no probadas de petróleo de lutita y *tight oil* ascienden a 58 mil millones de barriles, es decir, al 26% de todas las reservas petrolíferas de Estados Unidos, mientras que las reservas probadas y no probadas de gas de lutita se estiman en 664 BCF, equivalentes al 27% de las reservas totales. Y la producción ha seguido aumentando hasta el primer trimestre de 2015, momento en que empezó a caer. La producción de petróleo de lutita alcanzó los 2.300 millones de barriles en 2014, y la de gas de lutita llegó a superar los 30 BCF diarios. Además, se siguen encontrando y desarrollando nuevos recursos. En 2013, el número acumulado de pozos perforados en los yacimientos no convencionales se había multiplicado por diez desde 2007, hasta llegar a 65 mil, y a finales de 2014 se habían superado los 90 mil pozos, que estaban perforando alrededor de 1.800 plataformas. En Estados Unidos la red de oleoductos ha llegado a los 243 mil kilómetros, y los gasoductos ya suponen 2,51 millones de kilómetros.

A medida que crece, el sector madura y se hace más complejo, variado y segmentado. Más que hablar de un mercado de hidrocarburos no convencionales, tiene sentido hablar de varios mercados diferentes. Los diez principales yacimientos que muestra el mapa de la Figura 3.2 tienen diferentes características y perfiles.

<sup>55</sup> *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, publicado por la EIA en junio de 2013

Figura 3.2: Principales yacimientos no convencionales



Fuente: *Unconventional Performance Database de BCG, Rystad Energy*

En términos generales, la producción se puede dividir en tres categorías, que son el petróleo de lutita y los dos tipos de gas de lutita: gas seco y gas húmedo. El gas húmedo (*wet gas*), como su nombre indica, es más probable que incluya líquidos y condensados en su composición. Bakken, en Dakota del Norte, es un campo petrolífero, en el que el petróleo de lutita supone alrededor del 92% de la producción. Igualmente, en Permian, Texas, el petróleo de lutita representa un 80% de la producción. Eagle Ford, Bakken y Permian aportan en total el 75% de la producción de crudo de lutita y de condensados. Por otro lado, los yacimientos Eagle Ford y Woodford, en Oklahoma, junto con Utica en el noreste, son importantes productores de gas húmedo. El 69% de la producción de Eagle Ford es líquida. Por el contrario, Marcellus en Pennsylvania, junto con Haynesville y Fayetteville, producen casi exclusivamente gas seco.

### 3.3. Factores clave del éxito en Estados Unidos

Hasta ahora, la experiencia de Estados Unidos con los hidrocarburos no convencionales ha llamado la atención de todos los grandes productores de energía. Al echar la vista atrás parece evidente que la combinación de características únicas de este país ha facilitado la conversión de una experiencia piloto en un *boom*, y de un *boom* en una revolución económica e industrial. Además, Estados Unidos ha generado en este proceso una inmensa cantidad de innovaciones y conocimientos que podrán servir de modelo para otros países que tienen potencial para seguir sus pasos.

¿Cómo ha ocurrido? Está claro que esta revolución no podría haber empezado sin un subsuelo de lutitas y sin los acontecimientos de la historia geológica que llenaron sus poros y cavidades de inmensas cantidades de energía. Pero esto es sólo el principio. Los recursos necesitan el complemento de la tecnología, la innovación y el capital, y un entorno que propicie y favorezca la experimentación y la innovación, y que incentive la asunción de riesgos y el desarrollo. Este es un ejemplo de combinación de recursos muy abundantes y talento muy potente, «bajo» y «sobre» la superficie terrestre.

Un conjunto de factores estructurales han creado el entorno en el que este *boom* ha sido posible. Estados Unidos ha sido siempre un mercado energético libre, en el que los operadores independientes y las pequeñas empresas han podido experimentar e innovar. El sistema de derechos mineros privados ofrecía a los propietarios de terrenos el incentivo para desarrollar los recursos, vender los terrenos íntegramente o vender los derechos a aquellos dispuestos a intentar llegar a los recursos. La Administración ha jugado también un importante papel, prestando apoyo tecnológico y financiero en los primeros años de experimentación, y quedándose luego al margen a medida que se obtenían resultados. La Agencia Estadounidense para la Investigación Geológica (USGS por sus siglas en inglés) aportó información muy valiosa y algunos Estados, como Texas, Dakota del Norte y Pennsylvania, entre otros, promulgaron políticas que impulsaban la inversión. Por ejemplo, la *Texas Railroad Commission* mantuvo el impuesto del Estado sobre la extracción de petróleo y gas a unos niveles muy bajos, de 4,6 y 7,5%, respectivamente.

Además, Estados Unidos disponía de unos recursos humanos extraordinariamente valiosos. Los sectores de petróleo y gas natural se podían haber estancado en la década de 1990, pero geólogos e ingenieros, perforadores de pozos y gestores, mostraron una experiencia, entusiasmo y preparación que les permitieron seguir avanzando y contar con los equipos e infraestructuras necesarios. A medida que crecía la producción, nuevos campos se incorporaban a la red de transporte del país. En 2005, Estados Unidos tenía 209 mil kilómetros de oleoductos y 2,4 millones de kilómetros de gasoductos, incluyendo 480 mil kilómetros de gasoductos de larga distancia<sup>56</sup> y un gran número de instalaciones para procesar y almacenar gas y productos derivados. Los inversores y operadores de redes de transporte se mostraron dispuestos a ampliar su alcance tradicional y las leyes de expropiación permitieron la construcción de nuevas infraestructuras. Estados Unidos tenía en 2015 capacidad para procesar 77 BCF de gas natural al día, aproximadamente el 25% del total mundial, y mucha de esta capacidad estaba alrededor de la Costa del Golfo.

Aunque el sector ya disponía de muchas de las herramientas, se necesitaban algunos nuevos desarrollos y procesos, y si el sector de servicios no hubiera sido capaz de ponerse manos a la obra para disponer de los equipos necesarios, las nuevas reservas se habrían quedado bajo tierra. Los fabricantes tradicionales, así como las numerosas empresas

<sup>56</sup> Información del Bureau of Transportation Statistics, del United States Department of Transportation

de diseño, producción e ingeniería asociadas al sector, aportaron las plataformas y los equipos de fracturación hidráulica necesarios para ampliar considerablemente la búsqueda de hidrocarburos. A finales de los 90, el número total de pozos horizontales en operación en Estados Unidos era de alrededor de 50, en 2004 empezaron a crecer y, en diez años, la flota americana de plataformas rotatorias de perforación aumentó alrededor del 60%. Y las plataformas de perforación horizontal, las que han crecido más, se multiplicaron por 10, de 130 a 1.350 de junio de 2004 a diciembre de 2014, hasta llegar a ser más del 70% del total. En enero de 2016 se llegó a las 500 plataformas de perforación horizontales, un 80% del total, tras cierta ralentización debida a los bajos precios del petróleo. A medida que el nuevo sector iba cobrando vida, surgían otros para darle servicios: empresas de construcción de ductos y de perforación, proveedores de equipos de bombeo de alta presión y de apuntalantes (arenas *proppant*). La fracturación hidráulica no puede realizarse sin la energía y las bombas para inyectar los líquidos en la roca, y prueba de ello es que entre 2003 y 2013 el mercado norteamericano de bombas de alta presión creció a una tasa media anual del 25%, multiplicándose por diez en diez años.

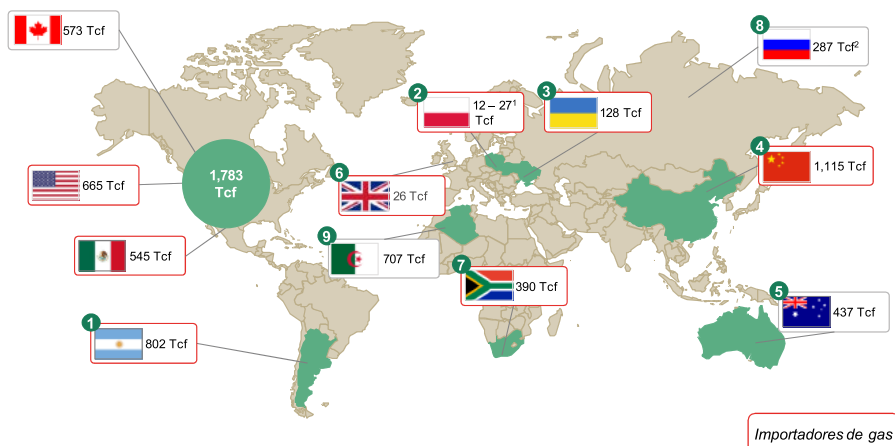
A medida que el sector cobraba fuerza, el sólido sistema financiero americano se movilizaba para conseguir financiación, tanto en Estados Unidos como en el resto del mundo. Inyectar agua a presión dentro de la corteza terrestre requería inyectar una gran cantidad de dinero en el sector. Entre 2005 y 2015, las empresas de exploración y producción invirtieron alrededor de 561 mil millones de dólares en los yacimientos de *shale*, frente a los 297 mil millones que invirtieron en los yacimientos terrestres convencionales de petróleo y gas.

Los países que han identificado recursos potenciales de lutita y que se propongan seguir los pasos de Estados Unidos tendrán que emular las condiciones que han facilitado este éxito. La regulación de acceso a los terrenos y concesión de licencias deberá reflejar la necesidad de perforar más pozos y más dispersos para obtener gas y petróleo de lutita que para obtener hidrocarburos convencionales. Las Administraciones locales deberán autorizar la fracturación hidráulica en las fases de exploración para conocer el volumen de las reservas, y asegurar un control que garantice la seguridad en la aplicación de estas técnicas. El sistema de obtención de los permisos necesarios en todas las fases del desarrollo de un pozo debe ser ágil, para facilitar las operaciones y evitar retrasos muy costosos, y la fiscalidad debe ser transparente y fácil de aplicar y predecir. Las empresas que prestan servicios en los yacimientos deben realizar un trabajo de primer nivel, con las herramientas, equipos y personal experto necesario, y con las máximas garantías de salud, seguridad y medio ambiente. La regulación tendrá que impulsar la colaboración y forzar a los operadores a compartir información geográfica, geofísica y medioambiental. Tanto como el desarrollo de los yacimientos, habrá que planificar el desarrollo de la logística necesaria para explotarlos, incluyendo el transporte de personas, equipos y suministros,

así como una estrategia relativa al suministro del agua, imprescindible para la fracturación hidráulica, y su tratamiento y eliminación posterior<sup>57</sup>.

La tecnología, la innovación, el capital humano, el acceso a la financiación, la regulación o el apoyo de la Administración son algunos de los factores clave que han permitido el desarrollo de los recursos no convencionales en Estados Unidos.

Figura 3.3: Recursos potenciales de gas de lutita fuera de Norteamérica



Fuente: IEA junio de 2013, Bloomberg, BAFA, AER, Pemex, Instituto geológico polaco, BCG

Las autoridades públicas deberán también impulsar un diálogo abierto con las comunidades locales que les transmita todos los beneficios que aporta el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales a la economía local, desde la creación de empleo hasta las compensaciones dinerarias, pasando por las inversiones en infraestructuras de la comunidad, y que les garantice que se están abordando todas sus preocupaciones relativas a la seguridad y el medio ambiente a través de los organismos de control y seguimiento independientes de las empresas de exploración y vinculados a las comunidades.

### 3.4. Impacto económico del boom

El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos ha tenido un impacto económico importante y generalizado en los sectores de petróleo y gas, las industrias adyacentes y en toda la economía del país, y las perspectivas de crecimiento

<sup>57</sup> Ver Shale Gas: Ten Levers to Ensure Safe and Effective Development en [bcgperspectives.com](http://bcgperspectives.com)

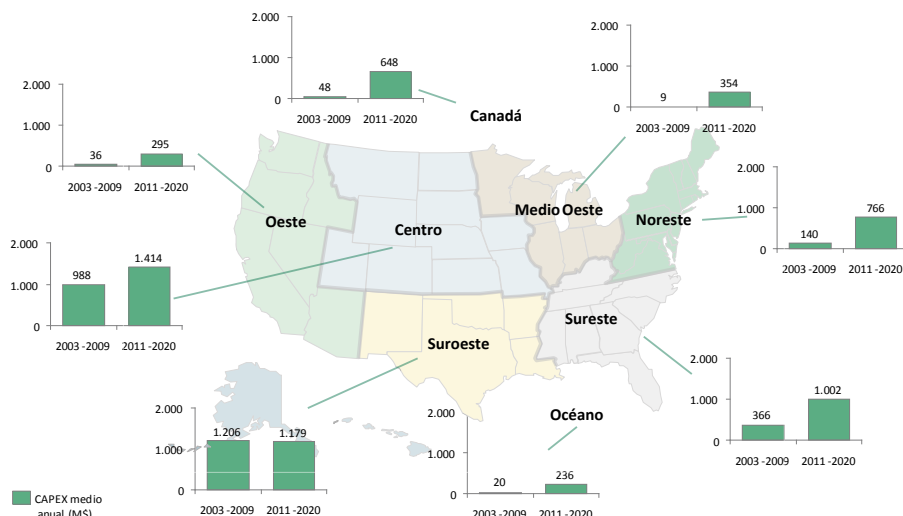


de la producción a precios competitivos auguran que este impacto positivo será duradero. La seguridad de suministro es un factor esencial en la estabilidad económica del país, sin duda alguna, pero también hay que señalar la importancia de que la industria disfrute de ventajas en costes que mejoren su competitividad, tanto en aquellos sectores industriales que utilizan el gas natural como materia prima como en otros sectores con un consumo intensivo de electricidad.

### 3.4.1. Impacto en el sector de hidrocarburos

El impacto más inmediato se ha producido en **exploración** y **producción**, pero también el **transporte** se ha visto afectado. El aumento de la oferta ha llevado a realizar inversiones significativas en infraestructuras. Entre 2003 y 2009 el gasto anual medio de capital en ductos fue de 2.700 millones, y entre 2011 y 2020 se espera que el total anual sea de 5.200 millones. Si se recoge en un mapa la distribución geográfica de las inversiones en ductos, se observa cómo los hidrocarburos no convencionales están trazando nuevas rutas comerciales. Casi todas las inversiones realizadas en el periodo 2003-2009 tuvieron lugar en las regiones del suroeste y central, desde Texas a Dakota del Norte, y estas regiones seguirán siendo protagonistas entre 2011 y 2020. Sin embargo, en los próximos años veremos un aumento importante de inversiones en el noreste, el sureste y el medio oeste.

Figura 3.4: Impacto de la ubicación de la producción en las inversiones en transporte



Fuente: EIA, INGAA, BCG

La capacidad de procesamiento de gas es otro componente importante en *Midstream*. Antes del *boom* de los hidrocarburos no convencionales, Estados Unidos y Canadá ya estaban a la cabeza del mundo en capacidad de procesamiento de gas, por ejemplo, en plantas que separaban los líquidos del gas húmedo, y en esta área también se ha producido recientemente un gran aumento de la inversión.

Los ferrocarriles han sido la tercera área en la que los hidrocarburos no convencionales han disparado la inversión. Aparte de transportarse en oleoductos, el crudo liberado de las rocas también puede hacerse en contenedores ferroviarios. Este modo de transporte ha sido especialmente importante para trasladar las enormes cantidades de crudo extraído de Bakken hasta las refinerías del oeste, el sur y el este, ya que las líneas de ferrocarril se han construido a un ritmo mucho más rápido que los nuevos oleoductos, refinerías y plantas de procesamiento. Y los ferrocarriles funcionan como calles de doble dirección, que además de transportar el gas desde Bakken y otros yacimientos, también trasladan hacia éstos las materias primas vitales para la producción, como por ejemplo las arenas de fraccionamiento.

En 2014, los ferrocarriles de BNSF invirtieron mil millones de dólares para ampliar el servicio a lo largo de todo el corredor del norte y proveer servicios a Bakken<sup>58</sup>. BNSF<sup>59</sup> afirma también que sus clientes han invertido más de dos mil millones en vagones cisterna y otras infraestructuras ferroviarias para el transporte de crudo. Aunque hace una década era casi inexistente, el transporte de apuntalantes (*proppant*) y tubos OCTG (*oil country tubular goods*) para la extracción de petróleo ha llegado a ser un negocio de entre 2.000 y 2.500 millones de dólares anuales. Aunque sea más caro que los oleoductos (el coste de transportar un barril de petróleo por tren de Bakken a St. James, Louisiana, es de entre 10 y 15 dólares, frente a los cinco dólares por oleoducto) el ferrocarril es más rápido y eficiente en costes que otros métodos, y conlleva menos riesgos medioambientales que los camiones. Además, los ferrocarriles ofrecen una gran flexibilidad, con una red tan amplia que permite transportar el producto desde y hasta prácticamente cualquier punto de Estados Unidos y responder con rapidez a las demandas del mercado.

El rápido aumento de la demanda ha generado inversiones también importantes en empresas que fabrican ductos y otros suministros esenciales para el sector de los hidrocarburos. Así, a modo de ejemplo, en Youngstown, Ohio, la compañía francesa Vallourec construyó una planta de 1.000 millones de dólares para suministrar ductos de acero a las empresas extractoras de gas, y más al sur, en Thomasville, Alabama, Energex Tube creó 280 puestos de trabajo al aumentar su capacidad de producción de ductos en 192 mil toneladas. Baker Hughes anunció a principios de 2014 sus planes para construir una nueva planta en Oklahoma City que supondrá la creación de 475 empleos.

<sup>58</sup> BNSF to Continue Investments Related to U.S. Oil Boom, publicado en The Wall Street Journal en junio de 2014

<sup>59</sup> Mapas de las redes de transporte ferroviario en <http://www.bnsf.com/customers/oil-gas/>

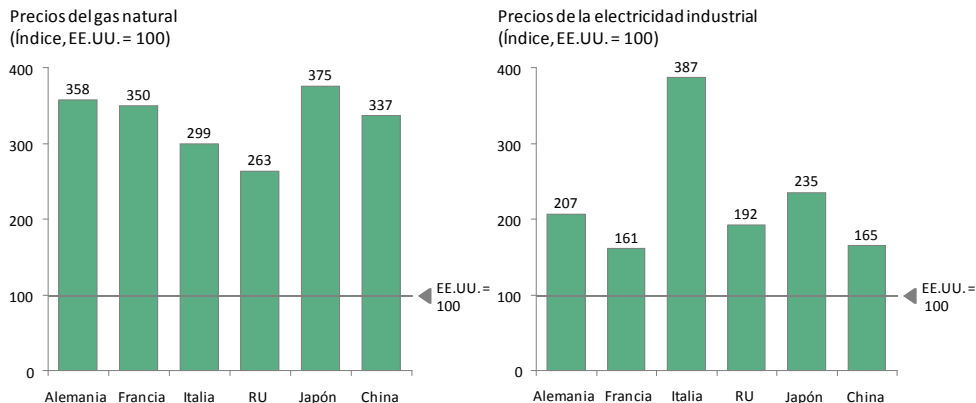
Figura 3.5: Impacto de los desarrollos de gas de lutita a gran escala



Fuente: BGC

El *boom* de los hidrocarburos no convencionales también está cambiando el panorama de la **generación de electricidad** en Estados Unidos. La combinación de la nueva oferta y la nueva regulación sobre las emisiones está impulsando el cambio de carbón a gas natural. El gas natural en los últimos años está ganando cuota de mercado, contribuyendo a reducir las emisiones y también el coste para los consumidores de electricidad. Según la EIA, en 2004 el carbón se utilizaba para generar el 50% de la electricidad en Estados Unidos mientras que el gas natural suponía el 18%, en 2009 la cuota de mercado del carbón bajó al 44% y la del gas natural subió al 23%, y en 2015 sus cuotas fueron ambas del 33%. Las renovables también han contribuido al menor uso del carbón, pero en menor medida que el gas natural, que en los últimos diez años ha incrementado su cuota en el mercado de generación alrededor de un 50%.

Este desarrollo ha sido muy beneficioso. En primer lugar, porque el gas natural es relativamente más barato y contribuye a reducir el precio de la electricidad que, como ya hemos mencionado, en Estados Unidos es entre un 25 y un 65% inferior al de otras economías exportadoras. La electricidad más asequible favorece mucho a empresas energéticas, consumidores industriales y hogares. En general, para la industria de Estados Unidos los costes combinados de la electricidad y del gas natural suponen alrededor del 3% de los costes totales, mientras en Alemania ascienden al 9% y en China al 6%.

Figura 3.6: Precios de gas y electricidad en relación con los de EE.UU.<sup>60</sup>

Fuente: IEA Quarterly Energy Price and Tax Statistics, BCG

En segundo lugar, la combustión del gas natural es más limpia que la del carbón, ya que emite un 40% menos de CO<sub>2</sub> por kilovatio hora<sup>61</sup>. Por tanto, el mayor uso del gas contribuye a la reducción de emisiones por generación de electricidad. El sector eléctrico, que emite el 32% del gas de efecto invernadero (GEI) en Estados Unidos, ha reducido estas emisiones alrededor del 20% entre 2007 y 2012<sup>62</sup>. La Agencia de Protección Medioambiental Americana (EPA) ha publicado en los últimos años nuevos estándares que exigen que las empresas energéticas reduzcan las emisiones de las plantas de generación, y muchos productores de electricidad se han ajustado a estos nuevos estándares gracias a la disponibilidad y al precio del gas natural que les ha permitido cambiar sus fuentes de energía en lugar de invertir en tecnologías caras y poco desarrolladas todavía de captura de carbono. Por ejemplo, SNL Energy afirma que desde 2009 se han retirado de forma permanente alrededor de 25 mil megavatios de capacidad de generación con carbón, y las eléctricas han anunciado sus planes de retirar otro tanto hasta 2022. En parte como resultado de estos cambios, Estados Unidos ha aumentado considerablemente sus exportaciones de carbón, de 35,4 millones de toneladas métricas en 2002 a 89 en 2014, según datos de la EIA.

<sup>60</sup> Precios medios de 2012, según IEA Quarterly Energy Price and Tax Statistics

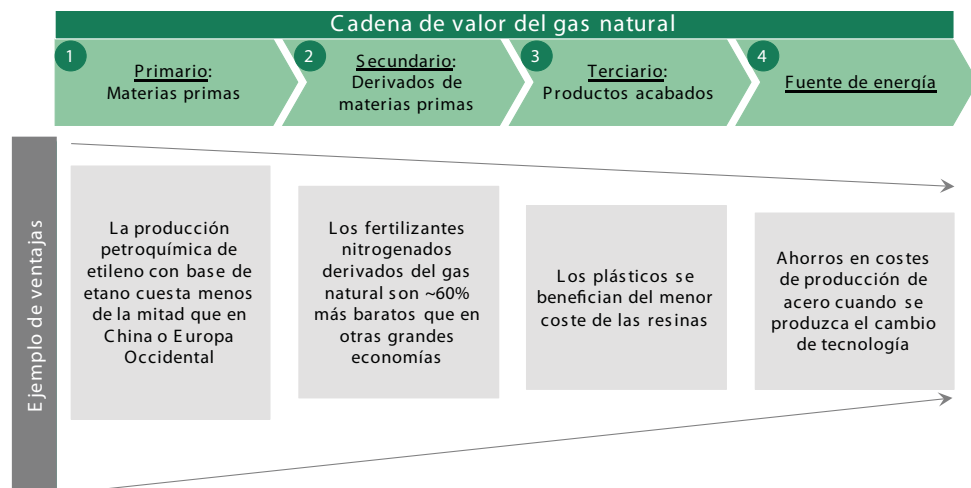
<sup>61</sup> How much carbon dioxide is produced per kilowatt hour when generating electricity with fossil fuels? en Independent Statistics & Analysis de la IEA

<sup>62</sup> Sources of Greenhouse Gas Emissions, publicado en la página de la United States Environmental Protection Agency

Estados Unidos ha sido el país en el mundo que más ha reducido sus emisiones de carbono entre 2005 y 2013, en parte gracias a la producción de gas no convencional como sustituto del carbón para la generación eléctrica.<sup>63</sup>

La amplia oferta y la caída de los precios del gas natural han tenido un impacto significativo en las **industrias con un consumo muy intensivo de energía**, que han pasado a utilizar gas natural como combustible más asequible. Puesto que el gas es ahora en Estados Unidos tan barato como en cualquier país productor, incluido Catar, y entre un 25 y un 100% más barato que en los mercados importadores, la energía se ha convertido en una ventaja competitiva para muchos sectores y ha provocado considerables inversiones en varias industrias intensivas en energía que utilizan hidrocarburos como materia prima, como la petroquímica, los fertilizantes nitrogenados y los plásticos. Estamos siendo testigos de un renacimiento de la industria manufacturera en Estados Unidos, impulsado en gran medida por la energía barata. Así por ejemplo en 2013, Dow Chemical había previsto nuevas inversiones sólo en el sector químico por valor de 100 mil millones<sup>64</sup>.

Figura 3.7: Ventajas del gas de lutita para el sector



Fuente: BCG

Esta ventaja favorece sobre todo a los sectores que se relacionan con el principio de la cadena de valor del gas natural: las empresas que utilizan el etano como materia prima.

<sup>63</sup> All of the Above Energy Strategy. [https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/docs/aoa\\_energy\\_strategy\\_as\\_a\\_path\\_to\\_sustainable\\_economic\\_growth.pdf](https://www.whitehouse.gov/sites/default/files/docs/aoa_energy_strategy_as_a_path_to_sustainable_economic_growth.pdf)

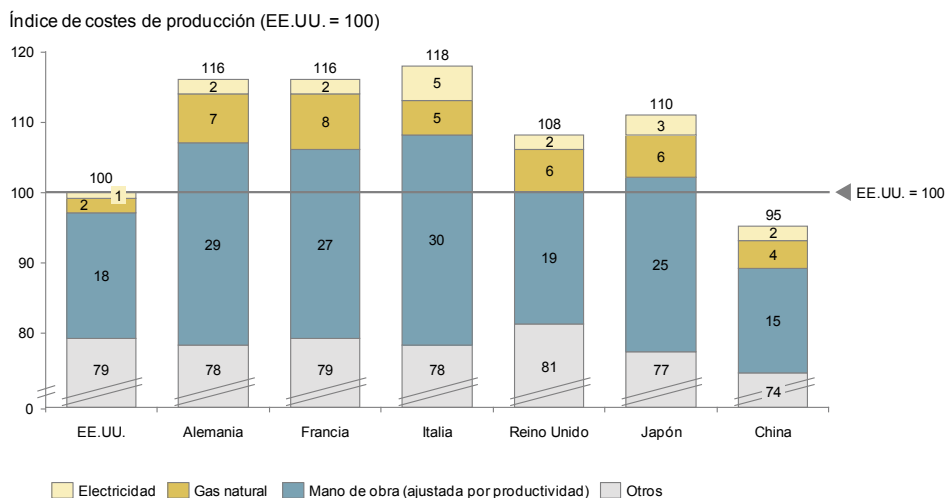
<sup>64</sup> Chemical Companies Rush to the U.S. Thanks to Cheap Natural Gas, publicado en Bloomberg en julio de 2013

La producción petroquímica de etileno cuesta menos de la mitad en Estados Unidos que en China o Europa Occidental. El etileno con base de etano producido en Estados Unidos tenía en 2014 un precio un 65% menor que el del etileno con base de nafta. A su vez, las empresas que fabrican productos derivados de estas materias primas, como los fertilizantes nitrogenados derivados del gas natural, pueden producir en Estados Unidos a un precio un 60 por ciento inferior al de otras economías productoras como Europa y China, en gran medida porque el gas natural es más barato. En un índice de costes de fabricación, la parte que corresponde al aprovisionamiento de gas natural es en Alemania 1,8 veces mayor que en Estados Unidos, y en China 2,2 veces más.

En los últimos años, empresas tanto nacionales como extranjeras han anunciado planes ambiciosos para crear o reubicar capacidad de producción de materias primas en Estados Unidos. Así por ejemplo en Point Comfort, Texas, la empresa taiwanesa Formosa Plastics está invirtiendo dos mil millones de dólares en la construcción de una nueva planta de etileno y activos *Downstream*, en parte gracias a la oferta de gas de lutita. Y el gigante sudafricano del petróleo Sasol anunció en octubre de 2014 su intención de invertir 8.100 millones de dólares para construir una planta de cracker de etano con capacidad para procesar 1,5 millones de toneladas al año al suroeste de Louisiana.

Las ventajas de costes de energía en Estados Unidos han motivado un resurgimiento de la industria, al reducir los costes de fabricación significativamente, situándolo a la altura de países que tradicionalmente se han considerado objetivo para la externalización de actividades manufactureras. Aunque algunas economías sigan mostrando costes de producción menores, como China, se está produciendo una combinación de fuerzas económicas por las que estos países pierden parte de su ventaja, como el incremento de los salarios, el envejecimiento de la población activa y la inflación. Además, a estos costes hay que añadir los costes logísticos que encarecen la venta de los productos en mercados lejanos. En este contexto, Estados Unidos ha conseguido incrementar su competitividad y aumentar su producción tanto para consumo interno como para el abastecimiento de mercados cercanos, fundamentalmente.

Figura 3.8: Estructura de costes de producción frente a EE.UU. <sup>65</sup>



Fuente: Censo económico de los Estados Unidos, BLS, BEA, ILO

### 3.4.2. Impacto en la balanza comercial

La historia reciente de Estados Unidos se ha caracterizado por la importación de hidrocarburos, con el consiguiente gran déficit comercial en productos basados en el petróleo y su impacto en la macroeconomía. Este *boom* ha revertido esta tendencia y creado nuevos flujos comerciales. Gracias a la producción de petróleo no convencional, Estados Unidos está importando mucho menos petróleo que al principio de este siglo.

Entre 1985 y 2006, las importaciones de crudo se multiplicaron por 3,4, pero desde este pico, han caído un 32% en 2015<sup>66</sup>. Puesto que la demanda nacional de gasolina se ha mantenido constante en estos años, gracias a la mezcla con etanol y la mayor eficiencia de los vehículos, la gran industria de refino americana ha encontrado otros mercados para exportar productos refinados del petróleo, como la gasolina. Las exportaciones de crudo y productos petrolíferos pasaron de un millón de barriles al día en 2003 a 3,6 millones de barriles diarios en 2013, con un valor de 83.200 millones de dólares, que ha crecido un 31% hasta finales de 2015. En este contexto, las inversiones para facilitar las exportaciones de gas natural de Estados Unidos hacia Asia, Europa y Sudamérica siguen aumentando. Las

<sup>65</sup> Estructuras de costes calculadas como media ponderada de todos los sectores. Las cifras de EE.UU. muestran los costes en un grupo de Estados del sur. Las cifras de China muestran los costes en la región del Delta del río Yangtze. No se presume diferencia en «otros» costes (materias primas, depreciación de maquinaria y herramientas, etc.). Los valores diferentes dependen del mix industrial de cada país exportador. Datos del censo económico de los EE.UU., BLS, BEA, ILO

<sup>66</sup> Estadísticas de importaciones de crudo de Estados Unidos, publicadas en Independent Statistics & Analysis de la EIA

empresas están haciendo un esfuerzo de adaptación rápida ante un cambio tan drástico para poder convertir las terminales de importación de GNL en terminales de exportación. Cheniere está construyendo una serie de terminales de varios miles de millones de dólares para llevar el gas natural de Estados Unidos a otros mercados.

Esta dinámica de caída de importaciones y aumento de exportaciones ha supuesto una mejora del déficit comercial de productos relacionados con el petróleo de 158 mil a 132 mil millones de dólares entre 2012 y 2013 en Estados Unidos, que se ha reducido otro 16% en los primeros diez meses de 2014. El *boom* de los hidrocarburos no convencionales ha sido un factor muy relevante en la reducción del déficit comercial americano y, por tanto, de la dependencia del capital extranjero.

La independencia energética que aportan los hidrocarburos no convencionales a Estados Unidos está teniendo impacto sobre la economía mundial, ya que este país ha sido tradicionalmente el comprador de petróleo dominante en el mercado global, y ya no lo es.

El declive de la demanda de importaciones ha liberado recursos globales que se han redirigido a economías en crecimiento, como China. Estados Unidos envía grandes volúmenes de gas natural y gasolina a México, donde la capacidad de producción y refino no ha mantenido el mismo ritmo que la demanda. En un mundo poco estable, la mayor capacidad de producción de América sirve de anclaje para ayudar a mantener la estabilidad de los precios globales y de la oferta. El *boom* de hidrocarburos no convencionales también ha ayudado a la economía de Estados Unidos y, por extensión, a la mundial, a ser más resistente.

### 3.4.3. Impacto para la sociedad

Los hidrocarburos no convencionales han tenido un impacto positivo para los consumidores americanos al reducir los precios de la gasolina, gasóleo de calefacción y electricidad. También ha beneficiado considerablemente al empleo, ya que los puestos de trabajo directos en empresas de energía y servicios energéticos han aumentado considerablemente en los últimos años, de 150 mil empleos en noviembre de 2007 a 215 mil en noviembre de 2014, casi un 50%, según la Secretaría de Estadísticas Laborales del Ministerio de Trabajo. En Dakota del Norte, en gran medida gracias al *boom* de producción de Bakken, la tasa de desempleo era del 2,8% en octubre de 2014. Entre octubre de 2004 y octubre de 2014 el número de puestos de trabajo en el Estado pasó de 340 mil a 471 mil, es decir, con un crecimiento del 39%. Entre 2000 y 2013, la población del Estado, que no había cambiado en los anteriores 70 años, aumentó un 13%.



La caída del precio de la energía ha tenido implicaciones nacionales al ser un estímulo constante para los ciudadanos americanos, que no atravesaban una situación fácil. Los salarios habían crecido muy despacio, y la reducción de los impuestos sobre los salarios, que formó parte de las medidas de estímulo económico que se tomaron entre 2009 y 2011, se había revertido. Pero unos menores costes de la energía funcionan como una reducción fiscal muy progresiva. La energía representa alrededor del 18% del gasto de los hogares americanos. En 2012, las fuentes de energía primarias (petróleo y gas natural) supusieron el 35% de los nueve mil dólares que un hogar americano típico gasta en energía cada año. En diciembre de 2014, con un precio de la gasolina de alrededor de 0,73 dólares por litro en todo el país, un 40% menos que el junio anterior, los consumidores americanos estaban ahorrando en gasolina 360 millones de dólares al día. En 2013, los consumidores americanos gastaban alrededor de 370 mil millones de dólares al día en gasolina, así que cada punto porcentual de reducción del precio supone un ahorro de 3.700 millones de dólares. Los hogares americanos también se han beneficiado de los menores precios de la energía a través de la reducción del coste de producción y transporte de los productos que consumen.

### 3.5. De cara al futuro

¿Cuál será el futuro de los hidrocarburos no convencionales en Estados Unidos? ¿Qué riesgos y desafíos deberá afrontar el sector? ¿Qué novedades e innovaciones veremos? La experiencia más reciente demuestra que Estados Unidos está bien preparado. De hecho, la producción de recursos no convencionales sigue aumentando. En 2015 se produjeron 16,92 Mboe frente a los 15,13 Mboe de 2014, a pesar de que el precio del crudo cayó de los 106 dólares por barril en junio de 2014 a menos de 30 dólares por barril en enero de 2016, aunque en el momento de redacción del presente documento se encuentran en el entorno de 45 dólares.

A lo largo de todo este proceso de desarrollo de los hidrocarburos no convencionales americanos se han producido constantes cambios, innovaciones y reacciones sucesivas. Por ejemplo, existe una relación fuerte entre la reducción de costes y el aumento de la eficiencia, a medida que se desarrollaban los campos. Hasta ahora, los pozos petrolíferos convencionales se iban haciendo más caros con el tiempo, a medida que necesitan más presión y energía para extraer el petróleo, y sin embargo, en el caso de los no convencionales al aumentar la escala y la experiencia, junto a la intensidad de la competencia, el sector ha ganado en eficiencia a pasos agigantados.

En Bakken, por ejemplo, el tiempo necesario para perforar mil pies se redujo de alrededor de un día a unas cinco horas entre 2010 y 2013. El número de torres de perforación que

operaban en Estados Unidos<sup>67</sup> en el tercer trimestre de 2014, antes de la crisis del precio del crudo, era prácticamente el mismo que varios años antes, pero la producción no ha dejado de aumentar, gracias a la innovación y los nuevos procesos. Más recientemente, aunque el número de torres de perforación terrestres para la obtención de crudo ha descendido de 1.600 a 350, aproximadamente, la producción de crudo no convencional de abril de 2016 ha sido sólo un 10% menor que la del pico de producción registrado en marzo de 2015. La perforación en *pad*, que se ha generalizado desde 2012, con la que una única plataforma perfora entre seis y ocho pozos cubriendo un área que antes sólo contenía un pozo, ha supuesto un gran incremento de la eficiencia del proceso.

El sector también ha demostrado una gran capacidad para reaccionar ante los cambios del mercado. Por ejemplo, en los últimos cuatro años, los precios del gas natural cayeron de forma generalizada, mientras que los del petróleo se mantuvieron al alza, y provocaron un cambio hacia los líquidos. En abril de 2011, se produjo un cambio que provocó que las plataformas se utilizaran con más frecuencia para extraer líquidos (gas y petróleo) que para gas seco, y que aumentara la actividad en yacimientos más ricos en líquidos, como Eagle Ford, Bakken, Permian y Niobrara, en detrimento de otros como Haynesville, Barnett y Fayetteville. En enero de 2012, de acuerdo con el registro de plataformas Baker Hughes, 771 de las 1.691 plataformas activas buscaban petróleo, es decir, alrededor del 45%. En diciembre de 2014, 1.547 de las 1.900 plataformas activas en Estados Unidos, un 82%, perforaban en busca de petróleo. Marcellus es ahora el único yacimiento grande de gas seco cuya producción sigue creciendo gracias a la eficiencia de sus modelos operativos.

Este cambio a favor de los líquidos también ha quedado patente en las operaciones corporativas. Entre 2009 y 2014 se produjeron numerosas operaciones que afectaban a empresas con activos *Upstream* y valoraciones muy elevadas. La media fue de unas 60 operaciones al año y el valor anual del total de operaciones de alrededor de 60 mil millones de dólares. Parte de esta actividad la protagonizaron petroleras internacionales que querían comprar pequeñas empresas estadounidenses con reservas de petróleo probadas. En los últimos tiempos, por ejemplo, Exxon Mobil y Chevron han adquirido activos de pequeños operadores en los yacimientos de Bakken y Permian. También, incluso dentro de las cuencas, ha habido una tendencia hacia las áreas ricas en líquidos frente a aquellas en las que predomina el gas seco, con lo que el valor implícito asignado de las reservas probadas de petróleo subió significativamente, de unos 16 dólares por barril de petróleo equivalente en 2010 a 26 dólares en 2014, mientras que el valor del gas se mantuvo estable. Esta evolución encaja con la de los precios del petróleo, que subieron en la mayor parte de este periodo mientras los del gas se mantuvieron estables.

De ahora en adelante, es muy poco probable que se vuelvan a vivir las tasas de crecimiento de la pasada década, pero esto no significa que el *boom* haya acabado. De hecho, la

<sup>67</sup> Registro de torres de perforación Baker Hughes Rig Count and Well Count, en <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-reportsotther>

producción de hidrocarburos no convencionales continuará aumentando, aunque será a un ritmo menor, y seguirá siendo el motor de crecimiento del sector energético de Estados Unidos. Frente a los aproximadamente 22,5 millones de barriles diarios en 2014, en 2018 la producción combinada de petróleo y gas, que se dividirá más o menos a partes iguales, ascenderá a 28 millones de barriles diarios de petróleo equivalente, hasta suponer un 17% del total mundial. Los diez mayores yacimientos seguirán aumentando su producción anual hasta 2020, cuando podrán alcanzar un nivel estable de unos 19 millones de barriles diarios de petróleo equivalente. Esta previsión, lógicamente, depende en gran medida de cuándo se recupere la demanda mundial de petróleo y a qué ritmo.

La demanda doméstica de gas natural para generación eléctrica crecerá de forma gradual a medida que este combustible sustituya al carbón, si bien las renovables, que también ganarán cierto peso, y los avances en eficiencia contendrán este aumento de la demanda. Otros tipos de consumo experimentarán evoluciones parecidas: la mayor eficiencia y los traslados de población hacia zonas más templadas limitarán la demanda de gas como combustible de calefacción. Aunque se están ya construyendo las infraestructuras que permitirán utilizar el gas natural comprimido (GNC) como combustible para flotas de camiones, no parece muy probable que los vehículos de transporte de pasajeros vayan a adoptarlo en masa. De hecho, la Agencia Internacional de la Energía<sup>68</sup> prevé que el gas natural aumente su cuota como combustible de transporte por carretera del 1,4% en 2010 al 2,5% en 2018.

Ante este relativo estancamiento del mercado doméstico, con la consiguiente presión a la baja sobre los precios, en los próximos años será cada vez más importante que los productores de gas natural busquen formas para exportarlo. La oferta seguirá siendo abundante en el futuro próximo, ya que los recursos conocidos actuales equivalen a diez años o más de demanda de gas en Estados Unidos a precios iguales e inferiores a seis dólares por millón de Btu.

Los hidrocarburos no convencionales continuarán ejerciendo una influencia positiva sobre la economía de Estados Unidos: se seguirán creando numerosos empleos y su aportación a las infraestructuras y la fiscalidad del país será significativa. Continuará reduciéndose la dependencia del petróleo extranjero con lo que se limitará el déficit comercial y los flujos comerciales globales serán más ventajosos. Entre 2012 y 2018, las exportaciones de petróleo de Latinoamérica a Norteamérica podrían caer un 20%, mientras que las procedentes de África caerían un 68% y las de Oriente Medio un 37%. En estas circunstancias, se espera que los hogares norteamericanos ahorren cada año entre 700 y 1.200 dólares gracias a los menores costes de la energía, que a su vez les permitirán aumentar los gastos discrecionales casi un 10%.

<sup>68</sup> *Natural Gas to Make Up 2.5% of Transport Fuel by 2018, IEA Says*, publicado en Bloomberg en mayo de 2014

En el **Upstream (Exploración y Producción)** se van a seguir planteando oportunidades significativas ya que los recursos son muy accesibles y permitirán que nuevos competidores puedan acceder al mercado. La caída de los precios del petróleo, como ha ocurrido a finales de 2014, podrá llevar a la aparición de activos en dificultades que constituirán puntos de entrada atractivos para nuevos inversores. La inversión anual en gas de lutita se espera que aumente de 57 mil millones de dólares en 2014 a 69 mil millones en 2020. La cuota de recursos no convencionales crecerá de alrededor del 60% a cerca del 70% sobre la producción total del gas natural en 2020.

El crecimiento podrá proceder, en parte, de nuevos campos. El debate sobre recursos no convencionales en Estados Unidos se suele centrar en los campos maduros y más conocidos, como Permian, Eagle Ford y Bakken, pero también jugarán un papel importante en el panorama energético de los próximos años los nuevos campos, como Woodbine/Eaglebine, en el sureste de Texas, Tuscaloosa Marine, que forma un arco atravesando Louisiana y Mississippi, y San Juan, en Nuevo México. Estos campos se encuentran en un estado de desarrollo embrionario, en términos comparativos. Por ejemplo, en Woodbine/Eaglebine se perforaron los primeros pozos en 2010, y en 2014 se perforaron alrededor de cien. En conjunto, entre 2010 y 2014 se perforaron menos de quinientos pozos en campos emergentes. Pero hace unos diez años Bakken tampoco producía apenas, y una pequeña semilla dio unos frutos impresionantes en cuestión de pocos años.

Los campos actuales de menor relevancia tienen el potencial para llegar a ser importantes campos en el futuro, y permitir a los operadores aumentar la producción en las próximas décadas. En muchos de estos campos, los operadores están todavía tratando de desarrollar la tecnología para diseñar los pozos y procesos óptimos de fracturación hidráulica con el fin de reducir los costes y aumentar su viabilidad económica. Es difícil saber qué yacimientos serán más fructíferos ya que cada uno plantea una serie de desafíos únicos, pero el sector ha demostrado una y otra vez, en Texas, Dakota del Norte, Pennsylvania y Arkansas, que es capaz de innovar y superar la adversidad. Es probable que las empresas de exploración y producción se centren, a corto plazo, en los yacimientos ricos en crudo y gas húmedo, como Woodbine/Eaglebine, Tuscaloosa y San Juan.

Las nuevas tecnologías e innovaciones podrán contribuir al crecimiento de los campos maduros, así como de los emergentes. En los últimos meses, se ha prestado mucha atención a las actividades que afectan a los precios de mercado; un factor sumamente relevante. Pero en el contexto americano, cuyo impulso ha dependido de la concatenación de tantos factores, el precio es sólo uno de ellos. Es decir, la reacción de los productores ante los precios bajos no ha sido abandonar la actividad, sino adaptarse. Las empresas han replicado a sus predecesoras en otros sectores, como Toyota en el sector de automoción, y se han centrado en la mejora continua: una estrategia que

les ha permitido evolucionar en entornos de precios variados. Se esforzarán por seguir aprendiendo cómo ser más eficientes, y no sólo más rápidos, aplicando tecnologías que impulsan la productividad y acelerando su adopción. Es probable que se generalicen el análisis sísmico geológico de estratos en 3D, la perforación *multi-pad* y la perforación lateral de mayor alcance, innovaciones que, combinadas con otros esfuerzos, podrán seguir reduciendo los costes de producción en un 10 o 20% en los próximos años, y bajar el umbral de rentabilidad.

La **ventaja en costes** energéticos de Estados Unidos se mantendrá durante al menos varios años ya que, a día de hoy, la infraestructura para desarrollar depósitos de *shale* fuera de Estados Unidos es muy limitada y la propiedad del subsuelo es una barrera importante, y la capacidad de exportación de gas natural licuado no será significativa hasta, al menos, 2020. En consecuencia, el gas natural de bajo coste continuará teniendo un fuerte impacto positivo para la industria manufacturera de Estados Unidos a lo largo de toda la cadena de valor, desde las materias primas hasta los productos acabados, y seguirá propiciando el «renacimiento» de la industria americana. Los más beneficiados por el gas natural accesible serán los fabricantes de productos químicos basados en hidrocarburos, con ventajas en costes de hasta el 50%. Los productos intermedios derivados del gas natural, como los fertilizantes nitrogenados, gozarán de ventajas semejantes. Los beneficios serán algo más limitados para los fabricantes de productos acabados de valor añadido, como los componentes plásticos, que para los que fabrican sus materias primas. En cualquier caso, esto puede verse alterado por una dinámica de precios distinta en el sector del petróleo.

Un mayor desarrollo del sector de los hidrocarburos no convencionales exige tener constantemente presentes los **desafíos y riesgos**, tanto regulatorios como medioambientales, que su rápido crecimiento ha permitido identificar para poder abordarlos de forma anticipada.

En Estados Unidos, la regulación normalmente ha facilitado la innovación y el desarrollo de recursos, y ha permitido el rápido crecimiento del sector. Pero, como siempre ocurre en las industrias que evolucionan rápido, se han puesto de manifiesto varias dificultades propias del crecimiento. La energía es un negocio intensivo en recursos, en el que la infraestructura no siempre acompaña al ritmo de los desarrollos en los campos. Además, los hidrocarburos no convencionales afrontan retos medioambientales parecidos al resto del sector, si bien la trayectoria de seguridad y medio ambiente de los hidrocarburos no convencionales ha sido hasta hoy, en líneas generales, positiva. La consolidación de los pozos es esencial para asegurar que no se produce contaminación, así como la prevención de derrames de petróleo o accidentes en el transporte por ferrocarril que, aunque han sido hasta ahora muy infrecuentes y de consecuencias leves, pueden causar reacciones adversas entre propietarios de terrenos, políticos y reguladores.

Concretamente, los Estados y el Gobierno federal podrán fijar estándares más estrictos para aprobar desarrollos con el fin de aumentar la protección del medio ambiente, respondiendo a una preocupación generalizada por la emisión de gases de efecto invernadero a partir de la producción de petróleo de lutita. El agua supone un reto específico de los hidrocarburos no convencionales, que obligan al sector a prestar especial atención para evitar el riesgo de agotamiento de los recursos hídricos, la posible contaminación de agua potable en los campos y, en general, la potencial degradación del medio ambiente. Ya se está avanzando en la reutilización del agua y los sectores de servicios y las cadenas de suministro se están movilizando y adoptando las mejores prácticas en gestión de aguas para facilitar el desarrollo rápido de los hidrocarburos no convencionales, aunque puede ser necesario una regulación más estricta sobre aguas residuales, pozos de desecho de residuos, fracturación horizontal y otros temas que podrá ralentizar el desarrollo y aumentar sus costes. Al final del documento se incluye información más extensa sobre los posibles impactos medioambientales, qué se está haciendo para solventarlos y una serie de medidas que son clave para hacer frente a las preocupaciones de la sociedad sobre estas tecnologías.

El mayor factor de riesgo para los hidrocarburos no convencionales es el precio, al igual que para los hidrocarburos convencionales. En 2014, como ya hemos mencionado, la mayoría de la producción de *shale* en Estados Unidos tenía unos costes que permitían alcanzar el umbral de rentabilidad al precio del crudo de referencia del índice West Texas Intermediate de 60 dólares por barril. Los precios bajos de 2015 y principios de 2016 han favorecido un mayor control de los costes en las industrias de perforación y completación, hasta situar el umbral de rentabilidad por debajo de los 40 dólares por barril para los operadores más eficientes en Bakken, Eagle Ford y Permian. Esta contracción acelerada en 2015 se debe fundamentalmente a tres factores: los operadores han centrado sus operaciones en las cuencas más productivas, la industria de servicios ha experimentado una deflación notable y, por último, las nuevas torres de perforación son más rápidas y un 25% más eficientes que en 2014. Si los precios bajos se prolongan por aún más tiempo, no se interrumpirá la producción de forma inmediata sino que se incentivará la innovación y la eficiencia, como ya lo ha hecho en 2015, pero es probable que también se reduzca y posponga la producción en campos más caros, con el consiguiente impacto en la inversión en exploración, y la probable reducción del capital disponible. Si el sector no puede innovar para seguir reduciendo el umbral de rentabilidad y si los precios se mantienen bajos o caen más, el crecimiento del petróleo de lutita no seguirá el mismo ritmo.

### 3.6. Conclusión

«Hacer predicciones es muy difícil, especialmente sobre el futuro»<sup>69</sup>. Si miramos hacia atrás, en 2005 parecía que Estados Unidos se enfrentaba a un túnel sin salida en relación con la energía, en el que la producción de gas natural y petróleo llevaba décadas cayendo, sin que se viera luz al final. La mayor economía del mundo parecía impotente ante la evolución de los mercados de hidrocarburos globales, y corría constante peligro de verse sacudida por una crisis del petróleo. El sector energético estaba realmente moribundo. La fracturación hidráulica ya existía, pero era muy marginal.

Cualquiera que se hubiera atrevido a vaticinar que en la siguiente década Estados Unidos llegaría a ser el mayor productor de hidrocarburos del mundo habría hecho un gran ridículo. Nadie habría dicho que el gas natural podría sustituir al carbón como combustible para la generación de electricidad, que Estados Unidos estaría construyendo terminales para la exportación de gas natural y se plantearía la posibilidad de exportar crudo, que al final de 2014 Estados Unidos produciría nueve millones de barriles de petróleo diarios, y que las empresas de productos químicos y fertilizantes de todo el mundo acudirían a América para construir nuevas fábricas ante la llamada de un gas natural abundante y barato. Aunque varios de los pioneros se atrevieron a anunciar un futuro brillante para sus empresas, ninguno imaginó que iban a llegar tan alto ni que los hidrocarburos no convencionales se iban a convertir en un combustible esencial. Y todo esto ha sucedido en cuestión de pocos años. No tenemos la seguridad de que las tendencias de la pasada década vayan a seguir en la misma línea en el futuro. Pero tampoco se trata de ser pesimistas. El sector ya ha alcanzado una importante masa crítica y ha recuperado sus fuerzas. Los que veían negro el futuro de la energía americana hace una década ya conocían el valor potencial de los recursos que poseían bajo la superficie de su extenso país, pero no confiaban en el potencial de la tecnología y la innovación para liberar dichos recursos de forma rentable.

Los factores que propiciaron el *boom* todavía existen: los mercados de capitales, un sistema que impulsa el desarrollo y la innovación, profesionales con la experiencia y las habilidades necesarias para llevar a cabo proyectos complejos, infraestructuras amplias y omnipresentes, un sólido sector de servicios, etc. Es un buen augurio para el sector de los hidrocarburos, pero también para otras oportunidades.

Los analistas destacan el gran déficit comercial americano y su apetito insaciable de importaciones, pero Estados Unidos es también un importante y exitoso exportador, y ahí reside la siguiente gran oportunidad: no sólo puede exportar el gas natural y petróleo producido mediante la fracturación hidráulica de sus yacimientos no convencionales, sino que puede exportar el modelo de negocio, las tecnologías y, en definitiva, el concepto de

<sup>69</sup> Niels Bohr, Físico danés. Premio Nobel en 1922 por su contribución a la mecánica cuántica

hidrocarburos no convencionales. A todos los efectos, Estados Unidos es el gran mercado mundial de hidrocarburos no convencionales, con casi el 90% de la producción global. Los hidrocarburos no convencionales tienen potencial para llegar a ser un sector próspero en todas aquellas partes del mundo en las que haya recursos, y las empresas americanas pueden exportar su conocimiento, equipos, servicios y capital para explotar este recurso tan valioso. Y, como dijo Mark Twain, «Aunque la historia no se repite, a veces rima».



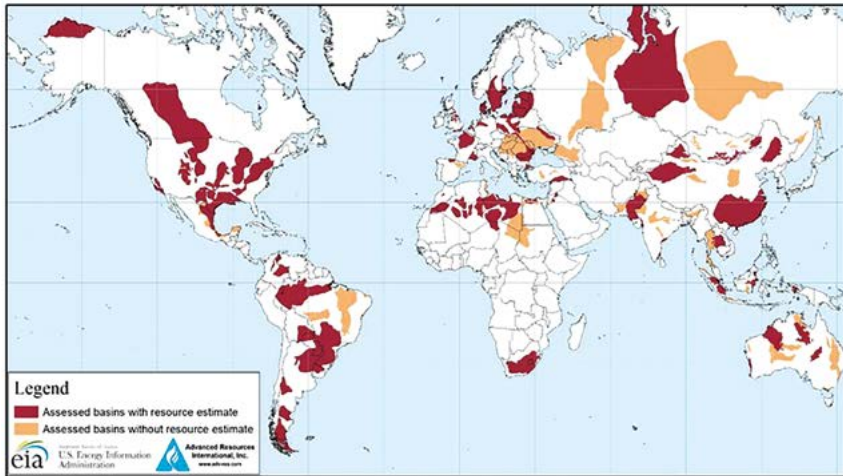
## CAPÍTULO 4. HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN EUROPA Y EL RESTO DEL MUNDO

### 4.1. Introducción

En los capítulos anteriores se ha realizado una aproximación sucinta a la cadena de valor del Oil&Gas, descrito algunos aspectos técnicos y la tipología de formaciones que albergan los hidrocarburos no convencionales, y se ha profundizado en la transformación energética que han experimentado los Estados Unidos. Este capítulo aborda la perspectiva europea e internacional, ya que el potencial de los recursos no convencionales no se limita al caso americano y existen reservas explotables en diferentes geografías.

Las arenas bituminosas de Athabasca en Canadá, las formaciones de *shale gas* de Tarim en China o las de Vaca Muerta en Argentina son sólo algunos ejemplos de la existencia de recursos no convencionales en el mundo. Lo reciente del desarrollo tecnológico que permite su extracción y la falta de infraestructura o personal cualificado, han limitado la explotación de muchos de estos yacimientos hasta la fecha. Sin embargo, se espera que los planes de desarrollo de los países con recursos, junto con la inversión de la iniciativa privada impulsen la producción de no convencionales en todo el mundo en un futuro cercano.

Figura 4.1. Cuencas con potencial evaluado de *shale gas* y *shale oil*

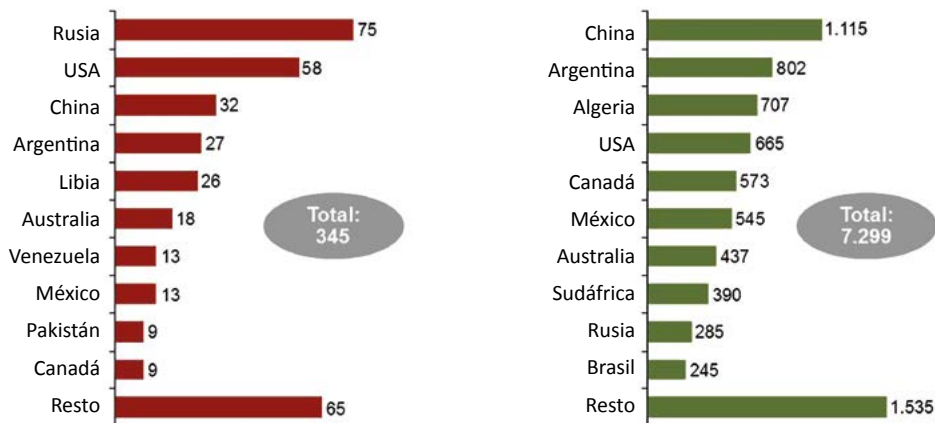


Fuente: EIA - *Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources*, Junio 2013

Las reservas mundiales están siendo aún evaluadas en la actualidad, pero ya existen estudios que cuantifican su potencial en todo el mundo.

Se estima que existe un total de 345.000 millones de barriles de *shale oil* y 7.300 tcf de *shale gas* en el mundo. Rusia, EE.UU y China se presentan como los tres países con mayor potencial en crudo, mientras que China de nuevo, Argentina y Argelia destacan por sus reservas potenciales de *shale gas*.

Figura 4.2. Principales países por reservas de shale oil (10<sup>9</sup>bbl) y gas (tcf)



Fuente: EIA - Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources, Junio 2013

## 4.2. Situación en la Unión Europea

### 4.2.1. Balance energético neto: la UE es altamente dependiente del sector exterior

La Unión Europea es deficitaria en energía y principalmente en hidrocarburos. Europa importa el 88% de sus necesidades de crudo y el 65% de sus necesidades de gas.<sup>70</sup> La disminución de la dependencia energética del exterior ha estado en el centro de la política energética de los países de la Unión desde la crisis del petróleo de los años 70, cuando se planificó la construcción del parque de centrales nucleares que opera en la actualidad, y se empezaron a impulsar los grandes programas corporativos de eficiencia energética en la industria europea.

En la última década, los países europeos han trabajado en el despliegue de los objetivos 20-20-20, y a finales de 2014 habían logrado elevar la potencia instalada de energía renovable por encima de los 129GW<sup>71</sup> de eólica y 88GW<sup>72</sup> de fotovoltaica. La construcción de capacidad renovable está limitando la utilización de centrales térmicas convencionales, estrechando el denominado hueco térmico. Por otro lado, la mejora de la eficiencia del parque móvil ha impactado también en la demanda de combustibles líquidos en los últimos años.

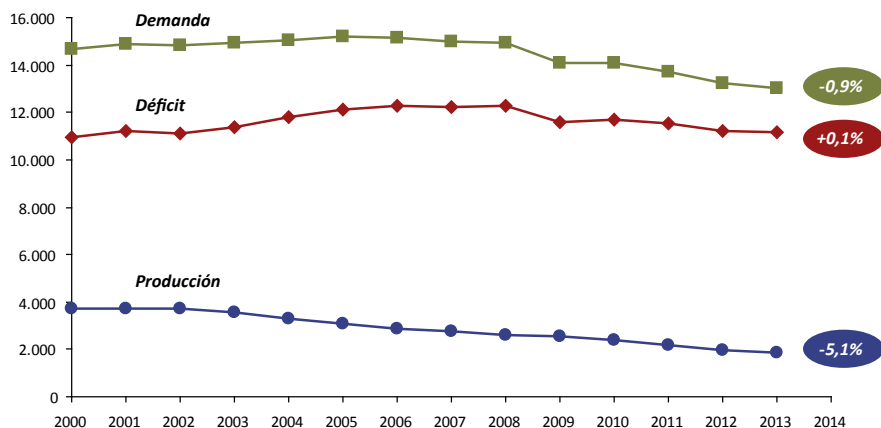
<sup>70</sup> Eurostat, Energy production and imports YB2015. Energy dependency rate

<sup>71</sup> <http://www.eurea.org/>

<sup>72</sup> <http://www.solarpowereurope.org/what-we-do/member-activities/>

Como puede observarse en la Figura siguiente, a pesar de este descenso de la demanda, el déficit de crudo en la UE se ha incrementado desde el año 2000.

Figura 4.3. Evolución del déficit de crudo en EU-28 (kbbbl/día)



Fuente: EIA International Energy Statistics, Total Oil Supply 2014

Esta alta dependencia energética del sector exterior se ve agravada por la concentración de las fuentes de suministro. Dos países – Rusia y Noruega – son el origen del 45% de las importaciones de petróleo. La infraestructura de transporte existente (terminales, ductos) y la adecuación de la capacidad de refino a una tipología específica de crudo dificultan el cambio en el corto y medio plazo.

La dependencia exterior afecta a la Unión Europea en sus relaciones con otros países, como por ejemplo con Rusia u otros países del este de Europa. Sirvan como ejemplo las crisis desencadenadas en 2006 y 2009, cuando se interrumpió el suministro de gas ruso a Europa a través de Ucrania, como consecuencia de las disputas entre estos dos países. Países del centro, este y sudeste de Europa tuvieron que recurrir a sus reservas de gas y tomar medidas de reducción de consumo en entornos industriales para evitar que la población se viera afectada. Desde entonces, la mayor parte de los países ha diversificado fuentes de suministro para reducir su dependencia y minimizar su exposición a situaciones de esta índole en el futuro. Nuevas tensiones relacionadas con el gas ruso surgieron de nuevo en 2014.

Adicionalmente, la dependencia exterior provoca un desequilibrio de la balanza de pagos para la Unión Europea, ya que se destina anualmente cerca de 400.000 millones de euros a la importación de petróleo<sup>73</sup>. Esto constituye de hecho una transferencia de rentas de los consumidores europeos a los países productores.

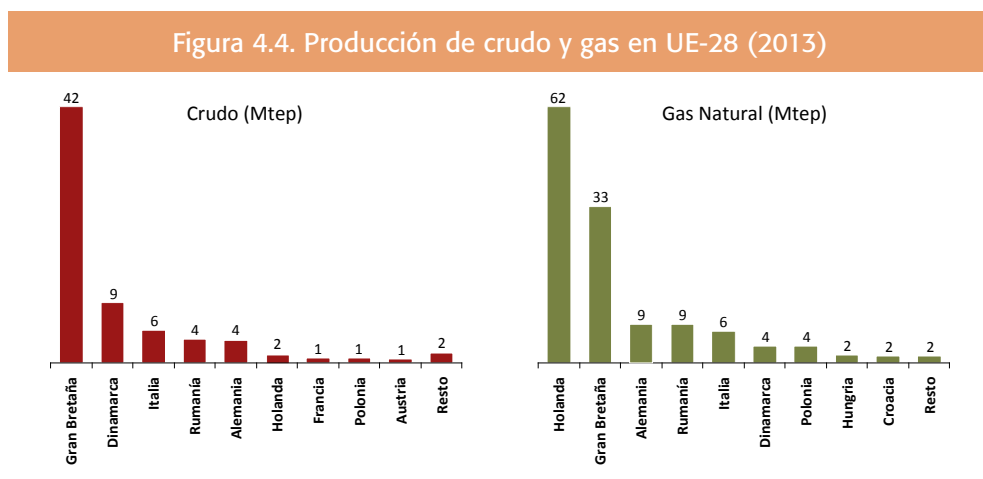
<sup>73</sup> Reuters, 15 de octubre de 2014 – «Europe could save up to \$80 billion in energy imports as prices plunge»

En resumen, la falta de recursos de petróleo y gas ha condenado a la Unión Europea a una elevada dependencia energética, lo que genera un coste adicional para la economía, un desequilibrio de la balanza de pagos, y potencialmente un peor posicionamiento geopolítico.

#### 4.2.2. Producción de hidrocarburos en la UE: incapacidad de cubrir la demanda total y agotamiento de los recursos rentables

En el año 2013 la Unión Europea produjo el equivalente a 790 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Tep) de energía primaria, de los cuales 29% correspondieron a energía nuclear, 24% a energía renovable y 22% a producción de combustibles sólidos, mientras que los derivados petrolíferos y el gas natural sumaron conjuntamente un 25%.

La producción de hidrocarburos es solamente testimonial en la mayoría de los países de la UE, y solamente el Reino Unido y Holanda tienen niveles de producción relevantes para la demanda de su propio país.

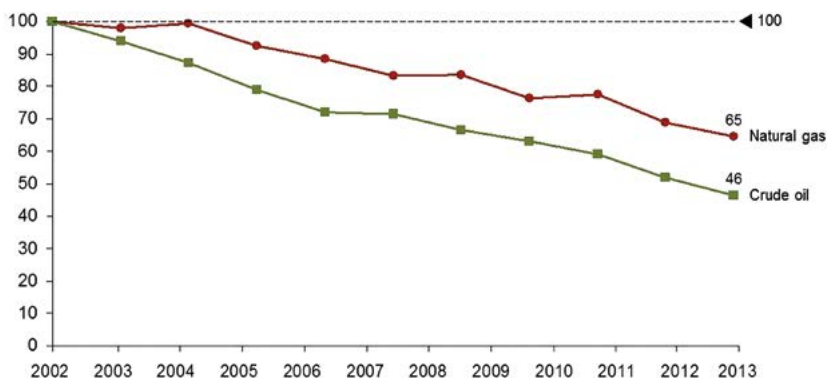


Fuente: Eurostat – Energy Production and Imports 2015

Por otro lado, los volúmenes de producción de hidrocarburos están cayendo de forma sostenida en los principales países productores de la UE. En aguas territoriales del Reino Unido se extrajeron en 2013 menos de 1 millón de barriles al día, la tercera parte de lo que se producía en el año 1997. Holanda está manteniendo aún los volúmenes históricos de producción de gas, pero ya se anticipa que los yacimientos de gas holandeses seguirán el mismo camino que los campos británicos durante los próximos años.

La producción se reduce por el agotamiento de los yacimientos más rentables, y por el incremento gradual de los costes de perforación y producción en el Mar del Norte. Esta pérdida de competitividad ha incrementado la dependencia exterior en los últimos años, a pesar de la reducción de la demanda.

Figura 4.5. Evolución de la producción de crudo y gas (EU-28, 2002–13; 2002 = 100, basada en toneladas equivalentes de petróleo)



Fuente: Eurostat – Energy Production and Imports 2015

En el contexto actual de bajos precios del petróleo, la producción del Mar del Norte está perdiendo rentabilidad de forma notable, especialmente frente a otras áreas productoras como Oriente Medio.

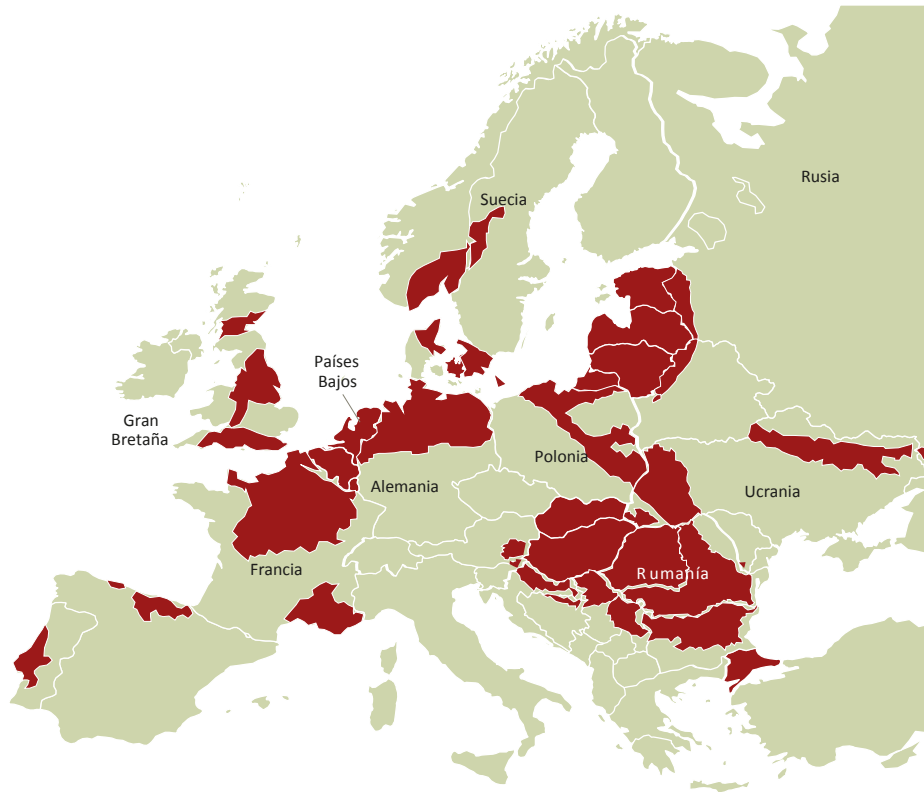
### 4.3. Disponibilidad de recursos no convencionales en la UE

#### 4.3.1. Principales yacimientos en la UE: existen recursos no convencionales potencialmente explotables

Una de las principales razones que han facilitado el desarrollo de los combustibles no convencionales en los Estados Unidos, como se ha comentado en el capítulo anterior, es la existencia de reservas viables para su explotación.

Europa dista mucho de tener las reservas con las que cuenta Norteamérica, pero existen recursos suficientes en varios países. Uno de los retos está en conseguir una explotación rentable económicamente.

Figura 4.6. Yacimientos de shale gas en Europa

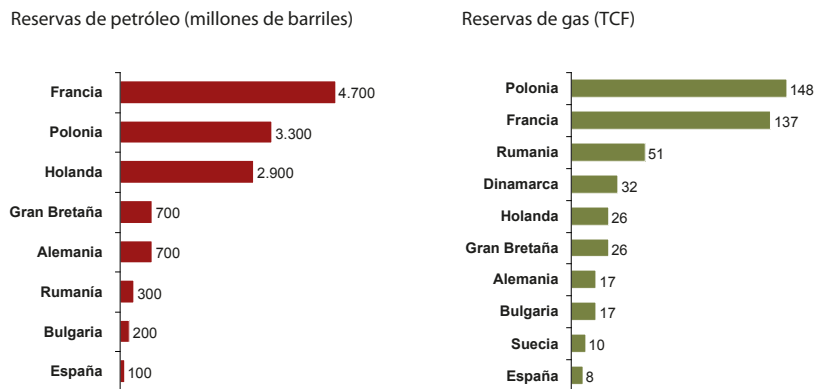


Fuente: EIA - *Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources, 2013*

En su último informe<sup>74</sup> de junio de 2013, la EIA estima que el continente europeo cuenta con 470 tcf de reservas de *shale gas* técnicamente recuperables, lo que significa en torno a un 6,5% de las reservas mundiales. Polonia y Francia son los países con mayor peso, pero existen también recursos de gas significativos en Dinamarca, Rumanía, Holanda y Reino Unido. Los principales países con reservas estimadas de *shale oil* son Francia, Polonia y Holanda, que suman un total de 11 mil millones de barriles, es decir casi el 85% del total en el Viejo Continente. España se incluye en la lista de países con reservas potenciales, tanto en gas como en crudo, tema que se analiza en el Capítulo 5 de acuerdo con este estudio de la EIA y otros realizados específicamente para nuestro país.

<sup>74</sup> EIA Junio 2013, «*Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*»

Figura 4.7 Estimación de reservas técnicamente recuperables de hidrocarburos no convencionales en Europa



Fuente: EIA - *Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources, Report updated in September, 2015*

En Europa se identifican de forma preliminar 14 grandes yacimientos de gas y 8 de petróleo. Las cuencas con mayor disponibilidad de reservas son el *Paris Basin* y el *Baltic Basin*, que concentran alrededor del 50% del gas y casi el 60% de las reservas de *shale oil* (37% *Paris* y 20% *Baltic*). La otra gran cuenca de *shale oil* está en los Países Bajos (*West Netherlands Basin*), donde se han estimado 3.000 mbbbl de reservas, el 24% del total de la Unión Europea.

La explotación de los recursos no convencionales en Europa se encuentra todavía en fases tempranas de desarrollo, lejos de la situación estadounidense. Para que los recursos sean extraíbles de forma rentable se necesita un desarrollo más eficiente de la industria que reduzca los costes de perforación y producción, la creación de un contexto favorable que resuelva las actuales reticencias ambientales y sociales, así como un giro favorable en la situación económica en general y en la subida de precios del petróleo en particular.

El país con mayor expectativa de desarrollo en la explotación de estos recursos es Polonia, donde las reservas de gas estimadas superan en más de 200 veces su consumo anual. A mediados de 2014 se habían perforado 64 pozos de exploración en este país y se habían concedido permisos para perforar otros 20 antes del final del año. Los resultados, sin embargo, no han tenido tanto éxito como se anticipaba. Dificultades normativas y regulatorias, una geología más compleja de lo inicialmente esperado, y la coyuntura internacional de bajos precios del petróleo han provocado la retirada de algunas de las compañías internacionales que habían decidido invertir en el país.

En Reino Unido, se han concedido licencias de explotación y se han realizado cinco perforaciones en la cuenca de *N. UK Carboniferous Shale Region*. Otros países, como



Dinamarca, Rumanía o Suecia, también están concediendo licencias de explotación. Por el contrario, países como Francia, Italia, Holanda, Alemania y Bulgaria tienen actualmente parada la actividad de explotación de los recursos no convencionales. En España, se han expedido licencias para explotar el yacimiento cantábrico, tal y como se detalla en el siguiente capítulo.

**Figura 4.8. Estimación de reservas técnicamente recuperables por yacimientos de Shale Gas y Tight Oil**

País	Yacimiento	Formación	Reservas recuperables de gas (tcf)	Reservas recuperables de petróleo (mdbl)
Francia	Paris Basin	Lias Shale/ Permian- Carboniferous	129	4.700
	Southeast Basin	Lias Shale	7	0
Polonia	Baltic Basin	Llandovery	105	1.200
	Lublin	Llandovery	9	0
	Podlasie	Llandovery	10	600
	Fore Sudetic	Carboniferous	21	0
Lituania	Baltic Basin	Llandovery	1	300
Rumanía/ Bulgaria	Moesian Platform	Etropole	37	400
Reino Unido	N. UK Carboniferous Shale Region	Carboniferous Shale	25	0
	S. UK Jurassic Shale Region	Jurassic	1	700
España	Cantabrian	Jurassic	8	100
Alemania	Lower Saxony	Posidonia/ Wealden	17	600
Holanda	West Netherlands Basin	Epen/Geverik Member/ Posidonia	26	3.000
Suecia	Scandinavia Region	Alum Shale - Sweden	10	0
Dinamarca		Alum Shale - Denmark	32	0

Fuente: EIA - *Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources, 2013*

#### 4.3.2. Barreras potenciales al desarrollo de no convencionales en Europa

La extracción de los recursos descritos en el punto anterior es un gran reto para Europa. Al margen de la regulación – que se aborda en el punto siguiente – existen ciertas barreras potenciales a la explotación de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales en Europa que deben ser analizadas.

Las formaciones de no convencionales en Europa (de menor tamaño que las de Estados Unidos), la escasez de personal cualificado, la falta de disponibilidad de equipos de perforación, los actuales bajos precios del petróleo o la lentitud de los procesos administrativos, entre otros aspectos, son algunas de las barreras al desarrollo de recursos no convencionales en Europa.

Las dificultades observadas en Polonia son un ejemplo de que la explotación comercial en Europa va a llevar más tiempo del esperado, y que para crear un entorno propicio es necesario vencer barreras de distinta naturaleza:

### **Aplicabilidad del know-how norteamericano a la realidad geológica europea**

La rentabilidad de la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales se apoya principalmente en los fundamentales geológicos. Es decir, yacimientos con recursos abundantes y de fácil extracción.

Hasta la fecha, las formaciones estudiadas en Europa han resultado ser más difíciles de explotar que las formaciones de *shale* en los Estados Unidos. En general, puede afirmarse que los yacimientos europeos son más pequeños, geológicamente más complejos, están más compartimentados y requieren perforaciones a mayor profundidad. Todo esto dificulta la aplicación directa de la tecnología y las prácticas operativas norteamericanas en territorio europeo, con el consiguiente impacto en la rentabilidad económica (algo que, por otro lado, se irá resolviendo inevitablemente en el corto y medio plazo).

Ésta es una de las principales razones por las que algunos países como Polonia se han visto forzados a revisar sus estimaciones de reservas técnicamente recuperables. Asimismo, las compañías petroleras y las empresas de servicios han tomado conciencia de estas dificultades y están revisando sus planes de inversión en Europa, con una visión más realista de los retos técnicos y de los plazos requeridos para solucionarlos.

### **Existencia de personal y empresas de servicios de campo en Europa con expertise en no convencionales**

Las empresas de servicios petrolíferos (Schlumberger, Halliburton y Baker Hughes, entre otras) han disfrutado en los últimos años de una situación de mercado privilegiada, como resultado de la alta demanda de servicios de exploración y producción en todo el mundo. Por el contrario, los operadores de *Upstream* han sufrido la escasez de personal cualificado para perforar y operar instalaciones de producción en la mayor parte de los países del mundo. Si a esto unimos el hecho de que Europa, a excepción del Mar del Norte, tiene una tradición petrolera limitada, podrían esperarse problemas de esta naturaleza para explotar hidrocarburos no convencionales en Europa.

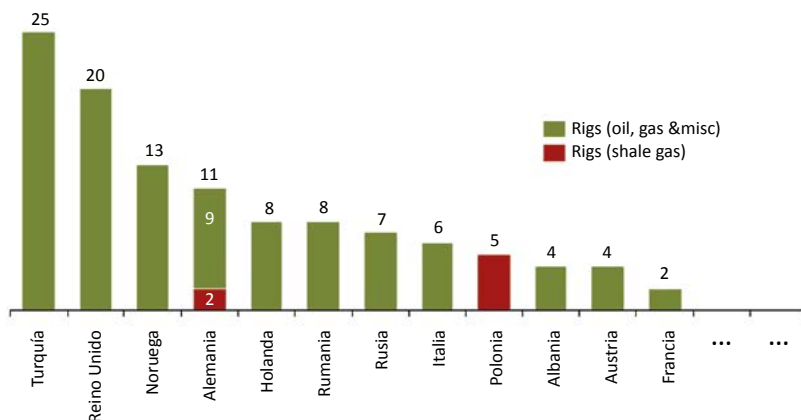
Por otro lado, la mayor parte de estas empresas tienen ya cierto grado de implantación en Europa y la existencia de demanda suficiente movilizaría en el medio plazo los recursos necesarios hacia las áreas productoras.

Movilizar recursos de otras geografías no es necesariamente garantía de éxito en el corto plazo, tal y como se ha observado en Polonia. Las particularidades geológicas de las distintas geografías dificultan las operaciones, y se requiere tiempo de aprendizaje para mejorar la precisión de la exploración y la eficacia de la perforación.

### Disponibilidad de equipos de perforación

Teniendo en cuenta las previsiones actuales de inversión, en el corto plazo no se esperan problemas asociados a falta de disponibilidad de *rigs* o equipos de perforación en Europa. En el momento de redacción de este documento, existían ya más de 120 equipos, concentrados principalmente en Turquía, Reino Unido, Noruega y Alemania, algunos de los cuales incorporan tecnologías específicas (perforación direccional, fracturación hidráulica) para la perforación de pozos de no convencionales.

Figura 4.9. Disponibilidad de equipos de perforación en Europa (Nº Equipos)



Fuente: Baker Hughes, OIES, BNK, Elaboración propia, 2014

Los fabricantes europeos tienen capacidad para producir entre 12 y 18 nuevos equipos de perforación de altas prestaciones cada año. En el largo plazo, podrían adaptar su capacidad para poder abastecer una mayor demanda de nuevos equipos, pudiendo plantearse también la importación desde otras geografías como Norteamérica. En cualquier caso, la disponibilidad de *rigs* de perforación no es suficiente – se requiere necesariamente que los equipos sean económicamente competitivos.

### **Infraestructura de transporte de gas**

Europa ya cuenta con una red de transporte y distribución de gas que cubre con gran parte de las necesidades de consumo de la industria, del parque de generación y de los hogares. El norte de la Unión Europea se abastece principalmente a través de gasoducto desde los campos del Mar del Norte, el este desde Rusia, mientras que el sur (y en concreto España) cuenta con un suministro dual, ya que existe gran capacidad de regasificación de GNL. Sin embargo, sería necesario invertir en adaptar la red para conectar las áreas productoras y también incrementar la capacidad de transporte en ciertos tramos.

### **Burocracia administrativa**

El proceso administrativo en Europa, incluso en países de regulación favorable como Polonia, implica largos plazos de consecución de permisos y un gasto de gestión muy relevante, especialmente si se compara con los Estados Unidos. Los países y regiones que quieran impulsar el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales deberán establecer procedimientos de gestión de permisos ágiles y transparentes. Sólo así podrán atraer la inversión extranjera y las capacidades necesarias para hacer rentables las operaciones.

### **Barreras sociales**

El desarrollo de las energías no convencionales se ha enfrentado a fuerte oposición por parte de determinados sectores de la población, que vinculan las operaciones de perforación y fractura hidráulica a problemas de tipo medioambiental (en el Capítulo 6 se analizan en mayor profundidad el debate social en torno a estas tecnologías y su impacto medioambiental). Para parte de la sociedad, la disponibilidad de energía, la creación de empleo local y otros factores positivos de su desarrollo parecen en algunos casos no compensar el potencial riesgo asociado, influyendo a las autoridades públicas y potenciales legisladores.

En un mercado global, los productores europeos competirían con el *shale* norteamericano y también con los principales países productores de hidrocarburos convencionales, que tienen unos costes totales de exploración y producción mucho más reducidos. Periodos como el actual, de bajos precios del petróleo, desincentivan la inversión en recursos no convencionales en Europa. Así, hacer rentable la explotación de recursos no convencionales en Europa será un reto para el sector.

## 4.4. Marco normativo comunitario y de los Países miembros

### 4.4.1. Directrices generales comunitarias

Reducir la dependencia creciente de las importaciones y sus riesgos para la seguridad de abastecimiento, la realización del Mercado Interior de la Energía y la reducción del impacto de los precios de la energía sobre la competitividad constituyen algunos de los principales retos europeos en materia de energía, fundamentales hacia el cumplimiento de los objetivos de seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad. Europa, por tanto, se debate entre la oportunidad que representa la explotación de hidrocarburos no convencionales para reducir la dependencia energética en muchos de sus estados miembros y la inquietud de asumir los riesgos asociados fundamentalmente a sus técnicas de extracción.

La nueva Comisión que empezó a dar sus primeros pasos bajo el liderazgo de Jean Claude Juncker, está inmersa en un proceso de reformulación de la política energética. Este proceso está dando especial relevancia a la Unión Energética, con una Vice-Presidencia para la misma en la nueva estructura de la Comisión, y con nuevos documentos que hablan de un plan estratégico y un programa a 5 años para resolver los problemas que atañen al sector energético europeo incluyendo, como fin último, el devolver a Europa la senda de crecimiento y creación de más empleo.

El 25 de febrero de 2015, la Comisión publicó el paquete de «la Unión de la Energía», en el que se establecen tres elementos claves:

- Contar con una estrategia marco para lograr que la energía en la Unión Europea sea segura, sostenible, competitiva y asequible<sup>75</sup>.
- Invertir en interconexiones para que la energía fluya libremente a través de la UE, mejorando la seguridad energética, disminuyendo la dependencia de las importaciones y preparando el sistema energético para la integración de energías renovables.
- Construir un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020 en el marco de la última ronda de negociaciones antes de la Conferencia de París que se celebró en diciembre de 2015<sup>76</sup>.

En este contexto, la Unión Europea ha optado por no legislar específicamente sobre la fracturación hidráulica o *fracking*, sino por hacer unas recomendaciones<sup>77</sup> relativas

75 «COM/2015/080 final -Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2015:80:FIN>

76 COM/2015/081 final. El Protocolo de París, un plan rector para combatir el cambio climático más allá de 2020. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1425546396765&uri=COM:2015:81:FIN> COM (2015) 81 final.

77 RECOMENDACIÓN DE LA COMISIÓN de 22 de enero de 2014 relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2014:039:0072:0078:ES:PDF>

a los principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen. Estas recomendaciones se enumeran en el Capítulo 6.

Adicionalmente, la Comisión Europea realizará un seguimiento de la aplicación de sus recomendaciones utilizando un cuadro de indicadores de acceso público en el que se comparara la situación en cada Estado miembro.

El 17 de marzo de 2014, la Comisión publicó una nueva Comunicación «sobre la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen en la UE».

La Comisión Europea recuerda que corresponde a los Estados miembros decidir su combinación energética teniendo, eso sí, debidamente en cuenta, la necesidad de preservar y mejorar la calidad del medio ambiente. Son, pues, los Estados miembros los que deben decidir si quieren proceder a la exploración y producción de gas natural a partir de formaciones de esquisto u otros recursos de hidrocarburos no convencionales.

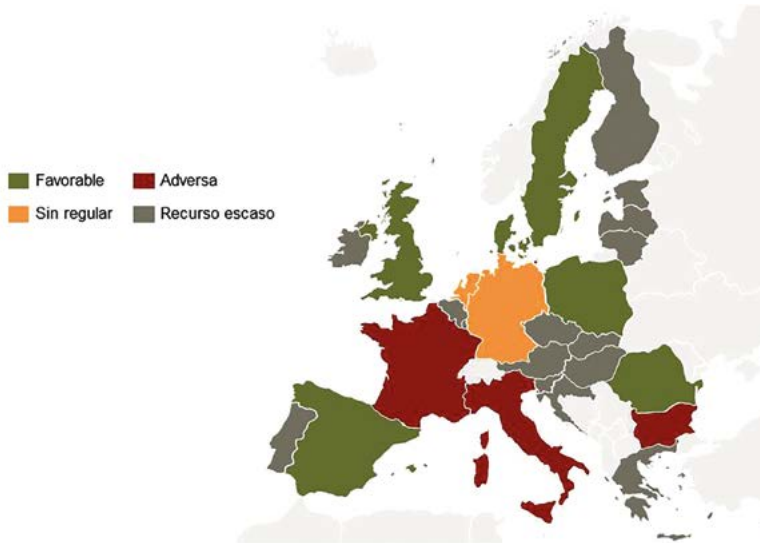
Los países que decidan explotar sus recursos tendrán que asegurarse antes de que existan las condiciones adecuadas. Entre esas condiciones, y para contribuir a aplacar la inquietud pública, tendrán que adoptar medidas para prevenir, gestionar y reducir los riesgos asociados a tales actividades.

En general, la mayoría de los países europeos no deberían rehusar a no estudiar y explotar, caso de ser viable económicamente, todos sus activos energéticos. Sin embargo, no existe una regulación sencilla, única y con las debidas garantías, que facilite este estudio.

#### 4.4.2. Normativa en los países miembros y de algunos países vecinos

En la Unión Europea, a fecha de redacción de este estudio, hay seis países que han regulado de forma favorable el desarrollo de recursos no convencionales (Polonia, Reino Unido, Rumanía, Dinamarca, Suecia y España), tres países que se oponen a su explotación (Francia, Italia y Bulgaria) y dos países donde la exploración y producción está en suspenso a la espera del desarrollo regulatorio (Holanda y Alemania). Según las estimaciones existentes, el resto de países no cuentan con recursos de este tipo suficientes, y por tanto el desarrollo regulatorio no es necesario o prioritario.

Figura 4.10. La regulación en los países de la Unión Europea



Fuente: EIA, International Energy Agency, A.T. Kearney, 2014

A continuación, se describe la situación regulatoria en aquellos Estados miembros que cuentan con reservas de hidrocarburos no convencionales. El grado de desarrollo regulatorio está en general relacionado con el potencial de reservas, el grado de dependencia energética del país, y de la presión de una parte de la sociedad. El caso de España se analizará más en detalle en el próximo capítulo.

País	Regulación existente
<b>Polonia</b>	<p>Se han aprobado modificaciones en la ley de minería y geología referida a <i>shale</i>, que entraron en vigor en enero de 2015, para agilizar la explotación de los hidrocarburos no convencionales, simplificar los procesos administrativos (una sola licencia de exploración y producción) y reducir las sanciones por demora en los calendarios de perforación.</p> <p>Asimismo, se introduce una moratoria en los impuestos asociados a la extracción de hidrocarburos no convencionales, que no serán obligatorios hasta 2020, y a partir de entonces nunca excederán el 40% del beneficio obtenido por la extracción.</p>
<b>Reino Unido</b>	<p>Junto con Polonia, el más firme defensor de la explotación de no convencionales. Tras un breve periodo de prohibición en 2012 al haberse registrado movimientos sísmicos cerca de una de las perforaciones, en julio de 2013 el Gobierno británico anunció medidas fiscales encaminadas a estimular la industria, y a comienzos de 2014 introdujo incentivos a las comunidades locales que se animen a facilitar las perforaciones en sus áreas.</p> <p>En paralelo, la Sanidad Pública inglesa elaboró un informe público en octubre de 2013 donde se analizan los potenciales riesgos para la salud derivados de la extracción de <i>shale gas</i>, y se acabó concluyendo que la fracturación hidráulica para extraer <i>shale gas</i> es segura siempre que la operación se realice con el debido cuidado.</p> <p>En mayo de 2014, comenzó a consultar y a elaborar modificaciones en la legislación sobre perforaciones para facilitar el proceso, dado que según la antigua ley de propiedad británica, la perforación horizontal en el subsuelo necesitaba de la autorización de todos y cada uno de los propietarios del terreno en superficie. Este cambio en la legislación se encuentra avanzado según DECC (<i>Department of Energy and Climate Change</i>), se debatió en la Cámara de los Comunes el 18 de octubre de 2014 y se prevé en breve su aprobación, lo que implicará una reducción significativa de los costes de operación.</p> <p>Por otro lado, DECC han definido una serie de beneficios para la comunidad donde se realice actividad de perforación y producción, como £100.000 por emplazamiento o el 1% de los ingresos de la producción.</p> <p>En agosto de 2015 se anunciaron medidas para evitar la dilación administrativa excesiva por parte de las entidades públicas locales.</p>
<b>Francia</b>	<p>Con una gran capacidad energética nuclear, ha sido el primer país de la UE en prohibir la fracturación hidráulica, con la «Ley Jacob» adoptada en julio de 2011. En octubre de 2013, el Tribunal Constitucional francés rechazó un recurso de amparo de Schuepbach Energy contra la Ley Jacob. Esta compañía era adjudicataria de dos permisos (posteriormente cancelados) para explorar la extracción de <i>shale gas</i> en Francia.</p>
<b>Bulgaria</b>	<p>La alarma social generada por los planes de la compañía Chevron de perforar para obtener <i>shale gas</i> en Bulgaria, llevó al Gobierno a revocar el permiso concedido a dicha compañía (en enero de 2012) y a prohibir definitivamente la técnica de la fractura hidráulica en el país ese mismo mes, ratificada de nuevo en enero de 2015.</p>
<b>Alemania</b>	<p>Alemania elaboró en febrero de 2013 un borrador de legislación permitiendo el desarrollo del <i>shale gas</i> y el uso de la fracturación hidráulica para su extracción bajo estrictas salvaguardas medioambientales. Sin embargo, dado el fuerte rechazo social y la oposición política, pospuso su adopción hasta pasadas las elecciones de septiembre de 2013. Como resultado de esas elecciones, la nueva coalición CDU/SPD acordó en julio de 2014 una nueva moratoria a la fracturación hidráulica para al menos los próximos siete años (hasta 2021).</p>



<p><b>Holanda</b></p>	<p>Dada la abundancia de gas natural en Holanda, donde se encuentra la mayor reserva de la Europa Occidental (Groeningen Gas field), la premura por el desarrollo de hidrocarburos no convencionales no existe. Con esta perspectiva, se han elaborado estudios sobre los riesgos potenciales y los efectos de la extracción de <i>shale gas</i>. En noviembre de 2013, el Ministerio de Asuntos Económicos anunció un conjunto de acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Valoración medioambiental estratégica, incluyendo una planificación de las operaciones a largo plazo, donde se identifiquen las mejores localizaciones en Holanda para la extracción de gas no convencional, así como los costes sociales y los beneficios como energía de transición.</li> <li>- Modificación de la ley de Minas, para que el <i>fracking</i> quede recogido e identificado explícitamente en dicha ley.</li> <li>- Desarrollo de tecnologías innovadoras que minimicen el riesgo.</li> <li>- Medidas de compensación a las regiones donde se facilite la extracción.</li> </ul> <p>En la actualidad, la perforación está en suspenso y no se van a emitir licencias para extracción de no convencionales hasta que haya una decisión en base a los estudios anteriores, por lo que no se espera desarrollo de no convencionales en Holanda en un futuro cercano. En Julio de 2015 el parlamento aprobó, con un 71% de los votos, una extensión de la actual moratoria hasta 2017.</p>
<p><b>Dinamarca</b></p>	<p>Tras tres años de evaluación, el consejo de Frederikshavn en Jutland facilitó en septiembre de 2014 el permiso a la compañía Total para sondear en las cercanías de Dybvad. Sin embargo, los resultados obtenidos en la perforación de Vendsyssel-1 han desembocado en la paralización del proyecto, ya que el limitado espesor de la capa de hidrocarburos no garantiza la viabilidad económica de su explotación. El Ministerio de Medioambiente danés ha establecido que en el futuro será el gobierno nacional el que deba aprobar la fractura hidráulica, sin que los ayuntamientos tengan competencias al respecto. Adicionalmente, la Autoridad de la Naturaleza danesa se involucrará en el análisis independiente de las consecuencias medioambientales de la posible producción de gas pizarra en Dinamarca.</p>
<p><b>Rumanía</b></p>	<p>Tras un breve periodo de prohibición en 2013, las autoridades rumanas adjudicaron a Chevron los derechos de explotación de tres bloques en el Mar Negro, donde ya ha perforado en Pungesti, en medio de una gran protesta social (sin embargo Chevron ha abandonado las prospecciones en Rumanía en febrero 2015 para centrarse en otros proyectos prioritarios de su portafolio).</p>
<p><b>Suecia</b></p>	<p>Como en el resto de la península escandinava, el gas no convencional no suscita debate social, dado que el consumo del gas natural es meramente simbólico (representa un 2% del mix energético). Se han otorgado 13 licencias y se están realizando las primeras prospecciones (Gripen Oil &amp; Gas) en la región de Östergötland, aunque la compañía ha informado de que la tecnología utilizada es muy similar a la de la perforación petrolífera estándar, dado que el <i>shale gas</i> se encuentra muy próximo a la superficie.</p>
<p><b>Italia</b></p>	<p>El parlamento italiano prohibió en septiembre de 2014 la utilización de la tecnología de fracturación hidráulica para extraer <i>shale gas</i>. Si bien las autoridades italianas afirman que nunca hubo una legislación que lo permitiera, ha sido una técnica ampliamente utilizada en el país. Esta decisión se establece tras la publicación de un informe del Instituto Geofísico Italiano donde se afirma que existen dudas sobre la relación entre los terremotos de 2012 en la región de Emilia Romagna (con un saldo de 26 muertos) y las actividades de fracturación hidráulica.</p>

Fuera de las restricciones impuestas en ciertos países de la Unión Europea, los países vecinos con mayor tradición petrolera y recursos convencionales abordan el desarrollo de los no convencionales desde una perspectiva más informada y pragmática, con menor debate político.

<b>Noruega</b>	Con una poderosa industria petrolífera y abundantes reservas probadas, el Directorado de Petróleo Noruego ya ha dictaminado que la extracción de <i>shale gas</i> en Noruega no se considera económicamente viable, al menos en un futuro próximo. Sin embargo, las compañías petroleras noruegas son las que más activamente están extrayendo estos recursos no convencionales en Estados Unidos.
<b>Rusia</b>	<p>El Ministerio de Recursos Naturales ha insistido en la necesidad de una ley simple y clara para explotar los recursos petrolíferos no convencionales rusos. Rusia es la mayor potencia mundial en recursos de petróleo no convencional, según EIA, aunque la tecnología para explotar estos recursos es de gran complejidad (superior a la media), por lo que necesita el acceso a la tecnología e inversión extranjera. Por lo tanto, se plantea una ley que impulse el desarrollo de petróleo no convencional que contempla:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Evitar licitaciones complejas para la adjudicación de explotaciones petrolíferas no convencionales</li> <li>- Cancelar el impuesto sobre extracción minera, en el caso de petróleo no convencional</li> <li>- Garantizar el acceso a la financiación y a las refinerías</li> <li>- Ofrecer derechos para el desarrollo de estas tecnologías, favoreciendo a compañías más pequeñas, que puedan invertir unos años en el desarrollo de dichas tecnologías. Tras el periodo establecido, si han fracasado, se ofrecería la concesión a otra compañía</li> </ul>

## 4.5. Situación en otros países del mundo

### 4.5.1. Canadá

Gracias a las arenas bituminosas de la región de Alberta, Canadá se sitúa en la tercera posición del *ranking* de países en cuanto a sus reservas petrolíferas, con un total de 174.000 millones de barriles – el 10,2% de las reservas mundiales<sup>78</sup>.

Se trata de crudos muy pesados, que requieren procesos de extracción no convencionales. Se utiliza tanto la minería a cielo abierto como la recuperación *in-situ*, mediante el uso de procedimientos térmicos o la aplicación de disolventes para poder extraer el bitumen. La tecnología más aplicada es la SGAD – Drenaje por gravedad asistido por vapor – que presenta ventajas técnicas, pero suscita controversia por sus efectos medioambientales, sobre todo el alto consumo de agua y la utilización de gas natural para generar vapor.

Figura 4.11. Las arenas bituminosas en Alberta – Canadá



Fuente: Canadian Energy Pipeline Association

Canadá es ya en la actualidad el principal proveedor de crudo a los Estados Unidos, y se estima que proporciona casi el 35% de sus importaciones.

La actividad de extracción se encuentra regulada de forma específica por las instituciones de Alberta y Canadá desde hace décadas, y pone especial foco en el control de licencias, la retribución a la comunidad a través de tasas y en aspectos medioambientales.

Por otro lado, Canadá es el décimo país con mayor reservas de *shale oil* (8.800 millones de bbls) y el quinto en *shale gas* (con 573 tcf técnicamente recuperables).

Al igual que Estados Unidos, se beneficia no sólo de factores geológicos, sino de otras ventajas como la propiedad privada de los derechos del subsuelo, la existencia de muchos operadores independientes y contratistas con experiencia, *rigs* de perforación adecuados, la existencia de infraestructura gasística, y la disponibilidad de agua para su uso en la fracturación hidráulica.

Un gran número de *majors* y compañías independientes como Encana, Apache, Devon y Quicksilver ya operan de forma activa ciertos yacimientos, e incluso han empezado a firmarse acuerdos de desarrollo con compañías extranjeras (por ejemplo, CNPC y Korean Gas con Encana).

Las reservas convencionales de gas natural muestran signos de agotamiento, y la producción nacional ha comenzado a experimentar una reducción de volúmenes en

los últimos años (300.000 millones de cf desde el año 2010). Consiguientemente, el país espera apoyarse en el desarrollo tecnológico en el ámbito de los hidrocarburos no convencionales - *shale gas*, *tight gas* y CBM – para reemplazar dicha producción de forma rentable en un futuro próximo.

Aunque existe gran potencial, el *shale gas* no ha alcanzado aún escala comercial de forma masiva en Canadá, tal como lo ha hecho en los Estados Unidos. En la actualidad varias empresas están invirtiendo recursos en Alberta, British Columbia, Quebec y New Brunswick, obteniendo resultados optimistas. Los primeros pozos perforados por Encana y Talisman, en los yacimientos de Montey y Duvernay, han mostrado muy buenas productividades, y se espera por ello que continúen los flujos de inversión en el futuro.

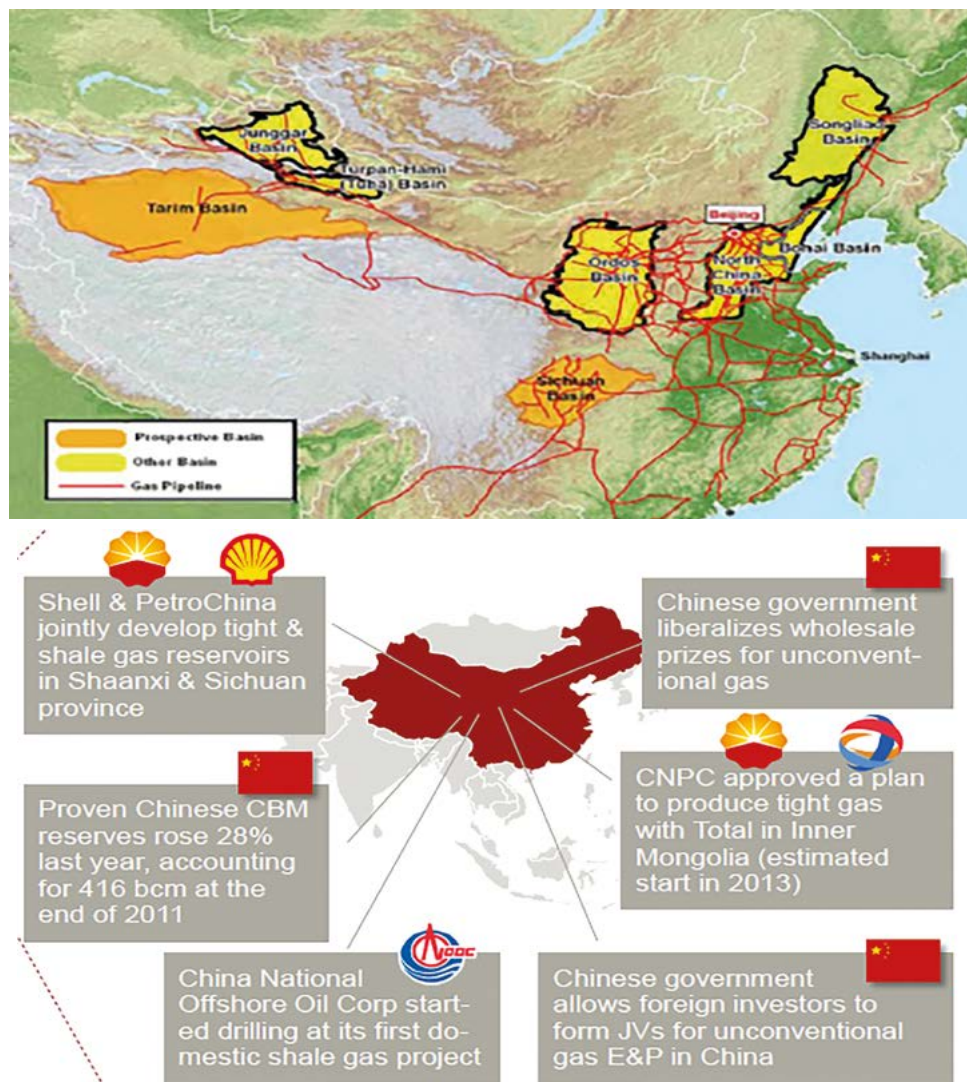
#### 4.5.2. China

A pesar de ser el quinto productor mundial de petróleo y el quinto de gas natural, China es deficitaria en hidrocarburos debido a su fuerte demanda interna. En los últimos veinte años, la segunda economía del mundo ha duplicado su demanda de petróleo, y aunque ha logrado incrementar su producción petrolífera por encima de los cuatro millones de barriles diarios, el déficit sigue aumentando.

China es el país de Asia Pacífico con mayores reservas de petróleo convencional, pero cuenta también con abundancia de recursos no convencionales. Además de *tight gas* y metano de lecho de carbón, China cuenta con más de 1.100 tcf de reservas recuperables de *shale gas*, y más de 32.000 millones de bbls de *shale oil*, lo que le sitúan en el primer y tercer puesto del ranking mundial respectivamente.

En la situación de dependencia energética de China, esta abundancia de recursos potenciales supone una gran noticia para el país. Así, el desarrollo de las fuentes de suministro no convencionales se ha convertido en una prioridad nacional, y ya se están tomando medidas para su fomento.

Figura 4.12. Yacimientos y actividad reciente en gas no convencional en China



Fuente: EIA; Globaldata; Informes de prensa; Elaboración propia, 2013

Sin embargo, el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en China no está exento de barreras, de diferente naturaleza:

- Problemas críticos de infraestructura: aunque Sichuan es ya un centro de producción de gas natural convencional, el conocimiento del sector local de servicios de perforación no convencional es muy limitado. Por otro lado, Tarim, la segunda reserva del

país, se encuentra en una zona remota del Oeste de China que dificulta el desarrollo de infraestructura *in situ*.

- Recursos de agua limitados: a corto plazo no parece que vaya a ser una barrera, pero sí que podría convertirse en un problema en el medio y largo plazo, especialmente para reservas como la de Tarim, donde un incremento de la producción de *shale gas* sobrepasaría las reservas locales de agua.
- Acceso al mercado para la venta: Sichuan tiene conexión a las zonas de consumo, pero otras cuencas tienen un acceso más limitado. La falta de desarrollo de una red de gaseoductos para el transporte del *shale gas* es un factor determinante en el medio/largo plazo, que requiere de una previa regulación que favorezca el acceso de los productores a la red.
- Marco regulatorio e impacto del Gobierno: existe un apoyo decidido por parte del Gobierno chino al desarrollo, pero las empresas internacionales tienen que asociarse a empresas locales para poder participar en los concursos públicos. El Gobierno chino limita los precios del gas para controlar la inflación.

Tras más de 1 billón de US\$ invertidos, habiendo analizado más de 80 pozos (incluyendo más de 20 horizontales), el Director de la Administración Nacional de la Energía admitió que solo esperan una producción de 30bcm/año para 2020 (aproximadamente un 1% de lo que consume el país), dado que el *shale gas* se encuentra en zonas de difícil acceso y que requiere tecnologías de mayor complejidad que en Estados Unidos.

CNPC y Sinopec son propietarios de casi el 80% de los recursos de *shale gas* del país. Estas NOCs chinas buscan acuerdos con las grandes petroleras internacionales para el desarrollo de campos de *shale gas* tanto en China como en los Estados Unidos. De esta manera esperan desarrollar el conocimiento y la tecnología que deberá aplicarse a las operaciones de *shale* en China. Shell, Chevron, Total, ConocoPhillips, Exxon y Hess son algunas de las compañías internacionales que cuentan con acuerdos con las NOCs para la exploración y producción de reservas en el país. Hasta la fecha no se han presentado cifras de producción relevantes.

#### 4.5.3. Argentina

De acuerdo a la EIA, Argentina es el tercer país del mundo en volumen de reservas técnicamente recuperables de *shale gas*. Se estima que Argentina cuenta con 27.000 millones de barriles de reservas técnicamente recuperables de *shale oil* y más de 800 tcf de *shale gas*, lo que equivale respectivamente a 8% y 11% de las reservas mundiales.

Argentina es un país con tradición petrolera que lleva explotando sus reservas de hidrocarburos convencionales desde hace más de 90 años. Sin embargo, en la última

década ha sufrido un descenso no sólo de producción, sino también de sus reservas explotables.

Las políticas establecidas por el Gobierno argentino en este periodo han limitado la inversión del sector en el país. Los límites a los precios de venta del petróleo y las tasas a la exportación de hidrocarburos han desincentivado la exploración de nuevos yacimientos y la perforación de nuevos pozos. Adicionalmente, la tasa natural de declino de los yacimientos en explotación y el incremento de la demanda energética han terminado por convertir a Argentina en un importador neto. Desde el año 2008 el país consume más gas del que produce, a pesar de que posee gran riqueza geológica y reservas para convertirse en un país netamente exportador.

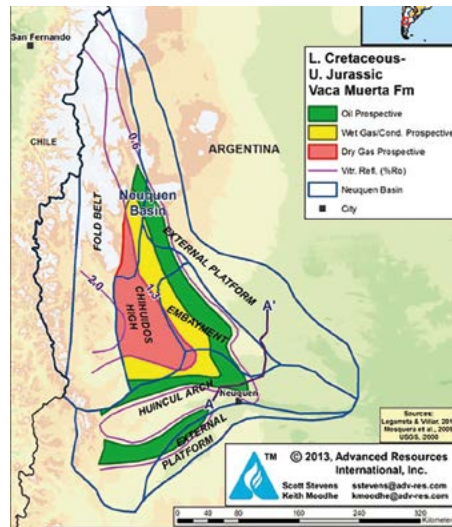
En este contexto, el desarrollo del *shale gas*, y del yacimiento de Vaca Muerta en la región petrolera de Neuquén en particular, son la principal esperanza del país para recuperar la independencia energética y para poder monetizar sus recursos energéticos en el medio plazo.

Figura 4.13. Cuencas de *shale oil* y *shale gas* en Argentina



Fuente: EIA - Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources, 2013

Figura 4.14. Vaca Muerta



Fuente: EIA - Technically Recoverable Shale oil and Shale gas Resources, 2013

El yacimiento de Vaca Muerta, con más de 16.000 millones de barriles de petróleo y 308 tcf de *shale gas*, concentra prácticamente la mitad de las reservas técnicamente recuperables de Argentina. La explotación de dichas reservas podría cubrir las necesidades energéticas del país durante un periodo de 150 años y reconvertir en el medio plazo a Argentina en país exportador.

Se estima que serán necesarios más de 50.000 millones de dólares para explotar los recursos existentes en los próximos 15 años. Se requerirán en torno a 60 *rigs* para perforar los más de 2.000 pozos de crudo previstos, y otros 40 *rigs* adicionales para la perforación de otros 1.000 pozos de gas. El país cuenta con unos 80 *rigs* en la actualidad, por lo que el desarrollo de Vaca Muerta supondría más que duplicar la capacidad en el país.

Vaca Muerta ha estado en el centro de la polémica confiscación de YPF a Repsol por parte del Gobierno, que deseaba controlar un activo tan crítico para el futuro de Argentina a pesar de los derechos de Repsol. La desconfianza generada por el comportamiento, y la defensa de sus intereses por parte de Repsol en multitud de foros internacionales, han frenado las inversiones de las petroleras internacionales en el país.

A pesar de ello, YPF y el Gobierno argentino están estructurado acuerdos con Chevron y otros operadores internacionales para asegurar el desarrollo de Vaca Muerta y de los recursos de gas no convencional argentinos.



La gran barrera a su explotación en el futuro es la credibilidad del Gobierno y el riesgo país. Se han aprobado recientemente (30/10/2014) modificaciones sustanciales a la ley de hidrocarburos para facilitar la inversión extranjera en el desarrollo, explotación y producción de los yacimientos de petróleo y gas no convencional de Vaca Muerta. Entre las medidas aprobadas:

- Se restringen las competencias de las provincias productoras de petróleo de Argentina
- Se disminuye la cantidad mínima que las empresas extranjeras deben invertir (reduciéndose a la cuarta parte – de 1.000M de US\$ a 250M US\$)

En la actualidad, empresas como Apache, Chevron, CNOC, EOG o Exxon ya gestionan operaciones no convencionales en Argentina. Las IOCs en general, así como otros potenciales inversores internacionales, estaban esperando a los resultados de las elecciones presidenciales de octubre de 2015 antes de comprometer cuantías mayores de inversión.

Las primeras prospecciones dibujan un escenario esperanzador para Argentina. Se han perforado más de 50 pozos verticales y horizontales, se han obtenido buenos niveles de producción, y se está constatando que la geología de los yacimientos argentinos cuenta con mucho potencial y una calidad solamente superada por el *shale gas* de EE.UU. Si el Gobierno es capaz de crear un entorno propicio y dotar de mayor seguridad a la inversión, se podrá ver otra revolución energética en Argentina.

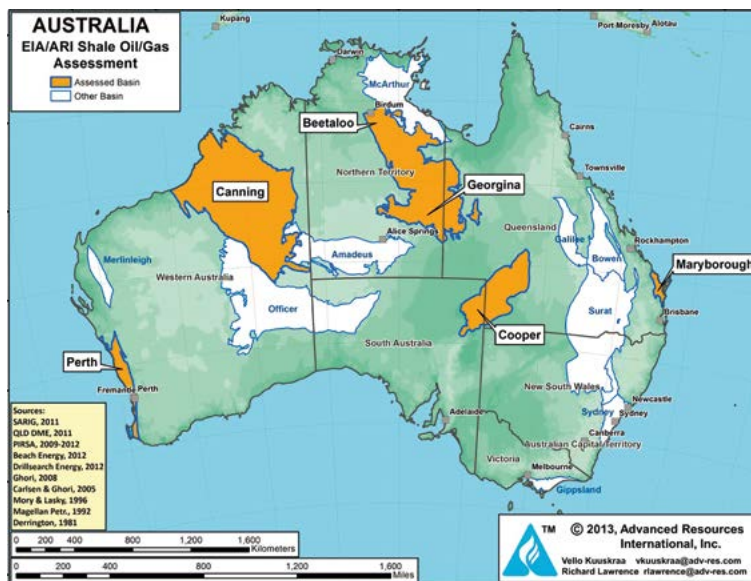
#### 4.5.4. Australia

Pese a ser uno de los principales países exportadores de gas del mundo, Australia presenta altos niveles de dependencia exterior para cubrir sus necesidades de crudo, ya que importa la práctica totalidad de su consumo.

De acuerdo al *Oil and Gas Journal*, Australia tiene más de 1.400 millones de bbls en reservas probadas de petróleo, principalmente crudos livianos de alto valor. La dimensión de sus reservas (principalmente de gas) y su proximidad a Asia lo convierten en uno de los destinos más atractivos para la inversión internacional.

Australia también cuenta con reservas potenciales de *oil shale*, principalmente en el estado de Queensland. Actualmente se están abordando retos técnicos y medioambientales para su explotación, y el estado ha establecido procedimientos de revisión y normativa específica que están limitando de forma efectiva la producción comercial.

El país también se encuentra dentro del Top-7 de reservas técnicamente recuperables de *shale oil* y de *shale gas*, que se estiman en 18.000 millones de bbls de petróleo y 800 tcf de gas respectivamente.

Figura 4.15. Yacimientos de *shale gas* y *shale oil* en Australia

Fuente: EIA; ARI, 2013

Hasta la fecha no ha existido actividad de producción comercial propiamente dicha. El yacimiento de Cooper podría ser el primero en explotarse, principalmente por sus favorables características geológicas y por la existencia de infraestructura gasística. Santos, Beach Energy y Senex Energy ya están evaluando las reservas de este yacimiento mediante la construcción de pozos verticales y comenzando la perforación direccional. Chevron, QGC (BG), ConocoPhillips y Mitsubishi están también invirtiendo en este yacimiento mediante alianzas con las empresas australianas.

#### 4.5.5. Argelia

Argelia es el primer productor de gas natural en África, el segundo exportador de gas a Europa y está dentro de los *Top 3* productores de petróleo del continente. El sector petrolífero supone el 30% de su PIB, así como el 95% del valor de sus exportaciones.

Argelia es también el tercer país del mundo en reservas de *shale gas* técnicamente recuperables según la EIA (707 tcf), que se encuentran concentradas en las dos grandes formaciones de *Silurian Tannezuft* y *Devonian Frasnian*.

En el corto plazo existen barreras tangibles para convertir a Argelia en uno de los países líderes en *shale gas*: la localización de las reservas, la falta de infraestructura, el acceso

a los recursos hidráulicos, la escasez de carreteras y/o gaseoductos, y necesidad de más *rigs* de perforación. Otro de los grandes riesgos a los que se enfrenta el país es el descontento social y la actividad de los grupos paramilitares, que han llegado a provocar daños a las instalaciones de producción.

Adicionalmente, tanto la regulación como dudas acerca del proceso de asignación de licencias han creado reticencias entre los inversores extranjeros. Hasta 2012 no se permitía legalmente la inversión a empresas extranjeras, y desde entonces empresas como Cepsa, BP, Eni, Repsol, Total, Statoil, GDF Suez o Anadarko han alcanzado el ~20% de las reservas. En la misma línea, desde el 2013 se aplica un régimen fiscal más favorable para incentivar a los inversores extranjeros y se ha alargado la duración de las concesiones de exploración.

Un desarrollo proactivo de los recursos no convencionales requerirá tecnología y *know-how* específicos de los que Argelia aún no dispone, y para ello el país deberá superar estos problemas estructurales que están afectando también a las operaciones convencionales.

#### 4.6. Implicaciones de los hidrocarburos no convencionales para Europa

El problema estructural de dependencia energética que afecta a la Unión Europea obliga a los países de la Unión a explorar cualquier oportunidad de desarrollar fuentes propias de suministro energético. La existencia de reservas de hidrocarburos no convencionales presenta a priori una oportunidad y el sector privado ya se ha movilizado en algunas de las geograffas clave.

Sin embargo, la actividad de exploración realizada hasta la fecha no está proporcionando resultados excesivamente optimistas, ni siquiera en países con alto potencial como Polonia. Existen aún muchas dudas sobre las características geológicas de los yacimientos europeos y sobre aspectos asociados a la tecnología y los procedimientos de perforación y fractura hidráulica que deberán aplicarse.

Independientemente de la coyuntura de precios internacionales de petróleo y gas, la explotación de hidrocarburos no convencionales en la Unión Europea puede no ser rentable en el corto plazo. Sin embargo, los gobiernos de los principales países con recursos tienen en su mano tomar medidas para favorecer su desarrollo y mejorar la actual situación de dependencia energética de Europa.

Será necesario establecer un marco regulatorio claro y transparente, que facilite la gestión por parte de los operadores/inversores, y que elimine la burocracia excesiva en la otorgación de licencias.

Los principios regulatorios deberán ser, en la medida de lo posible, coherentes entre los distintos países de la Unión, y coherentes también en los distintos niveles de la

administración pública de cada uno de los países (evitando conflictos entre los entes centrales, regionales y locales). Asimismo, la regulación deberá garantizar un desarrollo sostenible con el medio ambiente.

Por último, y en aquellos países que apuesten por reducir la dependencia mediante fuentes alternativas de suministro, deberá establecerse un respaldo formal que apoye en la eliminación de las barreras iniciales al desarrollo.

Incentivos fiscales a la exploración, apoyo a la financiación de infraestructuras, programas de capacitación y desarrollo industrial pueden ayudar al sector a vencer algunos de los obstáculos que hoy en día impiden la rentabilidad que la actividad de no convencionales en Europa.

En cualquier caso, los incentivos de mayor impacto que pueden movilizar la actividad en Europa tendrán que ver con los fundamentos del sector petrolífero, y serán principalmente la recuperación del precio del petróleo y el desarrollo tecnológico para una exploración y producción rentable.

## CAPÍTULO 5. LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN ESPAÑA

### 5.1. Introducción

Los recursos no convencionales en España se han convertido en un tema especialmente controvertido, que ha acaparado un gran interés mediático durante los últimos años. Los riesgos asociados a la técnica de fracturación hidráulica suscitan preocupación por sus potenciales efectos sobre la salud pública y el medio ambiente con fuerte oposición social por parte de determinados grupos. Otros colectivos, en cambio, ven en los recursos de hidrocarburos no convencionales una oportunidad única que no debe dejarse escapar. Este apoyo se ve favorecido por el amplio consenso científico existente respecto a la seguridad de las operaciones de exploración y producción de estos recursos no convencionales y, en concreto, a la utilización de la fracturación hidráulica: las operaciones se consideran seguras mientras que se respeten y apliquen las mejores prácticas de la industria en lo que a la construcción de los pozos, tratamiento de aguas residuales, reciclaje, monitoreo o información pública sobre aditivos químicos se refiere.

Parece evidente pensar que, siempre que técnica y económicamente sea viable y se cumpla rigurosamente con los estándares medioambientales pertinentes, producir recursos no convencionales en nuestro país podría suponer importantes ventajas.

Las ventajas de extraer recursos no convencionales en España parecen estar aún más justificadas considerando algunos datos del contexto energético español<sup>79</sup>:

- España tiene una dependencia energética de cerca del 72,8%, continuando la tendencia de reducción que se inició en 2008 con un ligero repunte en este último año. Sin embargo, esta cifra es aún muy superior a la media europea, del entorno del 52% en 2014. En el caso del petróleo, nuestro grado de dependencia del exterior es del 99,4%, y en el del gas, del 99,9%<sup>80</sup>.

<sup>79</sup> Año de referencia 2015 (Balance Energético MINETUR) salvo que conste que es 2014

<sup>80</sup> Informe Estadístico Anual 2014-CORES

- El petróleo y el gas son las dos fuentes de energía primaria con mayor peso (42,3% y 19,9% respectivamente) en el *mix*. En el caso del petróleo, el consumo corresponde a 55.222 ktep frente a una producción interior de 232.244 ktep. En el del gas natural, su consumo fue de 316.513 GWh frente a una producción de aproximadamente 699 GWh.
- En el ámbito del crudo, 12 son los principales suministradores a nuestro país, incluyendo Nigeria (16,8%), México (13,7%), Arabia Saudí (10,5%), Angola (9,2%), Rusia (6,2%), o Irak (5,4%).
- Respecto al gas, España es suministrada desde 11 orígenes distintos, incluyendo Argelia (60%), Nigeria (11,6%), Qatar (9,4%), Noruega (8,8%), Trinidad y Tobago (3,5%) o Francia (3,5)<sup>81</sup>.

El presente capítulo pretende dar una visión sobre el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en España, estructurándolo en tres bloques principales:

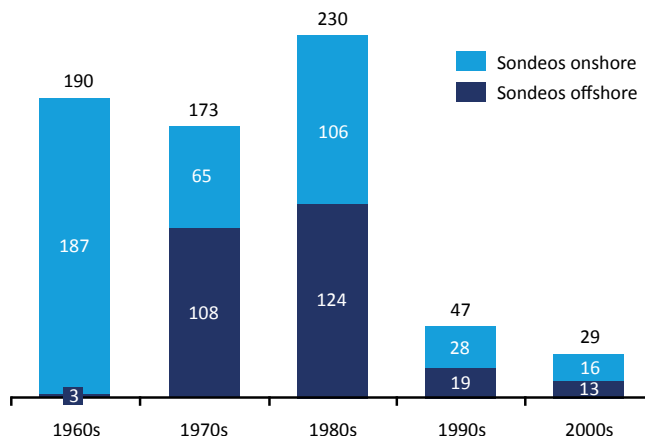
- Estimación de los potenciales recursos prospectivos según diferentes fuentes
- Contexto regulatorio, económico y energético para su desarrollo
- Posible impacto sobre la economía nacional

## 5.2. Estimación de los potenciales recursos prospectivos no convencionales en España

Conviene comenzar subrayando el bajo índice exploratorio existente en el territorio español, que se refleja en la tendencia histórica de perforación de sondeos exploratorios (ver figura 5.1) así como en una reducción del número de campañas sísmicas realizadas. El esfuerzo exploratorio realizado en España en las últimas décadas ha sido inferior al de otros países europeos de nuestro entorno. Puede resultar ilustrativo el dato correspondiente al número de sondeos realizados en España hasta la fecha, 800 aproximadamente, cuando en países como EE.UU. se han perforado cerca de 2.000.000.

<sup>81</sup> Fuente: CORES

Figura 5.1: Evolución del número de sondeos en territorio español



Fuente: Minetur<sup>82</sup>

La cantidad de información disponible relativa a tipologías y calidad de recursos de hidrocarburos, como son los recursos no convencionales, es limitada, ya que los resultados corresponden principalmente a campañas realizadas con anterioridad a los años 80.

La evaluación de la existencia de estos recursos debe ser el primer paso a la hora de valorar la conveniencia o no de extraerlos (siempre que sea técnica y económicamente viable, además de medioambientalmente seguro).

Por ello, en la primera parte de este capítulo, a falta de datos de actividades de exploración que permitirían conocer el potencial de estos recursos con una mayor exactitud, se presentan y analizan los resultados obtenidos por diferentes estudios que estiman el posible volumen de recursos no convencionales existentes en las cuencas en las que se divide el territorio nacional. Como se podrá observar, los resultados son muy divergentes entre sí.

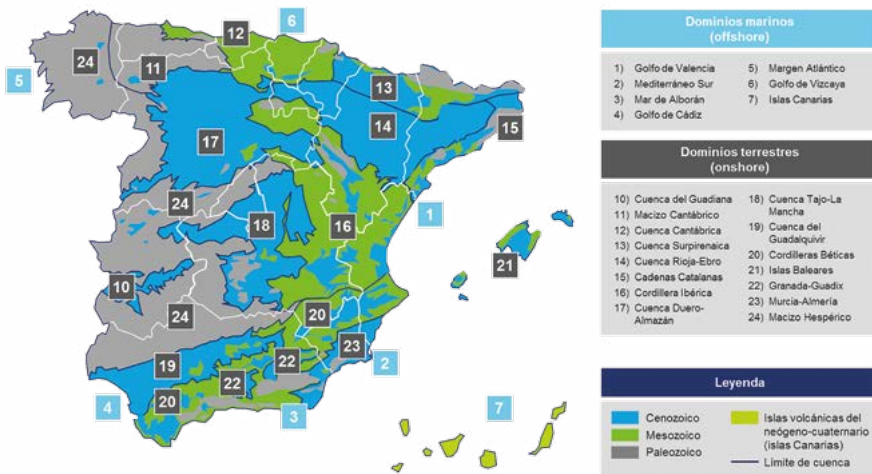
### 5.2.1. Informe de Gessal: Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España

Una de las estimaciones más actualizadas y completas del potencial volumen de recursos prospectivos en España es el estudio realizado por Gessal, empresa consultora de

<sup>82</sup> <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2015/mapas/inicio.html>

exploración e investigación geológica y geofísica del subsuelo, que se publicó<sup>83</sup> en marzo de 2013. Dicha evaluación cuantificaba los recursos convencionales y no convencionales, tanto de petróleo como de gas natural, en la totalidad de las cuencas españolas. Para ello, se divide el territorio español en 24 dominios geológicos-geográficos, estableciendo conceptos exploratorios que justifican la posible existencia de hidrocarburos acumulados en el subsuelo. La Figura 5.2, muestra los dominios que fueron definidos para el desarrollo de este análisis.

Figura 5.2: Mapa de distribución de los dominios geológicos de España, 2013



Fuente: Gessal

Para el estudio de los hidrocarburos no convencionales solo fueron tenidos en cuenta los grandes dominios geológicos *onshore*. En cada dominio se definieron potenciales objetivos exploratorios en base a criterios geológicos que se resumen a continuación:

<sup>83</sup> Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España, Gessal, marzo 2013.



Tabla 5.1: Definición de potenciales objetivos exploratorios, 2013

Dominio	Época geológica del objetivo exploratorio	Tipología de play
Dominio Vasco-Cantábrico	Cretácico superior	<i>Shale gas</i>
	Cretácico inferior	<i>Shale gas</i>
	Dogger	<i>Tight gas</i>
	Lias Margoso	<i>Shale gas</i>
	Buntsandstein	<i>Tight gas</i>
	Paleozoico- Carbonifero	<i>Shale gas</i>
Dominio Hespérico	Silúrico-Carbonifero	<i>Coal bed methane</i>
Dominio Pirineos	Eoceno	<i>Shale gas / Tight gas</i>
	Cretácico superior	<i>Tight gas</i>
	Cretácico inferior	<i>Shale gas</i>
	Lias Margoso	<i>Shale gas</i>
Cuenca de Duero	Paleozoico- Carbonifero	<i>Shale gas</i>
Cuenca del Ebro	Eoceno	<i>Shale gas / Tight gas</i>
	Pérmico-Carbonifero	<i>Shale gas</i>
Cordillera Ibérica	Cretácico inferior	<i>Shale gas</i>
	Paleozoico- Carbonifero	<i>Shale gas / CBM</i>
Cadenas Catalanas	Carbonifero	<i>Shale gas / CBM</i>
Cuenca de Guadalquivir	Carbonifero	<i>Shale gas</i>
Cordillera Bética	Paleógeno-Campo de Gibraltar	<i>Tight gas</i>
	Cretácico inferior	<i>Tight gas</i>

Fuente: Gessal

La metodología empleada se basa en diversas fuentes: información pública disponible, información facilitada por los socios de ACIEP<sup>84</sup>, trabajos previos de otros organismos como el Instituto Geológico y Minero, literatura científica actualizada sobre las experiencias realizadas en Estados Unidos sobre *shale gas*, etc.

Además, dicha metodología se soporta sobre un análisis probabilístico detallado a partir del que se define un rango de resultados, derivado de la incertidumbre propia de las magnitudes que se están estimando. Como resultado de este análisis se calcularon tres escenarios asociados a las estimaciones de los percentiles P10, P50 y P90.

<sup>84</sup> Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción y Almacenamiento de Hidrocarburos. Esta asociación realizó el encargo del informe antes citado a Gessal.

Por último, merece destacar que la metodología atiende exclusivamente a aspectos técnico-geológicos, no teniendo en consideración criterios económicos que determinen la posterior viabilidad comercial de los yacimientos. De esta manera, los recursos que se describirán a continuación, aun cuando fueran confirmados por posteriores proyectos exploratorios, serán o no comercialmente viables dependiendo de la evolución de los precios del mercado internacional, entre otras consideraciones.

La metodología empleada en la estimación de los recursos prospectivos no convencionales se particularizó para las tres tipologías consideradas: *shale gas*, *tight gas* y *coal bed methane*, y las estimaciones para esta última tipología se basan en los resultados publicados por el Instituto Geológico Minero en 2004.

Los volúmenes estimados de recursos prospectivos de hidrocarburos en España, de acuerdo a la metodología descrita, se muestran de forma resumida en la siguiente tabla:

Tipología de recurso propeetivo	P10	P50	P90
Petróleo convencional onshore (Mboe)	71	156	156
Petróleo convencional offshore somero (Mboe)	66	155	268
Petróleo convencional offshore profundo (Mboe)	757	1.632	2.860
<b>Total petróleo convencional (Mboe)</b>	<b>894</b>	<b>1.944</b>	<b>3.394</b>
Gas convencional onshore (bcm)	18	41	73
Gas convencional offshore somero (bcm)	18	48	96
Gas convencional offshore profundo (bcm)	125	321	681
<b>Total gas convencional (bcm)</b>	<b>162</b>	<b>410</b>	<b>851</b>
<b>Total hidrocarburos convencionales (Mboe)</b>	<b>1.877</b>	<b>4.439</b>	<b>8.572</b>
Gas no convencional onshore (bcm)	530	2.025	6.647
<b>Total hidrocarburos no convencional (Mboe)</b>	<b>3.224</b>	<b>12.327</b>	<b>40.459</b>

Fuente: Gessal

A la luz de estos resultados se hace patente la relevancia que los recursos no convencionales, en particular de gas, pueden alcanzar en la actividad de exploración y exploración en España: realizando una comparación en términos de barriles de petróleo equivalentes, los recursos no convencionales representan 2,8 veces el volumen correspondiente a los recursos convencionales en el escenario central. También debe destacarse que los escenarios asociados a los recursos no convencionales presentan un rango de valores mucho más amplio que el de los recursos convencionales, lo que denota un nivel de incertidumbre sensiblemente superior en los primeros.

<sup>85</sup> Factor de conversión aplicado: 1 bcm equivale a 6,09 Mboe

Los resultados del informe de Gessal muestran un peso muy superior de los recursos de gas natural frente a los de petróleo. En concreto, en el escenario central, los recursos prospectivos de gas natural representan casi 8 veces los recursos de petróleo, en términos energéticos equivalentes.

Para centrar el análisis en los recursos no convencionales, se incluye a continuación una segunda tabla que desagrega la estimación de estos recursos por dominio y por tipología de *play*.

Tabla 5.3: Desglose de la estimación de recursos prospectivos no convencionales en España (bcm)

Dominio Geológico	Shale Gas			Tight Gas			Coal Bed Methane	Total
	P90	P50	P10	P90	P50	P10		
Cuenca Vasco Cantábrica	269	1.084	3.504	0,26	2,10	18,00		1.086,1
Pirineos	70	260	773	0,35	2,50	16,32		262,5
Cuenca del Duero	18	72	230					72
Cuenca del Ebro	7	32	104	0,04	0,50	5,60		32,5
Cordillera Ibérica	18	95	434					95
Cadenas Catalanas	3	15	63					15
Cuenca del Guadalquivir	15	79	336					79
Cuenca Bética				0,31	1,90	20,95		1,9
Macizo Hespérico	86	340	1.102				41,3	381,3
<b>Total</b>	<b>487</b>	<b>1.977</b>	<b>6.545</b>	<b>0,95</b>	<b>7,00</b>	<b>60,87</b>	<b>41,3</b>	<b>2.025</b>

Fuente: Gessal

La estimación de los recursos prospectivos no convencionales en el subsuelo español supera los 2.000 bcm de gas natural en el escenario central. El *shale gas* representa la práctica totalidad de los recursos prospectivos estimados, cerca del 98% en el escenario central, siendo marginal la aportación del *tight gas* y del *coal bed methane*. Para poner en contexto estos volúmenes, puede resultar ilustrativo considerar que la demanda nacional de gas natural de 2014 fue de 301,4 TWh<sup>86</sup>, lo que equivale a unos 26 bcm<sup>87</sup>.

Esta estimación de recursos no convencionales es comparativamente inferior a las estimadas para los países de nuestro entorno, si la comparación se realiza en proporción a la extensión de las cuencas sedimentarias.

<sup>86</sup> Fuente: Enagás. Progreso mensual de la demanda de gas natural. Diciembre 2014.

<sup>87</sup> Factor de conversión: 11,7 TWh/bcm. Valor referido al PCS. Fuente: Unión Fenosa Gas.

### 5.2.2. Informe de la EIA: *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*<sup>88</sup>

La *US Energy Information Administration* publicó en junio de 2013<sup>89</sup> una actualización de sus estimaciones de *Shale Gas*<sup>90</sup> y *Shale Oil* en 41 países, a la que se ha hecho referencia en capítulos anteriores, y entre los que se incluye España. Los datos obtenidos provienen de *Advanced Resources International* (ARI), consultora especializada en recursos no convencionales, almacenamiento de CO<sub>2</sub> y técnicas de mejora en la recuperación de petróleo, que trabaja muy estrechamente con la Administración norteamericana en materia energética desde el año 1980.

Como ya se ha comentado anteriormente, el documento destaca que es de especial relevancia distinguir entre aquellos recursos técnicamente recuperables de aquellos que lo son económicamente.

Las formaciones de *shale* evaluadas en el informe fueron seleccionadas en base a una combinación de factores, incluyendo, entre otros, la disponibilidad de información, dependencia nacional de importaciones de gas, y observación de actividades de compañías y gobiernos dirigidas al desarrollo de recursos.

En el caso español, en el informe de la EIA, se identifican principalmente las cuencas Vasco-Cantábrica y del Ebro como las zonas con potenciales recursos no convencionales de *shale gas*.

<sup>88</sup> <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>

<sup>89</sup> La anterior actualización es de abril de 2011

<sup>90</sup> El informe de Gessal analiza, además de shale gas, coalbed Methane y tight gas, y mientras que el informe de la EIA solo analiza shale gas del Jurásico,

Figura 5.3: Mapa de distribución de las cuencas con potenciales recursos no convencionales en España



Fuente: ARI, 2013

En la zona de la cuenca Vasco-Cantábrica se identifican en torno a 8 trillones de pies cúbicos de *shale gas* técnicamente recuperables (226 bcm), lo que equivale a cerca de 7 años de consumo de gas en España. Para esta misma cuenca, el estudio de Gessal estima cerca de 1.100 bcm (incluyendo *shale* y *tight gas*) en su escenario central.

En el mismo informe, se estima que los recursos técnicamente recuperables de petróleo no convencional de *shale oil* ascienden a 100 millones de barriles (100 Mbbl), representando escasamente el consumo de tres meses en nuestro país.

### 5.2.3. Informe del COIMCE: Extrapolación a España de los recursos exploratorios de *shale gas* existente en los Estados Unidos

En el mes de febrero de 2013, se publicó un estudio realizado por el Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro (COIMCE), cuyos resultados se obtuvieron a través de la extrapolación de la productividad de *shale gas* en las cuencas geológicas de Estados Unidos, a potencialidad-productividad de las cuencas geológicas españolas para el mismo recurso.

El equipo de trabajo seleccionó las cuencas geológicas, incluso los sectores dentro de cada una de ellas, que en España presentan características similares a las que exhiben las productoras de *shale gas* en Estados Unidos, y se delimitó una superficie de 200.000 km<sup>2</sup>

para la extrapolación. Con este método, se obtuvo un resultado de 1.339 bcm (47,3 TCF) de recursos exploratorios de *shale gas* en España.

Se constata pues que, a la vista de los distintos estudios analizados y a falta de nuevos trabajos exploratorios, es muy difícil estimar con precisión los potenciales recursos no convencionales de España.

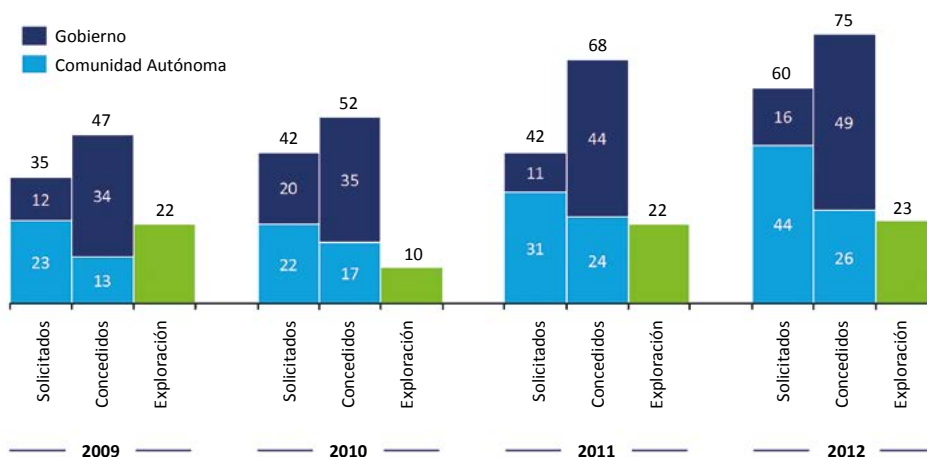
### 5.3. Contexto económico y regulatorio para el desarrollo de los recursos no convencionales en España

En esta sección se analizará cuál es la situación de la exploración de este tipo de hidrocarburos en España, qué empresas han solicitado permisos, volumen de inversiones a desarrollar en el medio plazo y las nuevas iniciativas legislativas en nuestro país, destinadas a un reparto más equitativo de los posibles recursos con la sociedad.

#### 5.3.1. Panorama de las empresas de investigación y producción: incentivos y barreras

Las empresas de exploración y producción de hidrocarburos tienen un interés real en desarrollar su actividad en España. En la actualidad, se han concedido aproximadamente 75 licencias de exploración de hidrocarburos y hay solicitados otros 60 permisos adicionales. La evolución de las solicitudes ha sido notable y la figura a continuación ilustra el interés despertado entre las empresas del sector.

Figura 5.4: Evolución de permisos de investigación y exploración



Fuente: Minetur

Centrando el análisis en los recursos no convencionales, las empresas más significativas con permisos de exploración en territorio nacional son las siguientes:

- Heyco Energy Group /Shesa/Cambria: 4 permisos concedidos.
- Montero Energy: 16 permisos solicitados.
- San León: 4 permisos concedidos y 6 solicitados.
- BNK España: 2 permisos concedidos y 1 solicitado.

La mayoría de estas empresas se encuentran en una fase temprana de investigación, y hasta la fecha no se ha realizado ningún sondeo exploratorio. En concreto, los proyectos más avanzados son los gestionados por BNK España que ha presentado sus proyectos, con los correspondientes Estudios de Impacto Ambiental, para sondeos en las concesiones denominadas Urraca y Sedano, ambas situadas en el norte de Burgos.

Las razones por las cuales estas empresas están reactivando el interés por invertir en exploración de hidrocarburos en países europeos como España son variadas:

- **Entorno geopolítico:** la creciente inestabilidad de Oriente Próximo y los conflictos de suministro con Rusia han facilitado que algunos países europeos decidan desarrollar la industria del *shale gas* como medio para incrementar la seguridad de suministro.
- **Fiscalidad favorable:** España cuenta con un entorno fiscal favorable para la exploración de hidrocarburos y ventajas fiscales en el Impuesto de Sociedades condicionadas a la reinversión en nuevas exploraciones.
- **Desarrollo tecnológico:** el auge del *shale gas* en EE.UU. ha permitido el desarrollo de la técnica de extracción mediante fractura hidráulica, haciendo rentable su extracción para precios del entorno de 60 USD/bbl ó 7 USD/Mbtu<sup>91</sup>.
- **Precio del petróleo:** los altos precios del petróleo y gas con los que se ha desarrollado la industria de los hidrocarburos en EE.UU hasta la primera mitad de 2014, han permitido la existencia de excedentes financieros que favorecen la expansión de las industrias norteamericanas en territorios donde el precio del gas o petróleo es notablemente superior. Además, este elevado nivel de precios ha permitido que los riesgos asociados a la investigación fueran compensados por una expectativa de mayor ganancia en aquellas exploraciones exitosas.

Por el contrario, en España, además de los riesgos inherentes al desarrollo de esta actividad, hay que tener en cuenta una serie de obstáculos que se encuentran las empresas de exploración y producción:

91 Fuente: Rystad, Wood Mackenzie y análisis Deloitte

- **Tramitación de permisos:** la complejidad y elevado número de permisos necesarios de distintas administraciones, unido a lo dilatado de los plazos para su obtención, alargan los periodos de exploración notablemente, haciendo en este sentido menos atractiva España que los países que ofrecen mayores facilidades.
- **Inseguridad jurídica:** la falta de un consenso político general sobre el desarrollo de la industria de hidrocarburos en España, incrementa los riesgos de cambios normativos que impidan acometer las inversiones.
- **Apoyo institucional:** es ampliamente conocida la falta de apoyo que ciertas instituciones autonómicas y locales muestran hacia el desarrollo de esta industria.

### 5.3.2. Nuevas iniciativas regulatorias en España

En 22 mayo de 2015 se publicó, en el Boletín Oficial del Estado, la Ley 8/2015 por la que se modifica la Ley 34/98 del Sector de Hidrocarburos y por la que se regulan determinadas medidas en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

En España, con la Ley de Hidrocarburos de 2015 se introducen una serie de disposiciones tanto tributarias como de otra índole con el objetivo de armonizar el interés general de las actividades de exploración y producción de recursos no convencionales con el riesgo y la rentabilidad que conllevan la investigación y explotación de estos yacimientos. Esto se lleva a cabo revirtiendo las rentas económicas derivadas del descubrimiento de nuevos yacimientos en el conjunto de la sociedad.

Tal y como se establece en la propia Ley,» *las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos contribuyen a la riqueza del conjunto de la sociedad mejorando la seguridad de los suministros energéticos, creando riqueza mediante la generación de actividad económica y pago de impuestos y garantizan la sostenibilidad medioambiental mediante la aplicación de unos estrictos estándares de protección medioambiental. La presente Ley refuerza los principios anteriores mediante la introducción de la obligación de un compromiso social con las comunidades locales en las que se desarrollan tales actividades que permita un equilibrio adecuado entre la producción de hidrocarburos y las necesidades de tales comunidades.*» Así, se establecen incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en las que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

A nivel tributario, entre otros aspectos, se regula el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, de carácter directo y naturaleza real, que grava el valor de los productos del dominio público gas, petróleo y condensados extraídos en territorio



español. Se establece una escala de gravamen progresiva en función del volumen de producción (valor de la extracción), que en el caso del petróleo y condensados varía entre el 1 y el 8% dependiendo de la cantidad y de si la explotación es marina o en tierra, y en el caso del gas establece un gravamen de entre el 1 y el 4% sobre la producción de gas no convencional.

Por otra parte, se modifica el canon de superficie relativo al citado dominio público, tasa que grava los derechos de utilización privativa o de aprovechamiento de dominio público estatal de hidrocarburos con ocasión del otorgamiento de autorizaciones concretas de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación determinadas, siendo los titulares de dichos permisos los encargados de su pago.

Se establece también una compensación anual a los propietarios de los terrenos situados sobre el yacimiento, en función del valor de la producción anual.

Además, en relación con los rendimientos derivados de las figuras tributarias anteriores, se deberán adoptar los criterios oportunos para que los mismos reviertan con especial intensidad en las Comunidades Autónomas y en los municipios donde se ubiquen tales actividades, de modo que se ajusten de manera más equitativa las esferas de los beneficios públicos nacionales y los regionales que origina la producción de hidrocarburos.

Las medidas anteriormente descritas, según la propia Ley, contribuirán a la consecución de los siguientes beneficios:

- Adaptar la carga impositiva de las actividades de exploración y producción a la realidad de las rentas obtenidas, logrando un reparto más equitativo.
- Incrementar los ingresos tributarios de las distintas administraciones.
- Mejorar la percepción social de esta actividad, especialmente por parte de los ciudadanos más próximos a los campos productores, que pasarán a ser retribuidos proporcionalmente a la producción del yacimiento.

Cabe mencionar también que España tiene una Ley Ambiental de las más garantistas del mundo, reforzada recientemente con la Ley de Evaluación Ambiental de 2013, que obliga a que los proyectos que utilicen fracturación hidráulica sean sometidos a Evaluación de Impacto Ambiental completa, incluso los proyectos de investigación, algo que no sucede en casi ninguno de los países de la Unión Europea.

#### 5.4. Potencial impacto del desarrollo de los recursos no convencionales en la economía nacional

A lo largo de los apartados precedentes se ha descrito cual es el contexto nacional en el que se enmarca el potencial desarrollo de la exploración y producción de los recursos

de hidrocarburos no convencionales. Como parte de este análisis se han ido citando beneficios asociados al desarrollo de esta actividad de distinta naturaleza: beneficios microeconómicos, macroeconómicos, estratégicos, etc. Sin ser exhaustivos se pueden citar algunos ejemplos de estos beneficios:

- Reducción de la dependencia energética en España.
- Potencial abaratamiento del precio de la energía. Algunos estudios establecen escenarios prospectivos de producción en el futuro que representarían volúmenes anuales de hidrocarburos significativos, lo que podría influir en los precios del gas y podría derivar en una mayor competitividad de la industria localizada en España.
- Desarrollo de una actividad económica adicional, directa e indirecta. La exploración y la producción de los recursos prospectivos no convencionales supondría una actividad económica muy relevante con todos los impactos que ello supone, tanto sobre la propia rama de actividad del E&P, como sobre el resto de ramas de actividad que de manera indirecta son necesarias para el desarrollo de la misma.
- Contribución positiva sobre la balanza comercial. Simplificando la problemática, se podría asumir que el volumen de hidrocarburos no convencionales que se produjera reduciría en un volumen equivalente el nivel de importaciones previsto, con el correspondiente impacto positivo sobre la balanza comercial.
- El desarrollo en España de esta actividad contribuiría a la asimilación del *know-how* por parte de las empresas nacionales que podrían capitalizarlo mejorando su posicionamiento internacional y abriendo nuevas oportunidades de crecimiento.

Algunos de los aspectos positivos para nuestro país relacionados con el desarrollo de recursos no convencionales son, entre otros aspectos, la reducción de la dependencia energética, el desarrollo de una actividad económica adicional, o la contribución sobre la balanza comercial.

En términos de cuantificación de estos beneficios en nuestro país, uno de los estudios más recientes que existen es el *Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española*, publicado por Deloitte y ACIEP en 2014. Los resultados que se describen a continuación se basan en dicho estudio. En el documento se analiza la repercusión que el desarrollo de los recursos no convencionales podría tener sobre tres magnitudes o variables económicas representativas como son el PIB, el empleo y la balanza comercial. Los resultados se basan en las estimaciones de los recursos prospectivos realizadas por Gessal y descritas anteriormente, así como en otras hipótesis que se describen en detalle en el propio informe.

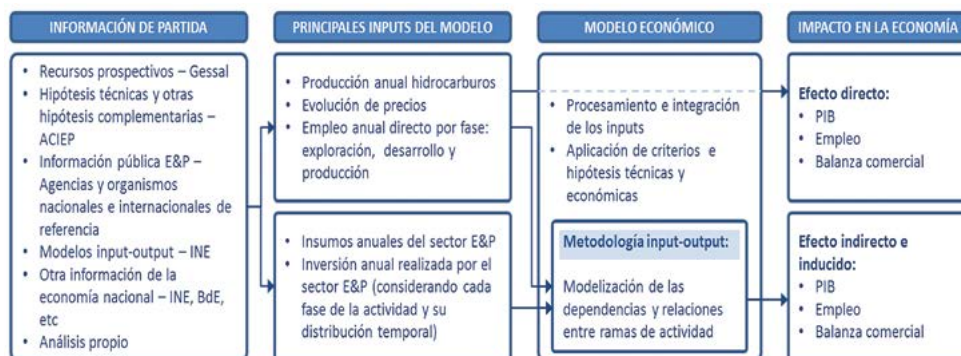
El escenario base que se define en dicho estudio no representa la evolución más probable de esta actividad, sino un escenario en el que se dieran unas condiciones óptimas para su desarrollo, de manera que permita estimar el máximo impacto posible que podría suponer para la economía, sirviendo como marco de referencia para el estudio.

### 5.4.1. Descripción de la metodología empleada para estimar los impactos sobre la economía nacional

Para facilitar la correcta interpretación de los resultados que se describirán más adelante, se incluye a continuación una breve descripción de la metodología que se ha empleado para determinar la evolución de los efectos directo, indirecto e inducido que se derivarían del desarrollo de esta actividad.

La figura a continuación representa de forma esquemática la metodología seguida para la cuantificación de los indicadores descritos.

Figura 5.5: Esquema simplificado de la metodología empleada



Fuente: Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española, Deloitte y ACIEP, 2014.

Con respecto a la valoración de los efectos indirectos e inducidos, vinculados a las relaciones e interdependencias entre las distintas ramas de actividad de la economía, se ha empleado la metodología input-output. El modelo económico toma como punto de partida principal la información de la Contabilidad Nacional publicada por el INE: matrices simétricas, matriz inversa de Leontief, etc.

### 5.4.2. Clasificación y descripción de las tipologías de efectos económicos

- **Efecto directo:** se corresponde con el efecto en PIB, empleo y balanza comercial dentro de la propia actividad: exploración y producción de hidrocarburos.

Bajo este efecto se computa:

- El valor añadido bruto (VAB) asociado a las compañías que se enmarcan dentro de esta rama de la actividad.
  - El empleo directamente generado dentro de la propia rama.
  - El impacto directo sobre la balanza comercial correspondiente al incremento de la producción interna de hidrocarburos.
- **Efecto indirecto:** el desarrollo de la producción de hidrocarburos conlleva un incremento de la demanda intermedia del resto de ramas de actividad debido a las interrelaciones existentes entre los procesos productivos de cada una de ellas. Por otro lado, la inversión previa necesaria para el desarrollo de esta actividad también supone un incremento de la demanda del resto de ramas de actividad. Este incremento de la demanda intermedia de otras ramas de actividad constituye el efecto indirecto, que conlleva a su vez incrementos del valor añadido bruto y generación de empleo. Parte de esta demanda generada también se cubrirá a través de importaciones, afectando indirectamente a la balanza comercial.
  - **Efecto inducido:** representa el efecto derivado del incremento del consumo que provoca la creación de riqueza generada por el desarrollo de la actividad de exploración y producción.

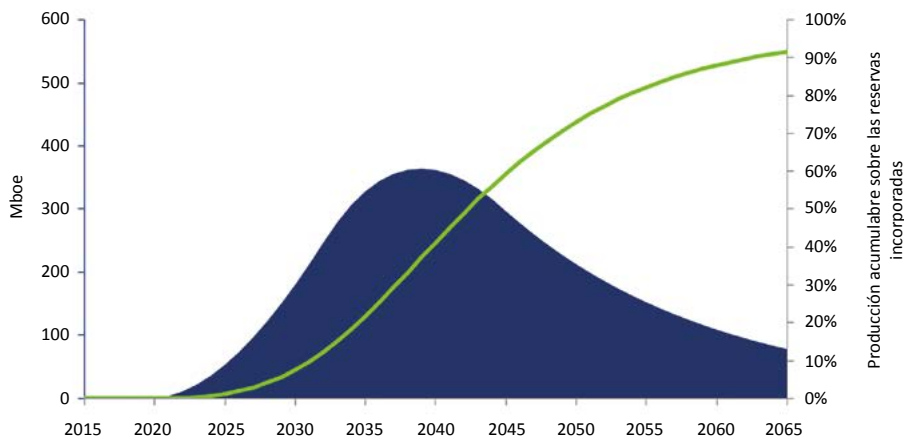
Los efectos directo e indirecto suponen la creación de empleo en la propia rama de actividad e indirectamente en el resto. Este incremento del empleo conlleva un mayor nivel de renta disponible para las familias. Esto, a su vez, induce un incremento del consumo, lo que aumenta la demanda final de todas las ramas de actividad. Como en los casos anteriores, este incremento de la demanda de cada rama implicará la creación de valor añadido bruto, generación de empleo e impactará sobre el nivel de importaciones.

#### 5.4.3. Potencial producción anual y estimación de impactos asociados para la economía nacional

Tomando como referencia la estimación central de recursos prospectivos, y asumiendo una serie de hipótesis de tipo técnico, perfiles de producción, velocidad de exploración, etc., se determina una producción anual de recursos no convencionales que se muestra en la figura a continuación<sup>92</sup>.

<sup>92</sup> Para consultar la definición detallada de la clasificación de las ramas de actividad, ver el informe Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española. Deloitte, febrero 2014.

Figura 5.6. Producción anual de recursos no convencionales (Mboe) vs producción acumulada (% total recursos)



Fuente: Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española, Deloitte y Aciep, 2014.

Los siguientes resultados correspondientes a contribución al PIB, al empleo y a la balanza comercial toman como referencia el escenario base de producción que se acaba de describir.

### Contribución al PIB

Los resultados obtenidos en el escenario base indican una contribución al PIB que alcanza los 29.500 millones de euros en el año de mayor impacto, 2038, lo que equivaldría a un 3% del PIB actual y representa un nivel de contribución superior al de otras actividades como transporte o sector primario.

La contribución al PIB se debe principalmente al efecto directo asociado al desarrollo del propio sector de E&P, representando más del 80% de la contribución total. El 20% restante se corresponde a los efectos indirecto e inducido y se distribuye entre un amplio abanico de ramas de actividad entre las que destacan las industrias manufactureras metálicas o el alquiler de maquinaria.

### Impacto sobre el empleo

En el escenario base, el impacto que tendría el desarrollo de la actividad de E&P en términos de empleo supondría una generación de puestos de trabajo (puestos de trabajo equivalentes a tiempo completo, PTETC) que superaría las 190.000 personas en el año de mayor impacto, 2035. Al contrario de lo expuesto para el PIB, el empleo se distribuye

de manera mucho más uniforme entre las distintas ramas de actividad, correspondiendo tan solo un 14% al empleo directo sobre la propia rama de actividad. El 86% restante se corresponde al empleo indirecto e inducido y se reparte entre el resto de ramas de actividad.

### **Impacto sobre la balanza comercial**

En relación a los intercambios comerciales de gas natural, la producción de los recursos prospectivos definidos en el escenario base permitiría, según las estimaciones, alcanzar un saldo neto exportador durante un periodo de más de 20 años. En cambio, el impacto asociado a la producción de petróleo es más moderado: reduciría las importaciones nacionales de este recurso hasta en un 20% del consumo.

Con respecto a la contribución neta a la balanza comercial, en el escenario base la contribución igualaría al nivel de déficit que presenta actualmente esta balanza en un plazo de 20 años y alcanzaría un valor máximo superior a los 25.000 millones de euros.

Podría concluirse, por tanto, que el desarrollo de los recursos no convencionales considerado en el escenario base descrito supondría contribuciones positivas en el medio plazo sobre las tres variables analizadas: PIB, empleo y balanza comercial; si bien dichos impactos están sujetos a la incertidumbre propia de la estimación de los recursos prospectivos que han servido de punto de partida para este estudio.

## V. EL DEBATE SOCIAL EN TORNO A LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

### Introducción

Las actividades relacionadas con el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, y más concretamente con la técnica de fracturación hidráulica, han generado un gran debate social en los últimos años, como se ha analizado a lo largo del texto.

En particular, en España, como recoge el Capítulo 5, la preocupación social por el desarrollo de la fracturación hidráulica y las consecuencias que puede tener sobre el medio ambiente se ha convertido en un asunto especialmente controvertido, que ha acaparado un gran interés mediático. Ello, a pesar de que en nuestro país no se ha desarrollado todavía ningún proyecto de este tipo (simplemente se han solicitado permisos exploratorios) y de que, en líneas generales, a nivel internacional, la trayectoria de la actividad de exploración de recursos no convencionales es positiva desde el punto de vista medioambiental. Sin olvidar, además que en Europa, y más concretamente en España, las normativas de protección medioambiental son bastante más restrictivas que en el resto del mundo incluyendo los EE.UU.

En cualquier caso, existe cierta oposición pública a este tipo de proyectos por miedo a sus potenciales riesgos y quizás por falta de información objetiva o desconocimiento, que ha llevado a que se constituyan plataformas de ciudadanos que manifiestan un fuerte rechazo al desarrollo en su región. Otros colectivos, en cambio, reclaman la importancia del conocimiento de nuestros recursos potenciales, como un primer paso, y la necesidad de aprovechar las oportunidades, siempre que se respeten y apliquen las mejores prácticas de la industria, asegurando en todo momento la sostenibilidad medioambiental y la salud de los ciudadanos.

Entre las preocupaciones expresadas por la población, se encuentran con frecuencia las relacionadas con los riesgos de contaminación de acuíferos, los posibles efectos sobre la salud pública, la necesidad de uso de grandes cantidades de agua, su relación con pequeños temblores o incluso terremotos, la contaminación acústica o las emisiones de metano y otros gases.

En el siguiente apartado se analizan cada uno de estos riesgos y cuáles son las principales actuaciones de la industria para evitarlos y mitigarlos. Seguidamente, bajo la premisa de que las actividades de exploración de los hidrocarburos no convencionales son, a día de hoy, seguras, pero que pueden serlo aún más en el futuro, se incluyen algunas recomendaciones de instituciones de referencia.

### ¿Qué hace la Industria para minimizar los impactos?

Existe un gran consenso científico en torno a la seguridad de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos no convencionales y, en concreto, a la utilización de la fracturación hidráulica: las operaciones son seguras siempre y cuando se respeten y apliquen las mejores prácticas de la industria en lo que a la construcción de los pozos, tratamiento de aguas residuales, reciclaje, monitoreo o información pública sobre aditivos químicos se refiere.

El desarrollo de los hidrocarburos no convencionales, como cualquier proceso industrial intensivo, puede tener una importante huella medioambiental si no aplica las mejores prácticas disponibles. Si se compara con los hidrocarburos convencionales, se observa que los no convencionales necesitan un mayor número de pozos (mientras que los campos convencionales pueden requerir menos de un pozo por cada 10 km<sup>2</sup>, los no convencionales necesitan más de un pozo por cada Km<sup>2</sup>) y normalmente requieren técnicas de fractura hidráulica para impulsar el flujo de hidrocarburos desde el pozo. Además, este tipo de proyectos tienden a ocupar una mayor extensión del territorio geográfico. Las áreas con un elevado potencial de no convencionales no siempre corresponden con aquellas ricas en hidrocarburos convencionales. Este hecho tiende a incrementar el problema de aceptación social, al presentarse como una actividad totalmente nueva en una determinada zona.

A continuación se indican algunas de las prácticas que la industria está llevando a cabo para garantizar la seguridad y protección del medio ambiente:

#### Riesgos de contaminación del agua

Como se ha descrito a lo largo del documento, la fracturación se produce usando agua a la que se añade una serie de compuestos químicos para minimizar la fricción y otras finalidades. La naturaleza de estos compuestos puede ser muy variada. La mayor preocupación expresada por la población respecto a este tema es que los acuíferos de agua potable de la zona se pongan en contacto con los fluidos que se insertan o con otros compuestos procedentes de la roca madre. Además, existe la queja de no tener suficiente



información sobre la composición de dichas sustancias y de su posible impacto sobre el medio ambiente y la salud.

A pesar de la preocupación suscitada por este tema, de todas las fuentes de contaminación del agua posibles 1) derrames en superficie, 2) filtraciones de los fluidos de fracturación, agua salina o hidrocarburos a un acuífero superficial por imperfecciones en la columna de cemento, 3) filtraciones de hidrocarburos o químicos en acuíferos a través de la roca, etc., ninguna es específica de las actividades de hidrocarburos no convencionales, y también existen estos posibles riesgos para los recursos convencionales, con o sin fracturación hidráulica.

Como para cualquier otro tipo de actividad industrial, la probabilidad cero de accidentes no existe pero, ciertamente, la industria cuenta cada vez más con mejores procedimientos, formación de personal y equipos de control que pueden prevenir este tipo de accidentes y limitar los impactos en caso de que ocurran.

Cada proyecto cuenta con un estudio detallado previo de la geología de la zona, que es esencial y que va a descartar aquellos emplazamientos que no sean adecuados. En el caso, por ejemplo, de existir un acuífero (no tiene por qué ser la situación habitual) entre la superficie y el objetivo exploratorio, tal y como se ha comentado en capítulos anteriores, se toman todas las precauciones posibles en cada fase de su desarrollo, incluyendo el entubamiento y la cementación que permite aislar la columna perforada. El interior del pozo también se aísla de las formaciones geológicas y de los fluidos que éstas pudieran contener. En total, en el caso de existir un acuífero, éste llega a estar protegido por tres tuberías de acero y tres capas de cemento. A la terminación de cada una de las fases, se emplean herramientas específicas de comprobación, corrección y certificación. Todas ellas son operaciones rutinarias, realizadas en cientos de miles de pozos cada año a nivel mundial.

### Aditivos químicos

Respecto a los aditivos químicos que se añaden al agua en muy pequeñas concentraciones, si bien es cierto que hace años su composición no era pública, hoy en día esto ha cambiado. Desde 2010, la divulgación voluntaria de este tipo de información se ha convertido en la norma en los EEUU. En España, y en toda Europa, hay transparencia al respecto, y las sustancias que se pueden utilizar han sido aprobadas para ello. En concreto, deben estar recogidas en el Reglamento REACH (CE)<sup>93</sup> n° 1907/2006, (autorizado su uso), o pre-registrados, o bien sujetos a algún tipo de exención de registro documentado.

<sup>93</sup> n° 1907/2006, Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de sustancias y preparados químicos

Adicionalmente, se está desarrollando una intensa labor de I+D+i que está permitiendo que se emplee un menor número de aditivos y cada vez más los productos utilizados sean biodegradables, y que incluso alcancen la categoría de productos químicos empleados en la industria alimentaria y, por tanto, sin riesgo para la salud humana y el medio ambiente. De hecho, muchos de los que se utilizan en este proceso ya lo son, constituyendo sustancias que se emplean habitualmente en otro tipo de industrias como potabilización de aguas de consumo, absorbentes en pañales, etc.

Respecto al fluido de retorno, cuya cantidad depende de la geología, la industria es consciente de los riesgos de derrames en superficie, y para mitigarlos lleva a cabo medidas rigurosas de almacenamiento de forma segura y estable. Además, existen varias tecnologías disponibles para la reutilización de dichos fluidos, así como la opción de tratarlo en instalaciones de tratamiento de residuos industriales capaces de extraer el agua y llevarla a un nivel de calidad que permita su vertido en los ríos de la zona o sea utilizado en agricultura.

### **Necesidad de grandes volúmenes de agua**

Otra de las principales preocupaciones de la sociedad está relacionada con la cantidad de agua necesaria para los proyectos. Aunque alguna agua se utiliza durante la fase de perforación, la mayoría se utiliza durante la facturación hidráulica. Efectivamente, la cantidad es considerable, siendo de alrededor diez veces mayor a la utilizada en los proyectos convencionales. La industria es muy consciente de la necesidad de hacer un uso muy eficiente del agua, y ha realizado grandes avances en su reutilización. Además, no va a optar por la realización de proyectos en áreas donde no exista disponibilidad de agua suficiente o donde se pueda entrar en competencia con otros usos como la agricultura, o el abastecimiento humano.

### **Generaciones de pequeños temblores y riesgo de terremotos**

Cuando se inyecta agua o un fluido destinado a la fractura hidráulica a muy elevada presión, se produce la fractura de la roca permitiendo la salida del gas retenido en los poros. Dado que este tipo de proyectos conlleva una fractura de las rocas, puede generar pequeños temblores o vibraciones, los cuales además se utilizan por los ingenieros para monitorear el proceso mediante la utilización de instrumentos muy sensibles. En general, estos son de orden de magnitud demasiado pequeña como para ser detectados en superficie y por los seres humanos.

La preocupación de las personas se basa en que estos movimientos pudieran afectar determinadas instalaciones y suponer un daño material o para las personas. La

preocupación aumenta en aquellas zonas donde existe mayor actividad sísmica, por miedo a terremotos.

La fracturación hidráulica no es la única actividad humana que puede conllevar pequeñas vibraciones. De hecho, cualquier actividad que genere stress bajo la superficie terrestre conlleva este tipo de riesgo, como puede ser el caso de la construcción de grandes edificios o presas, pozos geotérmicos o minería profunda.

Lo que es esencial para los desarrollos de hidrocarburos no convencionales es explorar cuidadosamente la geología del terreno para comprobar si existen fallas profundas u otras características geológicas, evaluando los riesgos y evitando esas zonas para la fracturación.

Una selección cuidadosa de los sitios de perforación puede reducir los efectos adversos en la superficie e identificar con más efectividad las áreas más productivas, a la vez que puede minimizar el riesgo de movimientos sísmicos o el desplazamiento de fluidos entre los estratos geológicos.

### Otros impactos potenciales

Además de los expuestos, existen otra serie de preocupaciones relacionadas con este tipo de proyectos como su alta ocupación del territorio, superior al de las explotaciones convencionales; el nivel de ruido generado, derivado principalmente de la equipación necesaria para la perforación, del tráfico generado, etc.

Otro tema relevante está relacionado con la práctica de venteo o la quema de compuestos como el metano, el cual tiene un efecto invernadero hasta 24 veces superior al CO<sub>2</sub>, que puede resultar en un mayor impacto sobre el cambio climático. La industria tiene en la actualidad a invertir en equipos que recuperen estos compuestos y eviten la emisión a la atmósfera de estos gases residuales.

En el Anexo III del presente documento, se recoge algunos de los últimos informes recopilados por *Shale Gas* España, Plataforma española sobre la exploración y desarrollo del *shale gas*, que ofrecen datos, contexto y conclusiones sobre la seguridad de las operaciones de exploración y producción de gas no convencional, tanto a nivel nacional como internacional.

### ¿Qué dicen la Administración española y las Instituciones al respecto?

Por las características de la organización territorial en España, es necesario diferenciar entre la postura de la Administración central del Estado y la de las Comunidades Autónomas.

La posición del Gobierno central se ha reflejado en la modificación de ciertas normas, como la publicación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se regulan determinadas

medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Como se ha explicado en el Capítulo 5, entre los objetivos de esta Ley se encuentra la creación de una serie de incentivos que cubran el desajuste entre las externalidades positivas y las externalidades negativas que se pudiesen producir en el ámbito local, donde se produce la concentración de la industria y en donde existe la percepción de que dichas actividades no producen el impacto económico deseado. Adicionalmente, en España, desde noviembre de 2013, con la nueva Ley de Evaluación Ambiental, este tipo de proyectos están supeditados a múltiples requisitos técnicos, entre ellos un detallado Estudio de Impacto Ambiental.

En el plano europeo, como se ha hecho referencia en el Capítulo 4, la Comisión Europea se debate entre la oportunidad que representa la explotación de hidrocarburos no convencionales para reducir la dependencia energética en muchos de sus Estados miembros y la inquietud de asumir los riesgos asociados fundamentalmente a sus técnicas de extracción. En este contexto, la Unión Europea ha elaborado en los últimos años un importante volumen de documentos que estudia estas tecnologías desde distinta perspectivas, incluyendo la medioambiental y la jurídica. De forma general, se puede decir que la UE no rechaza el *fracking* pero tiene muy presentes los riesgos, subrayando que es necesario garantizar que las buenas prácticas estén disponibles, pero que también se garantice su aplicación. Como conclusión, la UE ha optado por no legislar específicamente sobre la fracturación hidráulica, sino, como se ha indicado, por hacer unas recomendaciones<sup>94</sup> de carácter general donde invita a los Estados miembros a:

- Planificar los proyectos y evaluar los posibles efectos acumulativos antes de conceder las autorizaciones
- Evaluar cuidadosamente los impactos y riesgos ambientales
- Velar por que la integridad del pozo esté al nivel de las mejores prácticas
- Verificar la calidad del agua, el aire y el suelo antes de comenzar las operaciones para poder controlar los eventuales cambios y gestionar los riesgos emergentes
- Controlar las emisiones atmosféricas, incluidas las de gases de efecto invernadero, mediante la captura de los gases
- Informar a la población acerca de las sustancias químicas utilizadas en cada pozo
- Velar, en general, porque los operadores apliquen las mejores prácticas durante todo el proyecto

94 Recomendación de la comisión de 22 de enero de 2014 relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2014:039:0072:0078:ES:PDF>

En el plano internacional, la AIE elaboró en 2011 un conjunto de «Reglas de Oro» que pueden ser de gran utilidad para las Administraciones, operadores y otros interesados, para enfrentarse a las barreras ambientales y sociales. Las llama Reglas de Oro, porque su aplicación puede conducir a que la industria obtenga unos resultados medioambientales y la aceptación pública que les haga acreedores de una «licencia social para operar» dentro de una jurisdicción determinada, abriendo el camino para la explotación de los hidrocarburos no convencional a gran escala.

Entre estas reglas destacan que la plena transparencia, las mediciones y la monitorización de los impactos medioambientales y del compromiso con las comunidades locales, son temas críticos para hacer frente a las preocupaciones de la sociedad sobre esta tecnología.

A continuación se incluye el resumen de las citadas reglas:

#### **Mide, divulga y comprométete**

- Consolida un compromiso con las comunidades locales, residentes y demás partes interesadas, en cada fase de un proyecto, empezando antes de la exploración; brinda oportunidades suficientes para emitir comentarios sobre los planes, las operaciones y el desempeño; escucha las preocupaciones y responde adecuadamente y con prontitud.
- Establece líneas base para los principales indicadores ambientales, como calidad del agua subterránea, antes de comenzar las actividades, y monitoriza las operaciones de manera continua.
- Mide y divulga datos operativos sobre el uso del agua, volúmenes y características de aguas residuales y sobre emisiones a la atmósfera de metano y otros gases, junto con la publicación completa y obligatoria de aditivos para fluidos de fractura y volúmenes empleados.
- Minimiza la interrupción durante las operaciones, teniendo una visión amplia de las responsabilidades sociales y medioambientales, asegurándose que los beneficios económicos sean también percibidos por las comunidades locales.

#### **Ten cuidado dónde perforas**

- Elige bien los sitios para minimizar los impactos en las comunidades locales, patrimonio, uso de tierra, medios de vida de los individuos y el medioambiente.
- Estudia apropiadamente la geología de la zona para tomar decisiones inteligentes acerca de dónde perforar y dónde llevar a cabo la fractura hidráulica: evalúa el riesgo

de terremotos asociados a las fallas profundas u otras características geológicas o aquellos riesgos asociados a que los fluidos pasen a través de estratos geológicos.

- Monitoriza para asegurarse que las fracturas hidráulicas no se extiendan más allá de las formaciones para la producción de gas.

### **Aísla los pozos y evita fugas**

- Establece reglas sólidas para el diseño, construcción, cimentación y pruebas de integridad del pozo, como parte de una norma general de actuación, de manera que las incidencias en las formaciones de gas deben estar completamente aisladas de otros estratos penetrados por el pozo, particularmente acuíferos de agua dulce.
- Considera límites apropiados de profundidad mínima en la fractura hidráulica para fortalecer la confianza del público en el sentido que dicha operación sólo se llevará a cabo lejos del nivel freático.
- Lleva a cabo medidas para prevenir y contener los derrames y fugas en la superficie de los pozos, y garantiza que todos los residuos líquidos y sólidos se desechen apropiadamente.

### **Usa el agua de manera responsable**

- Reduce el uso de agua dulce mediante la mejora en la eficiencia operativa; reúsala o recíclala siempre que sea posible para reducir la carga sobre los recursos hídricos locales.
- Almacena y disponga de manera segura las aguas residuales generadas.
- Minimiza el uso de aditivos químicos y promover el desarrollo y uso de alternativas más amigables con el medio ambiente.

### **Elimina el venteo, minimiza la quema y otras emisiones**

- Establece el objetivo de venteo cero y quema mínima de gas natural durante la terminación del pozo y tratar de reducir las emisiones fugitivas y venteo de gases de efecto invernadero durante toda la vida productiva de un pozo.
- Minimiza la contaminación del aire generada por los vehículos, maquinaria de perforación, motores de bombeo y compresores.

### **Piensa en grande**

- Busca oportunidades para lograr economías de escala y desarrollo coordinado de la infraestructura local, para reducir el impacto ambiental.

- Toma en cuenta el impacto acumulado y efectos regionales en el medio ambiente de múltiples actividades de perforación, producción y distribución, en particular el uso y disponibilidad del agua, uso del suelo, calidad del aire, tráfico y ruido.

### **Garantiza una actuación consistente y de alto nivel en materia Medioambiental**

- Asegura que el nivel estimado de la producción de gas no convencional sea acorde al respaldo político y recursos necesarios para establecer una regulación sólida, personal suficiente que permita su cumplimiento, e información pública y confiable.
- Encuentra un equilibrio apropiado para la formulación de políticas públicas entre la regulación normativa y la basada en resultados, con el fin de garantizar altos estándares de operación al tiempo que se promueve la innovación y la mejora tecnológica.
- Asegura que los planes de acción durante emergencias sean robustos y correspondan a la escala de riesgo.
- Busca la mejora continua de las normas y prácticas operativas.
- Reconoce la necesidad de evaluaciones y verificaciones independientes sobre el cumplimiento en materia medioambiental.

## **Conclusiones**

La oposición social a la explotación de los recursos no convencionales por el miedo a sus potenciales impactos medioambientales puede ser, especialmente en Europa, una barrera a su desarrollo. Actualmente existen tanto la tecnología como los conocimientos para producir estos recursos no convencionales de manera que se tenga un mínimo riesgo medioambiental, pero se requiere un esfuerzo continuo por parte de los gobiernos y las industrias para seguir mejorando, y que la población cuente con información transparente, objetiva y veraz sobre estas actividades.

Respecto a la Administración, es fundamental que se definan marcos regulatorios apropiados sobre bases científicas sólidas, y en los que se garantice el acceso público a la información. Es muy importante también que las autoridades públicas impulsen un diálogo abierto con las comunidades locales y que les transmita todos los beneficios que aporta el desarrollo de yacimientos de hidrocarburos no convencionales a la economía local, y que les garantice que se están abordando todas sus preocupaciones relativas a la seguridad y el medio ambiente.

Por su parte, la industria debe comprometerse en aplicar los estándares más exigentes en todas las etapas de desarrollo, evaluando caso por caso la potencialidad de cada proyecto y sus características, y, en base a éstas, tomar todas las medidas necesarias para asegurar la sostenibilidad medioambiental del proyecto.

## VI. ANEXOS

### ANEXO 1 Unidades de proceso de crudos de petróleo

**Destilación:** En primer lugar están las unidades de destilación atmosférica donde el crudo una vez calentado en un horno se alimenta a una torre de fraccionamiento que opera a la citada presión atmosférica, donde es separado en diferentes componentes en función de sus respectivos puntos de ebullición obteniéndose además un residuo. Este residuo puede ser destilado de nuevo para obtener más componentes ligeros, aunque para evitar su degradación se utilizan torres de destilación a vacío, que trabajan por debajo de la presión atmosférica y que permiten operar con temperaturas por debajo de los 400°C evitándose así la alteración molecular del residuo.

**Reformado catalítico:** Se trata de un proceso que permite adecuar la calidad de las fracciones tipo naftas obtenidas en la destilación, a los requerimientos de la fabricación de las gasolinas, incrementando su octanaje y sirviendo así mismo para la producción de aromáticos, tipo benceno, tolueno o xilenos, que se utilizan como materia prima de la industria petroquímica. Estas unidades que operan a altas temperaturas y presiones, utilizando catalizadores de base platino, se alimentan con naftas, previamente desulfuradas con hidrógeno, parte del cual procede de las propias unidades de reformado.

**Desulfuración:** Para la eliminación de compuestos sulfurados y otros elementos no deseables presentes en las fracciones petrolíferas, se utilizan principalmente tratamientos con hidrógeno, utilizando catalizadores conteniendo cobalto y molibdeno. El azufre se combina con el hidrogeno y se elimina como ácido sulfhídrico del cual se extrae posteriormente el azufre puro.

**Cracking catalítico:** Actualmente estas unidades de conversión de corrientes pesadas en fracciones más ligeras, utilizan básicamente el proceso denominado de *cracking* catalítico en lecho fluido (FCC) y aunque sus diseños originales estaban enfocados a maximizar la producción de gasolinas las unidades actuales también



pueden operarse para una mayor obtención de gasóleos o GLPs. Se alimentan con destilados obtenidos en unidades de destilación a vacío, alimentadas a su vez con residuos de la destilación atmosférica, residuos que también admiten aunque en pequeñas cantidades. Una de las características que diferencian el proceso de FCC de otros procesos catalíticos de refinería es que el catalizador no se sitúa en un lecho fijo, sino que se encuentra fluidificado, es decir, suspendido en un gas de proceso y en continua circulación en la unidad.

**Hydrocracking:** Necesariamente el aumento en la demanda de destilados medios, combustibles de aviación, kerosenos y gasóleos, ha obligado a incrementar el número de estas unidades de conversión. Su alimentación, al igual que en el *cracking* catalítico, comprende destilados de alto punto de ebullición obtenidos en la destilación atmosférica y de vacío, incluyendo además gasóleos pesados procedentes de las FCCs y *cokers*. El proceso de *cracking* se efectúa a altas presiones y temperaturas, en presencia de un catalizador y de hidrógeno lo que conduce a aumentar la relación H/C de los productos. Esta circunstancia, junto con la eliminación de elementos no deseables como por ejemplo el azufre, permite obtener productos de alta calidad. Esto es, se transforman corrientes pesadas de alto contenido en azufre de poco valor en productos ligeros, más valiosos y menos contaminantes.

**Coking:** Para llevar a cabo una conversión más profunda que reduzca al mínimo la producción de fuelóleo residuales, se utilizan las unidades de *coking*, tipo *delayed cokers* o *flexicokers*, donde se tratan los residuos de las unidades de vacío junto con otras corrientes de alto punto de ebullición obteniéndose fracciones más ligeras y coque de petróleo. En este caso, se trata también de mejorar la relación H/C de los productos pero actuando sobre el denominador reduciendo el contenido en carbono.

En el tratamiento de hidrocarburos no convencionales, tanto el hydrocracking como el coking se utilizan para la obtención de los crudos sintéticos.

## ANEXO 2 Fases de perforación de un pozo (Figura 2.3 [bis])

**Fase 1. Perforación y entubación del tramo superficial (recuadro B).**- Cuando existe un acuífero en la columna a perforar, el pozo se diseña para que la perforación del tramo superficial concluya unos metros por encima del techo (el plano superior) del acuífero, en los materiales impermeables que necesariamente confinan el agua contenida en la formación acuífera. En este ejemplo, el tramo superior se perfora con diámetro de 26» (pulgadas, equivalente a 66,04 cm) y se entuba con revestimiento de 18-5/8» (47,30 cm). Antes de colocar la tubería, se bajan por el pozo sin entubar (en '*open hole*') unos aparatos especiales que realizan un registro continuo a lo largo de toda la columna perforada en la fase (lo que se conoce como diagráfias) de diversos parámetros y/o propiedades de la roca (densidad, resistividad, velocidad símica, radioactividad natural, etc). De la interpretación de estas diagráfias se obtiene una información muy completa sobre la naturaleza y propiedades petrofísicas de cada formación geológica, en realidad de cada estrato de roca atravesado. Una vez instalada la tubería, el espacio anular, el hueco que queda entre la tubería y la pared del pozo, la roca, se cementa hasta la superficie (ver recuadro B de la Figura 2.3 bis). Tanto la perforación, como la adquisición de los registros, como la instalación de la tubería, como el cementado del anular, son operaciones rutinarias que se realizan en cada uno de los millares o millones de pozos que se perforan cada año en el mundo, no solo para exploración producción de hidrocarburos, sino también para proyectos de geotermia profunda, de investigación-explotación hidrogeológica, etc. La finalidad de las operaciones de entubado y cementación es aislar las formaciones geológicas más superficiales. De este modo, ninguno de los subsiguientes trabajos que se realicen en el pozo podrá afectar a las formaciones ya perforadas, ni estas podrán entorpecer (por vertidos de fluidos al pozo, derrumbe de las paredes, etc) los trabajos futuros a realizar en el pozo.

**Fase 2. Perforación de la formación acuífera (recuadro C).**- En este caso es la fase de perforación-entubación- cementación que se dedica exclusivamente para perforar y proteger el acuífero. En el presente ejemplo se utiliza un diámetro de perforación de 17-1/2» (44,45 cm) y tubería de revestimiento de 13-3/8» (33,97 cm). La formación geológica que constituye el acuífero se perfora de forma similar a como se hace en los pozos para investigación-explotación hidrogeológica. Al igual que se hizo en la fase anterior, y al igual que se hace en todas y cada una de ellas, antes de instalar el revestimiento se realizan las diagráfias. Inmediatamente después, se entuba y se cementa. Si el pozo se perfora para exploración-producción de hidrocarburos, una vez perforada la sección y obtenidos los registros, Éste se entuba y se cementa

hasta la superficie. En los sondeos para investigación-producción hidrogeológica la entubación se realiza con tubería ranurada y, en lugar de cementarse, se rellena el espacio anular con grava, que actúa como filtro. En el caso de la perforación para exploración-producción de hidrocarburos, si existe un acuífero en la columna a perforar, el diseño del pozo se realiza de tal forma que se emplee una fase/sección de perforación y entubado exclusivamente para proteger el acuífero (del pozo) y el pozo (del acuífero). Así, cuando se comience la próxima fase de perforación, el acuífero estará completamente protegido del pozo y el pozo completamente protegido del acuífero por una tubería de metal y una capa de cemento.

#### **Fase 3 y Fase 4. Perforación y entubación de los tramos intermedios (recuadro D).-**

Después de haber atravesado y sellado el acuífero, se continúa la perforación hasta llegar cerca del techo del reservorio, del objetivo exploratorio. Se detiene la perforación antes de llegar al techo (la parte superior) de la formación reservorio, pero sin entrar en el almacén que contiene los hidrocarburos. Su perforación se realizará posteriormente, dedicando a ello una fase específica. La finalidad es que, cuando se perfora la roca almacén en la que se albergan los hidrocarburos, todo el tramo superior ya perforado se encuentre aislado y protegido. Se pueden emplear una o dos fases para llegar desde muro del acuífero al techo del reservorio, dependiendo de la profundidad a la que se encuentre el objetivo. Normalmente es necesario emplear dos fases, puesto que tal y como ya se ha comentado, en la Naturaleza los acuíferos con agua dulce y los reservorios con hidrocarburos se encuentran normalmente muy separados en la vertical. En el presente ejemplo, se ha representado esta opción. Dos fases consecutivas de perforación, con diámetros de 12-1/4» (31,11 cm) primero y 8-1/2» (21,59 cm) después, y dos entubaciones (24'44 cm y 19,36 cm de diámetro respectivamente), para alcanzar el techo del reservorio. Al igual que en los casos anteriores, en cada una de estas nuevas sección, antes de entubar y cementar, se registran las diagráfias. Posteriormente, en cada una de ellas, se entuba y se cementa el espacio anular, bien hasta la superficie, como queda representado en la figura, o bien puede optarse por cementar solamente hasta unos 100 m por encima de la anterior cementación. En consecuencia, con este diseño, antes de entrar en el objetivo exploratorio o productor con la siguiente fase de perforación, toda la columna perforada se encontrará perfectamente aislada del pozo. El interior del pozo también se encontrará completamente aislado de las formaciones geológicas y de los fluidos que estas pudieran contener. Obsérvese que, en el caso concreto del acuífero, estará protegido por tres tuberías de acero y tres capas de cemento. Los trabajos de perforación que se desarrollen a continuación no podrán afectar al acuífero, no podrán producirle ninguna contaminación.

**Fase 5. Perforación del reservorio que contiene el hidrocarburos (recuadro E).**

Con esta fase se perfora el reservorio y, normalmente, se alcanza el fondo del pozo, la profundidad final. Puede ser una perforación horizontal, inclinada o incluso vertical, dependiendo de la disposición espacial de la formación geológica almacén. En el ejemplo que se está utilizando en esta descripción, el reservorio se perforaría con diámetro 6-1/2» (16,51 cm). Siguiendo la pauta ya comentada, antes de entubar y cementar, con el pozo abierto sin entubar, se bajarían las herramientas para las diagráfias y se obtendrían los correspondientes registros. En los tramos en los que se perforan los almacenes que contienen los hidrocarburos normalmente se bajan un mayor número de herramientas de diagráfias, con objeto de obtener más información, de registrar más parámetros de esta formación geológica que de otras. Después de obtener los registros, se entuba con tubería de 5» (12,7 cm). Normalmente se utiliza una tubería colgada (se denomina habitualmente *liner*) y se cementa el espacio anular, espacio entre la pared de la formación productora y el *liner*, desde el fondo del pozo hasta el colgador (*liner hanger*). Desde ese colgador hasta la superficie se instala una tubería de producción, que puede tener diámetro de 5-1/2» (13,97 cm) cuyo espacio anular, espacio entre la anterior tubería de revestimiento y la propia tubería de producción, se llena normalmente de una salmuera estable y densa, ver cuadro E, de la Figura 2.3. El interior del pozo queda igualmente colmatado de agua y salmuera.

## ANEXO 3 Lo que dice la ciencia en relación con el *fracking* (Fuente: Shale Gas España)

---

**País**

EE.UU.

**Referencia**

Evaluación de los posibles impactos de la fracturación hidráulica en los recursos de agua potable.

**Organismo**

Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA).

**Fecha**

Junio 2015.

**Descripción y principales conclusiones**

El informe, realizado en base a la experiencia del principal país con producción comercial de gas natural de esquisto, constituye a día de hoy la recopilación más completa de datos científicos, incluyendo más de 950 fuentes de información, papers, numerosos informes técnicos así como información proveniente de actores sociales e informes científicos revisados por la EPA.

Tras cinco años de estudios y recopilación de datos, la EPA confirma que: «Las actividades de fracturación hidráulica no se han traducido en la generación sistemática de impactos sobre los acuíferos.»

La agencia apunta que en aquellos casos extremadamente raros en los que se ha podido producir alguna contaminación ésta se ha debido a defectos en la construcción de los pozos o en el proceso de tratamiento de las aguas residuales, es decir, malas praxis que no son inherentes a la técnica de la fracturación hidráulica.

**Enlace**

<http://cfpub.epa.gov/ncea/hfstudy/recordisplay.cfm?deid=244651>

---

**País**

EE.UU.

**Referencia**

La oportunidad energética del gas natural no convencional para los EE.UU.

**Organismo**

Universidad de Harvard y Boston Consulting.

**Fecha**

Junio 2015.

### Descripción y principales conclusiones

El informe se concentra en los beneficios económicos del desarrollo del gas natural no convencional, aunque también señala los impactos positivos para el medio ambiente. El informe señala que «se han realizado progresos reales para gestionar los potenciales impactos sobre el medio ambiente».

Añade que la «transición del carbón al gas en la generación de electricidad en los EE.UU. se ha traducido en beneficios económicos, medioambientales y para la lucha contra el cambio climático.»

### Enlace

[http://www.hbs.edu/com\\_petitiveness/Documents/america-unconventional-energy-opportunity.pdf](http://www.hbs.edu/com_petitiveness/Documents/america-unconventional-energy-opportunity.pdf)

---

### País

Alemania

### Referencia

La fracturación hidráulica a discusión.

### Organismo

Academia Nacional de Ciencias e Ingeniería de Alemania (Acatech).

### Fecha

Junio 2015.

### Descripción y principales conclusiones

La academia alemana concluye que: «En base a las evidencias científicas y técnicas existentes no es justificable una prohibición de la técnica de fracturación hidráulica o *fracking*».

Añade que:

- La exploración de gas natural o de la energía geotérmica mediante la utilización de la fracturación hidráulica debe seguir unos estándares de seguridad estrictos, estar regulado de manera clara y estar sujeto a un monitoreo comprensivo.
- Alemania cuenta ya con los requerimientos técnicos para todos los pasos de los procesos de exploración (perforación, fracturación hidráulica...). En consecuencia, la tecnología se puede aplicar bajo el actual marco jurídico.
- La realización de proyectos piloto acompañados de una supervisión científica y técnica debería ser un elemento principal de cualquier acción futura y una parte integral de la decisión política.

### Enlace

<http://www.acatech.de/de/aktuelles-presse/presseinformationen-news/news-detail/artikel/acatech-position-ein-generelles-fracking-verbot-laesst-sich-wissenschaftlich-nicht-begruenden.html>

---

---

**País**

Polonia

**Referencia**

*The environment and shale gas exploration. The results of seismic monitoring, studies on the soil-water environment, ambient air acoustic climate, process fluids and wastes.*

**Organismo**

Ministerio de Medio Ambiente de Polonia.

**Fecha**

Marzo 2015.

**Descripción y principales conclusiones**

Más de 60 especialistas de centros independientes como el Instituto Geológico Polaco, el Instituto Nacional de Investigación, la Universidad de Ciencia y Tecnología Stanisław Staszic de Cracovia y el Instituto Central de Minería de Katowice, recogieron y estudiaron datos de la actividad de exploración de gas no convencional (incluidas las tareas de *fracking*) llevada a cabo en Polonia durante 3 años. Específicamente, se concentraron en 7 pozos localizados en las regiones de Pomerania y Lublin.

El estudio concluye que las operaciones de fracturación hidráulica no causaron ningún daño medio ambiental.

Además:

- No se ha registrado ningún cambio en la composición de las aguas subterráneas o superficiales;
- No ha habido deterioro alguno de las condiciones del suelo o concentraciones de elementos radioactivos;
- Las operaciones tampoco afectaron al nivel de los recursos hídricos;
- No se han registrado vibraciones generadas por movimientos sísmicos derivadas de la fractura de la roca;
- Las alteraciones en el paisaje causadas por las operaciones duraron poco tiempo y después de que concluyeran las tareas no quedaron rastros significativos.

**Enlace**

Informe en inglés: <http://www.gdos.gov.pl/shale-gas-reports>

---

### País

UE

### Referencia

La extracción de gas pizarra (shale gas): aspectos de particular relevancia para la Unión Europea.

### Organismo

Consejo Consultivo de las Academias Europeas (EASAC).

### Fecha

Octubre 2014.

### Descripción y principales conclusiones

EASAC reúne a las academias de la ciencia de los países de la UE, incluida la Real Academia de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales de España. Su informe cubre tres cuestiones concretas:

- Las consecuencias que puede acarrear la alta densidad de población en Europa (combinadas con el problema del uso del agua);
- La cuestión de las fugas de metano, y
- El desafío que representa conseguir la aceptación (local) pública.

Concluye que, aunque estas preocupaciones están justificadas a rasgos generales, las tres se pueden mitigar mediante el uso de las mejores prácticas y una regulación adecuada.

Las últimas tecnologías de exploración y producción juegan un papel primordial para responder a las dos primeras cuestiones, por ejemplo, las plataformas de perforación que pueden albergar más de un pozo a partir de un solo punto o las últimas técnicas de perforación horizontal que utilizan un área superficial muy reducida.

Por otro lado, en Europa ya existen buenas prácticas de gestión y reciclaje del agua de retorno o *flowback water* así como buenas prácticas para asegurar la integridad del pozo. Además, EASAC indica que el desarrollo del gas natural de esquisto tiene beneficios para el medio ambiente, principalmente, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La declaración reconoce igualmente que la aceptación pública requiere confianza. Cuando los primeros proyectos se realicen, la industria podrá demostrar a los ciudadanos y a las autoridades locales que aplican los métodos y tecnologías más avanzados.

### Enlace

[http://www.easac.eu/fileadmin/PDF\\_s/reports\\_statements/EASAC\\_State ment\\_ShaleGasExtraction.pdf](http://www.easac.eu/fileadmin/PDF_s/reports_statements/EASAC_State ment_ShaleGasExtraction.pdf)

Traducción en español del resumen ejecutivo: <http://www.shalegasespana.es/es/docs/Academias-Ciencias-Europa.pdf>

---



---

**País**

España

**Referencia**

Conclusiones de la jornada técnica «el *fracking* y los usos del agua».

**Organismo**

Asociación española para la Defensa de la Calidad de las Aguas (ADECAGUA).

**Fecha**

Abril 2015.

**Descripción y principales conclusiones**

Tras una jornada técnica dedicada a la discusión de los potenciales riesgos del *fracking*, la principal asociación de defensa del agua en España concluye que: «No es asumible, desde una perspectiva técnica, descartar de entrada una actividad como ésta.»

Añade:

- Hay una extraordinaria experiencia sobre esta actividad, desarrollada en los EE.UU. y Canadá, avalada por años de práctica y buen control, la cual debería servir de base a las actuaciones que, eventualmente, se realicen en nuestro país.
- Los riesgos que se analizaron, básicamente la contaminación de las aguas subterráneas y superficiales, resultan, de acuerdo con la experiencia acumulada, controlables y mínimos siempre que la actuación de los operadores sea acorde con las buenas prácticas y mediante la aplicación de la mejores técnicas disponibles.

**Enlace**

Resumen: [http://www.aciep.com/sites/default/files/multimedia/notajornadafrackingconclusiones\\_1.pdf](http://www.aciep.com/sites/default/files/multimedia/notajornadafrackingconclusiones_1.pdf)

Vídeo: <https://www.youtube.com/watch?v=QYN5G-zuNMY>

---

**País**

EE.UU.

**Referencia**

Los gases permiten identificar los mecanismos de contaminación de gas fugitivo en pozos de agua potable que recubren las cuencas de Marcellus y Barnett.

**Organismo**

Universidad de Duke.

**Fecha**

Agosto 2014.

### Descripción y principales conclusiones

El estudio, publicado en «Proceedings of the US National Academy of Sciences», la revista oficial de la Academia Nacional de Ciencias de EE.UU, examina la contaminación del agua relacionada con la posible perforación para extraer gas natural. Concluye que la fracturación hidráulica no es responsable de contaminación. El estudio indica que las preocupaciones potenciales tienen más que ver con problemas de integridad del pozo, particularmente con la correcta construcción de las barreras que deben protegerlo, o con problemas de cementación. En otras palabras, la construcción correcta del pozo es vital para asegurar la seguridad de las operaciones.

### Enlace

<http://www.pnas.org/content/111/39/14076.abstract>

---

### País

Reino Unido

### Referencia

Revisión del impacto potencial sobre la salud pública de la exposición a contaminantes químicos y radiactivos derivados de la extracción de gas de esquisto.

### Organismo

Agencia de Salud Pública del Reino Unido (*Public Health England*).

### Fecha

Junio 2014.

### Descripción y principales conclusiones

La agencia analiza publicaciones científicas revisadas por pares basadas fundamentalmente en la experiencia en los EE.UU. También incorpora observaciones técnicas procedentes de la comunidad científica (tras la publicación del informe preliminar en octubre 2013).

Su conclusión es clara: «Las evidencias disponibles en la actualidad indican que los riesgos potenciales para la salud pública en el entorno de los lugares de extracción de gas de esquisto serán bajos si la extracción de gas de esquisto se regula y se lleva a cabo de forma adecuada».

A la hora de determinar futuras operaciones de exploración o producción, el informe subraya que habrá que tener en cuenta la densidad y la ubicación de las perforaciones, la necesidad de garantizar la integridad de los pozos, la transparencia sobre los productos químicos utilizados así como garantizar la supervisión medioambiental.

### Enlace

<https://www.gov.uk/government/publications/shale-gas-extraction-review-of-the-potential-public-health-impacts-of-exposures-to-chemical-and-radioactive-pollutants>

---

---

**País**

Reino Unido

**Referencia**

¿De qué tamaño pueden ser los seísmos causados por fracturación hidráulica?

**Organismo**

Instituto de Energía de la Universidad de Durham y Universidad de Keele.

**Fecha**

Abril 2013.

**Descripción y principales conclusiones**

El Instituto de Energía de Durham y la Universidad de Keele realizaron un análisis de los datos publicados a nivel mundial acerca de la sismicidad inducida (terremotos causados por actividad humana).

Los resultados de este trabajo indican que la sismicidad inducida asociada con fracturación hidráulica es típicamente mucho menor en magnitud que la de eventos sísmicos causados por la minería, el agotamiento de yacimientos de petróleo y gas o el llenado de embalses.

**Enlace**

Nota resumen en español: [https://www.dur.ac.uk/resources/refine/ResearchBrief\\_InducedSeismicity\\_Spanish.pdf](https://www.dur.ac.uk/resources/refine/ResearchBrief_InducedSeismicity_Spanish.pdf)

---

**País**

Reino Unido

**Referencia**

Gas de esquisto y agua: una revisión independiente de la exploración y desarrollo del gas no convencional en el Reino Unido desde el punto de vista de la protección de los recursos hídricos.

**Organismo**

Asociación de expertos en la gestión de aguas y protección del medio ambiente en el Reino Unido (CIWEM).

**Fecha**

Enero 2014.

**Descripción y principales conclusiones**

CIWEM, asociación que reúne a expertos en la gestión de aguas y protección del medio ambiente en el Reino Unido, realiza una revisión independiente sobre la viabilidad y alcance de la producción de gas de esquisto en el Reino Unido.

Considera cuáles serían las implicaciones del desarrollo del gas de esquisto sobre los recursos hídricos, el tratamiento de aguas y los requisitos normativos necesarios para mitigar el impacto de la industria sobre el medio ambiente. Los expertos concluyen que «los impactos sobre los recursos hídricos asociados con una futura producción de gas no convencional en el Reino Unido están sobredimensionados.»

### Enlace

<http://www.ciwem.org/media/1023221/Shale%20Gas%20and%20Water%20WEB.pdf>

---

### País

España

### Referencia

Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro.

### Organismo

Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.

### Fecha

Enero 2013.

### Descripción y principales conclusiones

El informe profundiza en la tecnología de la fracturación hidráulica y en la descripción de los riesgos que conlleva. Aporta información acerca de temas como: consumos de agua y utilización de aditivos; Radioactividad; Episodios sísmicos; Uso del suelo; Marco regulatorio; Normativa ambiental.

Concluye: «Respecto de la incidencia de la explotación de gases no convencionales sobre el medio ambiente, merece destacarse la urgente necesidad de comunicar a la opinión pública, con los datos y experiencias existentes, que no se trata de una actividad más peligrosa que otras que lleva el ser humano como por ejemplo: conducir, vivir en una zona sísmicamente activa o realizar una radiografía. Esta información debe proceder de órganos independientes (centros de investigación, universidades y otros organismos de prestigio)».

### Enlace

[http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312\\_informe\\_gas.pdf](http://ingenierosdeminas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf)

---

### País

Reino Unido

### Referencia

La producción de *shale gas* en el Reino Unido: la fracturación hidráulica a examen.

### Organismo

Real Sociedad de Londres para el Avance de la Ciencia Natural y Real Academia de Ingeniería.

### Fecha

Junio 2012.

### Descripción y principales conclusiones

En Marzo de 2012, el asesor científico del gobierno del Reino Unido, Sir John Beddington, pidió a la Real Sociedad de Londres para el Avance de la Ciencia Natural y a la Real Academia de Ingeniería realizar un

estudio para revisar la evidencia científica existente sobre los riesgos asociados con la técnica de la fracturación hidráulica y determinar si éstos pueden ser gestionados.

La principal conclusión es que los riesgos para la salud y para el medio ambiente se pueden gestionar con eficacia en el Reino Unido.

Añade:

- La propagación de fracturas que afecten a los acuíferos es poco probable;
- La integridad del pozo es la prioridad número uno;
- El monitoreo apropiado de las actividades es vital;
- La evaluación de impacto ambiental debería ser obligatoria; Los riesgos de sismicidad inducida son bajos;
- Las necesidades de agua pueden ser gestionadas de manera sostenible;
- La legislación debe ser apropiada con respecto a los objetivos que se persiguen;
- Realizar más investigaciones sería benéfico para la toma de decisiones.

#### **Enlace**

[https://royalsociety.org/media/Royal\\_Society\\_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf](https://royalsociety.org/media/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf)

---

#### **País**

U.E.

#### **Referencia**

Impacto Climático de una Producción Potencial de Gas de Esquisto.

#### **Organismo**

Comisión Europea.

#### **Fecha**

Julio 2012.

#### **Descripción y principales conclusiones**

El informe confirma que el gas natural no convencional es uno de los combustibles fósiles más limpios que disponemos hoy en día:

«En comparación con el carbón, la producción de electricidad a partir del *shale gas* o gas de esquisto emite entre un 41% y un 49% menos de gases de efecto invernadero.»

#### **Enlace**

[http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120\\_815\\_final\\_report\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/eccp/docs/120_815_final_report_en.pdf)

## ANEXO 4 Listado de Acrónimos y Abreviaturas

ADNOC	Abu Dhabi Oil Company
ACIEP	Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo
ADECAGUA	Asociación para la Defensa de la Calidad de las Aguas
ARI	<i>Advanced Resources International</i>
bbl	Barril
BCF	<i>Billion Cubic Feet</i> Billón de Pies Cúbicos
bcm	<i>Billion Cubic Meters</i> Billón de Metros Cúbicos
Btu	<i>British Thermal Unit</i> Unidad Térmica Británica
C	Carbono
CBM	<i>Coalbed methane</i> Metano en capas de carbono
CE	Comisión Europea
CIF	Cost+insurance+freight Coste+seguro+carga
CIWEM	<i>Chartered Institution of Water and Environmental Management</i> Asociación para la gestión de aguas y protección del medio ambiente en el Reino Unido
CNPC	<i>China National Petroleum Corporation</i> Corporación Nacional de Petróleo de China
COIMCE	Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España
CORES	Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos
CTL	<i>Coal to Liquid</i> Carbón a líquido
DGPM	Dirección General de Políticas Energéticas y Minas
DOE	<i>Department of Energy ( USA)</i> Departamento de Energía Estadounidense
dT/dz	Gradiente geotérmico
EASAC	<i>European Academies Science Advisory Council</i> Consejo Consultivo de las Academias Europeas
EE.UU	Estados Unidos
EIA	<i>Energy Information Administration</i> Agencia Americana de Información de Energía

EPA	<i>US Environmental Protection Agency</i> Agencia de Protección Ambiental Americana
FCC	<i>Fluid Catalitic Cracking</i> Craqueo catalítico
FSU	<i>Former Soviet Union</i> Antigua Unión Soviética
Gb	Miles de millones de barriles
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIIGNL	<i>International Group of Liquefied Natural Gas Importers</i> Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuado
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNL	Gas Natural Licuado
GTC	<i>Gas to Coal</i> Gas a Carbón
GTL	<i>Gas to Liquid</i> Gas a Líquido
GWh	Gigavatio hora
H	Hidrógeno
I+D+i	Investigación + Desarrollo +Innovación
IEA	<i>International Energy Agency</i> Agencia Internacional de la Energía
IEP	<i>International Energy Programme Agreement</i> Acuerdo del Programa Internacional de Energía
IGU	<i>International Gas Union</i> Unión Internacional del Gas
IOC	<i>International Oil Company</i> Compañía Internacional de Petróleo
IPCC	<i>Intergovernmental Panel for Climate Change</i> Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático
kb/d	Miles de barriles día
km	Kilómetro
LTO	<i>Light Tight Oil</i> Petróleo Ligero de Formaciones Compactas
mD	miliDarcy
MINETUR	Ministerio de Industria, Energía y Turismo
Mtep	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
NGL	<i>Natural Gas Liquids</i> Líquidos de Gas Natural

<i>NIOC</i>	<i>National Iranian Oil Company</i> Compañía Nacional Iraní de Petróleo
<i>NNPC</i>	<i>Nigerian National Oil Company</i> Compañía Nacional Nigeriana de Petróleo
<i>NOC</i>	<i>National Oil Company</i> Compañía Nacional de Petróleo
<i>NPS</i>	New Policies Scenario Escenario de Nuevas Políticas
<i>OCDE</i>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
<i>OCTG</i>	<i>Oil Country Tubular Goods</i> Tubos de perforación para pozos de petróleo
<i>OGJ</i>	<i>Oil&amp;Gas Journal</i> Revista de Petróleo & Gas
<i>OPEP</i>	Organización de Países Exportadores de Petróleo
<i>PDVSA</i>	Petróleos de Venezuela SA
<i>PEMEX</i>	Petróleos Mexicanos
<i>PIB</i>	Producto Interior Bruto
<i>PTETC</i>	Puestos de Trabajo Equivalentes a Tiempo Completo
<i>R/P</i>	Reservas/Producción
<i>Reglamento REACH</i>	Reglamento de Registro, Evaluación, Autorización y Restricción de sustancias y preparados químicos
<i>T</i>	Temperatura
<i>Tcf</i>	<i>Trillion cubic feet</i> Trillones de pies cúbicos
<i>UAE</i>	<i>United Arab Emirates</i> Emiratos Árabes Unidos
<i>UE</i>	Unión Europea
<i>USGS</i>	<i>United States Geological Survey</i> Servicio Geológico de Estados Unidos
<i>V.A.</i>	Variación Anual
<i>VAB</i>	Valor Añadido Bruto
<i>WEC</i>	<i>World Energy Council</i> Consejo Mundial de la Energía
<i>WEO</i>	<i>World Energy Outlook</i>
<i>WPC</i>	<i>World Petroleum Council</i> Consejo Mundial del Petróleo
<i>WTI</i>	<i>West Texas Intermediate</i>



ASOCIADOS EJECUTIVOS



Edición y distribución:



Paseo de la Castellana, 257- 1ª planta - 28046 Madrid  
Tel.: 91 323 72 21 / [www.enerclub.es](http://www.enerclub.es)