

# Estado del conocimiento en la explotación del Gas de Lutita (Shale Gas) y su potencial geológico en el Norte de España

## State of knowledge on the exploitation of Shale Gas and its geological potential in Northern Spain

Asier García Pérez<sup>1</sup>, Manuel Regueiro González-Barros<sup>2</sup> & Agustín Pieren Pidal<sup>1</sup>

1. Facultad de Ciencias Geológicas. Universidad Complutense de Madrid. Calle José Antonio Novais, 12, 28040 Madrid, España.  
2. Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Calle de Ríos Rosas, 23, 28003 Madrid, España.

Recibido: 6 de julio de 2018. Aceptado: 15 de diciembre de 2018.  
Publicado en formato electrónico: 30 de diciembre de 2018.

**Palabras clave:** Gas de Lutita, Fracturación hidráulica, Norte de España, Cuenca Vasco Cantábrica, Zona Cantábrica.

**Key words:** Shale Gas, fracking, Northern of Spain, Basque-Cantabrian Basin, Cantabrian Zone.

### RESUMEN

El cambio del paradigma energético a fuentes con menor huella de carbono, así como el desarrollo de las tecnologías y técnicas de extracción, han colocado al gas de lutita en el punto de mira como recurso menos contaminante, abundante en el norte de España, y capaz de suplir en gran medida las necesidades actuales de abastecimiento energético que requiere el país. Sin embargo, existe una importante carencia de información integrada sobre el tema, con respecto a lo geológico, lo económico, lo ambiental y lo social, y como consecuencia de ello, se ha desarrollado una fuerte oposición pública que ha paralizado la exploración y la posible explotación de dicho recurso.

Para formar parte del progreso, es necesario comenzar permitiendo la investigación y exploración de este recurso en España. Por ello, este artículo pretende mostrar el panorama actual que rodea al gas natural en un contexto transitorio a energías menos agresivas con el medio ambiente, cómo funciona la extracción de dicha fuente (gas de lutita), y como debería llevarse a cabo en España con los problemas que ello conllevaría, así como analizar la respuesta y preocupación de la ciudadanía frente a este desarrollo.

### ABSTRACT

The change of the energy paradigm to sources with lower carbon footprint, as well as the development of technologies and extraction techniques, have placed the shale gas in the spotlight as a less polluting resource, because it is abundant in Northern Spain, and capable of supplying to a large extent the current supply needs that the country requires. However, there is a relevant lack of information on the subject, about the geological, economic, environmental and social issues. And as a consequence, a strong public opposition has developed, and has so far paralyzed the exploration and exploitation of this resource.

To be part of the progress, it is necessary to begin the research and exploration of this resource in Spain. Therefore, this paper aims to show the current panorama surrounding natural gas in a transitory context towards less environmentally aggressive energies with the environment, how the extraction of that source works (shale gas) and how it should be done in Spain with the problems that this would entail, as well as analyzing the response and concern of the citizens regarding this development.

## 1. INTRODUCCIÓN

Son varias décadas las que tienen que pasar para que la humanidad prescinda definitivamente de la combustión de hidrocarburos para la obtención de energía. Según las estimaciones realizadas por el G8 en su reunión de 2016, esto no sucederá hasta

dentro de 70 u 80 años. Pese a varios problemas medioambientales, en los últimos 70 años los hidrocarburos han contribuido activamente a una mejora de la calidad de vida, siendo los que han permitido un aumento de la producción de alimento dedicando menos hectáreas a los cultivos y ganadería pese a una población en constante crecimiento, aportando además fármacos, productos sintéticos y especialmente suministro energético. En la actualidad se producen en el mundo para consumo energético anualmente 13.200 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP) de energía (las TEP son una medida de energía), de las cuáles un 81% procede del carbón, petróleo y gas (BP, 2017). Como consecuencia de su utilización, se emiten 49 GT de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, y esto es motivo de gran controversia para la opinión pública, debido a su contribución al efecto invernadero y la consecuente influencia en el calentamiento del planeta. Estas cifras muestran lo mucho que debe cambiar el paradigma energético para reducir las emisiones, un cambio que es necesario e inevitable, así como difícil, costoso y lento.

Para llevar a cabo la transición, aparte de ser imprescindibles la energía eólica, solar, nuclear, geotérmica e hidráulica, se está alcanzando una electrificación del abastecimiento energético global acompañada de una reducción de hidrocarburos en uso. Por presión política, más que económica, se está sustituyendo poco a poco el carbón, responsable de las mayores emisiones de CO<sub>2</sub>. Algunos profesionales del sector afirman que el gas natural reemplazará al carbón asumiendo un rol protagonista como fuente energética menos contaminante, y sustituta de los derivados del petróleo empleados para generar energía eléctrica (energía estratégica, en línea).

Incluso antes del descubrimiento del gas no convencional, los países occidentales ya dedujeron que, a lo largo de las próximas décadas, el gas natural iba a jugar un papel preponderante en el mix energético. Esto se debe a tres de sus cualidades principales (GARCÍA PORTERO, 2013a):

- Es el combustible fósil más limpio con diferencia, ya que su combustión produce casi exclusivamente CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O, siendo sus emisiones de dióxido de carbono inferiores en un 50% a las del carbón, y en un 30% a las del petróleo. Además, estos dos últimos combustibles liberan múltiples subproductos contaminantes de los que el gas natural carece prácticamente en su totalidad.
- Hoy en día, existen mayores reservas extraíbles de gas no convencional que de petróleo. Mientras las reservas extraíbles de petróleo cubrirían los próximos 40 años de consumo mundial, las reservas de gas natural alcanzarían hasta los 60 o 70 años.
- Además, gracias a su amplia distribución geográfica, garantizarían un mayor autoabastecimiento en países fuertemente dependientes de fuentes energéticas externas, tal y como sucede en España, cuya dependencia energética es del 73,3% (FINE, 2017).

En España la producción energética total en 2016 ascendió casi a 33 MTEP siendo la contribución más alta con diferencia la energía nuclear (15,3 MTEP). Los porcentajes de autoabastecimiento en ese año fueron: del 6,6% en carbón; del 0,3% en petróleo; del 0,2% en gas; del 100% en energía eléctrica de origen nuclear, hidráulica, eólica, solar y geotérmica; y del 93,6% en biomasa, biocarburantes y residuos dando un autoabastecimiento energético total del 26,7 % (FINE, 2017).

Las próximas décadas estarán acompañadas, nos guste o no, de gas natural, de energía nuclear y de la obtención y el uso de minerales y tecnologías para la nueva generación de baterías. Y un primer paso para alcanzar la participación global es la aceptación social, informando debidamente de lo que esto supone, de cómo funciona la tecnología en su explotación y cómo se llevan a cabo los trabajos de extracción en el territorio. Por ello, antes de empezar a definir los ambientes geológicos y lugares donde abunda este tipo de hidrocarburo, o cómo funciona esta técnica, debemos preguntarnos primero qué es el gas no convencional y qué tipos de yacimientos existen.

### 1.1 ¿Qué es el gas no convencional?

El gas no convencional es exactamente el mismo que el convencional, sólo que se extrae mediante métodos, como su propio nombre indica, no convencionales. La ubicación del gas también es distinta de la propia de los reservorios geológicos convencionales que se encuentran en rocas de media y alta permeabilidad que requieren de sellos y trampas para retener a los hidrocarburos. Es decir, es aquel gas que se encuentra atrapado en formaciones rocosas de baja permeabilidad en las cuales es por lo tanto necesario crear una permeabilidad artificial con el fin de obtener un flujo de gas (ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016).

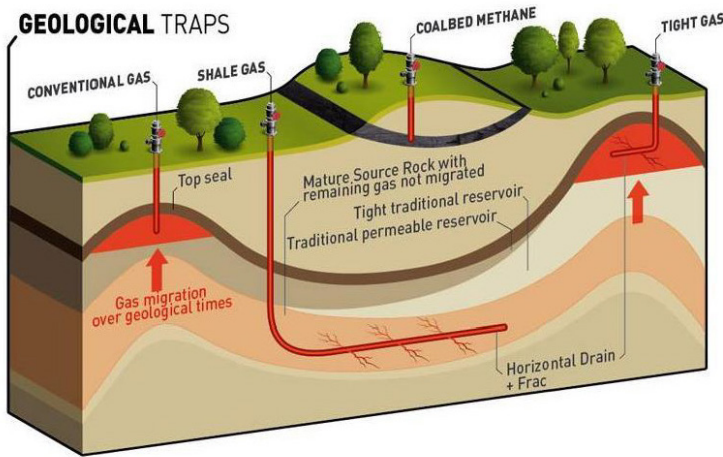


Figura 1. Tipos de gas no convencional [Fuente: ELZAFRANY, 2016].

### 1.2 Tipos de gas no convencional

En la actualidad, se conocen tres tipos principales de gases no convencionales (Figura 1): 1) El “Tight Gas” (gas comprimido/hermético), incluido en rocas sedimentarias (siliciclásticas o carbonáticas) de baja porosidad y permeabilidad, en ocasiones impermeables, cuya recuperación requiere de técnicas que fracturen la roca liberando dicho hidrocarburo; 2) El “CoalBed Methane” (gas metano de carbón), asociado a capas de carbón, que se extrae de manera similar pero en este caso el gas se encuentra en los poros del carbón; y 3) aquel en el que se centra este trabajo, el “Shale Gas” (gas de lutita o gas de esquisto/pizarra), hidrocarburo (metano, etano, propano o butano) atrapado en la misma roca madre en la que se

formó, con una baja porosidad y permeabilidad, como pueden ser las rocas clásticas pizarrosas de grano fino, así como lutitas, limolitas o margas organógenas, entre otras (CURBELO *et al.*, 2012).

### 1.3 Formación y distribución del gas no convencional

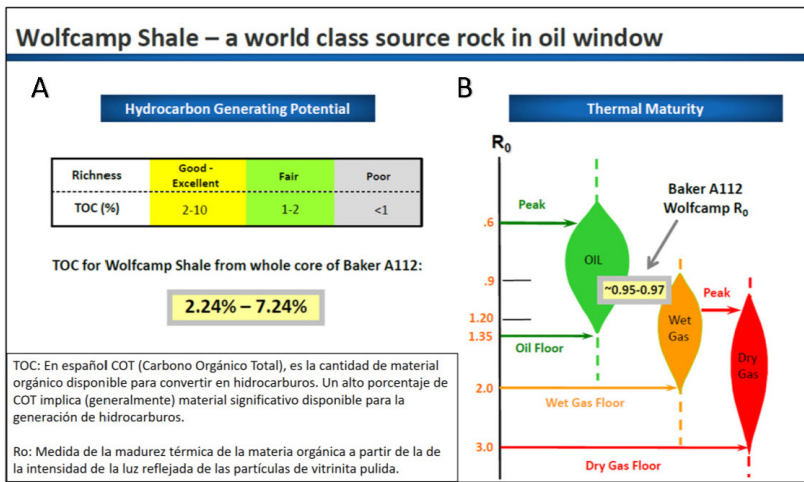


Figura 2.A: Relaciones entre Carbono Orgánico Total (TOC) y el potencial de generación de hidrocarburos. B: tipos de hidrocarburos generados en base a la maduración térmica y la reflectancia de la vitrinita (Ro) [Fuente: Modificado de DRILLINGINFO, 2010].

Como todo hidrocarburo conocido, su proceso de generación parte de la maduración de materia orgánica (ya sea de origen animal o vegetal) a lo largo de su enterramiento, durante el cual se ve sometida a unas condiciones determinadas de presión y temperatura generando petróleo y gas, para posteriormente quedar conservado en rocas sedimentarias. En función de estas condiciones de presión y temperatura, y el tipo de materia orgánica presente, el yacimiento podrá contener petróleo y/o gas. Para determinar el tipo de hidrocarburo que encontraremos o el potencial generador de las rocas, existen factores indicadores que pueden obtenerse analizando la roca madre del hidrocarburo, como la cristalinidad de la illita, el color de los conodontos, el contenido en volátiles de los carbones, la reflectividad de la vitrinita (Ro), o el Carbono Orgánico Total (ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016). Estos dos últimos son los más utilizados (Figura 2), y son importantes para comprender la caracterización de la materia orgánica como se expone más adelante.

### 1.4 Métodos de exploración

Para explorar, pueden emplearse multitud de técnicas, ya sean geoquímicas, geofísicas, litológicas, cartográficas, estructurales, etc.; con el fin de obtener una estimación de factores como los fluidos presentes, presiones, permeabilidad, porosidad, grado de compactación de la roca o área del depósito, entre muchos otros. El factor clave a la

hora de evaluar un proyecto es la existencia de sondeos que permitan identificar, a través de estos análisis, la viabilidad técnica, económica y comercial del yacimiento objetivo (ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016).

### 1.5 Construcción del pozo

Una vez recopilada toda la información necesaria se debe llevar a cabo la construcción del pozo. Para ello, se debe preparar el terreno donde montar los equipos de perforación y las balsas del fluido de fracturación, así como los accesos para vehículos y maquinaria. El tamaño del emplazamiento varía en base a ciertos factores, como la topografía del terreno, el número de pozos o la naturaleza de las diferentes técnicas a realizar durante la perforación. Por lo general, durante la fase de preparación, los campos de extracción de gas de lutita ocupan aproximadamente tres hectáreas de media por pozo construido. Cuando la construcción del pozo ha finalizado y se procede a la fase de producción, se lleva a cabo una importante restauración del lugar reduciendo el espacio ocupado de forma importante (Figura 3).

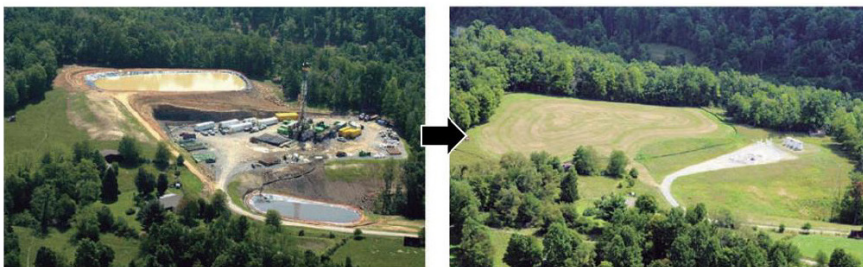


Figura 3. Restauraciones llevadas a cabo en Marcellus Shale (Nueva York, EE.UU.), antes y después de la operación [Fuente: ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016].

### 1.6 Métodos de extracción

Como ya se ha comentado, debe crearse una permeabilidad artificial en la capa objetivo, con el fin de que el gas fluya desde la roca en la que se encontraba atrapado y pueda llevarse a cabo su extracción. Para ello existen diversas técnicas, siendo la fracturación hidráulica la más extendida. Dicha técnica consiste, a grandes rasgos, en realizar una perforación vertical del pozo hasta llegar a la capa donde se alberga el gas y posteriormente desviar el sondeo a lo largo de dicha capa con una inclinación que se aproxime a su pendiente, de forma que se consiga la mayor superficie posible de contacto a lo largo de la misma. Una vez realizado, se bombea una mezcla de fluidos a presión compuestos por agua, arena, lodo y productos químicos a través del pozo, con el fin de fracturar la roca (o aumentar la apertura de las fracturas ya existentes), liberando así el gas contenido en los poros de la capa objetivo, generalmente situada a profundidades mayores a los 2.500 metros (Figura 4). La mezcla de fluidos que emplea esta técnica consta en un 99.51% de arena y agua; y un 0.49% restante formado por diversos productos químicos cuyo fin es el de mantener los canales abiertos, permitiendo un flujo continuado de gas (ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017). Cuando finaliza la extracción es fundamental evitar la contaminación de acuíferos de agua dulce con dicha mezcla, y por ello se extrae del pozo para ser posteriormente tratada y reutilizada (IGME, 2014).

Además de esto, existen varias técnicas de excitación, o de aumento de dicha permeabilidad:

1) Acidificación, que consiste en estimular la movilidad del hidrocarburo (petróleo o gas) a través de una solución con un ácido reactivo, comúnmente ácido fluorhídrico (HF), con el fin de corroer la roca y aumentar así la permeabilidad de la misma. Puede emplearse de dos formas, acidificando la matriz en formaciones de arenisca bombeando el ácido a un pozo de bajas presiones, con el fin de aumentar el tamaño de los poros naturales y aumentando el flujo de petróleo y gas; o acidificando las fracturas en formaciones de carbonato bombeando ácidos a un pozo de altas presiones (menores que las empleadas en la fracturación hidráulica), de forma que se genere una mayor apertura de las mismas y se aumente el flujo de petróleo y gas (EARTHWORKS, 2017).

2) Inyección de gel de propano, una alternativa a la fracturación hidráulica donde se emplea gas licuado de petróleo a base de propano (en inglés, LPG) en lugar de agua, para transportar los productos químicos y la arena necesarios para fracturar la roca. "Dado que el propano se convierte en parte del flujo del yacimiento, la fractura generada se limpia por completo, mientras que, en una estimulación por fractura a base de

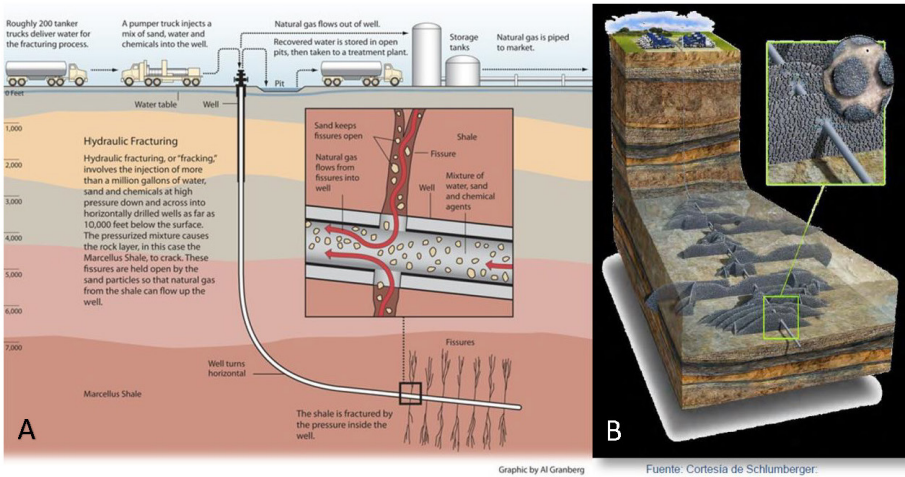


Figura 4. A: Esquema estándar de una instalación de fracturación hidráulica. Gráfico de Al Granberg/ProPublica [Fuente: IGME, 2014]. B: Imagen detallada de la sección cortada por el pozo horizontal [Fuente: ÁLVAREZ, 2016].

agua, parte del agua queda atrapada en la fractura”, afirma Don LeBlanc, consultor principal de Eastex Petroleum Consultants (LEBLANC et al., 2011). Añade también que “una fractura a base de agua tiene una eficiencia de alrededor del 20 por ciento, mientras que el propano tiene un 100 por ciento de eficiencia” (LEBLANC et al., 2011). No obstante, esta técnica aún se está investigando, y los productores de gas que emplean este método no están revelando datos de sus resultados (MILNO, en línea).

3) Inyección de CO<sub>2</sub>. A modo de un segundo sustitutivo del agua de fracturación, también se están realizando ensayos con CO<sub>2</sub>, el cual se inyecta a través del pozo de fracturación de una forma refrigerada a modo de “fluido supercrítico”, ni en estado sólido ni líquido (plasma). Sin embargo, es probable que esta técnica no reemplace al agua de fracturación a corto plazo, debido a las limitadas infraestructuras disponibles y los desafíos técnicos que supone (SCHEYDER, en línea).

## 2. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DEL GAS DE LUTITA EN ESPAÑA

En la actualidad existe una fuerte concienciación sobre el cambio climático que reclama la urgente necesidad de cambiar nuestro sistema energético para combatirlo, ya sea reduciendo las emisiones de metano y CO<sub>2</sub> o empleando energías renovables. Durante los últimos años, el empleo de estas últimas está en aumento progresivo. Es por esto que debe llevarse a cabo un plan para poder evolucionar progresivamente a una política energética más limpia, tal y como se ha comentado al inicio de este artículo, haciendo uso de los hidrocarburos ya conocidos.

### 2.1 Evaluación de recursos en España

A fin de que esto suceda, la Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción y Almacenamiento de Hidrocarburos (ACIEP), realizó en 2013 un estudio sobre la evaluación cuantificada de la previsión de Recursos Prospectivos (R.P.) de Hidrocarburos del subsuelo de España: Petróleo y Gas (Figura 5).

Dominio Geológico	Shale Gas (BCM)*	Tight Gas (BCM)*	Coal Bed (BCM)*	Total (BCM)*
Cuenca Vasco Cantábrica	1.084	2	x	1.086
Pirineos	260	3	x	263
Cuenca del Duero	72	x	x	72
Cuenca del Ebro	32	1	x	33
Cordillera Ibérica	95	x	x	95
Cadenas Catalanas	15	x	x	15
Cuenca del Guadalquivir	79	x	x	79
Cuenca Bética	x	2	x	2
Macizo Hespérico	340	x	41,3**	381
<b>Totales:</b>	<b>1.977</b>	<b>7</b>	<b>41</b>	<b>2.026</b>

Figura 5. Tabla resumen de recursos prospectivos de hidrocarburos no convencionales, en miles de millones de metros cúbicos de gas (BCM) [Fuente: IGME, 2014, en GESSAL, 2013].

Según este estudio, España muestra un índice exploratorio bajo en comparación con los países de su entorno europeo, con una estimación media de los recursos de gas no convencional de 2 026 miles de millones de metros cúbicos (BCM). Las mayores expectativas se sitúan en la Cordillera Vasco-Cantábrica, donde se podrían encontrar 1 086 BCM, seguido de la zona Cantábrica del Macizo Hespérico, con 381 BCM, y del área Surpirenaica, con 263 BCM. Además, el número de perforaciones

ha ido en fuerte descenso desde el siglo XX y esto ha supuesto una merma en el interés por parte de las empresas extractoras.

Sin embargo, con un mayor número de perforaciones podrían verificarse dichas estimaciones, así como encontrar pozos positivos en regiones ya aceptadas como negativas, tal y como sucedió en el caso de Viura I, pozo de gas convencional descubierto entre dos antiguos sondeos negativos separados unos 12 km (Rioja 4 y Rioja 5), dando a entender que una red de exploración más densa aumentaría el potencial del territorio español (GESSAL, 2013).

### 2.1.1 Cuenca Vasco-Cantábrica

Con una superficie aproximada de 22.000 km<sup>2</sup>, ya cuenta con información procedente de 202 sondeos de exploración perforados y es considerada la mayor zona de interés de la península en los informes nacionales (GESSAL, 2013) e incluida en los balances internacionales de este recurso (ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL INC., 2013).

La Cuenca Vasco-Cantábrica engloba una secuencia de formaciones que contienen arcillas ricas en materia orgánica de edad Ordovícico, Silúrico, Jurásico y Cretácico (Figura 6). De todas ellas, las lutitas jurásicas (Lías) parecen ofrecer el mayor potencial. Las margas y lutitas del Jurásico muestran unos valores TOC entre el 2 y el 4%, mientras que la reflectancia de la vitrinita (Ro) revela valores entre el 1,1 y 1,2%, mostrando, por ello, un potencial de generación de hidrocarburos de muy bueno a excelente. Con respecto a los análisis realizados en lutitas (ortopizarras) ordovícico-silúricas infrayacentes, evidencian potenciales muy pobres en gas de lutita. En rocas cretácicas, por otra parte, apenas existen estudios de evaluación, a excepción de los realizados por la empresa San Leon Energy, estimando un promedio del 1% en TOC entre la Formación Balmaseda y la "Enara Shale" (US DEPARTMENT OF ENERGY, 2015), indicando buenos potenciales de generación de hidrocarburo.

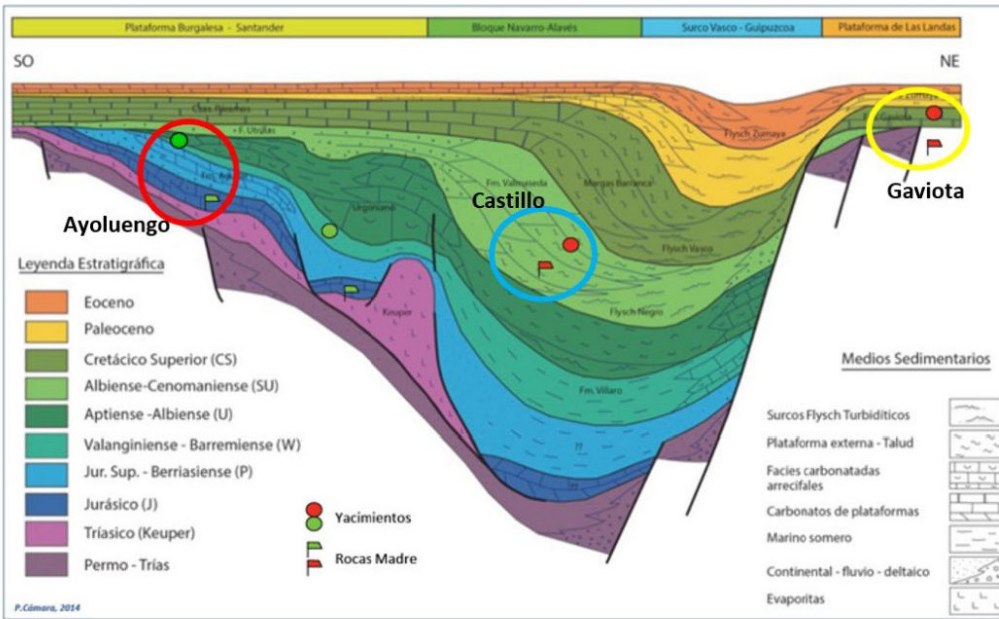
En la Cuenca Vasco-Cantábrica han tenido lugar diversos descubrimientos, como el del gas de Castillo en 1960, cuya roca madre corresponde a lutitas negras de edad Albiense-Cenomaniense, y el almacén, por encima de éstas, formado por calizas y areniscas fracturadas de edad Albiense superior-Turoniense. El campo de petróleo y gas de Ayoluengo descubierto en 1964, de roca madre jurásica (Lías) y almacén en el Purbeck (Titónico- Berriasiense), conocido ampliamente por ser el mayor campo petrolífero español. Así como el descubrimiento del campo de Gaviota en 1981, yacimiento formado en calizas y calcarenitas del Cenomaniense superior-Santoniense a partir de una roca madre carbonífera (Estefaniense), en facies de plataforma saturadas en gas y condensado. Por encima de ésta se encuentra la Formación Zumaia, que actúa como sello, y por debajo aparecen arcillas negras y niveles de carbón de edad carbonífera (Estefaniense) que actuaron de roca madre. Estos últimos niveles contienen kerógenos de tipo II-III en ventana de generación de gas húmedo en las zonas distales, ya que en la vertical se encuentran en ventana de petróleo (CÁMARA, 2015).

Además, se conocen varios casos aislados como el de Hontomín y Tozo, con producciones muy limitadas. Actualmente existen varios proyectos con múltiples permisos de exploración en marcha a lo largo de toda la región, tal y como se observa en la Figura 7.

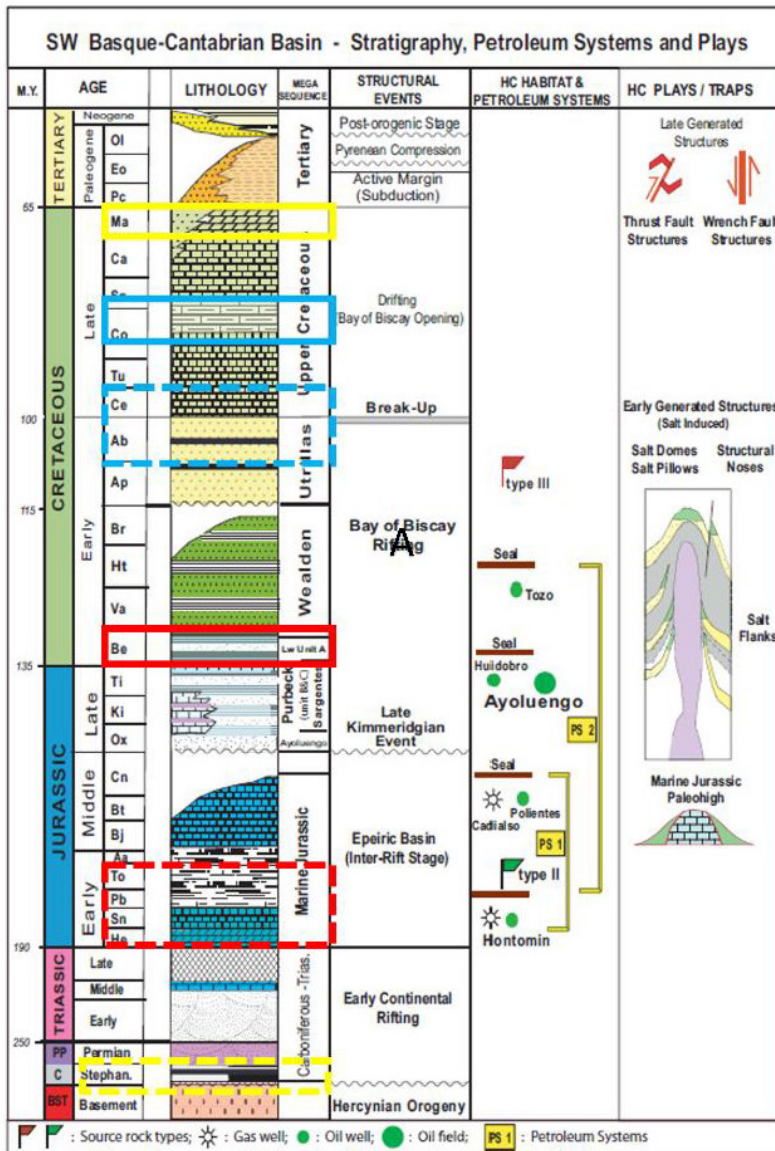
### 2.1.2 Macizo Hespérico

Por otro lado, la Zona Cantábrica del Macizo Hespérico, con una superficie de 20 000 km<sup>2</sup>, se caracteriza por una sucesión paleozoica formada por una alternancia de formaciones carbonatadas y detríticas a grandes rasgos, con un gran potencial de generación de hidrocarburos. No obstante, dicho potencial no ha podido ser demostrado debido a la escasez de sondeos perforados en la zona, tres en este caso, que tuvieron resultados negativos.

Como puede observarse en la Figura 8, ya existen permisos de investigación de hidrocarburos no convencionales a lo largo de toda la Zona Cantábrica. Debido a la progresiva reducción del empleo del carbón hasta el cierre de todas las mineras de dicho material en España, en el principado de Asturias se han llevado a cabo evaluaciones del potencial de los yacimientos de gas del Macizo Hespérico, contemplando el aprovechamiento de gases como el metano de las capas de carbón (CBM), realizando



A



B

Figura 6. A: Esquema sedimentario general de la Cuenca Vasco Cantábrica. B: Esquema estratigráfico, sistemas petrolíferos del surco de Sedano, al suroeste de la Cuenca Vasco-Cantábrica. Rocas madre (rectángulos discontinuos) y almacenes (rectángulos continuos) de los descubrimientos del gas del Castillo, Ayoluengo, y Gaviota (azul, rojo y amarillo, respectivamente) [Fuente: modificado de CÁMARA, 2015, y de BEROIZ & PERMANYER, 2011, respectivamente].

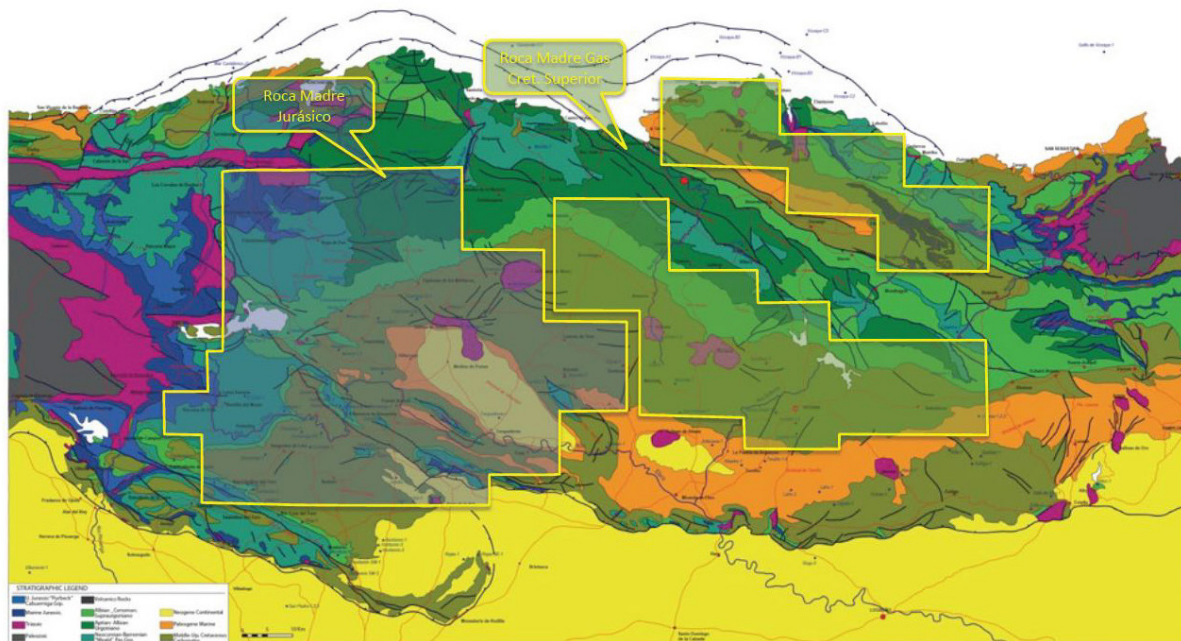


Figura 7. Mapa de las áreas prospectivas con “roca madre” en la Cuenca Vasco-Cantábrica [Fuente: CÁMARA, 2015].

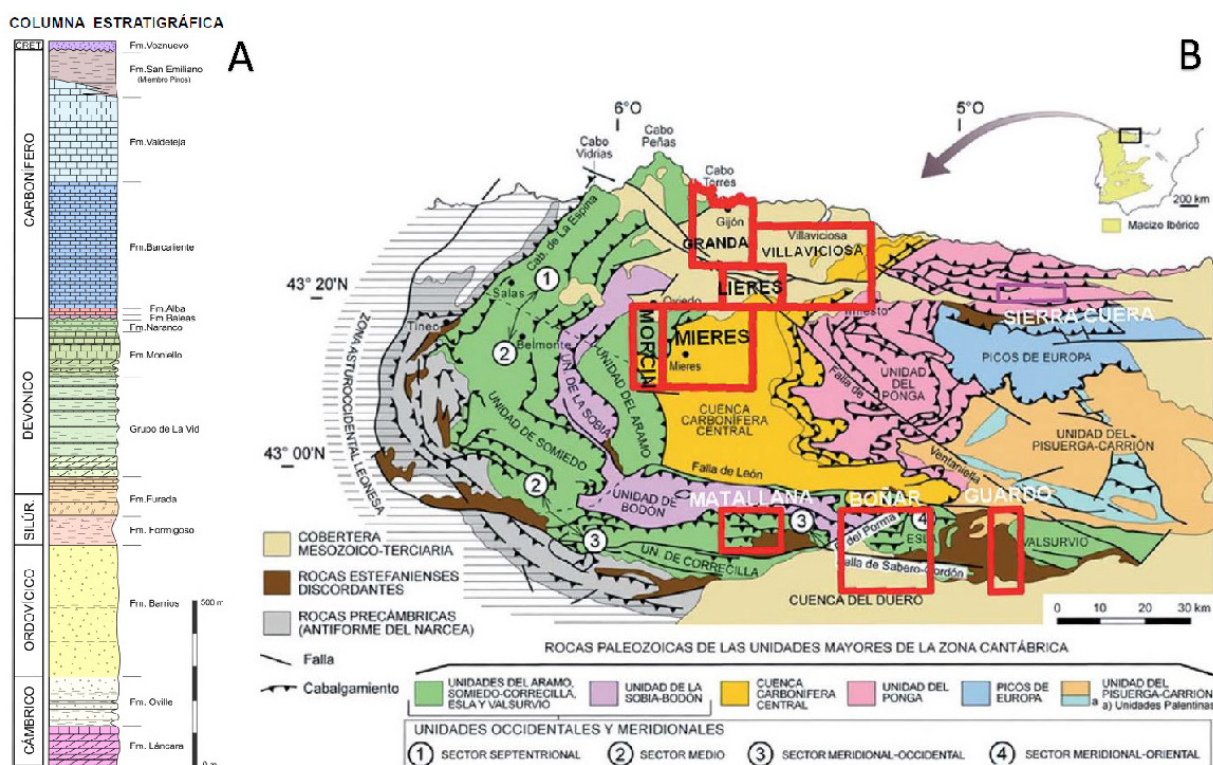


Figura 8. A la izquierda, columna estratigráfica representativa de las zonas de interés del Macizo Hespérico [Fuente: MARTÍNEZ ABAD, 2007]; a la derecha, esquema estructural del Antepaís Paleozoico Cantábrico, con la posición de permisos de investigaciones de hidrocarburos vigentes marcados en rojo [Fuente: Modificado de BASTIDA, 2004 y ARAMBURU *et al.*, 1995, en CURBELO *et al.*, 2012].

sondeos profundos como el Asturias Central -I, o desgasificando capas de carbón de minas activas, como es el caso en el proyecto CARBOLAB, liderado por HUNOSA.

El gas natural asturiano se conoce desde las explotaciones de hulla del siglo XX, a través de múltiples emanaciones mineras de dicho gas y las consecuencias que se sufrieron de las mismas, como roturas de varillaje por las enormes presiones a la que se encontraba, o igniciones de varios metros de altura que tardaron días en sofocarse.

La primera perforación en busca de yacimientos de gas se realizó en 1967 por la empresa CIEPSA, con el sondeo Caldones-I, donde se reveló la presencia de gas, pero en cantidades no rentables. Mediante los sondeos posteriores de Asturias Central-I y Modesta-I, en los años 1992 y 1993 respectivamente, se demostró la presencia de gas, pero no se llegó a avanzar más en el proyecto.

El único estudio realizado hasta la fecha orientado a determinar la existencia y viabilidad de gas de lutita en el Principado de Asturias fue realizado en el año 2014 por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME). Para ello se basaron en Sistemas de Información Geográfica (SIG) y llevaron a cabo una considerable recogida de muestras, que posteriormente pasaron a análisis basados en criterios estratigráficos, litológicos y paleontológicos, estableciendo así varias formaciones de interés que pudieran contener gas de lutita. Además, se basaron también en parámetros más detallados como el TOC o Ro para llevar a cabo una segunda selección más minuciosa. De esta forma quedaron definidas múltiples formaciones de interés, como: Fm. Pizarras de Luarca, Fm. Sueve, Fm. Formigoso, Fm. Vegamián, Fm. Alba, Fm. Valdeteja, Fm. Fresnedo, Grupo Sama, Grupo Lena, Fm. Barcaliente y Fm. San Emiliano (MARTÍNEZ ORIO *et al.*, 2014). Se deben destacar estas tres últimas, consideradas como los niveles de mayor potencial.

## 2.2 Proyectos vigentes en España

A pesar de no haberse realizado ningún sondeo exploratorio, y por tanto, ningún otro de explotación, en la actualidad existen múltiples permisos de investigación ya concedidos en varias Comunidades Autónomas (Figura 9), principalmente en País Vasco, Cantabria, Castilla y León (mayoritariamente en la provincia de Burgos), Comunidad Valenciana, La Rioja y Navarra (PRIETO, 2014). A día de hoy ya existen 70 permisos de investigación vigentes, 23 concesiones de exploración y 75 permisos de investigación pendientes de otorgamiento.

Existen varios proyectos en fase inicial, como el proyecto “Urraca”, llevado a cabo por la empresa canadiense BNK Petroleum, actualmente pendiente de pasar la fase de evaluación de impacto ambiental. También existe interés en el sistema

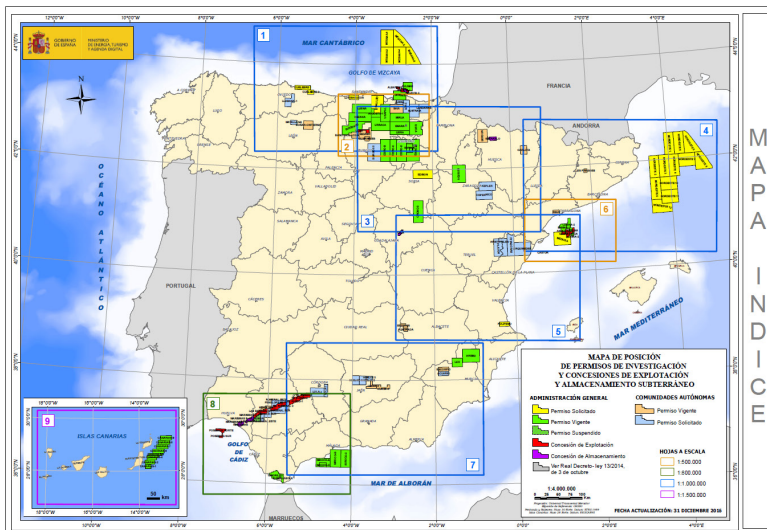


Figura 9. Mapa de los Permisos de E&P de España 2014 [Fuente: Minetad (SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA, en línea)].

kárstico de las Cuevas de Ojo Guareña en la provincia de Burgos, donde sigue pendiente un estudio detallado sobre las afecciones que podría sufrir la formación por la rotura de cimentaciones, para evitar su posible colapso por el peso de las instalaciones. Otro gran proyecto es el denominado Gran Enara, que incluye los permisos Enara, Angosto-I, Usoa, Mirua y Usapal. Este proyecto lo lleva a cabo la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi - Sociedad Anónima (SHESA) y el Ente Vasco de la Energía (EVE), que han presentado documentos ambientales a fin de realizar sondeos exploratorios para la evaluación previa de la viabilidad productiva de las formaciones mencionadas, objetivo de esta actuación.

A pesar del cumplimiento de las compañías del sector con los protocolos estipulados por los organismos nacionales sobre la protección del medioambiente, subsisten graves dificultades para el desarrollo de las actividades correspondientes a las obligaciones con los Reales Decretos de Otorgamiento de los Permisos de Investigación. Es por esto que las empresas inversoras para proyectos de exploración y explotación no

cumplen con los tiempos estipulados (GESSAL, 2013). Dichas dificultades condicionan drásticamente el desarrollo de los trabajos básicos de exploración. Para obtener la “Declaración de Impacto Ambiental” se requieren largos trámites, y las compañías operadoras encuentran múltiples dificultades en las distintas administraciones que gestionan la tramitación de los permisos de investigación. Esto se debe principalmente a la diversidad de actuación o a solapes de funciones entre distintas administraciones locales, autonómicas y nacionales y la interpretación de la regulación actual.

Como consecuencia de esto último, así como de los bajos precios del gas actual y el fuerte rechazo social que se ha desarrollado en el país, muchas de las empresas encargadas de estos proyectos han renunciado en su intento de conseguir aplicar en España la técnica de fracturación hidráulica y han abandonado el país, a la espera de que las condiciones políticas y de receptividad social sean propicias para continuar con los proyectos (PLANELLES, 2017).

### 2.3 Demanda y producción

Durante los últimos años, el empleo de gas natural como energía primaria ha aumentado considerablemente, así como la producción del mismo. Dicha tendencia ha ido en aumento y se prevé que siga haciéndolo situándose como la energía primaria con mayor tasa de crecimiento. Muchos sectores han recurrido ya a utilizar distintas energías en base a las nuevas políticas, entre las cuales se ha observado un mayor empleo del gas natural. Según la previsión de producción de gas natural que se observa en la Figura 10, ésta irá en aumento hasta el año 2035, y será en Estados Unidos, seguido de Canadá y China, donde se observe el mayor crecimiento del gas natural no convencional en los años venideros.

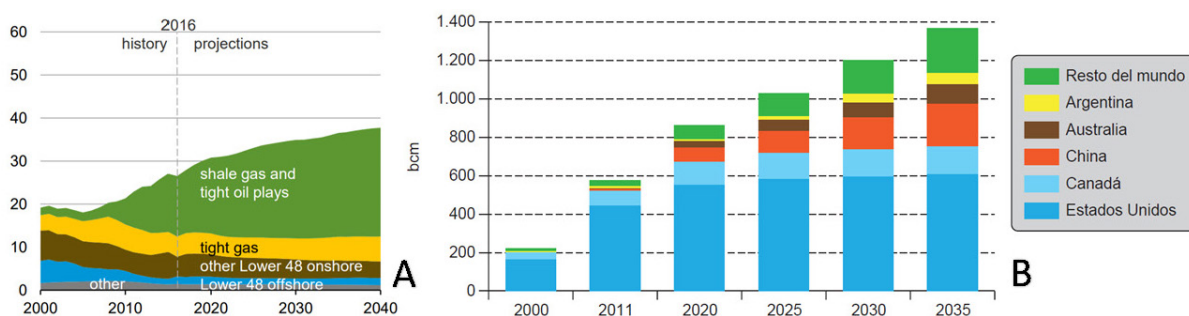


Figura 10. Producción de gas natural en EE.UU. (A), y principales países productores (B) [Fuentes: SIEMINSKI, 2017 y ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016].

La Agencia Internacional de Energía (EIA) afirma que, ya en 2017, el gas natural suministró el 22% de la energía utilizada en todo el mundo, constituyendo casi una cuarta parte de la generación de electricidad y un importante papel como materia prima en la industria. Agrega también, que la demanda mundial de gas a comienzos de este siglo muestra un importante crecimiento hasta el año 2022.

La demanda de gas en Europa fue gravemente afectada por la crisis económica, pero prosiguió en aumento hasta el año 2010, donde se comenzó a observar una tendencia decreciente. En cambio, de cara al futuro, se prevé un crecimiento moderado de la demanda, estimando un aumento del 0.6% anual (ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016). Según el estudio realizado por SCHUETZ (2011), la demanda de gas en Europa aumentará hasta un 82.8% en 2030 (REGUEIRO, 2016).

En España, la dependencia de las importaciones de gas es absoluta (99.8%). El suministro de gas está muy diversificado, siendo sus mayores proveedores Argelia, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Catar y Omán, alcanzando un número de 11 países proveedores en 2014. Cabe decir que, en 2013, España fue el primer consumidor europeo de Gas Natural Licuado (GNL) y el quinto en importaciones de GNL en el mundo (ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016).

El Instituto Nacional de Estadística, estimó un consumo de gas de 24.590 miles de toneladas equivalentes de petróleo (ktep) en 2015, con una producción del mismo inferior al 0.9%. Además, cabe añadir que la factura por los hidrocarburos es aproxima-

damente igual a los ingresos que se obtienen por turismo, aproximadamente un 4,5% del Producto Interior Bruto (PIB), 54.000 millones de €/año (REGUEIRO, 2016).

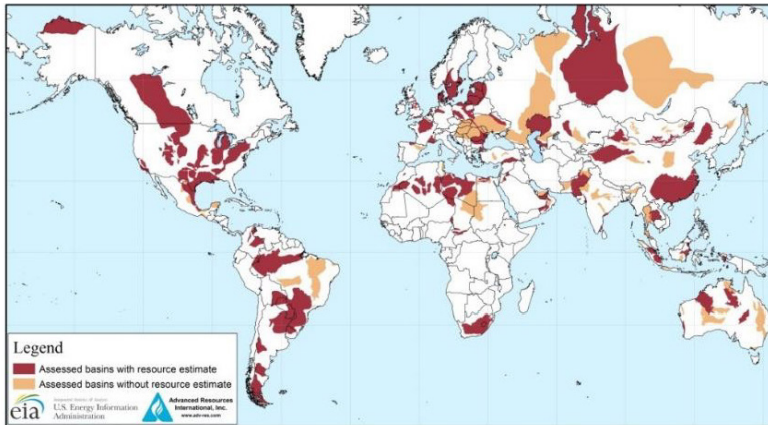


Figura 11. Principales cuencas sedimentarias con formaciones estimadas de petróleo y gas de lutita en el año 2013 [Fuente: US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, ANALYSIS & PROJECTIONS (en línea)].

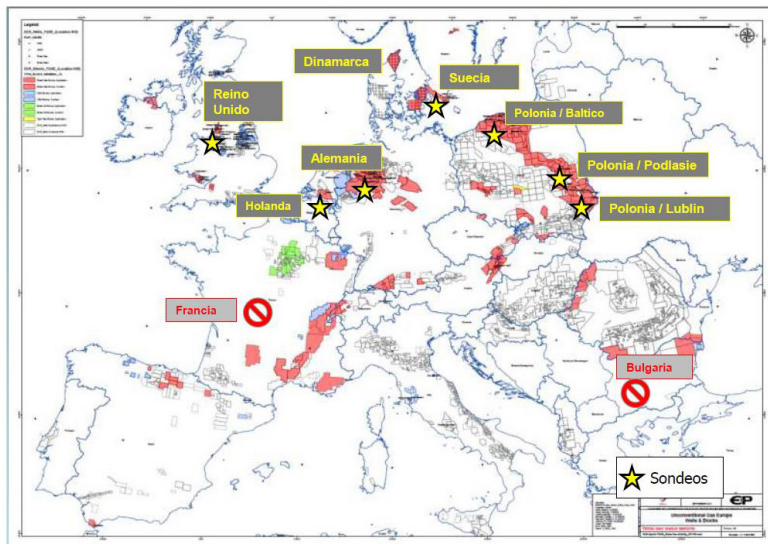


Figura 12. Sondeos de exploración realizados en distintos estados miembros de la Unión Europea. Se ha marcado con una señal de prohibición, aquellos estados donde la técnica de fracturación hidráulica no está actualmente permitida [Fuente: REGUEIRO, 2016].

## 2.4 Recursos y reservas mundiales

El volumen mundial de reservas probadas de gas (Figura 11) se estima en 187 billones de metros cúbicos (tcm). Los recursos técnicamente recuperables ascienden a 810 tcm, correspondiendo a 343 tcm de recursos no convencionales (dentro de los cuales, 212 tcm proceden de gas de lutita) y 467 tcm a recursos convencionales. Dichos recursos equivalen a 235 años de producción, considerando el actual nivel de producción anual (ÁLVAREZ & SUÁREZ, 2016).

Al incluir la prospección de gas de lutita, las reservas no convencionales de Estados Unidos despertaron interés, ya que incrementaron sus estimaciones de reservas de gas no probadas en un 45%, pasando de 32.7 a 47.4 tcm.

En Europa, la IEA estima que podrían existir trillones de metros cúbicos repartidos por varios estados miembros, aunque aún existe mucha incertidumbre respecto al emplazamiento, tamaño o viabilidad comercial de las reservas (Figura 12). Se han llevado a cabo actividades exploratorias en Reino Unido, Suecia, Polonia, Alemania, Rumanía y Dinamarca (ESTEFANEL ALÓS, 2014). Del mismo modo, en España se estiman grandes cantidades de este recurso, pero apenas se han llevado a cabo investigaciones de gas no convencional en el país (se han realizado menos de cinco sondeos cada 1 000 km<sup>2</sup>, estando estos además dirigidos a la exploración de hidrocarburos convencionales).

## 2.5 Precios y empleo

Debido al aumento de la producción de gas de lutita en EE.UU., los precios del gas han ido disminuyendo progresivamente. Durante los años de 2005 hasta 2012, Estados Unidos redujo el precio del gas natural de 12 a 3 US\$/millón de BTU (British Thermal Units, medida de energía empleada con frecuencia para expresar los precios del gas natural; 1.000 BTU = 0,293 kWh), mientras que en Europa, según los estudios realizados por la Independent Chemical Information Service (ICIS), durante el mismo periodo de tiempo el precio del gas se incrementó en un 83%, situándonos entre los 9 y 10 US\$/millón de BTU (Figura 13).

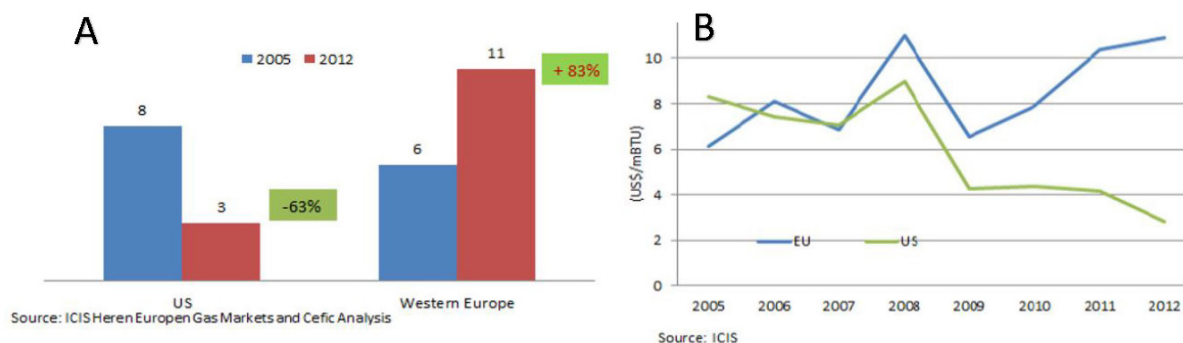


Figura 13. A: Precios de gas natural en EE.UU. frente a los de Europa Occidental (US/MMBTU). B: Evolución del precio de gas natural en EE.UU. frente a la de la Unión Europea [Fuente: ICIS, en REGUEIRO, 2016].

### 3. LEGISLACIÓN

Obtener hidrocarburos en España requiere la titularidad de concesiones del Estado, que se rigen por una serie de leyes aprobadas a lo largo de todo el desarrollo energético del país. Así pues, las reglas para extraer recursos de gas de lutita en España siguen unas pautas que comenzaron con la Ley sobre investigación y explotación de hidrocarburos de 1958, posteriormente derogada por la nueva Ley 34/1998, de 7 de octubre, actual ley vigor, que a su vez ha sufrido una serie de cambios parciales.

El uso de técnicas de fracturación hidráulica se introdujo por primera vez con la Ley 17/2013, con objeto de garantizar un suministro e incremento de la competencia española en el sector energético. Con la última legislación, la Ley 8/2015, se regulan medidas tributarias y no tributarias con respecto a la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Se establecen impuestos sobre el Valor de Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, se distingue entre extracción convencional y no convencional, y respecto al otorgamiento de concesiones de explotación, se asignan beneficios a los ayuntamientos y propietarios de los terrenos donde se realicen sondeos con la técnica de fracturación hidráulica.

Por otro lado, la regulación ambiental apareció en 1986 al integrarse España en la Unión Europea, y fue actualizada en profundidad por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el cual se aprobaba la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

Por lo tanto, para llevar a cabo la explotación de hidrocarburos no convencionales en España, es necesario, a grandes rasgos, tanto un permiso de las autoridades competentes de industria, energía o minas, así como de la autoridad competente en medioambiente.

### 4. PREOCUPACIONES EN TORNO A LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Tal y como expone el trabajo realizado por el consejo superior de colegios de ingenieros de minas (ÁLVAREZ FERNÁNDEZ *et al.*, 2013) la importación de hidrocarburos en España ha sido un verdadero lastre para su propio crecimiento económico. Debido al escaso potencial energético que presentaba nuestro país, siempre se ha considerado como algo irreversible. No obstante, gracias al desarrollo de la tecnología y las técnicas de extracción, hoy en día sí se presenta con un potencial destacable, por lo menos con vistas a obtener una cierta independencia energética en cuanto a gas natural se refiere.

Como en toda actividad industrial, ya sea extractiva (mineral, petróleo, gas) o transformadora (química, alimentaria), existen riesgos ambientales, de seguridad o de salud. Es por esto que, como cualquier otra actividad humana, los riesgos deben gestionarse de forma eficiente a través de rigurosos estudios de investigación, la mejora de las técnicas y optimización de la maquinaria, así como la instauración de sistemas que lo regulen. Todo riesgo debe ser estudiado con minuciosidad, con el objetivo de prevenir, mitigar o incluso evitar el problema.

En España partiríamos de la experiencia estadounidense referente a la fracturación hidráulica y extracción de gas no convencional, país que dispone de más de 200 000 pozos productores de este recurso, y de todo el conocimiento adquirido

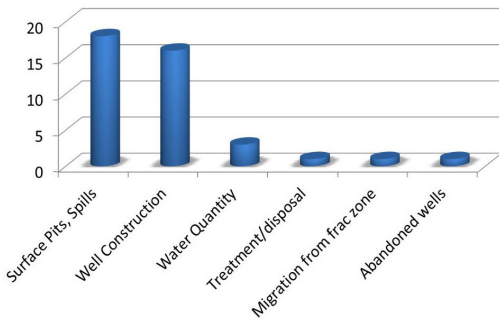


Figura 14. Números de incidentes y sus causas, denunciados por la EPA [Fuente: PULS, 2012], en ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017].

durante las más de dos millones de fracturaciones hidráulicas realizadas por todo el mundo (comunicación personal: Álvarez Fernández).

De los 200 000 pozos productores estadounidenses, la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) ha denunciado 40 incidentes medioambientales en explotaciones de gas no convencional en 10 estados de EE.UU. (Figura 14). Como se puede observar, el mayor número de incidentes estaban relacionados con derrames en superficie y con la construcción de los pozos, siendo mucho menos frecuentes aquellos relacionados con la cantidad de agua empleada, el tratamiento y retirada del agua de retorno, migraciones no controladas desde la zona de fractura o pozos abandonados (Según PULS, 2012, en ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017).

De esto se deduce que, si se consigue asegurar la estanqueidad del pozo y un correcto control de las balsas de superficie, se podrían evitar el 85-90% de los problemas de contaminación de acuíferos que tanto preocupan a la población.

#### 4.1 Vertidos en superficie y fugas en el subsuelo

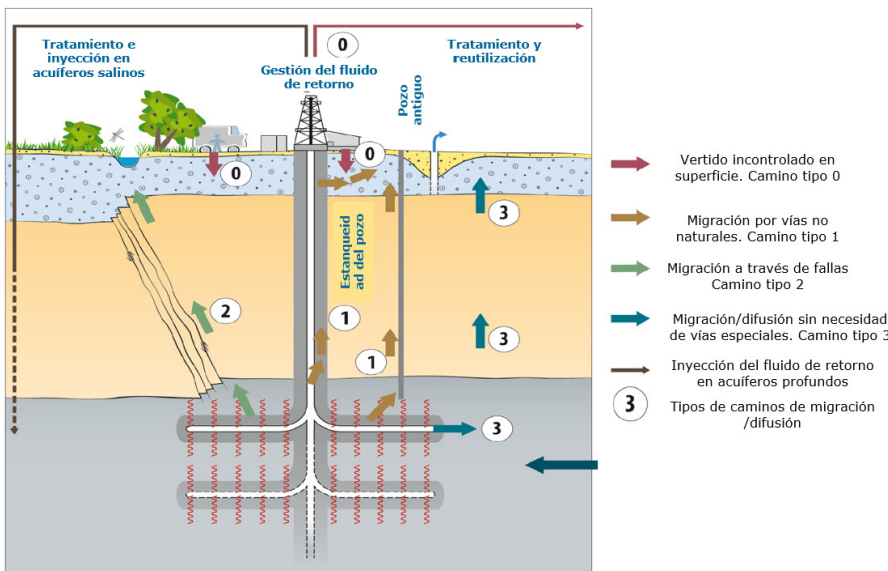


Figura 15. Vías teóricas de migración/difusión del fluido de fracturación. [Fuente: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety of Germany, en ALVAREZ FERNÁNDEZ, 2017].

A fin de solventar dicho problema, el “Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety of Germany” llevó a cabo un estudio del control de dirección del agua que se introduce en el terreno con sus respectivos aditivos, identificando las posibles fugas que pudieran existir (ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017), como se ilustra en la Figura 15.

Para prevenir dichas fugas en superficie (Vía 0) se recomienda el empleo de tanques en lugar de balsas para almacenar el fluido de fracturación, así como la instalación de geotextiles (membranas impermeables) que recubran toda el área de trabajo. Por otro lado, para evitar fugas a través de la tubería del pozo (Vía 1) se

debe asegurar una correcta estanqueidad del pozo, y para ello se recomienda la instalación de al menos una tubería superficial a modo de protección de acuíferos, así como de otra tubería intermedia donde quede atrapado el gas evitando que éste pueda entrar en contacto con los acuíferos. Además, todo el procedimiento debe ir acompañado de una constante monitorización sísmica en tiempo real durante la inyección del fluido y las operaciones de fracturación.

También es necesario llevar a cabo un estudio de las condiciones geomecánicas del subsuelo ya que, de no hacerlo, podrían darse vertidos a través de fallas conectadas por donde podría migrar el fluido (Vía 2). Mostramos a modo de ejemplo, que llevar a cabo la fracturación hidráulica en regiones como la Cordillera Ibérica podría suponer un problema debido al gran número de fallas que la componen y a la relación entre los acuíferos y las capas que se consideran roca madre. No sucede así en la Cuenca Vasco-Cantábrica, donde las capas donde se encuentra acumulado el gas se estiman

a importantes profundidades, donde el riesgo de migración por fracturas es mínimo encontrándose además a presiones y temperaturas adecuadas.

Por último, también se tiene en cuenta la Vía de tipo 3, que hace referencia a todo el resto de vertidos que puedan migrar al cabo de miles de años por difusión, y como cabe pensar, no existen precedentes de este tipo en EE.UU.

#### 4.2 Requerimientos de agua

Otro factor muy importante a tener en cuenta, son los requerimientos de agua necesarios para llevar a cabo el proceso de fracturación hidráulica. En una sección horizontal de cada pozo se suelen realizar entre 10 y 20 fracturas, y se requieren entre 500 y 1.000 m<sup>3</sup> de agua por fractura (prácticamente, el mismo consumo que se emplea en técnicas convencionales). Posteriormente, entre el 30% y el 60% del fluido inyectado retorna a superficie en los primeros días. En términos relativos, suponiendo un consumo medio de 10 000 m<sup>3</sup> de agua por pozo, el proceso de fracturación hidráulica equivale a 2 semanas de regadío en un campo de golf de 18 hoyos, 6 horas de funcionamiento en una central de carbón o 3 horas de una Central Nuclear de 1 000 MW, o a 9 minutos de consumo en toda la Comunidad de Madrid. Además, la demanda de agua se reduce mediante el reciclado del agua que retorna a superficie, utilizando un agua no potable y con la mejora de las tecnologías, cada vez menos exigentes en agua (ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017).

#### 4.3 Emisión de gases contaminantes

La emisión de gases de efecto invernadero durante la extracción del gas también es digna de debate. Y es que algunos estudios afirman que la sustitución del carbón por gas natural no es un medio eficaz para reducir la magnitud del cambio climático. Un ejemplo de ello es el estudio realizado por Tom Wigley, investigador del Centro Nacional de Investigación Atmosférica de EE.UU. (NCAR). Se basa en que, si bien es cierto que el empleo de gas natural reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> casi en un 50% respecto al carbón, también genera escapes de metano durante las operaciones de extracción, gas cuyo efecto invernadero supera entre 20 y 25 veces al del CO<sub>2</sub>. Por otro lado, también pueden encontrarse múltiples investigaciones afirmando que la explotación de hidrocarburos no convencionales no genera emisiones superiores a las que producen las explotaciones convencionales y que, si la perforación, entubación y cimentación del pozo se realizan correctamente, las emisiones fugitivas de metano pueden evitarse (GARCÍA PORTERO, 2013 a, b).

De una forma u otra, las emisiones producidas por la técnica de fracturación hidráulica son muy limitadas en comparación con el verdadero problema: la emisión de hidratos de metano previamente congelados por la descongelación de los polos y del permafrost (capas de suelo permanentemente congelado), debido todo a ello al calentamiento global y las posibles emanaciones de metano liberado de los clatratos por calentamiento del agua en los fondos oceánicos.

#### 4.4 Riesgos - mitos

Dejando de lado los posibles problemas a los que debería enfrentarse la explotación de gas de lutita en España, aún queda un largo recorrido para reducir los actuales mitos que envuelven a este recurso energético. Como por ejemplo, aquellos referentes al elevado potencial de sismicidad; o a que las fracturas generadas alcancen acuíferos superficiales y que los fluidos de fracturación no extraídos se difundan hasta ellos. La sismicidad producida por la fracturación hidráulica es mínima, y solo existen probabilidades remotas de que generen sismos de hasta grado 2 en la escala de Richter, sin llegar a ser perceptibles en la localización donde se produzcan (son perceptibles a partir de grado 3). Con respecto a la propagación de fracturas y difusión de fluidos de fracturación sobrantes, los acuíferos de abastecimiento se encuentran a menos de 400 m de profundidad, y si la técnica de fracturación hidráulica se emplea correctamente, las fracturas se propagan un radio aproximado de 200 m alrededor del pozo, dejando, por lo general, 2 000 o 3 000 m de roca suprayacente entre fracturas y pozo que impiden cualquier difusión de fluidos (comunicación personal: ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017).

Un ejemplo de ello es el caso de la bien documentada cuenca Marcellus Shale (EE. UU.). Mediante microsísmica se pudo conocer la longitud de las fracturas y descubrir si estas alcanzaron acuíferos o no. De esta forma se observó que durante el proceso

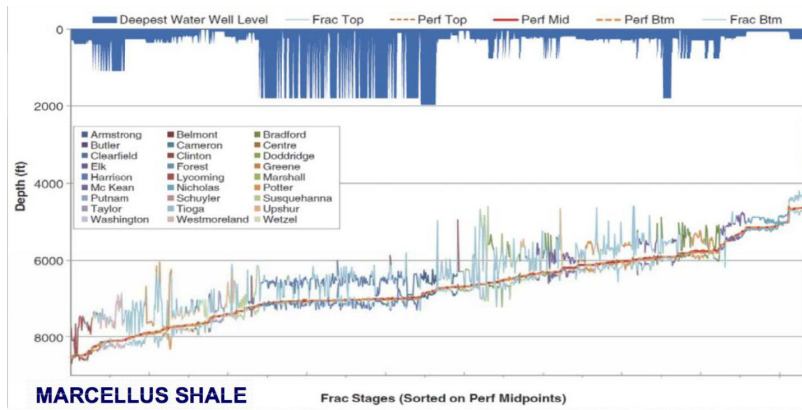


Figura 16. Estudio microsísmico de la cuenca Marcellus Shale (EE.UU.). En rojo se representa la profundidad de la zona a fracturar, las líneas quebradas en azul representan la extensión de las fracturas, y arriba en azul oscuro se representa la profundidad de los acuíferos que abastecen a la población [Fuente:ALAMEDA, 2014].

de fracturación hidráulica se produjeron sismos del orden de -1 y -2 en la escala de Richter, magnitud insuficiente para alcanzar acuíferos superficiales (siempre y cuando se realice adecuadamente y a una distancia prudente). Tal y como muestra la Figura 16, en la cuenca Marcellus Shale existen más de 2.000 pies de separación ( $\approx 600$  m) entre los acuíferos subterráneos y las fisuras generadas (ALAMEDA, 2014).

#### 4.5 Oposición en España

Debido a toda la polémica que rodea a la técnica de fracturación hidráulica, la

oposición de grupos conservacionistas y la fuerte concienciación sobre el cambio climático que inunda internet, se ha desarrollado una fuerte desconfianza sobre dicha técnica en el país. Y es que existen una infinidad de enfoques respecto al tema, así como múltiples opiniones que distan del apoyo incondicional al rechazo extremista.

Por un lado, algunos organismos como SHESA, ACIEP o la SGE (Sociedad Geológica de España) lo apoyan basándose en análisis y estudios detallados, algunos de ellos expuestos en este artículo. Sin embargo, otros organismos como el IGME, con múltiples estudios a su espalda, se muestran bastante escépticos respecto al tema. Por último, nos encontramos con los organismos opositores, representados principalmente por Greenpeace o plataformas “antifracking”, que exponen sus críticas en muchas ocasiones sin estudios precedentes, que terminan en las noticias o columnas de opinión de periódicos locales.

Esto sucede en muchas ocasiones por errores en el enfoque comunicativo. Muchas empresas, como ya admitió la propia ACIEP, trataron de convencer con sus técnicas de fracturación hidráulica a la administración y no a la población, y como puede verse en la Figura 17, este procedimiento no funciona. Antes de convencer al gobierno, hay que tratar de informar a los ciudadanos, ya que son estos últimos los que eligen a su gobierno, y no lo harán si no conocen qué es, como funciona y qué consecuencias tiene la fracturación hidráulica en el país (comunicación personal: REGUEIRO, M.).

En la Figura 18 pueden verse multitud de noticias procedentes de webs y periódicos locales relacionadas con el tema que nos acontece. Especial atención reciben titulares como el que apareció en el periódico El Mundo, que decía así: “100% renovable, más barata y sin petróleo ni carbón... así será la energía en España en 2050”. En realidad, éste es un hecho prácticamente inalcanzable, ya que la energía renovable, si bien es cierto que tiene mucho futuro, también tiene una evolución



Figura 17. Pirámide de comunicación anti-industria [Fuente: REGUEIRO, 2016].

muy lenta, y tal y como puede verse en el consumo de energía primaria a nivel nacional y mundial (Figura 19), cuesta creer que la energía renovable pueda suplir el resto de energías en los próximos 32 años.

Otra noticia no exenta de polémica decía así: “Advierten que el “fracking” ha causado cientos de seísmos en Jaén”. Y esto no pudo ser posible, ya que no se ha realizado técnica alguna de fracturación hidráulica para extracción de gas no convencional en el país; se han llegado a conceder varios permisos de exploración, pero ninguno de explotación. Además, posteriormente se ha visto que los sismos generados en la comarca

jiennense de La Loma han sido provocados por dos fallas localizadas a 4 000 m de profundidad, descartando así todo origen antrópico (DONAIRE, 2013).

### 5. CONCLUSIONES

En un contexto de transición a energías con menor huella de carbono y a una electrificación del abastecimiento energético global como en el que nos encontramos, la entrada en escena de esta nueva fuente energética representa un papel crucial. Al menos, esta parece ser la tendencia global a seguir hasta 2045, donde se prevé una reducción importante del empleo de petróleo como fuente energética. Gracias a este recurso no convencional, Estados Unidos ha pasado de ser un neto importador a primer productor del mundo de petróleo y gas. Como consecuencia, cabe pensar que muchos países occidentales vayan a seguir su ejemplo.

España depende en un 99,8% de importaciones de gas, y sin embargo se estima que dispone de cantidades importantes de este recurso no convencional, y se cuenta con la tecnología y mecanismos de control para las operaciones de exploración y producción de gas no convencional.

A partir de toda la experiencia estadounidense, la técnica de fracturación hidráulica se ha convertido en una técnica muy madura que, acompañada de la estricta legislación medioambiental de la que disponemos, no debería suponer grandes riesgos, aunque no está exenta de complicaciones que han de ser observadas con minuciosidad y rigor.

El debate social en torno a la fracturación hidráulica se realiza sobre asertos basados en información no fidedigna, en lugar de estudios científicos reglados. Por ello se debe informar y ser transparente para conocer lo que supone el acceso a este recurso energético, sacando el debate de la calle y llevándolo al ámbito profesional, así como fomentar un interés por parte de los propietarios de los terrenos y municipios.

Con todo esto en cuenta, no podemos planificar y resolver el futuro energético como si estuviéramos al margen del resto del mundo. Europa ya ha cometido un error en su planificación industrial y energética, y el resultado ha sido una pérdida en la competitividad y un aumento de los precios de la energía que mes a mes acaban reflejándose en la factura energética, disminuyendo así el nivel de vida de los europeos y poniendo trabas a su sector industrial, haciéndolo menos competitivo. Para formar



Figura 18. Noticias relacionadas con la fracturación hidráulica [Fuente: Modificado de REGUEIRO, 2016 y ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017].

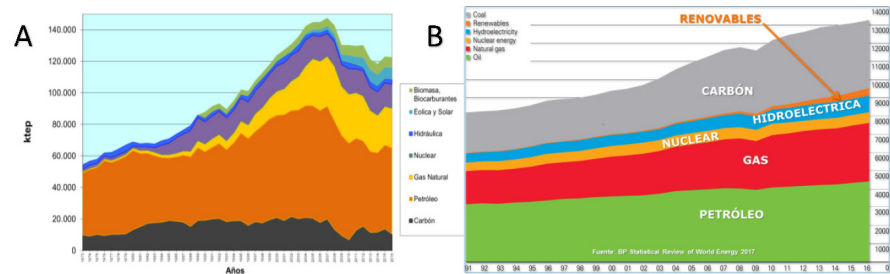


Figura 19. Consumo de energía primaria a nivel nacional (A) y a nivel mundial (B) a lo largo de los últimos años, en millones de toneladas equivalentes de petróleo [Fuentes, A: FINE, 2017; B: BP Statistical Review of World Energy 2017, en ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, 2017].

parte del cambio, hay que comenzar permitiendo la investigación y exploración de hidrocarburos no convencionales en España, realizando así una correcta y minuciosa evaluación de los recursos de los que disponemos, así como un riguroso estudio del modo que habría que emplear para extraerlos, afectando con el menor impacto posible a nuestra salud y entorno. De esta forma, se deberá considerar si es o no viable llevar a cabo la explotación de recursos no convencionales en el país.

Hoy en día todo proyecto de explotación de recursos no convencionales en España se encuentra congelado. No obstante, el recurso sigue ahí y puede que llegue el momento en el que resulte de interés.

#### AGRADECIMIENTOS

En el origen este trabajo fue defendido como Trabajo de Fin de Máster el día 28 de noviembre de 2017 en la Facultad de Ciencias Geológicas de la Universidad Complutense de Madrid (UCM) por Asier García Pérez. Este autor agradece al Dr. Roberto Oyarzun Muñoz por animarle a elegir este área de estudio y asesorarle en distintos aspectos de este trabajo, al Dr. Isaac Álvarez Fernández (ETS de Ingeniería de Minas, Energía y Materiales de Oviedo) y a Pedro Cámara Rupelo (UCM) por ceder algunas de las figuras incluidas en este texto, y muy especialmente al doctor Agustín Pieren Pidal (UCM) y al profesor Manuel Regueiro González-Barros (IGME) por la atención y ayuda recibida para la preparación del TFM que se presentó inicialmente así como darle la oportunidad de abordar el tema origen de este trabajo como conferencia invitada en la Asamblea Ordinaria de la Real Sociedad Española de Historia Natural celebrada en Diciembre de 2017. El trabajo final recoge el contenido presentado en dicha asamblea de la RSEHN.

Los autores agradecen el detallado trabajo de los revisores Pedro Callapez muy especialmente y de Fernando Barroso que han permitido mejorar el resultado.

#### BIBLIOGRAFÍA

- ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL INC. 2013. *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Report for U.S. Energy Information Administration (EIA) and U.S. Department of Energy.
- ALAMEDA, D. 2014. *El gas no convencional*. Jornada técnica ACEFER. Shale Gas España. Plataforma española sobre la exploración y desarrollo del shale gas. <<http://www.shalegasespana.es>> [Consulta: 15-12-2018].
- ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, I. 2017. *¿Que sabes de los Hidrocarburos? Aspectos ambientales de los hidrocarburos no convencionales*. Ciclo de conferencias. Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP). Instituto Geológico y Minero de España, Madrid.
- ÁLVAREZ, I. 2015. *La Exploración y Producción de Hidrocarburos del Siglo XXI: El Fracking - ¿Una revolución?*. Ciclo de conferencias. Escuela Técnica superior de Ingenieros de Minas y Energía de Madrid. Fundación Gómez Pardo. Fundación Repsol. Madrid.
- ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, I., ARENILLAS GONZÁLEZ, A., CAYOLA CORTÉS, F.J., CIENFUEGOS SUÁREZ, P., GARCÍA DE LA NOCEDA MÁRQUEZ, C., LOREDO PÉREZ, J., MARTÍNEZ ORIO, R., MAZADIEGO MARTÍNEZ, L. F., VÁZQUEZ TEJEIRA, D., VICUÑA IRUSTA, J. C. & TARÍN EGOSCOZABAL, I. 2013. *Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, Madrid.
- ÁLVAREZ, E. & SUÁREZ, C. 2016. *Gas no convencional: shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios*. Orkestra. Instituto Vasco de Competividad. Fundación Deusto. Ediciones Jurídicas y Sociales, Madrid.
- ARAMBURU, C. & BASTIDA, F. 1995. *Geología de Asturias*. Edit. Ediciones TREA, Gijón. 308 p.
- ARI-ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL. 2013. *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. Report for US Energy Information Administration (EIA) and US Department of Energy.
- BASTIDA, F. Coord. 2004. Zona Cantábrica. En: VERA, J.A (Coord. Ed.). *Geología de España*. . SGE-IGME, Madrid: 25-49.
- BEROIZ, C. & PERMANYER, A. 2011. Hydrocarbon habitat of the Sedano trough, Basque-cantabrian basin, Spain". *Journal of Petroleum Geology*. 34(4): 387-409.
- BP-BRITISH PETROLEUM. 2017. *BP Statistical Review of World Energy, June 2017* <[www.bp.com/.../bp.../bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf](http://www.bp.com/.../bp.../bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf)> [Consulta: 15-12-2018]
- CÁMARA, P. 2015. *Geología y sistemas petroleros de la Cuenca Vasco-Cantábrica*. Universidad Complutense de Madrid, España.
- CURBELO, J.L., ÁLVAREZ PELEGRY, E., CIENFUEGOS SUÁREZ, P., CRUZ VICUÑA, J., GONZÁLO AIZPURI, A., KUHN, M., M.A ECHEBERRIA, I., PENDÁS FERNÁNDEZ, F. & SHASTRI, A. 2012. *Gas no convencional: shale gas* Orkestra. Instituto Vasco de Competividad. Fundación Deusto. Publicaciones de la Universidad de Deusto. Bilbao.

- DONAIRE, G. 2013. Los terremotos de La Loma se producen por dos fallas localizadas en el subsuelo [en línea]. *El País*. <[https://elpais.com/ccaa/2013/11/07/andalucia/1383857515\\_500586.html](https://elpais.com/ccaa/2013/11/07/andalucia/1383857515_500586.html)> [Consulta: 15/05/2016].
- DRILLINGINFO. 2010. *Approach Does A Great Job Explaining The Wolfork In Crockett County*. [en línea]. DI Blog «Engineering, Geology, Operators, Permian». Austin, Texas. <<https://info.drillinginfo.com/approach-does-a-great-job-explaining-the-wolffork-in-crockett-county/>> [Consulta: 13/10/2017]
- EARTHWORKS. 2017. *La acidificación*. [en línea]. Earthworks «Issues». Washington, DC. <[https://earthworks.org/issues/la\\_acidificacion/](https://earthworks.org/issues/la_acidificacion/)> [Consulta: 19/09/2017].
- ELZAFRANY, B. 2016. Unconventional reservoirs Supervised by Dr Abdel Moktader A. El Sayed. *El cambio de paradigma energético es necesario pero difícil*. [en línea]. Energía estratégica. Argentina. <<https://www.energiaestrategica.com/opinion-cambio-paradigma-energetico-necesario-e-inevitable-dificil/>> [Consulta: 16/10/2017]
- ESTEFANELL ALÓS, J. 2014. *Estudio de rentabilidad del shale gas en Europa: Cuenca Bowland-Hodder, Reino Unido*. Proyecto final de carrera. Departamento de Ingeniería Química y Combustibles. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Madrid.
- FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY. 2012. Alemania.
- FINE-FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA. 2017. *Energía 2017* [en línea]. Madrid. <<http://www.foronuclear.org>> [Consulta: 3/07/2018].
- GARCÍA PORTERO, J. 2013a. Hidrocarburos no convencionales (I). *Tierra y Tecnología*; 41. <<https://www.icog.es/TyT/index.php/2013/02/hidrocarburos-no-convencionales-i/>> [Consulta: 15-12-2018].
- 2013b. Hidrocarburos no convencionales (II). *Tierra y Tecnología*; 42. <<https://www.icog.es/TyT/index.php/2013/03/hidrocarburos-no-convencionales-ii/>> [Consulta: 15-12-2018].
- GESSAL-GEOLÓGIA DE EXPLORACIÓN Y SÍNTESIS. 2013. *Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España*. Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración, Producción y Almacenamiento de Hidrocarburos (ACIEP).
- IGME-INSTITUTO GEOLÓGICO Y MINERO DE ESPAÑA. 2014. *Recomendaciones ambientales en relación con las medidas preventivas y correctoras a considerar en proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fractura hidráulica*. Instituto Geológico y Minero de España. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Madrid.
- LEBLANC, D., HUSKINS, L. & LESTZ, R. 2011. *Propane-based fracturing improves well performance in Canadian tight reservoirs*. *World Oil*
- MARTÍNEZ ABAD, I. 2007. *Geología del área situada entre Peña Ubiña y el puerto de La Cubilla (Zona Central de la Cordillera Cantábrica)*. Tesis de Máster Oficial en Recursos Geológicos y Geotecnia. Facultad de Geología. Universidad de Oviedo.
- MARTÍNEZ ORIO, R., ALBERRUCHE DEL CAMPO, E., ARENILLAS GONZÁLEZ, A., ARRANZ GONZÁLEZ, J. C., CERVEL DE ARCOS, S., GARCÍA DE LA NOCEDA MÁRQUEZ, C., RODRÍGUEZ FERNÁNDEZ, L. R. 2014. *Estudio de las áreas con potencial de Shale Gas en el principado de Asturias. Proyecto: "Realización de un estudio hidrogeológico en estructuras geológicas relevantes y con potencial actividad económica"*. Instituto Geológico y Minero de España. Ministerio de Economía y Competitividad, Madrid.
- MILNO, S. *Fracking with propane gel*. [en línea]. Chemistry World. <<https://www.chemistryworld.com/news/fracking-with-propane-gel/3001695.article>> [Consulta: 27/10/2017]
- PLANELLES, M. 2017. *La burbuja del fracking en España se pincha* [en línea]. El País «Medioambiente». Madrid. <[http://politica.elpais.com/politica/2017/03/12/actualidad/1489327921\\_945088.html](http://politica.elpais.com/politica/2017/03/12/actualidad/1489327921_945088.html)> [Consulta: 16/05/2016]
- PRIETO, J. 2014. *Gas no convencional en España y potenciales implicaciones en el medio hídrico subterráneo*. Facultad de Ciencias Geológicas. Universidad Complutense de Madrid. Prácticas profesionales, Instituto Geológico y Minero de España, Madrid.
- PULS, R. 2012. *Non Conventional Gas and Fresh Water Conference*. Madrid.
- REGUEIRO, M. 2016. *La Fracturación Hidráulica*. Ilustre Colegio Oficial de Geólogos de España. Federación Europea de Geólogos.
- SCHUYDER, E. *Fracking with CO2 to replace water a distant goal, GE says*. [en línea]. Reuters «Market news». United States. <<https://www.reuters.com/article/generalelectric-fracking-carbon/fracking-with-co2-to-replace-water-a-distant-goal-ge-says-idUSL1N0MT1HN20140407>> [Consulta: 27/10/2017].
- SCHUETZ, M. 2011. *Unconventional Gas and EU Energy Policy*. Policy Officer Indigenous Fossil Fuels. Directorate – General for Energy. European Commission, Copenhagen.
- SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA. *Mapa de posición de sondeos, permisos y concesiones*. [en línea]. Ministerio de energía, turismo y agenda digital. Gobierno de España «Mapa del año 2017». <[www.minetad.gob.es](http://www.minetad.gob.es)> [Consulta: 11/10/17].
- SIEMINSKI, A. 2017. *Annual energy outlook 2017*. AEO 2017 Rollout Presentation. US Energy Information Administration. Johns Hopkins School of Advanced International Studies, Washington, D.C.
- US ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, ANALYSIS & PROJECTIONS. *Maps: Exploration, Resources, Reserves, and Production*. [en línea]. US Energy Information Administration «Maps». Washington, DC. <<https://www.eia.gov/maps/maps.htm#shaleplay>> [Consulta: 15/09/2017].
- US DEPARTMENT OF ENERGY. 2015. "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Spain". US Energy Information Administration. US Department of Energy, Washington, DC.