



TRABAJO FIN DE GRADO EN CIENCIAS AMBIENTALES



**Facultad de Biología
Universidad de Murcia**

**“RECURSOS NO CONVENCIONALES
SUSCEPTIBLES DE SER EXPLOTADOS
MEDIANTE FRACKING”**

Antonio Jódar Abellán

Curso 2013-2014

INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN

Abstract

1. INTRODUCCIÓN	1
2. OBJETIVOS	2
3. METODOLOGÍA	3
4. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES Y DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	3
4.1. Principales yacimientos de gas no convencional en el ámbito internacional	4
4.1.1. <i>Estados Unidos (EEUU)</i>	5
4.1.2. <i>Canadá</i>	9
4.1.3. <i>México</i>	11
4.1.4. <i>Argentina</i>	12
4.1.5. <i>Resto de América del Sur</i>	12
4.1.6. <i>Rusia</i>	13
4.1.7. <i>China</i>	14
4.1.8. <i>Países del Sur de Asia</i>	15
4.1.9. <i>Otros países</i>	15
4.2. Principales yacimientos y proyectos de gas no convencional en el ámbito europeo	16
4.2.1. <i>Polonia</i>	18
4.2.2. <i>Reino Unido</i>	19
4.2.3. <i>Europa del Este (Bulgaria, Rumania, Ucrania)</i>	20
4.2.4. <i>Europa Occidental y del Norte</i>	21
4.3. Principales yacimientos de gas no convencional en España, Permisos de Investigación de hidrocarburos y problemática de ambos	22
4.4. Principales yacimientos de gas no convencional en la Región de Murcia, Permisos de Investigación de hidrocarburos y problemática de ambos	30
5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	32
5.1. Marco Jurídico aplicable a la Fracturación hidráulica	33
5.2. Propuesta de lugares idóneos para realizar Fracking en el territorio nacional	34
6. CONCLUSIONES	35
7. BIBLIOGRAFÍA	38
8. ANEXOS	41
8.1. Anexo I: Anexo de figuras y tablas	41
8.2. Anexo II: Glosario de Términos	89

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1. Mapa de cuencas con formaciones evaluadas de petróleo y gas de esquisto, mayo 2013. Fuente: United States basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey, others basins from ARI based on data from various published studies. Extraído de: U.S. Department of Energy, 2013.	4
Figura 2. Recursos no convencionales (shale gas) en Europa. Fuente: Energy Information Administration (EIA) of United States. Extraído de: Matesanz-Caparroz, 2013.	17
Figura 3. Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (M.I).	24
Figura 4. Permisos de investigación de hidrocarburos en la Región de Murcia y áreas anexas (2014) a escala 1:800.600. Fuente: elaboración propia.	31
Figura 5. Mapa nacional (2014) incluyendo los elementos del medio ambiente. Escala 1:6.118.800. Fuente: elaboración propia.	35
Tabla 1. Ranking de los países según los recursos no convencionales (petróleo y gas de esquisto) que albergan expresados en tcf. Fuente: elaboración propia.	32

ABREVIATURAS

- Administración General del Estado (AGE).
- Administración norteamericana de la energía o Energy Information Administration (EIA).
- Boletín Oficial del Estado (B.O.E).
- Comunidades Autónomas (CCAA).
- Estados Unidos (EEUU).
- Exploración y Producción (E&P).
- Lugares de Importancia Comunitaria (LICs).
- Metano en Capas de Carbón o Coal Bed Methane (CBM).
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo (M.I).
- Permisos de Investigación de hidrocarburos (P.I).
- Unión Europea (UE).
- Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs).

RESUMEN

En el presente trabajo se analizan en detalle los recursos de origen no convencional existentes en el contexto internacional, europeo, nacional y regional, que pueden ser explotados mediante fracking. Así mismo, se mencionará someramente la legislación aplicable a la fracturación hidráulica y los impactos, tanto beneficiosos como perjudiciales, que ésta puede acarrear. El estudio finaliza con una propuesta de posibles lugares en la Península Ibérica donde dicha técnica reporte mayores beneficios económicos y no suponga un perjuicio significativo para el medio ambiente, seguido de unas conclusiones en las que se determinará, entre otras cuestiones, la idoneidad del fracking.

Palabras clave: fracking, fracturación hidráulica, recursos no convencionales, etc.

Abstract

In this project we analyze in detail the unconventional existing origin resources in the international, European, national and regional context, which can be exploited by fracking. Likewise, it will be briefly mentioned the legislation applicable to hydraulic fracturing and impacts, both beneficial and adverse, which this may entail. The study concludes with a proposal of possible sites in the Iberian Peninsula where such technique reports greater economic benefits and don't represent a significant harm to the environment, followed by some conclusions that will be determined, among other matters, the suitability of fracking.

Key words: fracking, hydraulic fracturing, unconventional resources, etc.

1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas la tecnología ha permitido producir comercialmente, en ciertos países, no sólo el gas natural y el petróleo tradicionalmente explotados (denominados recursos convencionales), sino además otras reservas de dichos hidrocarburos, cuya explotación a gran escala no fue posible hasta finales del siglo XX. Pese a ser idénticos a los anteriores, en génesis y composición, son llamados recursos no convencionales debido a su gran viscosidad, la elevada profundidad a la que se encuentran, la baja permeabilidad y porosidad de las rocas madre que los contienen, la dispersión que presentan en las mismas, etc. Estas rocas madre son formaciones sedimentarias estratificadas de grano fino, normalmente arcillosas o margosas como: areniscas compactas de baja permeabilidad pudiendo ser gasíferas (el gas albergado en ellas se denomina tight gas) o bituminosas (tight oil en el caso del crudo), esquistos, lutitas o pizarras (shale gas y shale oil), estratos de carbón (Coal Bed Methane o CBM), hidratos de metano, arenas bituminosas (oil sands), crudo extrapesado (extra heavy oil), rocas de grandes profundidades, etc. (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; Comisiones Obreras, 2012; Healy, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013; Moreu-Carbonell, 2012; Raajiv-Menon, 2014).

La extracción de los citados hidrocarburos, a partir de estos reservorios, ha sido posible gracias a dos procesos independientes. En primer lugar, al igual que en la explotación de recursos convencionales, se perfora el pozo, en el yacimiento, mediante explosivos. Dicha estructura, de acero recubierto con cemento (García-Portero, 2012), desciende entre 2 y 5 km para extraer el recurso no convencional. Debido a la baja producción de estos yacimientos se perforan cientos de pozos, estribando la distancia entre ellos de 0,6 a 2 km en superficie. Las plataformas ocupan por tanto extensas áreas (Healy, 2012; Lavelle, 2013). Una vez finalizado el pozo, la roca almacén es fracturada hidráulicamente inyectando en éste, durante unas horas y por bombeo desde la superficie, un fluido a presión que se introduce en la roca. La presión del mismo, de hasta 500 bar según Alonso-Suárez & Mingo-González (2010), supera la presión de rotura de la formación creando microfracturas, o abriendo lateralmente antiguas fracturas. Quedan comunicados así diferentes puntos de la roca con el pozo vertical, pudiendo el recurso alcanzar la superficie. Dichas grietas adquieren extensiones de 300 a 500 m. En cuanto al fluido, éste se compone de agua en un 99,5%, la cual permite recuperar el gradiente de presión en el reservorio para poder seguir extrayendo recurso. El fluido contiene además aditivos químicos, en pequeña proporción, que alteran el sustrato rocoso movilizándolo o alterando la migración del recurso hacia las fracturas. Aumenta por ello el posterior caudal de salida. Aunque estos compuestos varían en función del tipo de roca, los más usados son el ácido clorhídrico (disuelve la roca e incrementa las fracturas), bactericidas (protegen el pozo),

inhibidores de corrosión, estabilizantes de arcillas, gelificantes, fluidificantes, etc. Una vez que termina el bombeo, y se disipa la presión del fluido, se inyectan en las grietas arena de sílice, granos de cuarzo o arena sintética para evitar su cierre. De este modo, el procedimiento descrito consigue aumentar la permeabilidad inicial del reservorio, siendo a partir de entonces el proceso productivo similar al convencional. Sin embargo, junto con hidrocarburos y agua del yacimiento, asciende parte del fluido inyectado (flowback). La recuperación del mismo fluctúa entre el 11 y el 50%, permaneciendo algunos aditivos adsorbidos en las rocas. Por ello el subsuelo queda contaminado (García-Portero, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013).

Por otro lado, el fracking puede producirse en una sola etapa si el reservorio es menor de un centenar de metros. De hecho, entre 1970 y 1990, las fracturaciones hidráulicas simples, apoyadas en una perforación vertical, fueron de este tipo. En cambio si la potencia del yacimiento es mayor la fracturación presenta varias etapas sucesivas en la terminación de los pozos, de modo que una vez finalizada cada estimulación (fracturación) ésta se aísla con un tapón sellador para evitar que los fluidos introducidos alcancen la superficie. Seguidamente se inicia una nueva etapa de fracturación, accediendo así a una mayor extensión de yacimiento. Esta modalidad se implementó a partir de los años 90. Así mismo, desde 2002 y 2003 se desarrolló el fracking a partir de perforaciones horizontales, las cuales se realizan después de las verticales extendiéndose hasta 3 km en las formaciones que atraviesan (Álvarez-Fernández et al. 2013; Comisiones Obreras, 2012). Dicha perforación, combinada con la fracturación multietapa, es la que ha impulsado la explotación de recursos no convencionales con producciones comerciales. La citada explotación ha sido posible, no sólo al avance en la técnica, sino también gracias a la economía, al disminuir los costes operativos y de inversión, y a la legislación que ha obviado los perjuicios del fracking sobre el medio. Aun así, actualmente la producción de gas y petróleo sigue siendo mayor en los yacimientos convencionales, los cuales también se han explotado con fracking para mejorar su rendimiento (Álvarez-Fernández et al. 2013; Moreu-Carbonell, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013)¹.

2. OBJETIVOS

El objetivo básico del estudio consiste en determinar si, en la actualidad, es necesaria una técnica (como el Fracking) a priori tan agresiva con el medio en el que se realiza. Por esa razón,

¹En el trabajo se citan los términos fracking y fracturación hidráulica indistintamente. Sin embargo, Matesanz-Caparroz (2013) establece el fracking como la combinación de: fracturación hidráulica, explotación de rocas madre de baja permeabilidad, estimulación química y perforación (horizontal y vertical). Así mismo, se tratan como sinónimos los conceptos de: roca madre, roca almacén, reservorio y yacimiento, obviando las pequeñas diferencias de cada término. Para mayor comprensión véanse las definiciones del glosario de términos y las figuras 1 a 4 del anexo de figuras y tablas.

se analiza el potencial, en cuanto a recursos no convencionales se refiere, de las principales naciones en las que ésta se ha implementado. Además, se mencionan a lo largo del texto los impactos que la misma puede generar, ya que estos supondrán una merma en la rentabilidad de la técnica y por ende una disminución de los beneficios netos que las empresas perciban gracias a su utilización.

Así mismo, se pretende reflejar el nivel de desarrollo de la técnica en España y en la Región de Murcia, analizando para ello la situación de los principales proyectos, en este caso Permisos de Investigación de Hidrocarburos, solicitados o concedidos en ambos casos.

3. METODOLOGÍA

El presente estudio se divide en las siguientes fases metodológicas: 1ª- En primer lugar se realizó una revisión y análisis bibliográfico en determinadas bases de datos siendo algunas de relevancia Science direct, Google académico...así como numerosas páginas Webs (sirva de ejemplo TEDX). Los principales criterios seguidos en dicha búsqueda fueron: ratificar la fiabilidad de la información consultada y recopilar diferentes planteamientos del tema objeto de estudio, para evitar así la posible existencia de “sesgos” en el trabajo adoptando en el mismo una posición neutral. Dicha etapa transcurre del 10 de Febrero al 15 de Mayo de 2014. 2ª- Seguidamente se procedió a la redacción de la información seleccionada (15 de Mayo a 10 de Junio de 2014). 3ª- Por último, se realizan una serie de mapas de elaboración propia (con ArcGIS10) en los que muestro la ubicación exacta de determinados Permisos de Investigación de Hidrocarburos en España y en la Región de Murcia (incluidos en el trabajo y en el anexo de figuras y tablas), así como un último apartado en el que se pretenden identificar las regiones óptimas para el Fracking en España (10 a 15 de Junio de 2014).

4. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES Y DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

La exploración y explotación de recursos no convencionales (gas y/o petróleo) mediante la fracturación hidráulica se remonta a mediados del siglo XX (en EEUU), con producciones siempre marginales. En cambio, a partir de los años ochenta y noventa la producción de estos recursos, gracias al fracking, experimentó un gran avance principalmente en EEUU y Canadá, siendo ambos países prácticamente los únicos en los que se ha utilizado hasta la actualidad. Dicho avance estuvo motivado por la innovación introducida en la técnica, a los materiales y maquinaria empleados, las normas de seguridad, etc. (García-Portero, 2012).

Concretamente se estima que el fracking ha sido ya utilizado en más de un millón de perforaciones para producir hidrocarburos, más de cien en Europa en la última década. De este

modo, el volumen de gas no convencional producido hasta la actualidad, usando esta técnica, alcanza los 600 tcf², lo que equivale al consumo español de 500 años (García-Portero, 2012).

En los sucesivos apartados se analizarán los lugares donde los recursos no convencionales, y por ende la fracturación hidráulica, han tenido o pueden tener mayores resultados, haciendo por último especial mención al contexto de la misma en el territorio español.

4.1.Principales yacimientos de gas no convencional en el ámbito internacional

En este apartado se analizan, por países, los yacimientos de gas no convencional que han tenido mayor relevancia durante las últimas décadas en el contexto internacional, así como aquellos en los que se estima un potencial de recursos no convencionales considerable, siendo todos ellos susceptibles de ser explorados y explotados mediante fracking (Figura 1).

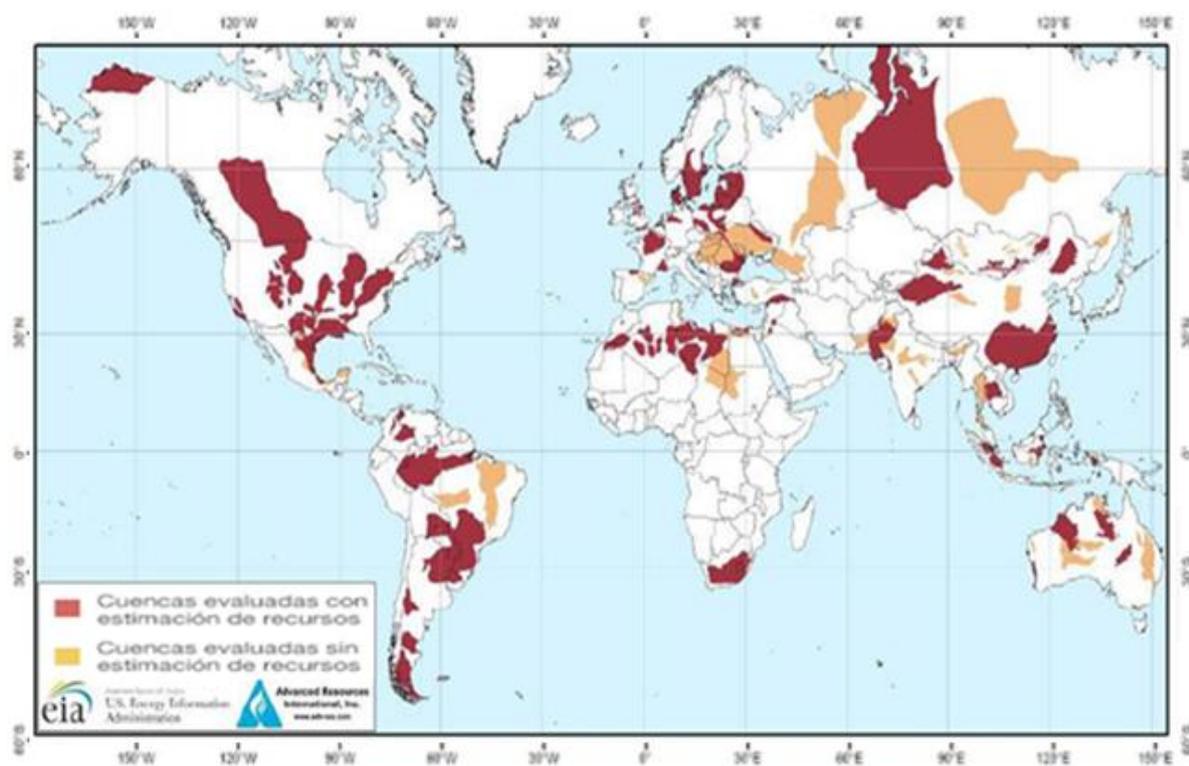


Figura 1. Mapa de cuencas con formaciones evaluadas de petróleo y gas de esquisto, mayo 2013. Fuente: United States basins from U.S. Energy Information Administration and United States Geological Survey, others basins from ARI based on data from various published studies. Extraído de: U.S. Department of Energy, 2013.

La Figura 1, y las incluidas en el anexo de figuras y tablas³, reflejan una abundancia de reservas no comparables con las de cualquier otro recurso extractivo, lo que no es de extrañar ya que dichos mapas contemplan el 60% de las rocas sedimentarias, a nivel global, como probables rocas madre de hidrocarburos. Por lo tanto, no se deben identificar dichas cuencas con reservas de gas no convencional que sean realmente explotables (Matesanz-Caparroz,

²Tcf: trillones de pies cúbicos = millones de millones en la acepción anglosajona (García-Portero, 2012).

³Figuras 5 a 8 anexo de figuras y tablas.

2013). Esta circunstancia a menudo suele ser obviada por las empresas (lobbies) que incentivan a los países a invertir en tales recursos argumentando que las reservas de gas no convencional ya han superado a las de gas convencional (García-Portero, 2012).

No obstante, un aspecto fácilmente apreciable con estos mapas es la igualitaria distribución que los recursos no convencionales presentan, a nivel global, frente a los convencionales (más localizados geográficamente). Dicha deslocalización puede repercutir favorablemente en las economías nacionales disminuyendo los desequilibrios globales, en el comercio, de los países energéticamente dependientes (Álvarez-Fernández et al. 2013) siempre que posean la tecnología para explotar tales recursos.

4.1.1. Estados Unidos (EEUU)

Estados Unidos ha sido tradicionalmente el principal impulsor de la fracturación hidráulica gracias a la cual obtiene a día de hoy las mayores producciones, a nivel global, de gas y petróleo procedentes de yacimientos no convencionales. En dicho país, por lo tanto, la exploración y producción de gas de esquisto se halla absolutamente consolidada, siendo según García-Portero (2012) un proceso viable desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental. Concretamente la explotación de los citados recursos, mediante fracking, se ha desarrollado en más de treinta Estados (Rubio, 2012) como Ohio, Arkansas, Louisiana u Oklahoma remontándose incluso a los años noventa con producciones comerciales en Texas y Pensilvania (Comisiones Obreras, 2012; Moreu-Carbonell, 2012; Simonelli, 2014). De hecho, algunas regiones, en las que se realiza la técnica, presentan elevados déficits hídricos (sequía), como Texas, Colorado o parte de California las cuales acaparan más del 90% de los pozos de fracking⁴, lo que puede acarrear serios problemas para las mismas puesto que en 2011 ya se habían perforado más de 50.000 pozos de gas de esquisto en dicho país (Lechtenböhmer et al. 2011). A continuación, se muestran las exploraciones más antiguas, así como los principales yacimientos de recursos no convencionales⁵, la mayoría de los cuales se extienden en torno a la cordillera de los Apalaches (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010):

•En **1821**, en la localidad de **Fredonia** (Estado de Nueva York) se perforó un pozo comercial de gas de lutitas en la formación *Dunkirk Shale*, del Devónico, cuyo gas producido, junto con el de otros pozos, fue utilizado para abastecer establecimientos e iluminar la ciudad. Los caudales medios por pozo fueron de unos $1,7 \times 10^{-8}$ a $2,1 \times 10^{-8}$ tcf/día (Álvarez-Fernández et al. 2013; Matesanz-Caparroz, 2013). Sin embargo, se desconoce si la técnica de perforación empleada fue el fracking o la tecnología convencional.

⁴Fuente: http://www.eldiario.es/sociedad/fracking-gasto-agua_0_231327466.html.

⁵Figuras 9 y 10 anexo de figuras y tablas.

- Entre **1860** y **1920** el gas natural no convencional producido en la cuenca de los **Apalaches** y en **Illinois**, se destinó a las ciudades próximas a los campos de producción (Gordon, 2012). De nuevo se desconoce si en dichas explotaciones se utilizó el fracking.

- La primera reseña histórica del uso de la fracturación hidráulica data de **1946** en una explotación de hidrocarburos, al suroeste de Kansas, en el **yacimiento petrolífero Hugoton** (Gordon, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013).

- En **1981** la firma Mitchell Energy realizó el primer pozo de gas de esquisto, con perspectivas de encontrar un yacimiento no convencional, cuya producción fue tan sólo de $9,99 \times 10^{-4}$ tcf. Dicha perforación, denominada Slay 1, se situó en el vértice SO del Condado de Wise (Texas) en la formación geológica **Barnett** (Álvarez-Fernández et al. 2013) considerada una de las pioneras en producir gas no convencional. Se trata de un yacimiento de lutita negra con gas del Carbonífero (García-Portero, 2012) de 12.000 km^2 de superficie y de unos 2 km de profundidad que se extiende por 17 condados de la cuenca de Fort Worth (Texas). Los sedimentos que la componen, ricos en materia orgánica (Carbono Orgánico Total entre 4 y 8% según Matesanz-Caparroz, 2013), tienen un espesor de 120 a 240 metros. En **1986** se utilizó por primera vez el fracking a gran escala en dicha formación, mientras que la primera prospección horizontal data de **1992** (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010). De este modo, durante la década de los 80 y principios de los 90, Mitchell Energy realizó avances en la técnica del fracking con diseños de fracturas más profundas, identificación de yacimientos, mejora de la perforación horizontal y reducción de los costes de la fracturación con el fin de que la cuenca Barnett fuera más rentable. Así mismo, se perfeccionó la tecnología para extraer gas de arenas compactas extendiéndose también a otras áreas con reservorios abundantes (Gordon, 2012; Lavelle, 2013).

Durante **2003** y **2004** el gas producido en la cuenca sobrepasó los niveles más altos del gas de esquisto de poca profundidad procedente de los registros históricos de las reservas situadas en los Apalaches de Ohio y en la cuenca Antrim de Michigan. Por otro lado, si bien en aquellos años la producción en EEUU se situaba en los 2×10^{-3} tcf/día de gas de esquisto, entre **2005** y **2010** sólo el gas generado en Barnett alcanzaba 5×10^{-3} tcf/día (Gordon, 2012). De hecho en 2010 la cuenca produjo más del 6% del gas natural de EEUU (1,41-1,59 tcf/año) gracias al funcionamiento de más de 10.000 pozos de gas, por lo que es considerada uno de los mayores campos de gas terrestres en EEUU (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010). Por último, decir que aunque hoy día dicha cuenca suministre alrededor del 7% del gas natural estadounidense (García-Portero, 2012) el desarrollo de la misma, a lo largo de 20 años, tuvo una progresión lenta, en cuanto al aprovechamiento del gas se refiere, hasta principios del siglo

XXI cuando su éxito económico fue espectacular gracias a la estimulación de las fracturas con agua, la perforación horizontal⁶, etc (Álvarez-Fernández et al. 2013).

•Además de la Barnett, la otra gran formación de gas de esquisto que posee EEUU es la **Marcellus** con una superficie, similar al Reino Unido, de 246.000 km². Situada a unos 2 km de profundidad bajo los montes Apalaches, se extiende desde el suroeste de Nueva York, a través de Pennsylvania, hasta el oeste de Maryland, West Virginia y el este de Ohio⁷. Destacar que dichos estados albergan prácticamente las mayores densidades poblacionales de EEUU como por ejemplo el de Nueva York, cuyo subsuelo recoge el 20% de esta formación (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; Lavelle, 2013; Simonelli, 2014; Soeder & Kappel, 2009). En cuanto a la geología, la pizarra de Marcellus es una roca sedimentaria de más de 350 millones de años, teniendo su porción inferior (del Devónico) gran espesor. Dicho sedimento fue depositado por un delta de río, cuyos restos ahora constituyen las montañas Catskill en Nueva York. La materia orgánica incluida en esta pizarra se comprimió y calentó en las profundidades formando hidrocarburos. Concretamente Marcellus posee al este una parte más gruesa (formada por sedimentos de arenisca, limolita, y pizarra) y otra más delgada al oeste (de esquisto negro con grises orgánicos intercalados). Este esquisto se depositó en sedimentos ricos en materia orgánica de forma previa a la llegada de los citados sedimentos del Devónico siendo enterrado bajo ellos. Por tanto, aunque el esquisto alberga reservas considerables de gas no convencional éstas se localizan muy por debajo de la superficie (Gordon, 2012; Soeder & Kappel, 2009).

Por otro lado, desde mediados de **1970** hasta principios de los **ochenta** el Departamento de Energía de EEUU (DOE) financió los proyectos de gas de esquisto (EGSP) que pretendían evaluar los recursos de Marcellus, el gas recuperable y la tecnología más eficaz para extraerlo. Los resultados fueron contradictorios por lo que el DOE afirmó que la estimulación había sido escasa para alcanzar una producción comercial de este gas. Puntualizó sin embargo, que las mayores producciones procederían de estimular formaciones específicas con fracking. A pesar de ello, años después, el Instituto de Gas y Tecnología, en Chicago, anunció el gran potencial del gas localizado en el esquisto de Marcellus: de unos 0,75 m³ gas/m³ roca (Soeder & Kappel, 2009). Gracias al descubrimiento numerosas compañías se interesaron por la citada formación, de modo que en **2005** comenzó la producción de gas de esquisto usando idénticas técnicas, de fracturación y perforación horizontal, que las tratadas en Barnett. A partir de **2006**, se multiplicaron los pozos realizados por compañías petrolíferas, las cuales compran las tierras y

⁶Figura 11 anexo de figuras y tablas.

⁷Figura 12 anexo de figuras y tablas.

los derechos mineros a los propietarios de las mismas⁸ (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010). En **2008**, diversas investigaciones estimaron que se podrían extraer 363 tcf de gas de la pizarra de Marcellus, lo que abastecería a todo el país durante 15 años, ya que el consumo del mismo, en 2009, era de 23 tcf de gas natural/año (Soeder & Kappel, 2009). Dicho recurso podría ser aún mayor del inicialmente previsto, puesto que en **2010** se descubrió que el esquisto de Marcellus subyace en una amplia región situada al NE del atlántico, cerca de la Costa Este estadounidense (Gordon, 2012). Además, en **2011**, el Servicio Geológico de EEUU vaticinó 84,15 tcf de gas y 0,02 tcf de gas líquido, procedentes de esquistos del Devónico, no descubiertos hasta la fecha en dicha cuenca (Coleman et al. 2011). Por ello, es considerada la mayor formación de gas de esquisto de EEUU (Lavelle, 2013), lo que no significa que de ella se hayan extraído las mayores producciones del mismo.

• Junto con Barnett y Marcellus, EEUU posee otras formaciones geológicas relevantes que fueron exploradas con posterioridad a las anteriores. Se trata de: **Fayetteville, Haynesville, Woodford, Antrim, New Albany, Lewis, Eagle Ford, Utica, Monterrey y Bakken**. Dichas cuencas han sido explotadas con rapidez para el gas de esquisto (Chermak & Schreiber, 2014), gracias a lo cual por ejemplo en Fayetteville la producción de este gas (que comenzó en 2006) alcanzó en cuatro años los niveles que en el caso de Barnett requirieron un periodo cinco veces mayor (Álvarez-Fernández et al. 2013). Además, las citadas explotaciones se vieron impulsadas ya que, al igual que en Marcellus, numerosas compañías petrolíferas compraron los derechos mineros y los terrenos a los propietarios aumentando así el número de pozos perforados⁹ (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010). Concretamente de las cuencas en explotación con fracking, en 2013, se consideraron las más productivas la formación Bakken en Dakota del Norte y la Eagle Ford al oeste de Texas¹⁰, aunque destacó también el yacimiento Monterrey (California) que, con 2,24 tcf de gas, equivale al 50% de las reservas de Arabia Saudita¹¹. Por otro lado, según diversas publicaciones de entre 2001 y 2011, gracias a los avances en la técnica del fracking, la producción de gas no convencional en dichas cuencas no creó prácticamente afecciones negativas al entorno, como las conocidas sobre acuíferos o sismos, aunque en algunos casos se admite que las fracturas generadas activaron fallas geológicas preexistentes (García-Portero, 2012).

En cuanto a los recursos no convencionales en EEUU, señalar que: el más ampliamente explotado ha sido el gas de esquisto (**shale gas**) que, pese a ser producido comercialmente

⁸Figura 13 anexo de figuras y tablas.

⁹Figura 14 anexo de figuras y tablas.

¹⁰Fuente: <http://www.spaingbc.org/detalle-noticia.php?id=58>.

¹¹Fuente: <http://www.hablandodeciencia.com/articulos/2013/02/11/una-breve-revision-sobre-el-estado-de-la-ciencia-con-el-fracking>. Ver Figura 15 anexo de figuras y tablas.

desde principios del siglo XXI, supuso en 2010 el 23% del gas natural estadounidense (4'87 tcf) procediendo únicamente de las principales formaciones geológicas. Así mismo, se prevé que alcance el 49% en 2035. Sin embargo, en 2012, la Administración de Información Energética de EEUU percibió una ligera bajada en la producción de shale gas debida a los cada vez mayores impactos ambientales negativos que el fracking ha generado, los cuales son recogidos por la Agencia de Protección Ambiental de EEUU (EPA) o por entidades independientes. Tras el shale gas, el recurso más explotado ha sido el **CBM**, cuyas primeras perforaciones datan de los años setenta, aunque los rendimientos no fueron considerables hasta los ochenta. A finales de 2001, se habían realizado 165 pozos con una producción de $5,99 \times 10^{-3}$ tcf de gas alcanzando en 2012 el 7,5% del gas natural norteamericano. Junto a estos, destaca el desarrollo del **tight gas**¹² por lo que la producción conjunta de los tres recursos, teniendo además en consideración el resto de reservas no convencionales de menor entidad, alcanzó en 2012 el 49% de la producción nacional de gas (Álvarez-Fernández et al. 2013; García-Portero, 2012; Moreu-Carbonell, 2012). De este modo, se estima en 827,49 tcf el potencial de gas no convencional en EEUU, gracias al cual dicho país podrá ser exportador neto de gas dentro de 10 años (Lavelle, 2013; Marzo, 2014) y asegurarse el suministro de éste durante los próximos 90 años. Adicionalmente, el éxito del fracking en EEUU se justifica en que: actualmente el coste de extraer gas no convencional es similar al del gas convencional, el precio del gas nacional ha bajado un 44%, se han generado 2,1 millones de empleos (directos e indirectos), se han ingresado 75.000 millones de \$ en impuestos, incrementándose en 283.000 millones de \$ el producto interior bruto (Poneman et al. 2013). Por tanto, las previsiones de crecimiento gracias al gas no convencional son claras para las próximas décadas en EEUU. Sin embargo, la disparidad de datos entre diferentes estimaciones es notable¹³.

4.1.2. *Canadá*

Actualmente, de las 35.000 operaciones de fracking realizadas al año en todo el mundo, Canadá es junto con EEUU el país que presenta mayor número (García-Portero, 2012), debido a que, según las estimaciones de la Agencia de la Energía de EEUU, en Canadá las reservas de gas de pizarra son considerables, lo que se ve apoyado en dicho país por una infraestructura para la producción y exportación de gas natural bien desarrollada (Comisiones Obreras, 2012).

La perforación horizontal, ayudada además de un drenaje gravitacional asistido (ideado en 1969 por el canadiense Roger Butler), fue utilizada por primera vez en Canadá en 1975 en Cold Lake (Matesanz-Caparroz, 2013). Sin embargo, no fue hasta 2005 cuando comenzó, en la

¹²Figuras 16 y 17 anexo de figuras y tablas.

¹³Figura 18, 19 y 20 anexo de figuras y tablas.

cuenca del Montney Trend (con la explotación de tight gas y shale gas), la primera producción de gas de esquisto, seguida en 2007 de las operaciones realizadas en la cuenca Horn River (exclusivamente de gas de esquisto). Así mismo, el interés de la industria por otros yacimientos canadienses de esquisto y arena compacta comenzó en el mismo periodo en Alberta, New Brunswick, Québec y Nueva Escocia¹⁴ incrementándose significativamente desde entonces las actividades en las mismas (Rivard et al. 2014). Estos yacimientos se analizan detalladamente a continuación:

•**Columbia Británica (Oeste de Canadá).** En la actualidad (2014), la mayor parte del gas natural no convencional en Canadá se produce al norte del estado de Columbia Británica que presenta cuatro lugares activos: la cuenca Horn River (de la que se extrae gas en esquistos del Devónico), el Montney Trend (Lutitas y limolitas del Triásico), ambas consideradas los mayores yacimientos de esquisto de Canadá (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010), y en menor medida, la ensenada Cordova y la cuenca del Liard (Rivard et al. 2014).

•**Alberta (Oeste de Canadá).** Debido a la deflación de los precios del gas, la actividad del sector en Saskatchewan y Alberta se orienta en 2014 hacia petróleo y gas convencionales, así como arenas bituminosas (Rivard et al. 2014), cuya explotación a cielo abierto, aunque comenzó en Alberta en 1967, se mantiene actualmente en pleno auge y expansión. Gracias a ello abastece parte de la demanda energética de Canadá y EEUU, pese a provocar controversia por la contaminación que genera (Matesanz-Caparroz, 2013). De hecho, sólo en dicho distrito las reservas de estas arenas alcanzan los 0,98 tcf, lo que equivale a las reservas de petróleo convencional de Arabia Saudita (García-Portero, 2012).

Por otro lado, según Rivard et al. (2014) Alberta presenta en 2014 los siguientes lugares activos: la región Duvernay (donde se explotan pizarras ricas en gas líquido del Devónico) y parte del Montney Trend (lutitas del Triásico).

•**Nueva Brunswick (Este de Canadá).** En esta provincia, que fue una de las primeras jurisdicciones en América del Norte para el desarrollo de petróleo y gas, se han extraído principalmente los recursos no convencionales de arenas compactas desde los años noventa. En cuanto a los yacimientos activos actualmente destacan en Nueva Brunswick: el campo McCully tight, al sur de la provincia con una producción de gas de esquisto del Carbonífero, así como Frederick Brook donde se han evaluado recientemente lutitas con potencial de gas natural incluidas en las formaciones de esquisto de dicho lugar, cuyos resultados han sido contradictorios (Rivard et al. 2014).

¹⁴Figura 21 anexo de figuras y tablas.

•**Nueva Escocia (Este de Canadá).** Actualmente, en Nueva Escocia, no se encuentra en funcionamiento ninguna actividad de exploración de esquistos, ya que los cinco pozos de exploración vertical perforados en las pizarras de Horton Bluff no registraron éxitos.

•**Québec (Este de Canadá).** Hoy en día, en el sur de Québec se evalúan lutitas con potencial de gas natural que incluyen el esquisto de Utica del Ordovícico superior. Sin embargo, hasta la fecha no se tienen noticias de extracciones de gas no convencional en la citada región.

Para terminar, destacar que en Canadá, hasta 2014, se han perforado más de 500.000 pozos de petróleo y gas natural¹⁵, de los cuales más de 375.000 están situados en Alberta (Rivard et al. 2014). Este elevado número de perforaciones se hace posible gracias a que, para EEUU y Canadá, el coste medio de un pozo profundo completado puede situarse entre 6.000 y 9.000 \$ incluyendo varios intervalos de estimulación. Dicho coste sería notoriamente inferior en pozos para explotar CBM, que también ha sido extraído en Canadá, gracias a que se localiza a menor profundidad, mientras que en Europa debido al escaso desarrollo de la tecnología e infraestructura de fracking los citados costes son significativamente superiores (Álvarez-Fernández et al. 2013). Aun así, no deben relacionarse dichas perforaciones únicamente con recursos no convencionales, ya que en el país el 95% del gas natural se produce a partir de fuentes convencionales, procediendo el 5% restante de no convencionales. En cualquier caso, gracias a ambas tipologías de recursos Canadá es en 2014 el tercer mayor productor de gas natural del mundo (en 2012 produjo 60,7 tcf) y el cuarto exportador más grande. Dichas cifras pueden mejorar ya que posee 568,85 tcf de shale gas (Marzo, 2014; Rivard et al. 2014).

4.1.3. México

México incluyó en 2013 el gas de esquisto entre las prioridades de su plan energético nacional, y proyecta producirlo comercialmente, aunque los resultados están aún por concretar. Además, tomando como referencia el éxito económico de la técnica en EEUU, pretende acercarse al mismo y recortar las diferencias entre ambos países (Lozano-Maya, 2013).

Concretamente el creciente interés de México por el desarrollo del gas no convencional estuvo condicionado por la valoración favorable que la Agencia Norteamericana EIA hizo en 2011 tasando en **681** tcf los recursos no convencionales del país, un volumen aproximadamente 57 veces superior a las reservas de gas natural con las que contaba México en 2010, y que junto con las reservas de gas no convencional de EEUU y Canadá suponen un total de 2.099 tcf. Se sitúan así el 23% de las mismas, a nivel global, en América del Norte. Estas cifras supondrían no sólo una nueva fuente de ingreso para el país, sino un medio para paliar los gastos generados

¹⁵Figura 22 anexo de figuras y tablas.

por su cada vez mayor demanda energética, ya que México es un importador neto de gas natural. Dicha demanda ha crecido un 78% desde el año 2000 hasta el 2010, lo que equivale a un aumento del 5,9% de la misma al año. Sin embargo, difícilmente México podría llegar al éxito de los EEUU, al no contar con la infraestructura y tecnologías necesarias para ello, aunque su política y legislación no parecen encontrar inconvenientes al fracking (Álvarez-Fernández et al. 2013; Lozano-Maya, 2013).

4.1.4. Argentina

Actualmente las estimaciones indican que Argentina posee **798,7** tcf de recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto (Marzo, 2014)¹⁶. Destaca en 2011, la publicación del yacimiento de gas pizarra (lutitas) de Vaca Muerta (de 30.000 km²) que, según los primeros estudios, sería uno de los mayores fuera de América del Norte y situaría a Argentina entre los principales productores mundiales de hidrocarburos no convencionales durante las próximas décadas, ya que éste presenta cantidades apropiadas de carbono orgánico total¹⁷ (del 4%). Dicho yacimiento fue descubierto por la firma YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales), empresa estatal argentina creada en 1922, privatizada en 1992 y adquirida por el grupo Repsol. En 2012 el 51% de dicha empresa fue expropiada y nacionalizada por el Gobierno Argentino para volver a tener el control sobre los hidrocarburos de su territorio (Matesanz-Caparroz, 2013). En febrero de 2014, Repsol retiró el litigio interpuesto a Argentina ante el CIADI (Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones) de modo que renunció al 51% de YPF a cambio de 5.000 millones de \$ en bonos argentinos poniendo con ello fin a su presencia en el país¹⁸.

4.1.5. Resto de América del Sur

Según la Agencia de la Energía de Estados Unidos **Brasil** posee grandes reservas de gas de pizarra (244,26 tcf técnicamente recuperables) existiendo además en éste una infraestructura adecuada para la producción y exportación de gas natural (Comisiones Obreras, 2012; Marzo, 2014). Así mismo, le siguen de cerca **Venezuela** con 167 tcf **Paraguay** con 75 tcf y **Colombia** con 55 tcf de recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto¹⁶. Por lo tanto, en América Latina (considerando los citados países junto con Argentina) se encuentran, a nivel global, el 12,3% de los recursos de gas no convencional (Álvarez-Fernández et al. 2013). **Chile**, por su parte también presenta iniciativas al respecto como el “Proyecto Octopus” (liderado por

¹⁶Fuente:http://www.ecoport.com/TemasEspeciales/Energias/FrackingEE.UU.Y_la_fiebre_de_esquisto_en_America_Latina.

¹⁷Ver Glosario de Términos.

¹⁸Fuentes:<http://noticias.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/litigios-y-reglamentaciones/el-ciadi-cierra-el-procedimiento-de-arbitraje-entre-repsol-y-argentina> y <http://www.clarin.com/politica/Repsol-YPFrecibira-US-millones>.

Australis Power), o los 32 pozos propiedad de ENAP para explorar la existencia de gas no convencional en la región de Magallanes¹⁹.

4.1.6. Rusia

Tradicionalmente Rusia ha tenido grandes reservas de hidrocarburos convencionales gracias a las cuales fue durante el siglo XX y principios del XXI el principal productor de gas natural del mundo. Sin embargo, desde 2009 EEUU ha conseguido suplir a Rusia en la primacía de dicho recurso, debido al incremento que ha supuesto en Norteamérica la producción de gas no convencional por medio del fracking (García-Portero, 2012; Moreu-Carbonell, 2012). De hecho, importantes compañías gasistas de Rusia (caso de Gazprom) han sido seriamente damnificadas por la bajada del precio del gas natural, gracias al fracking, situándose en EEUU en su nivel más bajo desde 2002 (Rubio, 2012). Ante este panorama, Rusia se ha visto obligada a explorar sus reservas de hidrocarburos no convencionales para aumentar sus 284,39 tcf de shale gas (Marzo, 2014). Concretamente las evaluaciones de gas y petróleo procedentes de esquisto se centraron en la **cuenca de esquisto de Bazhenov**²⁰ en Siberia Occidental que con 2.201.489,8 km² es la cuenca de petróleo con mayor superficie del mundo, razón por la que casi el 67% del petróleo producido hoy día en Rusia procede de grandes campos situados en la misma. La cuenca se localiza entre los montes Urales al oeste y el río Yenisei al este, extendiéndose por la meseta central de Siberia y al norte bajo el mar de Kara. El extremo meridional llega incluso a la frontera con Kazajstán. Las formaciones más relevantes que presenta son pizarras silíceas (fuente principal de gas y petróleo convencionales en la misma), areniscas del Cretácico, depósitos marinos del Jurásico superior, etc. En dicha cuenca se estiman 6,97 tcf de petróleo de esquisto, con 0,42 tcf técnicamente recuperables de este recurso, y además 1.920 tcf de gas de esquisto, con 285 tcf del mismo técnicamente recuperables.

Así mismo, se examinaron otras cuencas de esquisto como la **Timan Pechora**, que posee una superficie terrestre de unos 315.978,5 km² en el Círculo Polar Ártico (norte de Rusia). Su principal roca madre es el esquisto rico en materia orgánica del Devónico Superior en la Formación Domanik. Aunque hasta la fecha no se ha publicado la evaluación de los recursos no convencionales con los que ésta dispone, las primeras estimaciones invitan al optimismo ya que la citada cuenca, junto con la región del Volga-Urales y la cuenca del Sakhelin, produce un tercio del petróleo ruso convencional (U.S. Department of Energy, 2013).

¹⁹Fuente: <http://www.lasegunda.com/Noticias/Economia/2014/03/924358/El-avance-de-shale-gas-a-Chile>.

²⁰Figura 23 anexo de figuras y tablas.

Por último, Rusia también contempla la posibilidad de explorar nuevos campos ubicados en zonas remotas como la **Península de Yamal** en Rusia²¹ o incluso zonas offshore (mar adentro) del Ártico (Álvarez-Fernández et al. 2013).

4.1.7. China

Actualmente, las prioridades de China se centran en paliar el cambio climático y reducir la dependencia de las importaciones energéticas, ya que, pese a ser el principal productor mundial de carbón (Lavelle, 2013), debido al rápido crecimiento registrado en las últimas décadas, hoy día, es uno de los países con mayores demandas energéticas. Lógicamente estos argumentos justifican la explotación de recursos no convencionales en dicho país, que se encuentra además influenciado por el desarrollo masivo del gas de esquisto en EEUU, por informes a priori demasiado optimistas de la agencia norteamericana EIA en los que se vaticinaba que los mayores recursos de gas de esquisto se localizan en China, seguida de EEUU y Argentina²², y por la negativa aceptación del pueblo chino a la energía nuclear tras el accidente de Fukushima. En consecuencia, el gobierno chino estableció un ambicioso plan para producir 0,23 tcf de gas de esquisto en 2015 y desde 2,12 hasta 3,53 tcf en 2020, recibiendo 13 provincias prioridades para la explotación de este gas. Además, en 2011 el CBM alcanzó los 0,35 tcf (Marzo, 2014).

A pesar de ello, la apuesta en China por los recursos no convencionales se presume ardua, ya que en 2011 el gas natural tan sólo supuso el 5% del suministro energético nacional, representando el carbón un 68,4%, el petróleo un 18,6% y las energías renovables el 8% restante. Aun así, las estimaciones de los líderes chinos apuntan que el gas de esquisto podría impulsar el gas natural y aumentar el 5% del 2011 a un 10% en 2020, supliendo con ello el consumo de carbón en todo el país. De hecho el Ministerio de Tierras y Recursos Naturales estima que las reservas de gas de esquisto en China son de 881,4 tcf, siendo por tanto superiores a las de gas natural convencional. Una consideración anterior del Departamento de Energía de los EEUU fue de 1.269,23 tcf, lo que posiciona a China como el mayor país del mundo en reservas de gas de esquisto. Dicha circunstancia no es de extrañar ya que, junto a Rusia, concentra casi el 43% del gas no convencional mundial (Álvarez-Fernández et al. 2013; Wang et al. 2014). Así mismo, otras fuentes indican que China posee 1.115 tcf de recursos no convencionales²³.

²¹Figura 24 anexo de figuras y tablas.

²²Sin embargo, dichas evaluaciones pronto quedaron obsoletas ya que tras realizar numerosas exploraciones, se constató la existencia de recursos mayores a los inicialmente pronosticados, como ocurrió por ejemplo en Reino Unido (Álvarez-Fernández et al. 2013). Ver figura 25 anexo de figuras y tablas.

²³Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/internacional/13/06/18/el-gobierno-de-ee-uu-cree-que-en-espana-solo-hay-una-octava-parte-del-shale-gas-previsto-por-la->.

Por lo tanto, la explotación del gas de esquisto progresará gracias a los ambiciosos objetivos del gobierno, que sin embargo debe enfrentarse a la insuficiencia técnica del país al respecto, la inexperiencia en perforación, operaciones de extracción realizadas con resultados negativos, una infraestructura sin construir, un mercado cuyos precios aún no han asimilado la deflación debida al gas no convencional, la escasez y contaminación del agua, así como otros perjuicios ambientales, considerando además que debido al rápido crecimiento se ha producido un deterioro y merma de los recursos naturales nacionales. Por ello, las iniciativas de gas de esquisto en curso deben ser reevaluadas valorando los impactos eco-ambientales y sociales que generarían en China (Vengosh et al. 2013; Wang et al. 2014).

4.1.8. Países del Sur de Asia

En la actualidad la **India, Afganistán, Pakistán, Bangladesh, Srilanka y Myanmar** dependen enormemente del petróleo importado desde países de Oriente Medio²⁴, los cuales debido a la inestabilidad regional que presentan no suponen una fuente fiable de recursos. Por este motivo y por diversos factores como el aumento de la demanda energética, la disminución de los recursos (ya que el 75% de las importaciones de petróleo las consume el sector del transporte), la creciente inestabilidad en la subida de los precios del crudo, etc. las citadas naciones deben invertir en recursos alternativos para satisfacer sus necesidades energéticas futuras. Dichos países sostienen además que los recursos de gas no convencional suponen una transición entre las energías fósiles y las renovables. Aun así, pese a las intenciones de estos países por saciar sus demandas energéticas, mediante la inversión en recursos no convencionales, hay tres grandes factores que constituyen serios inconvenientes: la falta de infraestructura, la escasez y mala gestión de recursos como el agua y las insuficientes inversiones en las economías nacionales. Por lo tanto, la preocupación de estos países se enfoca a localizar recursos, al transporte de los mismos²⁵, a la seguridad de las importaciones, la presencia naval, la infraestructura especializada, etc (Raajiv-Menon, 2014).

4.1.9. Otros países

La Agencia de la Energía de EEUU estima que las reservas de gas de pizarra en **Australia** (433,79 tcf), **Argelia** (702,91 tcf; Marzo, 2014)²⁶ y **Libia** son considerables, existiendo además en los mismos una infraestructura para la producción y exportación de gas natural. Por el contrario, considera que **Turquía** debería extraer sus recursos de gas pizarra, ya que presenta una elevada dependencia de las importaciones de gas natural, tiene algunas infraestructuras de

²⁴Oriente Medio alberga tan solo, a nivel global, el 5,7% del gas no convencional (Healy, 2012).

²⁵Figuras 26 y 27 anexo de figuras y tablas.

²⁶Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/internacional/13/06/18/el-gobierno-de-ee-uu-cree-que-en-espana-solo-hay-una-octava-parte-del-shale-gas-previsto-por-la->.

producción del mismo y las estimaciones indican que las reservas de gas no convencional son significativas (Comisiones Obreras, 2012). Así mismo, **Sudáfrica** cuenta con 387,35 tcf de gas de esquisto (Marzo, 2014)²⁷, pero la infraestructura desarrollada al respecto es insuficiente.

Destacar que algunas compañías gasistas de Argelia (Sonatrach) se han visto afectadas por la explotación masiva del gas no convencional en EEUU durante los últimos años, que ha trastocado el mercado gasista mundial dependiente, en gran medida, de las demandas norteamericanas. Del mismo modo, países como **Qatar** o **Arabia Saudí** han tenido que abandonar gran parte de sus planes de construcción de gaseoductos y comprar barcos para transportar el gas natural donde se encuentre la demanda. Además, el FMI advirtió que Argelia podría sufrir complicaciones si el gas no convencional se explota masivamente en Europa, lo que podría tener repercusiones negativas para España, comprador de gas natural argelino (Rubio, 2012). La otra cara de la moneda la constituyen países como Chile o **Japón** que hoy día compran gas natural licuado americano, procedente de fuentes no convencionales²⁸. En concreto Japón ha empezado a evaluar sus reservas de hidratos de metano, ya que en 2014 ha cerrado buena parte de sus centrales nucleares²⁹.

En cuanto a Australia, las estimaciones indican que posee, al igual que la India o China, gran potencial de gas no convencional, pudiendo ser estos los siguientes países en desarrollarlos a gran escala. De hecho, no se descarta que la explotación del CBM (en 2011 produjo 0,21 tcf)³⁰ pueda permitir que en el 2035 Australia desplace a Qatar como primer exportador mundial de gas natural licuado (Álvarez-Fernández et al. 2013; Marzo, 2014). En el país australiano es especialmente relevante la Cuenca Cooper con gran potencial de recursos carbonosos que albergan shale gas en depósitos terrestres. Por último, recientemente se han formalizado nuevas iniciativas de exploración de gas no convencional en **Nueva Zelanda** (U.S. Department of Energy, 2013; Vengosh et al. 2013).

4.2.Principales yacimientos y proyectos de gas no convencional en el ámbito europeo

En la actualidad, y en comparación con las grandes reservas recién mostradas, los recursos de gas no convencional en Europa son demasiado reducidos como para ser explotados comercialmente. Aun así, los permisos de exploración y explotación solicitados y concedidos en la UE se han multiplicado. Las reservas de dichos recursos se sitúan en tres grandes áreas, según la Agencia Internacional de la Energía: 1-este de Dinamarca y sur de Suecia hasta el este

²⁷Fuente:http://www.ecoportel.net/Temas_Especiales/Energias/FrackingEE.UU._Y_la_fiebre_de_esquisto_en_AmericaLatina.

²⁸Fuente:<http://www.lasegunda.com/Noticias/Economia/2014/03/924358/El-avance-de-shale-gas-a-Chile>.Glosario términos.

²⁹Fuente:<http://www.nationalgeographic.es/noticias/medio-ambiente/el-fracking-un-posible-peligro-para-la-salud>.

³⁰Las reservas mundiales de CBM son muy significativas desde 2012, habiéndose extraído principalmente en EEUU y en menor medida en Australia (García-Portero, 2012). Figura 28 anexo de figuras y tablas.

de Polonia; 2-noroeste del Reino Unido, atravesando los Países Bajos y el noroeste de Alemania hasta el sudoeste de Polonia; y 3-sur de Reino Unido hasta el norte de Francia, Países Bajos, Alemania y Suiza (Figura 2, Moreu-Carbonell, 2012).



Figura 2. Recursos no convencionales (shale gas) en Europa. Fuente: Energy Information Administration (EIA) of United States. Extraído de: Matesanz-Caparroz, 2013.

Por tanto Francia, Polonia y Estonia poseen los mayores yacimientos no convencionales de Europa, seguidos de Noruega, Ucrania, Suecia, Dinamarca y Reino Unido. Sin embargo, por las prohibiciones impuestas al fracking y la escasez de fondos para implementarlo, no son los países que más recursos presentan los pioneros en la extracción del gas no convencional, sino que lo son principalmente Polonia, Bulgaria y Reino Unido (Comisiones Obreras, 2012).

Destacar además que en los últimos años se han sucedido las investigaciones enfocadas a este campo, estando subvencionadas tanto desde el ámbito público como desde el privado (en algunos casos ambos bajo la influencia de lobbies³¹) motivo por el cual se han proporcionado cifras desorbitadas de las reservas no convencionales en Europa. Un ejemplo es la iniciativa de carácter científico empresarial Gas Shale in Europe (GASH), que surgida en 2009, es considerada el primer proyecto a gran escala para determinar el gas pizarra explotable en Europa con un horizonte de tres años. Dicha iniciativa estuvo compuesta por empresas, universidades y entidades geofísicas de diferentes países (Matesanz-Caparroz, 2013)³².

³¹Grupos de presión integrados por las grandes empresas transnacionales que influyen en decisiones políticas.

³²Destacan otras investigaciones como las elaboradas por el Instituto Francés del Petróleo y GFZ alemán, las universidades de Aachen y Newcastle, o empresas como Bayerngas, Exxon, Gas de France, Repsol, Schlumberger, Statoil, etc (Matesanz-Caparroz, 2013).

4.2.1. Polonia

Actualmente Polonia, con el 29% de los recursos no convencionales en Europa (menos del 3% de las reservas mundiales), es el país europeo más activo en la exploración del gas no convencional, iniciada en 2007, ya que de cumplir sus objetivos de explotación comercial del gas pizarra a partir del 2014 conseguiría terminar con la dependencia energética de Rusia (Comisiones Obreras, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013), de la que hoy día importa el 70% del gas y más del 80% del petróleo. Además, los estudios de diversos organismos de relevancia internacional incitan a Polonia a invertir en nuevas exploraciones. Por ejemplo, la Agencia de la Energía de los EEUU estima que la explotación del gas pizarra y de lutitas sería rentable ya que Polonia posee infraestructuras para producir gas natural, lo que abarataría los costes de las inversiones tecnológicas necesarias en el fracking. Así mismo, presenta una industria asentada de producción de petróleo y gas convencional, experiencia reciente en explorar CBM, apoyo público para el desarrollo del gas de esquisto, etc. siendo por ello el país con mejores perspectivas para desarrollar una industria viable de gas y petróleo de esquisto en la UE. Por su parte la Agencia Internacional de la Energía afirmaba, en 2012, que Estonia y Polonia son los países europeos con mayores reservas no convencionales localizándose en estos el 50% de las exploraciones realizadas en Europa (Moreu-Carbonell, 2012; U.S. Department of Energy, 2013; Vengosh et al. 2013).

Los principales materiales explorados datan del periodo jurásico (Mesozoico) y del Paleozoico, destacando de esta Era los depósitos marinos de esquisto asentados en lugares ricos en materia orgánica y enterrados entre los 1.000 y 5.000 m. Dichas formaciones se distribuyen en cuatro grandes cuencas: La **cuenca del Báltico**, al norte de Polonia, considerada la región más prospectiva; Las **cuencas Podlasie** y **Lublin** también presentan gran potencial, pero poseen fallas próximas entre sí que pueden limitar la perforación horizontal de esquisto. En estas cuencas también se han investigado rocas del Silúrico, Ordovícico y Cámbrico superior (Paleozoico). Por último, al suroeste del país se encuentra la **cuenca Monoclinal y horizontal-Sudetic**, menos reconocida, pero con recursos carbonosos que albergan shale gas en depósitos terrestres³³.

Los recursos no convencionales estimados en Polonia, a partir de las citadas formaciones, se sitúan entre los 187 tcf y los 148 tcf³⁴ de gas y alrededor de 0,01 tcf de petróleo de esquisto. Puesto que estas cuencas no se restringen únicamente al territorio polaco cabe destacar que en Lituania aportan unos 0,4 tcf de gas de esquisto y $1,68 \times 10^{-3}$ tcf de petróleo, mientras que en

³³Figuras 29 y 30 anexo de figuras y tablas.

³⁴Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/internacional/13/06/18/el-gobierno-de-ee-uu-cree-que-en-espana-solo-hay-una-octava-parte-del-shale-gas-previsto-por-la->

Kaliningrado suponen 2 tcf y $6,73 \times 10^{-3}$ tcf respectivamente. Por tanto, respecto al resto de Europa, Polonia presenta considerables reservas no convencionales, lo que no es de extrañar ya que hasta la fecha se han abierto en el país 40 perforaciones, teniendo previsto además una explotación comercial para 2015 (Álvarez-Fernández et al. 2013; U.S. Department of Energy, 2013)³⁵.

Por último, señalar que aunque las exploraciones iniciales ratificaron el potencial de recursos de esquisto, el Instituto Geológico Polaco desveló que estos son diez veces menores de lo inicialmente estimado, así como sus tasas de producción y calidad esperadas. En concreto Exxon Mobil abandonó las cuencas Lublin y Podlasie al presentar resultados negativos en dos ensayos verticales. Marathon y Talisman dejaron la cuenca del Báltico al quedar decepcionados con la calidad del yacimiento y con los resultados obtenidos. Sin embargo, otros estudios afirman que aún es pronto para descartar el amplio potencial de esquisto polaco, ya que dichos yacimientos en EEUU requieren perforar unos 100 pozos para obtener producciones adecuadas. Además, compañías de E & P siguen explorando los recursos de esquisto en más de 100 licencias. De hecho, la petrolera estatal PGNiG, poseedora de los mayores recursos de gas de esquisto del país, obtuvo resultados significativos en su primera estimulación (Moreu-Carbonell, 2012; U.S. Department of Energy, 2013).

4.2.2. Reino Unido

En Europa, Reino Unido es una de las regiones con mayor potencial de recursos no convencionales, después de Polonia, concentrándose los mismos en: la **cuenca de Pennine** al noroeste de Inglaterra, considerada una de las que presentan mayores reservas en el país. En el extremo oeste de la misma se localiza la **Sub-cuenca Bowland** con amplios depósitos de gas de esquisto. Otras áreas albergan parte de la **Región carbonífera del Norte** del Reino Unido conteniendo pizarras principalmente, mientras que las cuencas **Wessex y Weald**, al sur, poseen esquistos del jurásico³⁶.

Del análisis de estas cuencas se extrae que Reino Unido posee unos 25,35 tcf³⁷ de gas y $3,93 \times 10^{-3}$ tcf de petróleo ambos procedentes de esquistos. Sin embargo, un informe de la British Geological Survey, de 2014, afirma que hay entre 0,012 tcf y 0,048 tcf de petróleo al sur de Inglaterra, siendo solamente extraíble una parte de estas reservas, y entre 0,81 tcf y 2,29 tcf de shale gas al norte de Inglaterra³⁸, lo que resulta esperanzador ante la decreciente producción de

³⁵Fuente: http://www.eldiario.es/sociedad/fracking-gasto-agua_0_231327466.html.

³⁶Figura 31 anexo de figuras y tablas.

³⁷Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/internacional/13/06/18/el-gobierno-de-ee-uu-cree-que-en-espana-solo-hay-una-octava-parte-del-shale-gas-previsto-por-la->

³⁸Fuente: http://sociedad.elpais.com/sociedad/2014/05/25/actualidad/1401040962_280776.html.

los yacimientos de gas convencional del Mar del Norte (Álvarez-Fernández et al. 2013; Marzo, 2014; U.S. Department of Energy, 2013).

Debido a las citadas reservas y a las grandes facilidades que el gobierno inglés de David Cameron ha establecido para desarrollar el fracking, se prevé que al menos seis compañías de petróleo y gas realizarán exploraciones de gas de esquisto en el Reino Unido, aunque hasta la fecha sólo dos han perforado pozos de esquisto: la empresa UK-based Cuadrilla (con un 43% propiedad de la firma australiana AJ Lucas), ha sido la más activa, ya que perforó cuatro pozos de exploración de esquisto en la Sub-cuenca Bowland obteniendo buenos resultados, pese a que uno de los cuatro estimuló fallas activas cercanas. Sin embargo, en Blackpool, al noreste de Inglaterra, el primer pozo en ser estimulado generó, en 2011, dos sismos de 1,5 y 2,3 grados de intensidad en la escala Richter, circunstancia que alarmó a los geólogos de la explotación, puesto que la zona se caracteriza por una sismicidad ínfima, los cuales reconocieron su responsabilidad y cambiaron el proyecto. Por su parte IGAS Energy también ha perforado un pozo de esquisto en la subcuenca Bowland. Además, Aceite de la Costa y Gas Ltd, Celtique Energie, Dart Energy y Eden Energy están evaluando los recursos de esquisto en el Reino Unido, aunque aún no han perforado (García-Portero, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013; U.S. Department of Energy, 2013).

Por último, se puede concluir que actualmente Reino Unido posee una industria limitada de petróleo y gas en tierra convencional, que podría ser reforzada por los recursos de esquisto cuya base parece considerable. Sin embargo, las pruebas se hallan todavía en una fase temprana, ya que exceptuando las citadas las demás formaciones de esquisto permanecen sin perforar. Además, las únicas perforaciones realizadas han sido verticales. Este balance negativo se debe principalmente a la complejidad de la geología caliza del Reino Unido con numerosas fallas, al escaso control de la información geológica, a los elevados costes de perforación en comparación con EEUU, etc. (U.S. Department of Energy, 2013).

4.2.3. Europa del Este (Bulgaria, Rumania, Ucrania)

Desde hace unos años la exploración de esquisto avanza significativamente en Ucrania y Rumania, mientras que en Bulgaria está en vigor una moratoria sobre el mismo, por lo que únicamente se ha perforado un pozo de exploración de esquisto hasta la fecha (U.S. Department of Energy, 2013). Respecto a Ucrania, pese a estar sumida actualmente en un clima de crisis, la Agencia de la Energía de EEUU afirma que la extracción de gas pizarra es conveniente, ya que el país posee una elevada dependencia de gas natural de importación y alberga infraestructuras que podrían recibir y producir gas no convencional (Comisiones Obreras, 2012).

Los citados países presentan reservas considerables de gas de esquisto y petróleo en tres cuencas sedimentarias: la **cuenca Dnieper-Donets**, cuyos depósitos marinos de lutitas negras del Carbonífero Inferior alcanzan los 76,007 tcf, la **cuenca del antepaís de los Cárpatos**, con depósitos de esquistos del Silúrico (73 tcf), y la **Plataforma de Moesia**³⁹ (localizada en Rumania y Bulgaria) con 47,003 tcf de esquistos del Silúrico y del Jurásico. Así mismo, las estimaciones, por países, arrojan que Ucrania posee 128,007 tcf de recursos no convencionales; Rumanía 50,21 tcf; y Bulgaria 16,97 tcf (Marzo, 2014; U.S. Department of Energy, 2013)⁴⁰.

Por último, destacar que aunque en dichos países están en marcha numerosas evaluaciones de recursos no convencionales, actualmente no se ha publicado ninguna oficial al respecto, lo que resultaría esclarecedor, ya que la geología caliza de Europa del Este es compleja. No obstante, el número de fallas es menor que en otras partes de Europa. En cuanto a la actividad empresarial, las prospecciones de esquisto concedidas a Chevron en Rumanía y Bulgaria durante 2013 fueron suspendidas, mientras que la misma pretende extraer en la parte ucraniana que abarca la cuenca del antepaís de los Cárpatos. Además, en Ucrania la compañía Shell firmó, en 2013, un acuerdo de producción compartida en la cuenca Dnieper-Donets, con el que se compromete a aportar 200 millones de \$ para exploración (U.S. Department of Energy, 2013).

4.2.4. *Europa Occidental y del Norte*

En Europa septentrional y occidental existen numerosas cuencas y de las formaciones de gas de esquisto destacan, además de las existentes en España y Reino Unido, las siguientes⁴¹:

•**Cuencas de Francia**, como la cuenca de París de 168.350 km² (con reservas del Carbonífero-Pérmico y otras del Jurásico), la cuenca de Aquitania (con recursos del Lías y Jurásico superior) o la cuenca del Sur-Este de Francia. Los recursos investigados en las mismas suponen un total de 180 tcf de gas de esquisto (Álvarez-Fernández et al. 2013), aunque otras fuentes indican tan solo la presencia de 137 tcf⁴⁰. En cualquier caso, se estima que Francia posee el 28% del total de recursos no convencionales europeos, aunque dicha estimación podría cambiar conforme avancen las prospecciones en otros países. Por otro lado, según la Agencia de la Energía de EEUU la extracción de gas pizarra en Francia es recomendable, ya que presenta una elevada dependencia de gas natural de importación, además de que el país gallo posee infraestructuras de producción de gas natural (Comisiones Obreras, 2012).

³⁹Figura 32 anexo de figuras y tablas.

⁴⁰Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/internacional/13/06/18/el-gobierno-de-ee-uu-cree-que-en-espana-solo-hay-una-octava-parte-del-shale-gas-previsto-por-la->.

⁴¹Figura 33 anexo de figuras y tablas.

•**Cuenca de la Baja Sajonia**, de 25.900 km², en Alemania cuyos yacimientos se cifran en 16,97 tcf⁴⁰ de gas de esquisto. Como consecuencia se prevén futuras iniciativas y exploraciones en el país (Marzo, 2014; U.S. Department of Energy, 2013; Vengosh et al. 2013).

•**Cuencas de Dinamarca y Suecia**. Dichos países cuentan con 31,9 tcf y 10,29 tcf de gas de esquisto respectivamente (Marzo, 2014)⁴⁰. Así mismo, las reservas compartidas entre Noruega, Suecia y Dinamarca, en la formación geológica de Alum Shale (del Cámbrico–Ordovícico), alcanzan los 148 tcf (Álvarez-Fernández et al. 2013). Cabe destacar que algunas compañías gasistas de Noruega (como la Statoil), se vieron afectadas por la masiva explotación del gas no convencional en EEUU con las bajadas de precios que ello supuso en el mercado mundial del gas natural (Rubio, 2012).

•**Cuenca del Oeste de Holanda**, que junto con otros yacimientos de menor entidad, hace que los Países Bajos alberguen un total de 25,35 tcf de gas de esquisto (Marzo, 2014)⁴⁰.

Por lo tanto, los recursos contenidos en las cinco cuencas alcanzan un total de 1.165 tcf de gas de esquisto y 1,07 tcf de petróleo de esquisto (U.S. Department of Energy, 2013).

4.3.Principales yacimientos de gas no convencional en España, Permisos de Investigación de hidrocarburos y problemática de ambos

Actualmente España se encuentra en una etapa muy temprana en la exploración de reservas no convencionales, ya que son escasos los estudios que permitan estimarlas. Pese a ello no parece presentar un potencial comparable al de otras naciones como Francia, Polonia, Estonia o Alemania. Además, el desarrollo del fracking en la península supone un coste mayor que en EEUU o Canadá, ya que si en ellos el coste medio de un pozo profundo se sitúa entre los 6.000 y 9.000 \$, en España alcanza incluso los 25.000 €, debido al menor avance de la técnica, mayores precios de los materiales, etc. Sin embargo, los más optimistas insisten en que el país debería apostar por dichos recursos, ya que importa aproximadamente el 99% del gas, el paro es elevado por el contexto de recesión económica, etc. Apuntan incluso que estos recursos podrían proveer de gas a España durante 39 años (Álvarez-Fernández et al. 2013; Matesanz-Caparroz, 2013; Moreu-Carbonell, 2012).

En cuanto a las principales áreas exploradas, éstas se sitúan en las cuencas Vasco-Cantábrica, Pirenaica, Ebro, Guadalquivir y Bética en formaciones con edades del Cretácico superior e inferior (formación Valmaseda del País Vasco-Burgos), del Lías-Jurásico (margas toarcienses de Ayoluengo) y del Westfaliense-Estefaniense del Carbonífero (formaciones Barcaliente y Fresnedo en la cuenca Cantábrica)⁴². Todas ellas son por tanto cuencas ya

⁴²Figura 34 anexo de figuras y tablas.

exploradas con anterioridad para extraer recursos no convencionales (Álvarez-Fernández et al. 2013) puesto que algunas se relacionan históricamente con actividades extractivas. Destacando: la **cuenca Vasco-Cantábrica**, de entre 17.145,7 y 22.000 km² en el noroeste de España, está compuesta por rocas de origen sedimentario y orgánico (calizas, margas, dolomías y areniscas), ya que sufrió numerosas transgresiones y regresiones marinas durante el Jurásico y el Cretácico. Matesanz-Caparroz (2013) indica la presencia, en estos materiales, de depósitos convencionales y de tight gas. La formación Balmaseda (Álava), incluida en esta cuenca, intercalaría lutitas del jurásico con este tipo de areniscas. Debido a su potencial los primeros permisos de investigación de hidrocarburos (P.I) se solicitaron en dicha cuenca entre 2005 y 2006 y desde entonces no han dejado de multiplicarse. Así mismo, destaca la **cuenca del Ebro**, localizada al sureste de la anterior, la cual puede albergar gas de esquisto y petróleo (García-Portero, 2012; U.S. Department of Energy, 2013).

De este modo, la mayoría de los P.I solicitados se localizan hoy en día en dos grandes áreas coincidentes con las citadas cuencas: la más extensa, afecta a las provincias del **País Vasco** (Vizcaya, Guipúzcoa, Álava) casi por completo, a **Asturias, Cantabria, Castilla y León** (Burgos, Palencia, León, Valladolid), **La Rioja y Navarra**; la menor se extiende desde el norte del Ebro hasta los Pirineos, englobando a **Aragón** (Zaragoza, Huesca) y **Cataluña** (Lérida). Así mismo, se han concedido P.I en otras Comunidades Autónomas (CCAA) con elevados déficits hídricos como **Castilla-La Mancha** (Albacete), **Andalucía** (Jaén, Córdoba, Cádiz), **Comunidad Valenciana** o la **Región de Murcia** (Ecologistas en Acción, 2012a; Moreu-Carbonell, 2012)⁴³ Figura 3. Concretamente numerosas CCAA han constituido grupos de trabajo para estimar los recursos no convencionales ubicados en sus competencias, así como para identificar los posibles beneficios y perjuicios del fracking. Por ejemplo, en Cataluña el Parlamento creó, en 2013, la comisión de estudio sobre extracción de hidrocarburos por fracking, la cual anunció, entre otras premisas, la inviabilidad del gas no convencional como fuente de energía en Cataluña, al descubrir el escaso potencial de la única formación geológica a priori con expectativas, localizada en los Pirineos⁴⁴.

Por otro lado, el boom de los P.I solicitados en España, tanto por empresas públicas como privadas, se produjo a partir de 2011, año en el que las solicitudes al Ministerio de Industria pasaron de las 15 anuales, de media en años anteriores, a 45 (Álvarez-Fernández et al. 2013). Sin embargo, Moreu-Carbonell (2012) sitúa dicho aumento en 2009, ya que entre ese año y 2012 los P.I concedidos se incrementaron un 60%.

⁴³Fuente: http://www.eldiario.es/sociedad/fracking-gasto-agua_0_231327466.html.

⁴⁴Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/usos-energeticos/13/09/10/cataluna-no-dispone-de-recursos-naturales-que-hagan-viable-la-explotacion-de-gas-mediante-fra>.

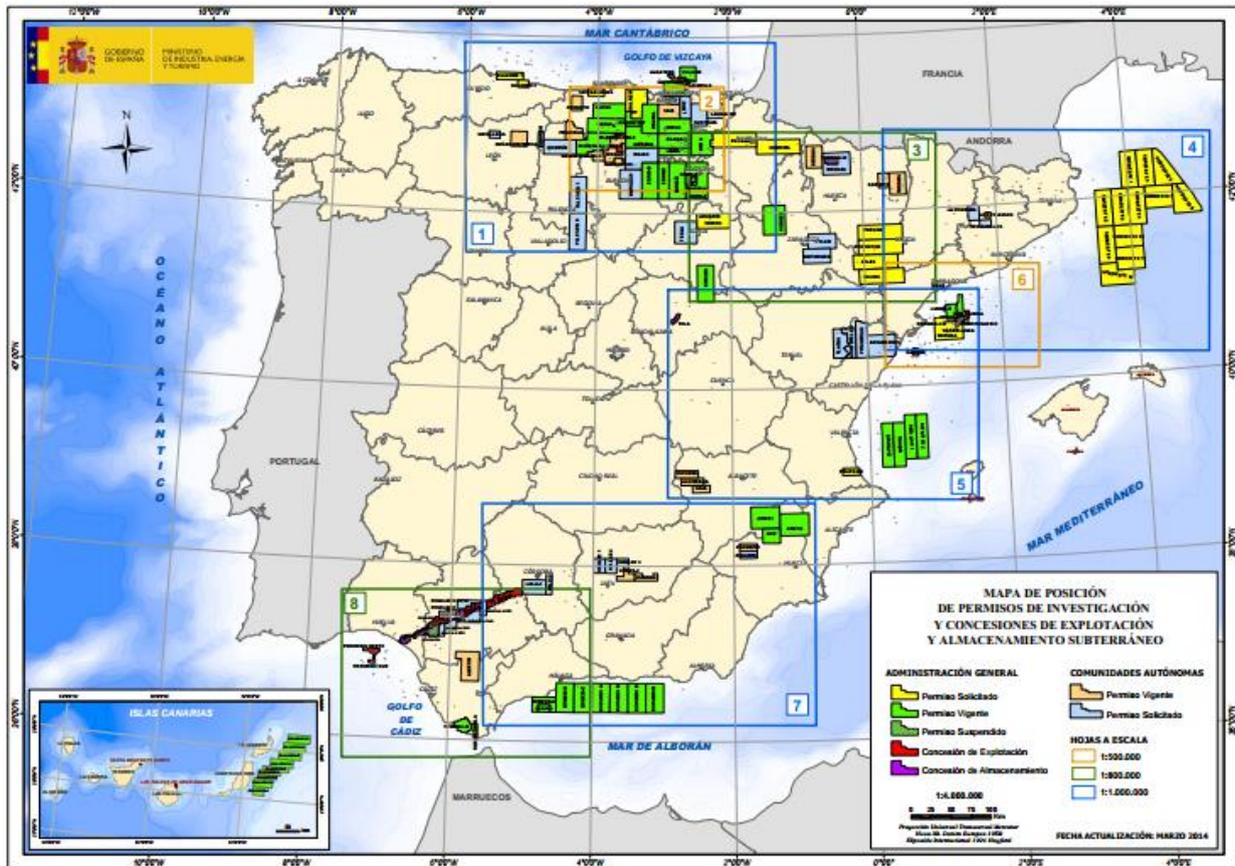


Figura 3. Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (M.I)⁴⁵.

A continuación, presento algunos de los principales P.I españoles, así como su situación (solicitados, concedidos, paralizados, operativos, etc). Actualmente, pese al interés de las empresas, aproximadamente todos los P.I están suspendidos por la dificultad que entraña obtener las autorizaciones pertinentes (Álvarez-Fernández et al. 2013). Ello se debe en parte a que en la mayoría no se especifica si durante la exploración y extracción de hidrocarburos se utilizarán técnicas de estimulación como el fracking, lo que impide identificar las perforaciones que usen dicha técnica. Además no todos los P.I se destinan a reservas no convencionales. De hecho, las empresas responsables de estos permisos son conscientes de la controversia que la técnica ha suscitado en España, viéndose a su vez respaldadas porque la diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales todavía no se ha concretado jurídicamente (Moreu-Carbonell, 2012).

• Los **Permisos Bezana** (de 87.780 ha) y **Bigüenzo** (de 91.654 ha), se localizan en la CCAA de Cantabria, al sur de la cuenca Vasco Cantábrica, y en la de Castilla y León, al norte de las provincias de Burgos, en el caso de Bezana, y además en Palencia en el de Bigüenzo. En 2008 Petroleum Oil & Gas España, S.A. solicitó la concesión de dichos permisos presentando el Plan de Medidas Ambientales y de Restauración del Proyecto de Investigación de Hidrocarburos

⁴⁵Figuras 35 a 43 anexo de figuras y tablas.

Bezana y Bigüenzo, en el que figuraba la cronología de los trabajos a realizar durante los 6 años de vigencia del P.I. Según el Gobierno nacional la empresa invertiría 6.300.000 € en dicho periodo favoreciendo así la creación de empleo. Concretamente en el tercer año se exploraría el terreno perforándolo unos 1.000 m (para buscar, entre otros, depósitos convencionales de roca almacén) lo que incumple la legislación vigente que sólo permite realizar perforaciones poco profundas. Además, el documento carecía de información básica limitándose a recoger datos sobre los espacios protegidos de la Red Natura 2000 y los hábitats prioritarios o a alegar argumentos redundantes en la mitigación de los probables impactos sobre el medio (por ejemplo: *No está previsto incidir en el medio hídrico al realizar trabajos geofísicos*). Incluso en este Plan la firma reconocía no tener desarrollado todavía el proyecto de investigación que realizaría en la zona. A pesar de ello, tras un complejo entramado de solicitudes de exploración e investigación, así como de documentación exigida debido a la escasez del citado Plan, que fue presentado ante el Ministerio de Industria, la Subdirección General de Hidrocarburos, etc. en 2009 se concedió a Petroleum Oil & Gas España, S.A. los P.I Bezana y Bigüenzo (B.O.E. 2009). Sin embargo, durante estos años han tenido lugar particiones y cesiones de derechos que dificultan la identificación del actor responsable del P.I, ya que en 2014, según el M.I, figuran como titulares: Petroleum Oil & Gas España (con un 50%), la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas SA (40%) y Pyrénées Energy Spain S.A (10%).

Por otro lado, a día de hoy, no se conoce con exactitud si en los trabajos a realizar sobre los terrenos que abarca el P.I se usará fracturación hidráulica (Moreu-Carbonell, 2012). Matesanz-Caparroz (2013) apunta, sin embargo, que la decisión por parte de las empresas titulares de utilizar la fracturación es inminente. En cualquier caso dichas empresas, conscientes de la problemática del fracking en España, no han delimitado de forma precisa los terrenos en los que se realizarían las perforaciones, ya que por ejemplo las cuadrículas que contienen el ámbito de actuación del P.I aportan unas coordenadas geográficas que no incluyen Datum ni sistema de georreferencia. Tampoco han proporcionado imágenes que contextualicen el área donde los desarrollarán. Por su parte, la población del entorno, constituida en plataformas y asociaciones, ha solicitado reiteradamente al gobierno central la nulidad del P.I en virtud de los problemas que el fracking ocasionaría a: la red hidrológica, los acuíferos (unidades hidrogeológicas de Fontibre, Villarcayo, Páramos de Sedano y La Lora, actualmente sobreexplotadas), al subsuelo (33.820m³ de agua contaminada/pozo), a la población (que aumentaría su éxodo a la ciudad al verse imposibilitada la agricultura, la ganadería, etc.), al empleo (disminuiría al requerir el fracking una mano de obra con cualificación diferente a la de los habitantes del lugar) y a los hábitats, ya que en 2013 la empresa pretendía perforar en el Parque Natural de las Hoces del

alto Ebro y Rudrón y realizar ocho sondeos de exploración en Valdeprado del Río, municipio incluido en la Red Natura 2000 cántabra. Dichas peticiones continúan pendientes de la respuesta del gobierno central, al igual que las 10 solicitudes de exploración de los titulares para el P.I Bigüenzo, por lo que como indica el M.I ambos permisos se mantienen operativos⁴⁶.

•El **permiso Arquetu**, localizado íntegramente en la CCAA de Cantabria y sobre la cuenca Cantábrica, fue el único concedido por el Gobierno cántabro del partido PRC-PSOE. La titular fue Trofagás Hidrocarburos S.L (B.O.C. 2011), filial de la firma norteamericana BNK Petroleum Inc, que se dedica a la extracción de gas de esquisto por fracking. De hecho, Oil and Gas Capital S.L. había solicitado con anterioridad dicho permiso y ante el otorgamiento de éste a Trofagás (hoy BNK España) presentó un recurso contencioso administrativo. Concretamente Arquetu, que abarca 24.876 hectáreas en los municipios cántabros de San Vicente de la Barquera, Valdáliga, Rionansa, Tudanca, Cabezón de la Sal, Ruate, Udías, Los Tojos y Cabuérniga, es uno de los pocos P.I concedidos en España, en el que se afirma el uso del fracking para estimular el terreno. Por ello la empresa adelantó que de ser necesarios realizarían los pertinentes Estudios de Impacto Ambiental. Así mismo, el plazo de vigencia de éste era de 6 años, estando previsto que se realizaran en los años 2º, 4º, 5º y 6º cuatro pozos de 1.000 a 2.000 m de profundidad, con un coste cada uno no inferior a 5.025.000 € para perforar, estimular con fracking y desarrollar test sobre la calidad, cantidad y posible producción comercial del gas contenido en las pizarras del subsuelo. Además, la empresa había aprobado el Plan de Labores previsto para el primer año (Moreu-Carbonell, 2012).

Sin embargo, actualmente el permiso se halla paralizado por vía administrativa, ya que, desde la subida al poder del PP, la administración regional no resolvió en el plazo determinado los cinco recursos ordinarios interpuestos en 2011 por la Asociación Mortera Verde, el Concejo Tres Mares, Ecologistas en Acción junto a la plataforma del 15M de Santander, la Mancomunidad Saja-Nansa, etc. De hecho, los citados municipios afectados por el P.I poseen Lugares de Interés Comunitario (LIC) como la Sierra del Escudo de Cabuérniga, el río Nansa o el Saja, anexos al Parque Natural de Saja-Besaya (Ecologistas en Acción, 2012b; Moreu-Carbonell, 2012). Con posterioridad, han contribuido a la anulación del permiso dos hechos: la resolución favorable por parte del actual gobierno cántabro, de tres de los 5 recursos y la suspensión por parte del Tribunal Constitucional (13 de febrero de 2014) de la Ley 1/2013 por la que se regula la prohibición en la CCAA cántabra del fracking como técnica de investigación y extracción de gas no convencional (B.O.C. 2013), ya que al conocer dicha suspensión el

⁴⁶Fuente:<http://www.kaosenlared.net/territorios/t2/cantabria/item/77635-cantabria-cuatro-permisos-de-fracking-siguen-operativos-y-un-quinto-en-tr%C3%A1mite.html?tmpl=component&print=1>. Ver anexo de figuras y tablas (44).

ejecutivo cántabro del PP ratificó la ilegalidad del P.I en virtud de la Ley 2/2001 de Ordenación Territorial y Régimen Urbanístico del Suelo de Cantabria (B.O.E. 2001). Esta ley prohíbe la extracción en suelos rústicos de especial protección y la restringe a los declarados previamente como rústicos de especial protección minera, circunstancia incumplida por los terrenos que afecta el P.I⁴⁷.

•El **Proyecto Gran Enara**, ubicado en las CCAA de Castilla y León, Cantabria, Navarra y Euskadi, pretendía explorar, en 2011, 6,53 tcf de gas natural descubiertos en 1.400 km² del subsuelo de Álava, provincia vasca (Ecologistas en Acción, 2012b; Rubio, 2012). Según las estimaciones dicha reserva podría proveer de gas al P.Vasco durante 60 años, crear empleo, generar unos 30.000 millones de € en ganancias... las cuales aumentaron al confirmarse los indicios de gas no convencional identificados en las prospecciones iniciales. Por ello, el Ejecutivo Vasco fue el principal impulsor del proyecto, concediéndole cinco P.I llamados Enara, Usoa, Mirua, Usapal y Angosto-1, colindantes y con idénticos objetivos de exploración. Estos P.I son propiedad de la Sociedad Pública Hidrocarburos de Euskadi, S.A (SHESA) y del Ente Vasco de la Energía (organismo público de Euskadi). En 2012, SHESA cedió parte de la titularidad de los P.I a las compañías estadounidenses Petrichor Euskadi Coöperatief UA (un 36%) y Cambria Europe (un 20%) manteniéndose dicho reparto en 2014 según la AGE. Destacar que, aunque en ninguno de los cinco P.I se menciona el uso del fracking, en los cuatro primeros sí se indica la utilización de técnicas de estimulación. Además, puesto que el Gobierno Vasco confirmó la presencia de gas no convencional, es probable que se emplee la técnica. Por esa razón, el Ejecutivo Vasco, junto con la Diputación Foral de Álava y el Ayuntamiento de Vitoria, formó en 2012 la Comisión Interinstitucional de gas no convencional en Álava, para asegurar que las exploraciones previstas cumplieran unos criterios de viabilidad técnica, económica y ambiental, afectando mínimamente al medio natural e identificando sus riesgos potenciales. La Administración vasca reiteró que de no verificarse las citadas premisas la explotación de la reserva no se realizaría. Sin embargo, dicha Administración permitió que los titulares del proyecto fragmentaran el P.I Enara para evitar someterlo a Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) al no cumplir éste, en la nueva situación, la superficie mínima exigible para la misma. Concretamente SHESA había remitido al Ministerio de Medio Ambiente la intención de realizar 16 pozos para explorar hidrocarburos (sondeos Enara1 a 16) aunque posteriormente limitó los sondeos a uno (el Enara16). Poco después, la empresa envió la posibilidad de perforar el pozo Enara4 resolviendo el órgano ambiental del citado Ministerio

⁵²Fuente: <http://www.europapress.es/cantabria/noticia-ampliacion-gobierno-cantabria-anula-permiso-regional-fracking-arquetu-20140206122534.html>. Ver Figura 45 anexo de figuras y tablas.

no ser necesario el trámite de EIA (Moreu-Carbonell, 2012; Rubio, 2012). En cambio, en septiembre de 2012, el Ayuntamiento de Vitoria rechazó las licencias a los pozos Enara1 y Enara2, aunque las empresas titulares las habían abandonado anteriormente (Álvarez-Fernández et al. 2013).

Por último, en agosto de 2013, el proyecto continuaba paralizado debido a: que no existían dotaciones presupuestarias para realizar nuevas exploraciones (ya que SHESA depende de fondos públicos), el plazo de vigencia de los P.I finalizará en 2014, lo que obligaría a los titulares a pedir prórrogas, y además, según indicaba la plataforma Fracking Ez Araba (respaldada por el impacto mediático del proyecto), el Ministerio de Medio Ambiente someterá todos los pozos de fracking a EIA, lo que aplazaría el comienzo de las obras⁴⁸.

•El **Permiso Polifemo**, localizado en la Comunidad Valenciana donde incluye unas 19.845 hectáreas (ha), entre áreas de tierra y mar, es el primero de los citados que afecta al subsuelo marino. Fue solicitado por Oil & Gas Capital (B.O.E. 2011a; Serra-Peris, 2011) para explotar supuestamente gas no convencional en la costa cercana a Gandía. Dicha desinformación, por parte de los promotores, indignó a la opinión pública que presionó a la clase política hasta que el Grupo Parlamentario socialista Compromís presentó una proposición no de ley para que el gobierno nacional denegara dicho permiso (Moreu-Carbonell, 2012). Este grupo alegó además que el P.I afectaría a los LICs y ZEPAs de la Red Natura 2000 incluidas en el área propuesta. Ante esta oleada de críticas la empresa desveló que el P.I pretendía almacenar geológicamente los hidrocarburos, como el proyecto Castor, y no extraer gas. En 2014, la solicitud del P.I continúa en trámite por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (M.I).

•El **Permiso Urraca** se extiende por 94.815 ha sobre áreas de tierra, en Castilla y León (Burgos) y País Vasco (Álava). Su titularidad perteneció a Trofagás Hidrocarburos, S.L (B.O.E. 2011b). Sin embargo, en 2012 dicha firma transmitió los derechos del P.I a BNK Sedano Hidrocarburos, S.L.U quedando ésta desde entonces como único titular (B.O.E. 2013b). El permiso, que menciona desde el principio el uso de la estimulación mediante fracturación, se enfrenta desde 2013 a una serie de recursos presentados contra la concesión del mismo (Moreu-Carbonell, 2012), aunque en 2014 permanece vigente según el M.I.

•El **Permiso Luena**, de 74.628 ha sobre las CCAA de Castilla y León (Burgos) y Cantabria, en la cuenca cantábrica, fue concedido a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A en 2010 (Álvarez-Fernández et al. 2013; B.O.E. 2011c). El plan de trabajo incluye la realización de sondeos exploratorios durante los tres primeros años, aunque no menciona el uso de

⁴⁸Fuente:<http://www.eitb.com/es/noticias/sociedad/detalle/1399500/fracking-euskadi--17-proyectos-fase-estudio-euskadi>. Ver Tabla 1 y Figura 46 anexo de figuras y tablas.

fracking. En enero de 2014, pese a las críticas recibidas desde ayuntamientos y colectivos, el Ministerio de Medio Ambiente autorizó una serie de trabajos preparatorios con explosivos, en trece municipios, por lo que el P.I continúa operativo⁴⁹.

• Los **Permisos Canarias-1 a Canarias-9**, ubicados en la CCAA de Canarias, pertenecen desde 2012 a la sociedad Woodside Energy Iberia, S.A (30%), RWE Dea AG (20%) y Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A (50%) actuando ésta última como operadora. En estos P.I, que según el M.I continúan vigentes en 2014, se perforarán al menos dos pozos exploratorios sin indicar si se utilizarán técnicas de estimulación (B.O.E. 2012b). Además, a finales de 2014, Repsol pretende invertir 7.500 millones de € para extraer petróleo ($6,17 \times 10^{-7}$ tcf/día, que equivalen al 10% del consumo diario español) a 60 km de la costa canaria. Para ello usará fracking entre otras técnicas. Sin embargo, el ejecutivo canario, secundado por la opinión pública, está dispuesto a recurrir a la vía penal contra el gobierno nacional⁵⁰.

Por último, en cuanto a la cantidad de recursos no convencionales existentes en España, en marzo de 2013, la Asociación Española de Investigadores, Exploradores, Productores de hidrocarburos y almacenamiento subterráneo (Aciep) afirmó que España posee 69,8 tcf de gas no convencional, pudiendo llegar a ser una Dakota del Norte, lo que resultaba esperanzador ya que en el país se consumen 1,5 tcf de gas/año y $8,42 \times 10^{-6}$ tcf de gas/día (Álvarez-Fernández et al. 2013). Así mismo, Aciep tasó en 38,26 tcf el gas no convencional de la cuenca Vasco-Cantábrica y señaló otras siete con potencial⁵¹. Además, en dicha cuenca el esquisto, del Jurásico, contiene cerca de $1,68 \times 10^{-5}$ tcf de petróleo (U.S. Department of Energy, 2013). Sin embargo, Matesanz-Caparroz (2013) apunta que Aciep cuantificó cuencas que sólo presentan una probabilidad de entre un 10 y un 50% de ser explotadas. Por otro lado, en junio de 2013, EEUU afirmó que el shale gas identificado en España corresponde a una octava parte de la suma aportada por Aciep, encontrando únicamente recursos extraíbles en la cuenca Vasco-Cantábrica, y no en las ocho indicadas por la asociación española. De hecho, puntualizó que la otra cuenca a priori con expectativas, la del Ebro, presenta una rentabilidad inferior al 2%, por lo que no debe ser explotada. Concretamente la Agencia de Información de la Energía Norteamericana situaba en 8,4 tcf el gas no convencional español⁵¹. Las diferencias mostradas probablemente se deban a que esta agencia solamente considera óptima la cuenca Vasco-Cantábrica, debido al ínfimo contenido en carbono orgánico del resto. En cualquier caso, los

⁴⁹Fuente: <http://www.kaosenlared.net/territorios/t2/cantabria/item/77635-cantabria-cuatro-permisos-de-fracking-siguen-operativos-y-un-quinto-en-tr%C3%A1mite.html?tmpl=component&print=1>.

⁵⁰Fuente: <http://www.noticiacanaria.comcanarias2014compania-repsol-tiene-previsto-usar-tecnicafracking-para-sondeos>. Ver Tablas 2 y 3 anexo de figuras y tablas.

⁵¹Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/internacional/13/06/18/el-gobierno-de-ee-uu-cree-que-en-espana-solo-hay-una-octava-parte-del-shale-gas-previsto-por-la->.

datos de mayor antigüedad, ya sean españoles o americanos, cifran en 35 tcf el gas de esquisto español. Por lo tanto, esta información debe ser tomada en todo momento como una mera estimación, ya que en la práctica no se conoce la producción real de un yacimiento hasta que comienza a explotarse (Matesanz-Caparroz, 2013).

4.4.Principales yacimientos de gas no convencional en la Región de Murcia, Permisos de Investigación de hidrocarburos y problemática de ambos

La Región de Murcia es una de las CCAA con concesiones de explotación de hidrocarburos más antiguas en España, remontándose algunas a 2009⁵². A continuación, se muestran los P.I existentes en la región (Figura 4), los cuales se extienden por más de 280.000 hectáreas en las Comarcas del Noroeste, Altiplano y Vega Alta de la CCAA murciana, junto a la CCAA valenciana (provincia de Alicante) y Castilla La Mancha (Albacete)⁵³.

•El **Permiso Aries1**, de 100.650 ha (B.O.E. 2008), afecta a Murcia (Jumilla)⁵² y a Albacete (municipios de Hellín, Tobarra, Ontur, Albatana y Fuente-Álamo)⁵⁴. Actualmente, se encuentra vigente según la AGE figurando como operadora la firma Inventa Recursos S.L⁵⁵. Así mismo, dado que su concesión data de 2009 (al igual que en el P.I Aries2) hoy día el Aries1 se halla en las últimas fases de estudio, por lo que podría iniciar la explotación de hidrocarburos a finales de 2014 o principios de 2015⁵⁶. Para ello, según indican diversas asociaciones, usará fracking⁵⁷.

•El **Permiso Aries2**, de 100.650 ha (B.O.E. 2008), figura como vigente en la Web del M.I de 2014, siendo la operadora del mismo Inventa Recursos S.L⁵⁵. Dicha firma no especifica los municipios a los que afecta el P.I. Sin embargo, incluyendo las coordenadas del mismo en ArcGIS10, concreto que se extiende por Abanilla, Altiplano de Jumilla y Yecla y por Alicante (municipio de Pinoso y partes de Algueña, Hondón, La Romana, Monòver, Salinas y Villena). El P.I contiene entre sus objetivos el almacén subterráneo de petróleo y sus derivados, construyendo un oleoducto hasta Cartagena. Además, pretende explorar la existencia de hidrocarburos, aunque no puntualiza si utilizará fracking⁵⁸.

•El **Permiso Leo**, de 40.260 ha (B.O.E. 2012a), afecta a Murcia (Calasparra, Cieza, Abarán y Jumilla) y Albacete (Hellín) según ArcGIS10. Dicho P.I se encuentra vigente tal y como indica la AGE, siendo la operadora del mismo Oil and Gas Capital S.L⁵⁵. Usará fracturación hidráulica para explorar la existencia de gas no convencional en la comarca del Campo de Hellín⁵⁷.

⁵²Fuente: <http://jumilla-amalgama.blogspot.com.es/2014/05/fracking-una-catastrofe-rural-en-el.html>.

⁵³Fuente: <http://asociacionnaturalistastipa.blogspot.com.es/2014/04/stipa-junto-otras-organizaciones.html?m=1>.

⁵⁴Fuente: <http://equoalbacete.proyectoequo.org/tag/equo>.

⁵⁵Fuente: <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html>.

⁵⁶Fuente: <http://camposdehellincontraelfracking.blogspot.com.es/2013/06/miles-de-firmasparapara-el-fracking.html>.

⁵⁷Fuente: <http://ecoquijote.blogspot.com.es/2013/04/equo-clm-denuncia-el-segundo-proyecto.html>.

⁵⁸Fuente: <http://fracturahidraulicano.files.wordpress.com/2011/09/informepermisoshidrocarburos.pdf>.

- El **Permiso Escorpio**, de 20.130 ha, se extiende por los municipios de Cehegín, Calasparra y Moratalla (Murcia). Se encuentra vigente en 2014 figurando como operadora Oil and Gas Capital S.L⁵⁵. El plan de trabajo del mismo indica que se realizarán sondeos entre los años tercero y sexto, aunque no se menciona el uso de técnicas de estimulación (B.O.R.M. 2013).
- El **Permiso Acuario**, de 20.130 ha, afectará a los municipios murcianos de Moratalla, Caravaca de la Cruz, Cehegín y Bullas (B.O.E. 2013a). Actualmente todavía no ha sido concedido, siendo la empresa solicitante Oil and Gas Capital S.L⁵⁵. Por lo tanto, se desconoce el plan de trabajo y con ello si los sondeos exploratorios que se realizarían usarían fracking.

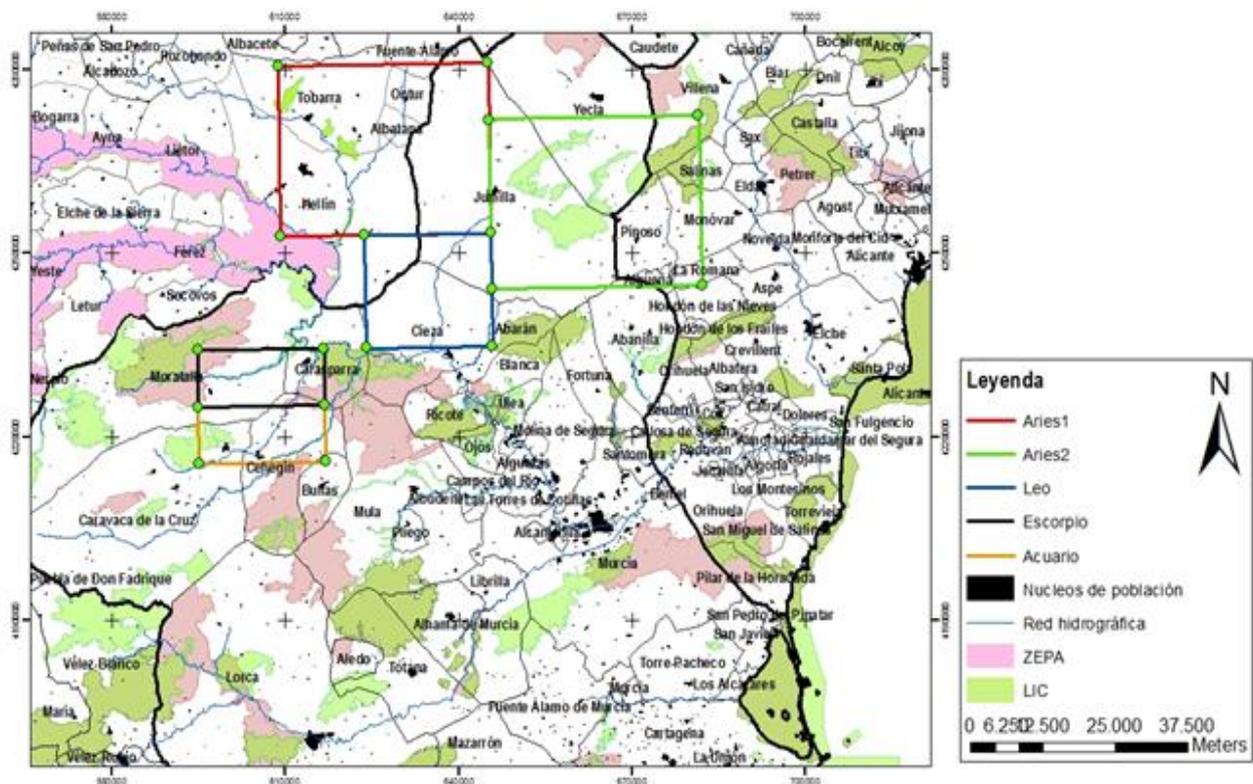


Figura 4. Permisos de investigación de hidrocarburos en la Región de Murcia y áreas anexas (2014) a escala 1:800.600. Obsérvese que los P.I mostrados afectan a la Red hidrográfica, así como a espacios protegidos (ZEPAs y LICs). Fuente: elaboración propia.

En cuanto a los movimientos ciudadanos surgidos en respuesta a los citados P.I, destacan la Asociación de Naturalistas Stipa, la Asociación de Amigos de Jumilla, la Plataforma cuenca del Segura libre de Fracking, la Plataforma contra el Fracking en Campos de Hellín, etc. las cuales advierten: del peligro de la técnica en una zona semiárida como Murcia, del riesgo de terremotos inducidos en zonas ya de por sí con elevada sismicidad como el Altiplano de Jumilla y Yecla o la Comarca del Noroeste (Calasparra, Cieza...), de la contaminación química de las aguas superficiales y subterráneas en la cuenca del Segura⁵³, de las posibles afecciones a la salud, etc. Por ello algunas asociaciones han congregado manifestaciones y protestas, reivindicando la suspensión de los citados P.I, que fueron desechadas por el Gobierno Regional. De hecho, la clase política también se ha posicionado al respecto, como sucedió en la moción

presentada por IU en marzo de 2013, con el voto a favor de todos los partidos, en la que exigía al ejecutivo regional que evitara la práctica del fracking en la región y paralizara los P.I concedidos⁵⁹. En cualquier caso el Gobierno Regional es partícipe del fracking y de la escasa información que transmiten las empresas.

Por último, destacar que Jumilla pese a ser el principal municipio amenazado en la Región por el fracking, es uno de los que menos oposición ciudadana ha mostrado al mismo⁵².

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Gracias a la información recopilada en apartados anteriores, a continuación se muestran los países con mayores reservas no convencionales ordenados en función de las mismas (Tabla 1).

Tabla 1. Ranking de los países según los recursos no convencionales (petróleo y gas de esquisto) que albergan expresados en tcf. Las cifras presentadas corresponden a la media aritmética de al menos tres fuentes de información en cada caso. Fuente: elaboración propia.

País	Reservas	País	Reservas	País	Reservas
1°China	1.091,88	9°Rusia	284,39	17°Rumanía	50,21
2°EEUU	827,76	10°Brasil	244,26	18°Dinamarca	31,9
3°Argentina	798,86	11°Venezuela	167,07	19°Reino Unido	25,36
4°Argelia	702,91	12°Polonia	159,91	20°Holanda	25,35
5°México	588,74	13°Francia	150,37	21°España	17,054
6°Canadá	568,9	14°Ucrania	128,007	22°Bulgaria	16,97
7°Australia	433,89	15°Paraguay	75	23°Alemania	16,97
8°Sudáfrica	387,35	16°Colombia	55	24°Suecia	10,29

Obsérvese la disparidad existente entre diferentes naciones en cuanto a dichos recursos, los cuales se localizan fundamentalmente en América, Asia, África y Oceanía. Europa en cambio alberga un potencial menor no apareciendo un país europeo hasta el puesto 12 (Polonia). España por su parte posee unos 17 tcf, quedando relegada al número 21. Por ello la explotación de tales recursos en el país no resulta recomendable. Todo lo contrario que en Rusia, cuyos 284,39 tcf podrían aumentar hasta 1.927,39 tcf si las reservas de la cuenca Bazhenov son finalmente explotables. Así mismo, destacar que aunque las cifras mostradas se compongan de shale gas y shale oil, éste último supone un porcentaje mínimo en ellas (del orden de 10^{-3} de media). Por esa razón, a menudo se cree que el fracking sólo extrae gas no convencional, lo que es intencionadamente fomentado por las grandes compañías que lo definen como una energía de transición entre las renovables y los combustibles fósiles.

Por otro lado, fruto de la búsqueda bibliográfica en pos del objetivo principal del trabajo (el potencial de recursos no convencionales en diferentes países), se ha recabado información

⁵⁹Fuente: <http://www.iagua.es/noticias/fracking/13/04/26/los-ayuntamientos-socialistas-murcianos-se-oponen-la-practica-fracking-por-el-riesgo-de-contaminacio->.

sobre dos aspectos intrínsecos, hoy día, al fracking: la legislación adaptable al mismo y los impactos que genera, los cuales se han mencionado a lo largo del texto. A continuación, se cita someramente dicha normativa. Seguidamente el punto 5 finalizará con un apartado de elaboración propia.

5.1. Marco Jurídico aplicable a la Fracturación hidráulica

Actualmente no existe, en el ámbito internacional, europeo y nacional, normativa alguna que regule el fracking de manera expresa, no así en el contexto autonómico español. Por tanto son numerosas las lagunas de la legislación ambiental al ser adaptada a la extracción de los recursos no convencionales (Moreu-Carbonell, 2012). A pesar de ello, la principal normativa aplicable al respecto es la siguiente:

- En el contexto europeo: Directiva 1994/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos. Al datar del año 1994, demuestra que la UE no ha adaptado la legislación a la técnica del fracking (Matesanz-Caparroz, 2013). Así mismo, señalar la ley francesa 2011-835 por la que se prohíbe la exploración y la explotación de minas de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante fracturación hidráulica y se derogan los permisos exclusivos de las prospecciones que comporten proyectos en los que se utilice esta técnica (B.O.U.E. 2011). Francia fue por tanto el primer país europeo en prohibir por ley el fracking, aunque éste podrá realizarse sólo en investigaciones científicas y con condiciones establecidas por el Gobierno (Moreu-Carbonell, 2012).

- En el ámbito nacional: Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos según la cual los hidrocarburos se consideran en España bien de dominio público. Para su exploración y posible extracción se deben poseer: Autorizaciones de Exploración en áreas libres que no impliquen perforaciones profundas, Permisos de Investigación (P.I) concedidos durante 6 años pudiendo realizar perforaciones con estimulación por fracking, y Concesiones de Explotación (C.E) que permiten aprovechar los recursos descubiertos durante 30 años. Concretamente, la AGE ostenta la competencia para conceder las autorizaciones de exploración y los P.I que afecten a más de una CCAA y/o al subsuelo marino, mientras que si estos se restringen al territorio de una CCAA ésta será la competente. Sin embargo, las C.E las otorga la AGE en cualquier caso (B.O.E. 1998)⁶⁰.

⁶⁰Tablas 4 y 5 anexo de figuras y tablas.

Por otro lado, destacar las **moratorias** implantadas en numerosos países, prohibiendo el fracking hasta evaluar sus riesgos, las cuales son fruto de la presión ejercida por la opinión pública y los resultados de los estudios realizados. Sirvan de ejemplo: las declaradas en Canadá (Québec en 2011), Sudáfrica en 2012, Bulgaria en 2012, Australia (estado de Nueva Gales del Sur en 2013), Dinamarca y República Checa en 2012, Irlanda del Norte, Alemania, Suiza y EEUU (Nueva York en 2008, 2010 y 2012 y Nueva Jersey. Moreu-Carbonell, 2012; Rahm, 2011; U.S. Department of Energy, 2013). Sin embargo, el gobierno estadounidense apuesta abiertamente por el fracking, habiendo por ello aprobado excepciones a las leyes ambientales desde 2005. Por tanto las perforaciones se pueden realizar únicamente con la autorización del propietario de la tierra y del recurso, a cambio de una indemnización, ya que en dicho país no existe la propiedad pública del subsuelo (Moreu-Carbonell, 2012; Tollefson, 2012). Polonia por su parte anunció en 2013 la publicación de una ley específica para regular y favorecer el fracking. Reino Unido retiró en 2012 la prohibición impuesta a la técnica en 2011 (por los terremotos sufridos) incluyendo además medidas fiscales para incentivar la industria del gas no convencional (Álvarez-Fernández et al. 2013), las cuales han sido ampliadas en enero de 2014⁶¹. Además, legislará nuevas leyes para impulsar esta actividad⁶². En España, también se han aprobado mociones contra el fracking (municipios de Araba, Gipuzkoa, Bizkaia, Burgos, Soria, Cantabria...) habiendo sido la mayoría rechazadas por el Gobierno nacional (Ecologistas en Acción, 2012b).

5.2. Propuesta de lugares idóneos para realizar Fracking en el territorio nacional

Tradicionalmente los únicos criterios seguidos por las compañías para escoger lugares en los que extraer recursos no convencionales, mediante fracking, han sido la geología y litología que estos albergan. Sin embargo, ha brillado por su ausencia la consideración del resto de elementos que integran el medio natural (aguas superficiales, subterráneas, flora, fauna, etc). Por ese motivo, en la Figura 5 se introducen dichos elementos, cuyas capas (mapas) proceden del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Con ello se pretenden identificar los emplazamientos en teoría idóneos no sólo por su geología (cuenca Vasco-Cantábrica, del Ebro, etc), sino además por la ausencia de afecciones al medio. Destaca la inclusión de la denominada Zona de Influencia, de 500 m según la Dirección General de Medio Ambiente (2012), alrededor de Parques Nacionales y núcleos urbanos para prevenir así los probables perjuicios que la técnica de fracturación ocasionaría a una distancia menor.

⁶¹Fuente: http://economia.elpais.com/economia/2014/01/13/agencias/1389607951_756877.html.

⁶²Fuente: http://sociedad.elpais.com/sociedad/2014/05/25/actualidad/1401040962_280776.html.

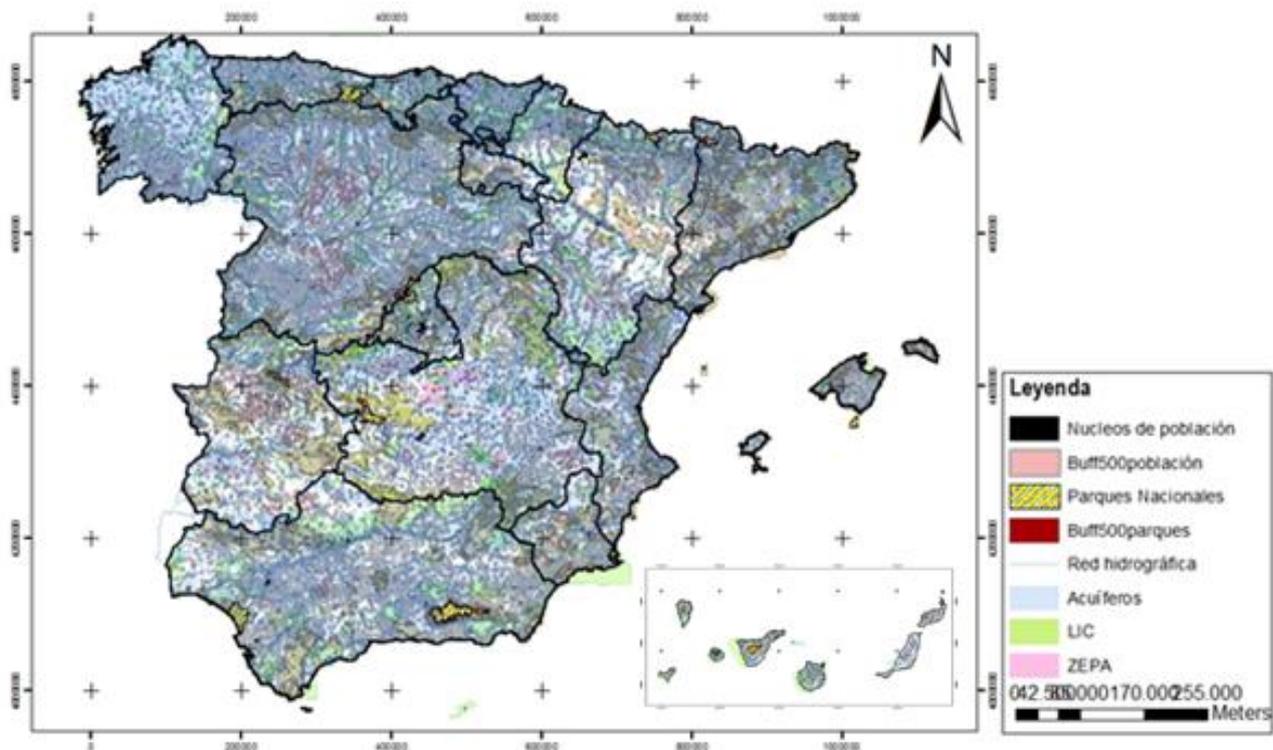


Figura 5. Mapa nacional (2014) incluyendo los elementos del medio ambiente. Escala 1:6.118.800. Fuente: elaboración propia.

Como resulta evidente, la superposición de dichas variables no muestra lugares idóneos en los que implementar el fracking. Únicamente parece albergar posibilidades la cuenca del Ebro. De hecho, ni siquiera los P.I citados en apartados anteriores se libran de tales afecciones⁶³.

6. CONCLUSIONES

A lo largo del estudio ha quedado patente la importancia, en términos económicos, que los recursos no convencionales han tenido, durante las últimas décadas, en algunos países como Canadá o EEUU. Éste último, gracias al gas no convencional, ha superado la producción rusa de gas natural y de Oriente Medio. Dichos beneficios podrían incrementarse significativamente si la técnica del fracking, combinada con la perforación horizontal, continúa evolucionando, de modo que la explotación masiva de tales recursos relanzaría economías que albergan grandes reservas (China, Argentina, etc). Sin embargo, actualmente los daños que la técnica provoca sobre el medio no son una probabilidad o un riesgo, sino una realidad. Sirva de ejemplo: la reciente indemnización de 2,1 millones de €, en EEUU, que Aruba Petroleum debe pagar a una familia por afecciones sufridas como consecuencia de operaciones de fracking. Junto a los perjuicios a la salud humana, destacan la contaminación atmosférica, del agua (superficial y subterránea), acústica, paisajística, etc. limitando todas ellas los beneficios que las empresas

⁶³Figura 46 anexo de figuras y tablas.

percibirían al explotar estos recursos. Por esa razón, a los costes de instalación éstas deberán sumar los gastos surgidos durante la vida útil de los pozos (a menudo con producciones decrecientes debiendo perforarse nuevas áreas), los derivados de medidas que prevengan, corrijan y compensen los daños causados, así como los propios a la gestión postclausura de las explotaciones. Por tanto, sólo se obtienen rentabilidades netas al explotar grandes yacimientos.

Estas circunstancias son obviadas por las grandes firmas (lobbies) que con el beneplácito de los gobiernos, a los que prometen numerosas fortunas, consiguen burlar la escasa legislación aplicable al fracking y aportar una información confusa sobre la técnica, transformando incluso sus inconvenientes en ventajas. Un argumento muy recurrido es la definición del gas no convencional como energía de transición entre las renovables y los combustibles fósiles, ya que los partidarios del fracking y del recurso extraído sostienen que las emisiones contaminantes disminuyen respecto al petróleo y al carbón reduciéndose así el efecto invernadero. Sin embargo, el 4% del gas escapa a la atmósfera durante la producción. Además equiparan las primeras perforaciones de estos recursos (siglo XIX) con el inicio del fracking (mediados del siglo XX) para alegar que sus impactos han sido sobradamente estudiados. Por todo ello los escépticos a la técnica hablan de burbuja especulativa.

En cuanto a la normativa aplicable al fracking, éste carece de un marco comunitario que lo regule. Únicamente se adapta vagamente al mismo la legislación del ámbito minero. Por tanto debe elaborarse una nueva directiva europea de hidrocarburos que lo trate con rigor y que distinga jurídicamente los términos convencional y no convencional. Ello permitirá identificar actividades que usen fracking. De hecho, en España por esa falta de precisión las autorizaciones para investigar o explotar los yacimientos no varían según el tipo de roca madre o la técnica empleada. Así mismo, deben reducirse los umbrales a partir de los cuales el volumen extraído al día en una explotación es sometible a EIA para incluir así el fracking. Han de prohibirse también los productos tóxicos en el fluido inyectado y publicar las sustancias químicas del proceso, controlando el uso de productos químicos permitidos.

Por otro lado, en la práctica los órganos europeos con competencia al respecto no han actuado de modo resolutorio, lo que se deduce de las numerosas cuestiones y alegaciones que diversos partidos políticos españoles han escrito a la Comisión Europea informando de actividades injustificadas, por parte de empresas en sus territorios, en las que fue presumible el uso de la técnica para extraer hidrocarburos. La Comisión responde que los Estados miembros

deben regular dichas actividades. Además alega que los estudios realizados desde Europa recogen las posibles afecciones del fracking al medio.

Análogamente en España, los medios para controlar la aplicación del fracking han sido escasos, habiéndose incumplido a menudo la normativa. De hecho, mientras en el país actualmente se legisla a golpe de Real Decreto, en otras naciones se designan organismos concretos para regular estas actividades, los cuales resultan ser más efectivos. La clase política tampoco invita al optimismo, ya que pese a sus reiterados impactos negativos, el fracking ha seducido a los dos grandes partidos. PP y PSOE, a nivel autonómico y nacional, han sido en ocasiones partidarios o escépticos de la técnica, concediendo o denegando solicitudes de P.I. Sorprendentemente el fracking ha recibido apoyo de sindicatos como Comisiones Obreras y UGT, probablemente mal aconsejados acerca del número de puestos de trabajo que éste genera. Sin embargo, independientemente del partido que ocupara el poder, el Ministerio de Industria no acostumbra a publicar información de los P.I. concedidos, amparándose en la confidencialidad con los titulares que marca la ley nacional de hidrocarburos (art 12.2). Dicha postura es criticable, ya que en los permisos únicamente se indican coordenadas geográficas, pero no los municipios que serán afectados. Por esta desinformación, además de por los mencionados impactos, la opinión pública se ha posicionado en contra de la técnica.

En virtud de lo enunciado, España debería paralizar los numerosos P.I. solicitados o concedidos que pretendan utilizar fracking. Además, diversas agencias indican que los yacimientos españoles no reportarían producciones comerciales. No obstante, si dicha premisa no se cumple, y España apuesta por la explotación comercial de tales recursos, sería necesario actualizar la normativa nacional para que los permisos y autorizaciones se adapten a la extracción de estos recursos, debiendo reglamentarse también las visitas a las explotaciones durante su vida útil y al final de la misma. Un buen ejemplo lo aportan los vertederos, puesto que deben ser supervisados por el propietario durante un mínimo de 30 años desde su clausura.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Alonso-Suárez A & Mingo-González M. 2010. *La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa*. Cuadernos de Energía Nº28.
- Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. *Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.
- B.O.C. 2011. Decreto 26/2011, de 31 de marzo, por el que se otorga el permiso de investigación de hidrocarburos denominado Arquetu a la empresa Trofagás Hidrocarburos, S. L.
- B.O.C. 2013. Ley de Cantabria 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- B.O.E. 1998. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.
- B.O.E. 2001. Ley de Cantabria 2/2001, de 25 de junio, de Ordenación Territorial y Régimen Urbanístico del Suelo de Cantabria.
- B.O.E. 2008. Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la solicitud de los permisos de Investigación de Hidrocarburos denominados Aries 1 y Aries 2.
- B.O.E. 2009. Real Decreto 1781/2009, de 13 de noviembre, por el que se otorgan a Petroleum Oil & Gas España, S.A., los permisos de investigación de hidrocarburos denominados Bezana y Bigüenzo.
- B.O.E. 2011a. Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la solicitud del permiso de investigación de hidrocarburos denominado Polifemo (Nº 1.660).
- B.O.E. 2011b. Real Decreto 1299/2011, de 16 de septiembre, por el que se otorga a Trofagás Hidrocarburos, S.L. el permiso de investigación de hidrocarburos denominado Urraca.
- B.O.E. 2011c. Real Decreto 1772/2010, de 23 de diciembre, por el que se otorga a la sociedad Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. el permiso de investigación de hidrocarburos denominado Luena.
- B.O.E. 2012a. Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se publica la solicitud del permiso de investigación de hidrocarburos denominado Leo, expediente nº 1.673.
- B.O.E. 2012b. Real Decreto 547/2012, de 16 de marzo, por el que se convalida el Real Decreto 1462/2001, de 21 de diciembre, por el que se otorgan los permisos de investigación de hidrocarburos Canarias-1 a Canarias-9.
- B.O.E. 2013a. Anuncio de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se publica la solicitud del Permiso de Investigación de Hidrocarburos nº 22.375 denominado Acuario sito en los términos municipales de Moratalla, Caravaca de la Cruz, Cehegín y Bullas (Murcia).
- B.O.E. 2013b. Orden IET/2858/2012, de 11 de diciembre, por la que se autoriza el contrato de transmisión de la titularidad del permiso de investigación de hidrocarburos denominado Urraca.
- B.O.R.M. 2013. Acuerdo de Consejo de Gobierno por el que se otorga el permiso de investigación de hidrocarburos nº 22.357 denominado Escorpio, situado en los términos municipales de Cehegín, Calasparra y Moratalla, a favor de la empresa Oil and Gas Capital, S.L.
- B.O.U.E. 1994. Directiva 1994/22/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 1994, sobre las condiciones para la concesión y el ejercicio de las autorizaciones de prospección, exploración y producción de hidrocarburos.

- B.O.U.E. 2011. Ley 2011-835, de 13 de julio de 2011, por la que se prohíbe la exploración y la explotación de minas de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante fracturación hidráulica y se derogan los permisos exclusivos de las prospecciones que comporten proyectos en los que se utilice esta técnica.
- Chermak JA & Schreiber ME. 2014. Mineralogy and trace element geochemistry of gas shale in the United States: Environmental implications. *International Journal of Coal Geology*. 126: 32-44.
- Coleman JL, Milici RC, Cook TA, Charpentier RR, Kirschbaum M, Klett TR, Pollastro RM & Schenk CJ. 2011. *Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Devonian Marcellus Shale of the Appalachian Basin Province, 2011*. USGS science for a changing world.
- Comisiones Obreras. 2012. *Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación Hidráulica para la extracción de Gas no Convencional*. Informe elaborado por Comisiones Obreras. Disponible en http://www.ccoo.es/comunes/recursos/1/1138150-Informe_fractura_hidraulica.pdf (accedido el 24/03/2014).
- Dirección General de Medio Ambiente. 2012. *Criterios Técnicos Orientadores en materia de Medio Natural*. Informe elaborado por la Dirección General de Medio Ambiente de la Región de Murcia. Disponible en http://www.proexport.es/Documentos/Documentacion/2012918164814guia_criterios_orientadores.pdf (accedido el 20/06/2014).
- Ecologistas en Acción. 2012a. *Efectos de la fractura hidráulica sobre el agua en España*. Informe elaborado por Ecologistas en Acción. Disponible en http://www.ecologistasenaccion.es/IMG/pdf/Informe_fracking_agua_2012.pdf (accedido el 13/03/2014).
- Ecologistas en Acción. 2012b. *El fracking en el Estado español Situación, amenazas y resistencias*. Informe elaborado por Ecologistas en Acción. Disponible en http://www.ecologistasenaccion.org/IMG/pdf/informe_fracking.pdf (accedido el 26/03/2014).
- García-Portero, J. 2012. *El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible*. Colegio Oficial de Geólogos (CONAMA 2012).
- Gordon, JA. 2012. *Fracking 101*. The Ohio State University.
- Healy, D. 2012. *Hydraulic Fracturing or Fracking: A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts*. University of Aberdeen (Department of Geology & Petroleum Geology).
- Soeder DJ & Kappel WM. 2009. *Water Resources and Natural Gas Production from the Marcellus Shale*. USGS science for a changing world.
- Lavelle, M. 2013. Los Pros y Contras del Fracking. *National Geographic*: 39-57.
- Lechtenböhrer S, Altmann M, Capito S, Matra Z, Weindorf W & Zittel W. 2011. *Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana*. Parlamento Europeo (Dirección General de Políticas Interiores. Departamento Temático A: Política Económica y Científica).
- Lozano-Maya, JR. 2013. The United States experience as a reference of success for shale gas development: The case of Mexico. *Energy Policy*. 62: 70–78.
- Marzo, M. 2014. *Gas no Convencional: Recursos, previsiones de producción e Impacto Geopolítico de su desarrollo*. Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental.
- Matesanz-Caparroz, J. 2013. *Repercusiones territoriales de la fractura hidráulica o fracking en Cantabria, Burgos y Palencia. Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo*. Universidad Complutense de Madrid.

- Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. 2014. Descargas de capas en formato Shapefile (Shp). Disponible en <http://servicios2.magrama.es/sia/visualizacion/descargas/mapas.jsp#tema-ccaa> (accedido el 20/06/2014).
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/2014).
- Moreu-Carbonell, E. 2012. Marco Jurídico de la extracción de hidrocarburos mediante Fractura Hidráulica (Fracking). *Revista Catalana de Dret Ambiental*. III (2): 1-43.
- Poneman D, Hormats RD, Flanagan B, Patrick C, Yergin D, Salazar K, Obama B, Conrad K, Richter P, Jackson L, Clinton H, Tunstall T & Hoeven J. 2013. *The State of American Energy*. American Petroleum Institute (API).
- Raajiv-Menon, R. 2014. Exploration and production issues in South Asia. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*. 6: 39-47.
- Rahm, D. 2011. Regulating hydraulic fracturing in shale gas plays: The case of Texas. *Energy Policy*. 39: 2974–2981.
- Rivard C, Lavoie D, Lefebvre R, Séjourné S, Lamontagne C & Duchesne M. 2014. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. *International Journal of Coal Geology*. 126: 64–76.
- Rubio, MC. 2012. El fracking llega a España con polémica. *Técnica Industrial*. 298: 26-27.
- Serra-Peris, JC. 2011. *Impacto Ambiental de las Prospecciones Petrolíferas en el Golfo de Valencia*. Universidad Politécnica de Valencia.
- Simonelli, J. 2014. Home rule and natural gas development in New York: civil fracking rights. *Journal of Political Ecology*. 21: 259-278.
- Tollefson, J. 2012. Air sampling reveals high emissions from gas field. *Nature*. (*International weekly journal of science*). 482: 139–140.
- U.S. Department of Energy, 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.
- Vengosh A, Warner N, Jackson R & Darrah T. 2013. The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States. *Procedia Earth and Planetary Science*. 7: 863–866.
- Wang C, Wang F, Du H & Zhang X. 2014. Is China really ready for shale gas revolution—Re-evaluating shale gas challenges. *Environmental Science & Policy*. 39: 49-55.

8. ANEXOS

8.1. Anexo I: Anexo de figuras y tablas

Índice de Figuras

Figura 1. Proceso de perforación y fracturación de un pozo para exploración/producción de hidrocarburos estimulado en una sola etapa. Fuente: García-Portero, J. 2012. <i>El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible</i> . Colegio Oficial de Geólogos (CONAMA 2012).....	46
Figura 2. Fracturación hidráulica (multietapa) de una formación almacén en cinco etapas consecutivas, con un espesor de aproximadamente 100m cada una. Fuente: García-Portero, J. 2012. <i>El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible</i> . Colegio Oficial de Geólogos (CONAMA 2012).....	46
Figura 3. Ejemplo de la Perforación horizontal junto con la técnica de Fracturación hidráulica. Fuente: Paddrilling. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. <i>Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro</i> . Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.....	47
Figura 4. Evolución de la Fracturación Hidráulica. Fuente: Matesanz-Caparroz, J. 2013. <i>Repercusiones territoriales de la fractura hidráulica o fracking en Cantabria, Burgos y Palencia. Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo</i> . Universidad Complutense de Madrid.....	47
Figura 5. Estimación de recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto en trillones de pies cúbicos (tcf). Fuente: EIA, junio 2013, evaluación de 137 formaciones en 41 países. Extraído de: http://www.ecoportel.net/Temas_Especiales/Energias/Fracking_EE.UU._Y_la_fiebre_de_esquisto_en_America_Latina	48
Figura 6. Reservas de gas y petróleo procedentes de esquistos. Fuente: http://www.adv-res.com/	48
Figura 7. Recursos estimados de gas de esquisto (shale gas) en 2010. Fuente: http://www.fracturahidraulicano.info/sites/default/files/media/frackingsesion_2_abril_2014.pdf	49
Figura 8. Producción total de gas no convencional por país (en bcm anuales, siendo 1 tcf =28,3 bcm), su distribución por tipos y porcentaje que dicha producción representa en cada país, respecto a su producción total de gas natural.Fuente: OECD/IEA 2012. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. <i>Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro</i> . Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.....	49
Figura 9. Reservas de gas de esquisto susceptibles de ser aprovechadas por fracking en EEUU en el 2011. Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA). Extraído de: http://www.hablandodeciencia.com/articulos/2013/02/11/una-breve-revision-sobre-el-estado-de-la-ciencia-con-el-fracking/	50
Figura 10. Cuencas de gas de esquisto (shale gas) en EEUU. Fuente: Alonso-Suárez A & Mingo-González M. 2010. <i>La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas).Una revolución silenciosa</i> . 28 Cuadernos de Energía.....	50
Figura 11. Evolución de la explotación de gas no convencional en la formación Barnett. Fuente: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. <i>Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro</i> . Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.....	51

Figura 12. Cuenca de esquisto de Marcellus. Fuente: American Association of Petroleum Geologists. Extraído de: Gordon, JA. 2012. <i>Fracking 101</i> . The Ohio State University.....	52
Figura 13. Estimulación por fracking de un pozo de gas de esquisto en Marcellus. Fuente: Soeder DJ & Kappel WM. 2009. <i>Water Resources and Natural Gas Production from the Marcellus Shale</i> . USGS science for a changing world.....	53
Figura 14. Pozos de gas natural no convencional en el campo Jonah (Estado de Wyoming). Fuente: Tollefson, J. 2012. Air sampling reveals high emissions from gas field. <i>News in Focus</i> . 482: 139-140.....	54
Figura 15. Producción anual de gas de esquisto en EEUU (shale gas) en tcf. Fuente: EIA, Lippman Consulting (2010 estimated). Extraído de: Gordon, JA. 2012. <i>Fracking 101</i> . The Ohio State University.....	54
Figura 16. Reservas de metano en capas de carbón (CBM) en EEUU. Fuente: Energy Information Administration (EIA, Abril 2009). Extraído de: De la Cruz-Sánchez, A. 2013. <i>Identificación de los Riesgos Ambientales y Sanitarios de la Producción de Gas mediante Fracturación Hidráulica y Bases para una Propuesta Metodológica de Estimación de Vulnerabilidad de las Aguas Subterráneas</i> . Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (Proyecto Fin de Carrera).....	54
Figura 17. Reservas de gas en areniscas compactas de baja permeabilidad (tight gas) en los EEUU. Fuente: Energy Information Administration (EIA, Junio 2010). Extraído de: De la Cruz-Sánchez, A. 2013. <i>Identificación de los Riesgos Ambientales y Sanitarios de la Producción de Gas mediante Fracturación Hidráulica y Bases para una Propuesta Metodológica de Estimación de Vulnerabilidad de las Aguas Subterráneas</i> . Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (Proyecto Fin de Carrera).....	55
Figura 18. Producción de gas no convencional en EEUU y proyección para el año 2030. Fuente: US Energy Information Administration. Extraído de: Comisiones Obreras. 2012. <i>Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación Hidráulica para la extracción de Gas no Convencional</i> . Informe elaborado por Comisiones Obreras. Disponible en http://www.ccoo.es/comunes/recursos/1/1138150-Informe_fractura_hidraulica.pdf (accedido el 24/03/2014).....	55
Figura 19. Evolución de la producción nacional de gas natural en EEUU (en trillones de metros cúbicos y en porcentaje). Fuente: U.S. Energy Information Administration, AEO2012. Early Release Overview, January 23, 2012. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. <i>Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro</i> . Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.....	56
Figura 20. Producción de gas no convencional (en bcm) en países clave entre 2011 y 2035. Fuente: IEA, WEO 2013. Extraído de: Marzo, M. 2014. <i>Gas no Convencional: Recursos, previsiones de producción e Impacto Geopolítico de su desarrollo</i> . Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental.....	56
Figura 21. Formaciones de gas de esquisto en Canadá mostrando las cinco provincias que contienen los reservorios más prometedores: Columbia Británica (BC), Alberta (AB), Quebec (QC), New Brunswick (NB) y Nueva Escocia (NS). Fuente: Rivard C, Lavoie D, Lefebvre R, Séjourné S, Lamontagne C & Duchesne M. 2014. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. <i>International Journal of Coal Geology</i> . 126: 64–76.....	57
Figura 22. Número total de pozos perforados anualmente para hidrocarburos no convencionales (líquidos y gaseosos) en pizarras y arenas compactas por año en Canadá y producción anual de gas de esquisto en la Columbia Británica. Fuente: Rivard C, Lavoie D, Lefebvre R, Séjourné S, Lamontagne C & Duchesne M. 2014. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. <i>International Journal of Coal Geology</i> . 126: 64–76.....	57

Figura 23. Cuenca de Siberia Occidental mostrando las zonas potenciales para el gas de esquisto y esquisto bituminoso. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. <i>EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.....	58
Figura 24. Gas de esquisto y esquisto bituminoso en las Cuencas de Rusia. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. <i>EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.....	59
Figura 25. Recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto (shale gas). Fuente: EIA (US Energy Information Administration), 2001. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. <i>Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro</i> . Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.....	60
Figura 26. Gaseoducto entre Myanmar y Bangladesh-India que garantiza el transporte de gas natural. Fuente: Raajiv-Menon, R. 2014. Exploration and production issues in South Asia. <i>Journal of Unconventional Oil and Gas Resources</i> . 6: 39-47.....	61
Figura 27. Proyectos de gaseoducto Turkmenistán-Afganistán-Pakistán-India e Irán-Pakistán-India. Fuente: Raajiv-Menon, R. 2014. Exploration and production issues in South Asia. <i>Journal of Unconventional Oil and Gas Resources</i> . 6: 39-47.....	61
Figura 28. Estimación de reservas de gas natural (convencional y no convencional) por países para el año 2035. Fuente: OECD/EIA (2011). Extraído de: García-Portero, J. 2012. <i>El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible</i> . Colegio Oficial de Geólogos (CONAMA 2012).....	61
Figura 29. Ubicación de las cuencas de gas de esquisto (shale gas) en Polonia. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. <i>EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.....	62
Figura 30. Cuenca del Báltico mostrando las áreas prospectivas para Llandovery Shale, Lituania y Kaliningrado. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. <i>EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.....	63
Figura 31. Cuencas de esquisto en el Reino Unido. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. <i>EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.....	63
Figura 32. Cuencas de esquisto de Europa del Este. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. <i>EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.....	64
Figura 33. Cuencas de esquisto de Europa Occidental y del Norte. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. <i>EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.....	65
Figura 34. Mapa Geológico de España (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/ 2014).....	65
Figura 35. Leyenda explicativa del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: elaboración propia a partir del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicacionesenergia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/ 2014).....	66

Figura 36. Hoja 1 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	66
Figura 37. Hoja 2 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	67
Figura 38. Hoja 3 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	68
Figura 39. Hoja 4 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	69
Figura 40. Hoja 5 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	70
Figura 41. Hoja 6 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	71
Figura 42. Hoja 7 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	72
Figura 43. Hoja 8 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html (accedido el 16/03/2014).....	73
Figura 44. Municipios contenidos en los Permisos de Investigación de hidrocarburos Bezana y Bigüenzo (2014) a escala 1:340.265. Fuente: elaboración propia.....	74
Figura 45. Municipios afectados por el permiso de investigación Arquetu (2014) a escala 1:138.038. Fuente: elaboración propia.....	74
Figura 46. Municipios afectados por el Proyecto Gran Enara de 424.837,3 hectáreas. Escala 1:521.877. Fuente: elaboración propia.....	75

Figura 47. Afecciones del P.I Bezana y Bigüenzo al medio ambiente. Fuente: elaboración propia.....76

Índice de Tablas

Tabla 1. Permisos de investigación de hidrocarburos del Proyecto Gran Enara. Fuente: elaboración propia..... 76

Tabla 2. Principales Permisos de Investigación de Hidrocarburos (P.I) existentes en España (en 2014). Fuente: elaboración propia..... 77

Tabla 3. Concesiones de Explotación Vigentes en 2014. Fuente: elaboración propia. 81

Tabla 4. Marco Jurídico aplicable a la Fracturación Hidráulica (carencias y lagunas del mismo). Fuente: elaboración propia..... 81

Tabla 5. Organismos de relevancia en el contexto internacional y europeo. Fuente: elaboración propia. 87

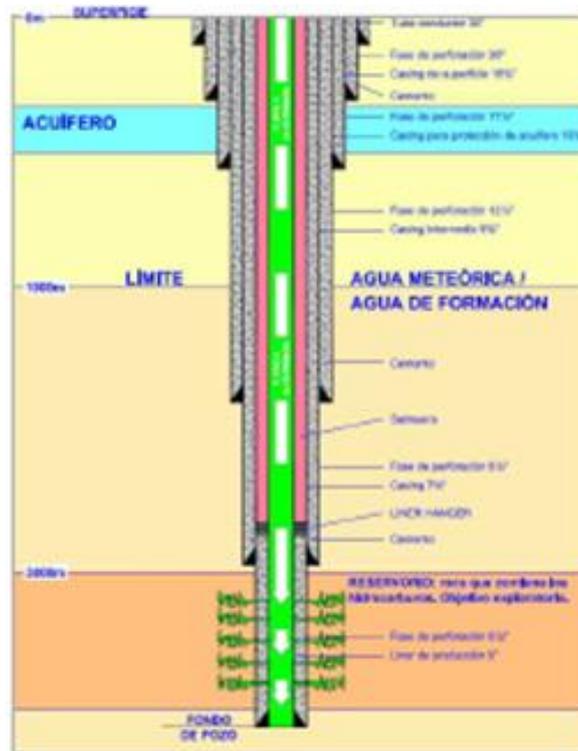


Figura 1. Proceso de perforación y fracturación de un pozo para exploración/producción de hidrocarburos estimulado en una sola etapa. Fuente: García-Portero, J. 2012. *El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible*. Colegio Oficial de Geólogos (CONAMA 2012).



Figura 2. Fracturación hidráulica (multietapa) de una formación almacén en cinco etapas consecutivas, con un espesor de aproximadamente 100m cada una. Fuente: García-Portero, J. 2012. *El gas natural no convencional. El*

gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible. Colegio Oficial de Geólogos (CONAMA 2012).

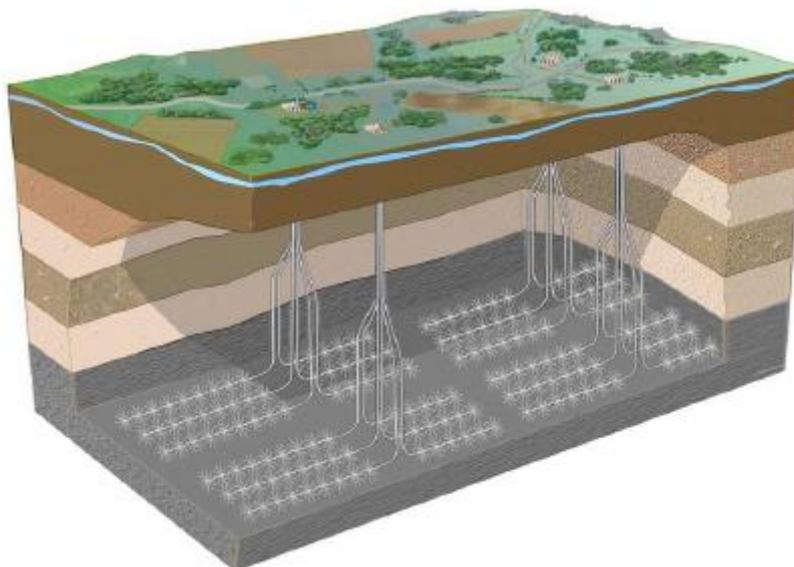


Figura 3. Ejemplo de la Perforación horizontal junto con la técnica de Fracturación hidráulica. Fuente: Paddrilling. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredo-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. *Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.

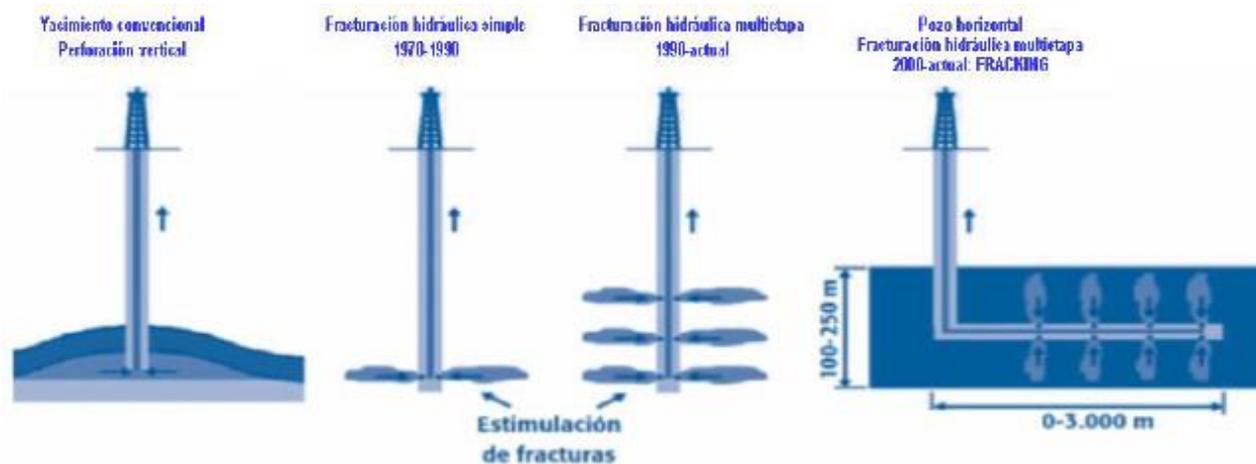


Figura 4. Evolución de la Fracturación Hidráulica. Fuente: Matesanz-Caparroz, J. 2013. *Repercusiones territoriales de la fractura hidráulica o fracking en Cantabria, Burgos y Palencia. Los Permisos de Investigación Bezana y Bigüenzo*. Universidad Complutense de Madrid.



Figura 5. Estimación de recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto en trillones de pies cúbicos (tcf).

Fuente: EIA, junio 2013, evaluación de 137 formaciones en 41 países. Extraído de: http://www.ecoport.net/Temas_Especiales/Energias/Fracking_EE.UU._Y_la_fiebre_de_esquisto_en_America_Latina.

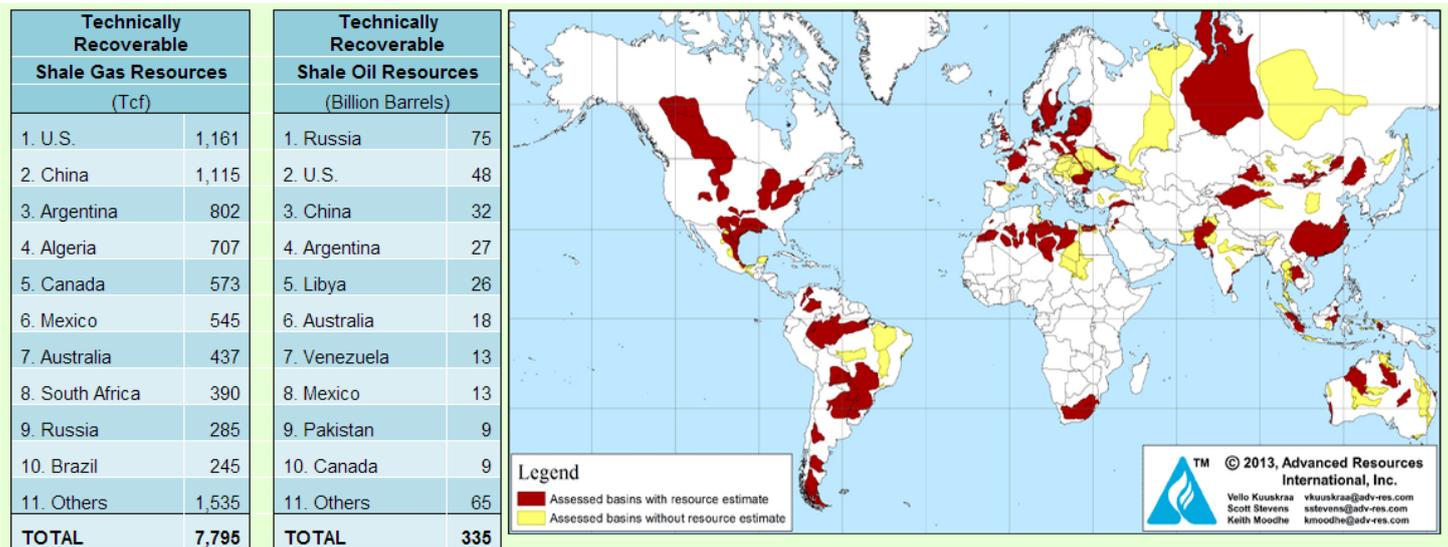


Figura 6. Reservas de gas y petróleo procedentes de esquistos. Obsérvese que en el caso del gas de esquisto, la mayoría de los recursos estimados coinciden con los de la figura 5. Fuente: <http://www.adv-res.com/>.

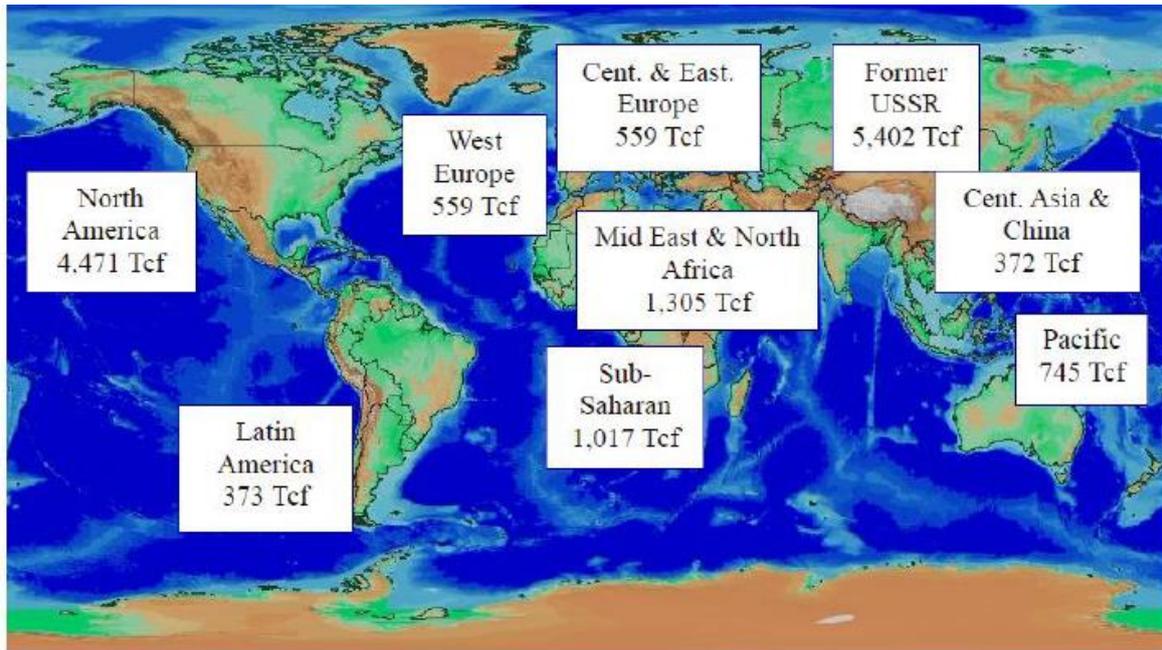


Figura 7. Recursos estimados de gas de esquisto (shale gas) en 2010. Obsérvese la disparidad en las cifras con respecto a las presentadas en la figura 5. Fuente: http://www.fracturahidraulicano.info/sites/default/files/media/frackingsesion_2_abril_2014.pdf

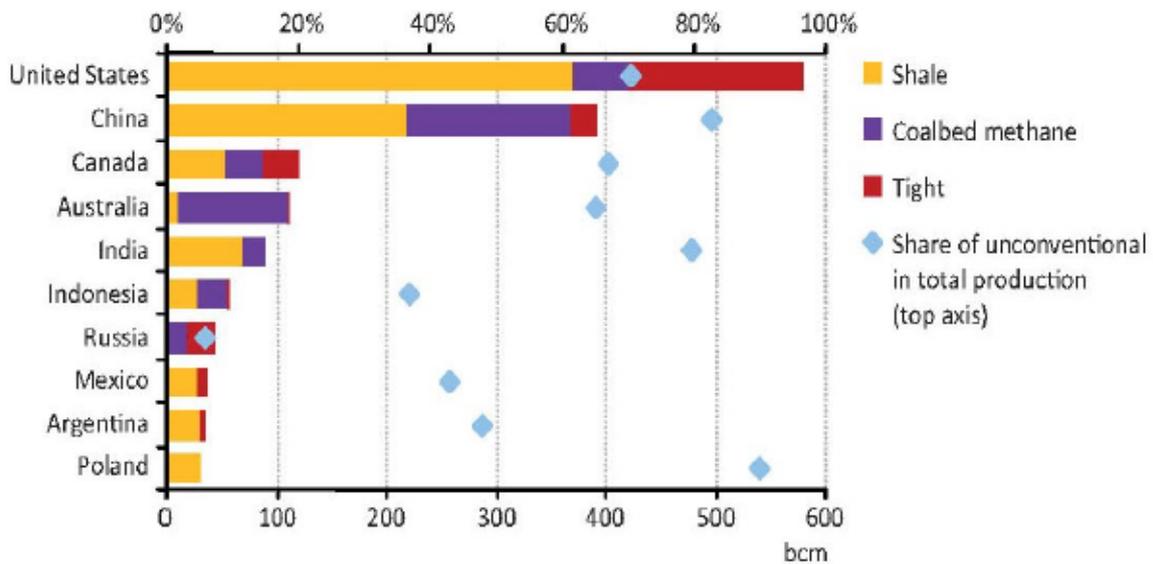


Figura 8. Producción total de gas no convencional por país (en bcm anuales, siendo 1 tcf =28,3 bcm), su distribución por tipos y porcentaje que dicha producción representa en cada país, respecto a su producción total de gas natural. Por este motivo la ausencia de ciertos países o la baja producción registrada en otros no se deben a la escasez de estos recursos sino a la existencia de importantes reservas de gas natural convencional en los mismos. Fuente: OECD/IEA 2012. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscobal I. 2013. *Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.

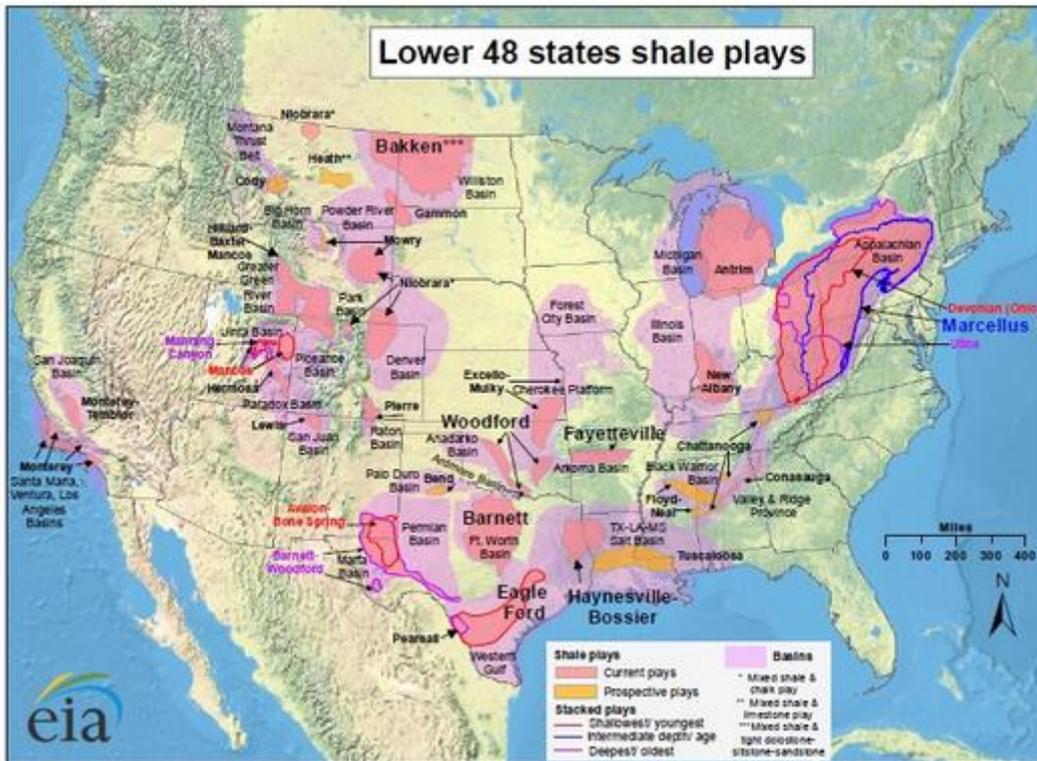


Figura 9. Reservas de gas de esquisto susceptibles de ser aprovechadas por fracking en EEUU en el 2011. Obsérvese la gran extensión de algunos de estos yacimientos no convencionales. Fuente: U.S. Energy Information Administration (EIA). Extraído de: <http://www.hablandodeciencia.com/articulos/2013/02/11/una-breve-revision-sobre-el-estado-de-la-ciencia-con-el-fracking/>.

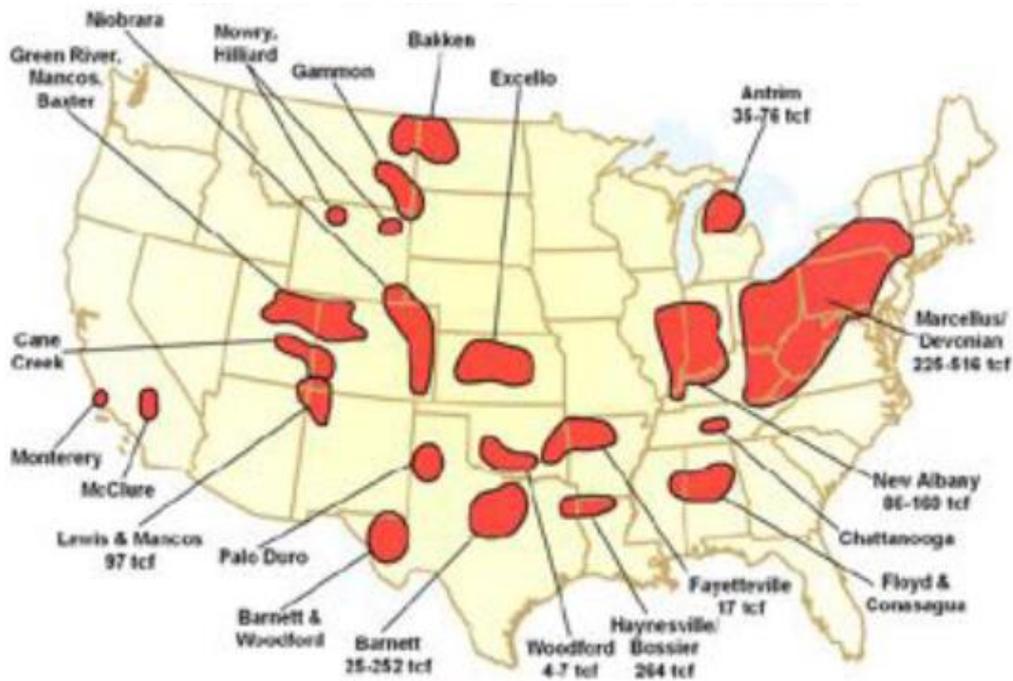


Figura 10. Cuencas de gas de esquisto (shale gas) en EEUU. Fuente: Alonso-Suárez A & Mingo-González M. 2010. *La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa*. 28 Cuadernos de Energía.

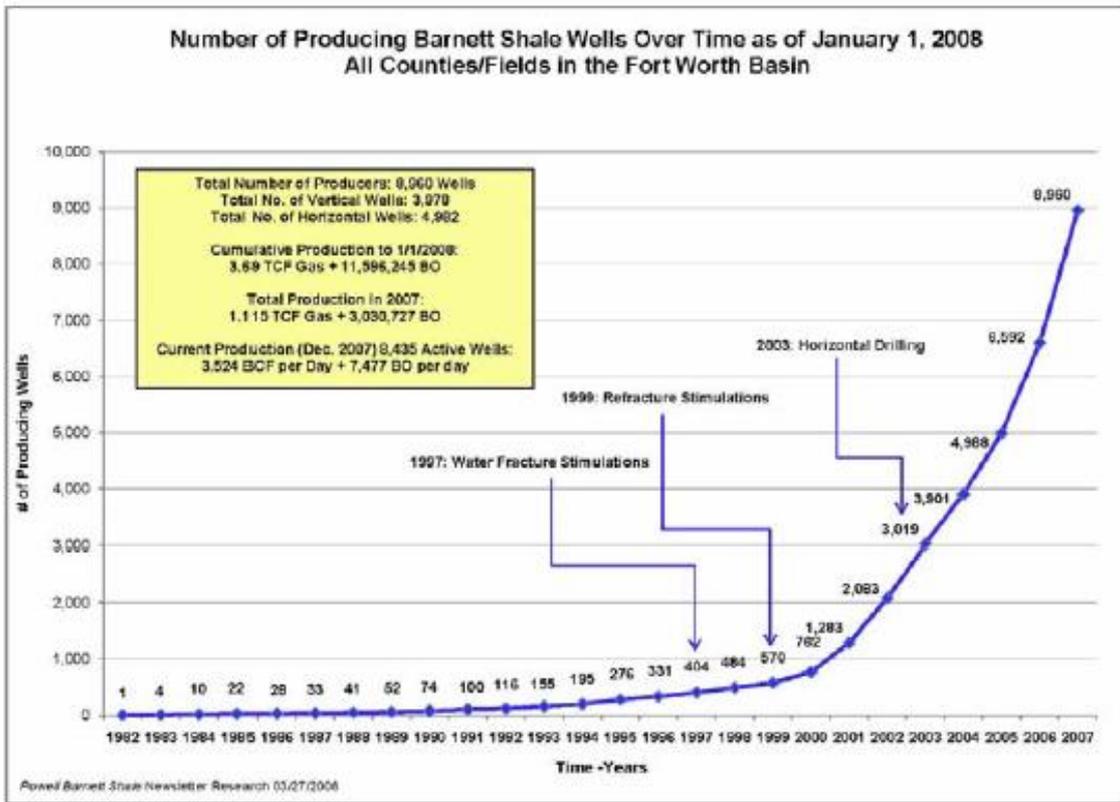


Figura 11. Evolución de la explotación de gas no convencional en la formación Barnett. Fuente: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredó-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. *Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.



Figura 12. Cuenca de esquisto de Marcellus. Fuente: American Association of Petroleum Geologists. Extraído de: Gordon, JA. 2012. *Fracking 101*. The Ohio State University.



Figura 13. Estimulación por fracking de un pozo de gas de esquisto en Marcellus. Obsérvese la cantidad de equipo móvil (camiones) utilizado (año 2007). Fuente: Soeder DJ & Kappel WM. 2009. *Water Resources and Natural Gas Production from the Marcellus Shale*. USGS science for a changing world.



Figura 14. Pozos de gas natural no convencional en el campo Jonah (Estado de Wyoming). Fuente: Tollefson, J. 2012. Air sampling reveals high emissions from gas field. *News in Focus*. 482: 139-140.

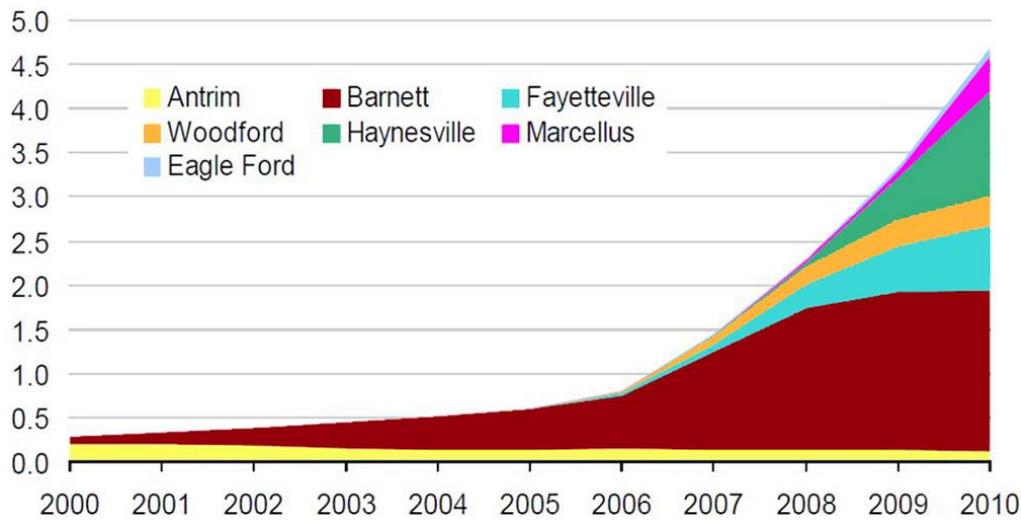


Figura 15. Producción anual de gas de esquisto en EEUU (shale gas) en tcf. Obsérvese cómo hasta 2010 ha sido la formación Barnett la que ha obtenido las mayores producciones de dicho gas. Fuente: EIA, Lippman Consulting (2010 estimated). Extraído de: Gordon, JA. 2012. *Fracking 101*. The Ohio State University.

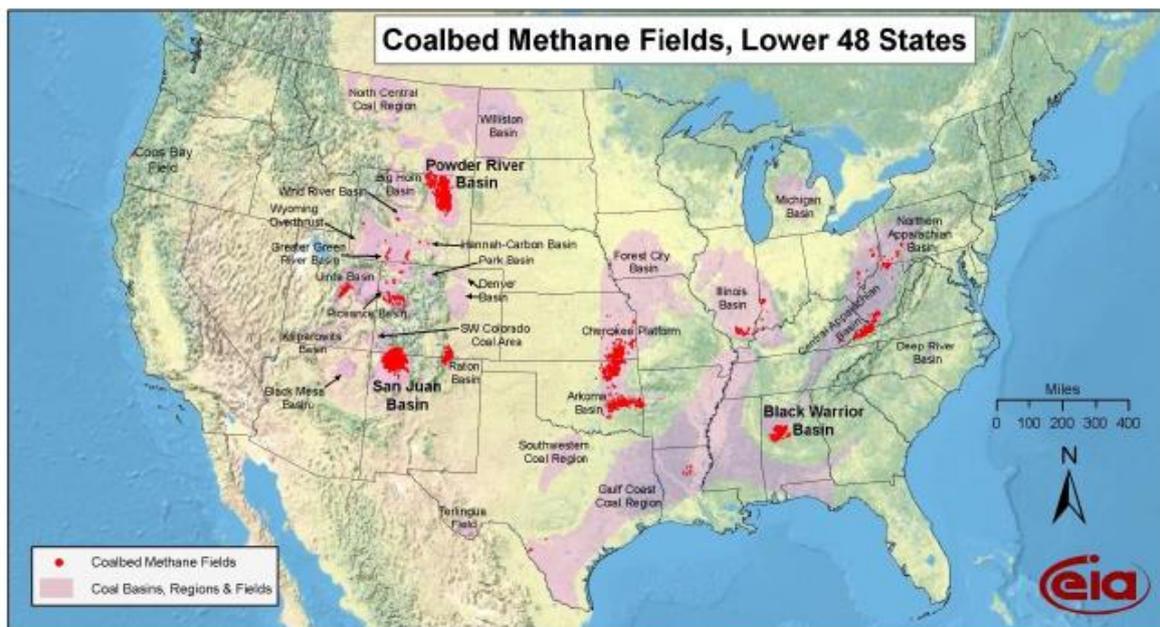


Figura 16. Reservas de metano en capas de carbón (CBM) en EEUU. Fuente: Energy Information Administration (EIA, Abril 2009). Extraído de: De la Cruz-Sánchez, A. 2013. *Identificación de los Riesgos Ambientales y Sanitarios de la Producción de Gas mediante Fracturación Hidráulica y Bases para una Propuesta Metodológica de Estimación de Vulnerabilidad de las Aguas Subterráneas*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (Proyecto Fin de Carrera).

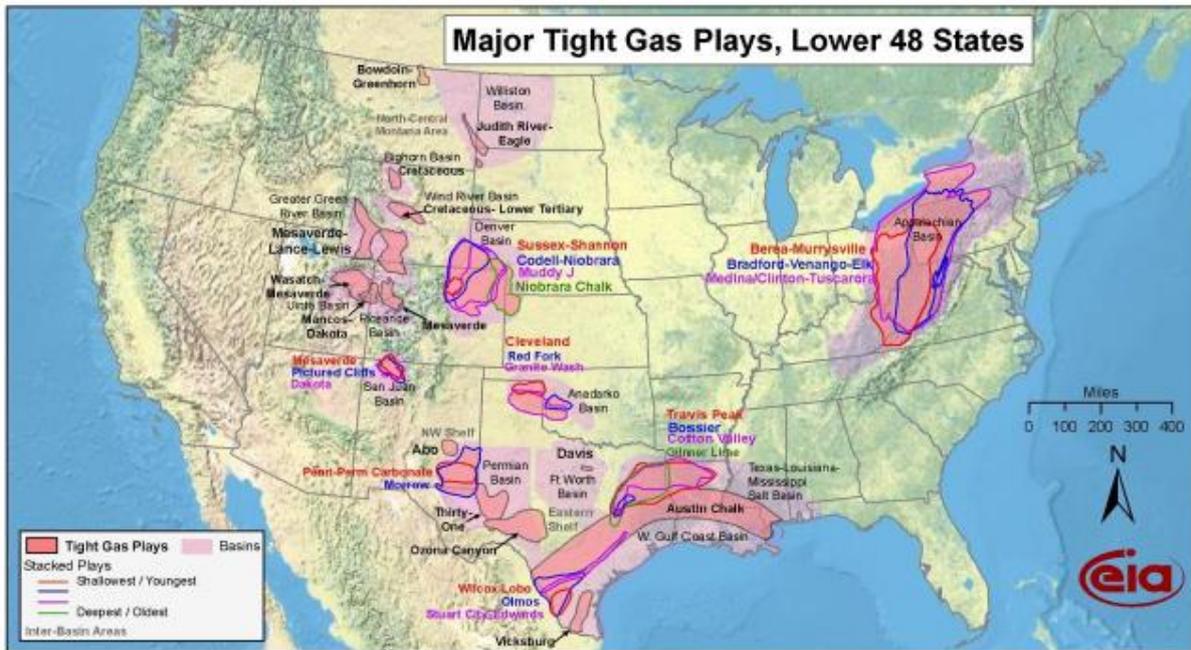


Figura 17. Reservas de gas en areniscas compactas de baja permeabilidad (tight gas) en los EEUU. Fuente: Energy Information Administration (EIA, Junio 2010). Extraído de: De la Cruz-Sánchez, A. 2013. *Identificación de los Riesgos Ambientales y Sanitarios de la Producción de Gas mediante Fracturación Hidráulica y Bases para una Propuesta Metodológica de Estimación de Vulnerabilidad de las Aguas Subterráneas*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas (Proyecto Fin de Carrera).

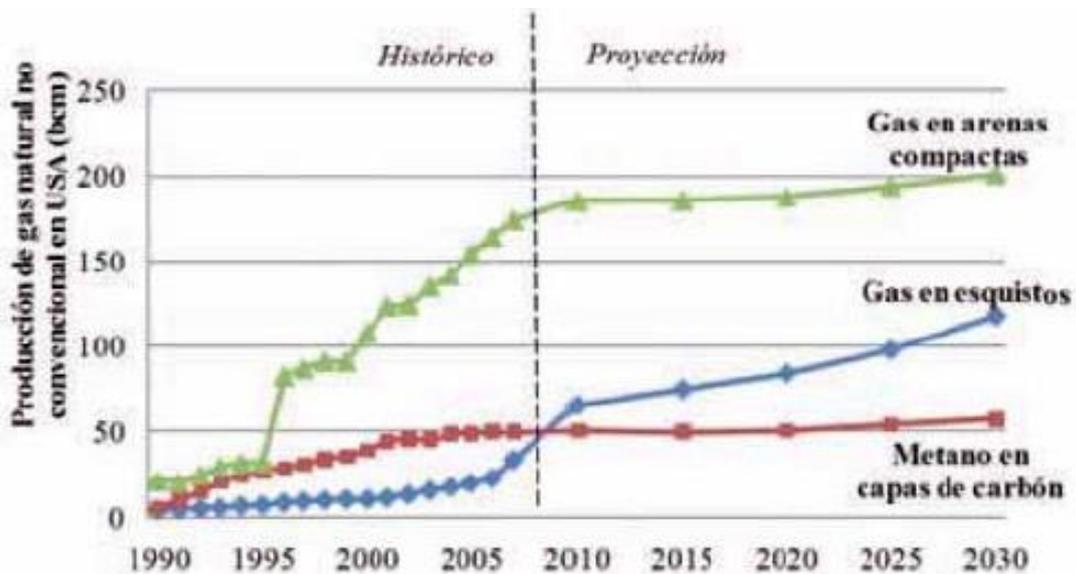


Figura 18. Producción de gas no convencional en EEUU y proyección para el año 2030. Fuente: US Energy Information Administration. Extraído de: Comisiones Obreras. 2012. *Impacto Ambiental del Sistema de Fracturación Hidráulica para la extracción de Gas no Convencional*. Informe elaborado por Comisiones Obreras. Disponible en http://www.coo.es/comunes/recursos/1/1138150-Informe_fractura_hidraulica.pdf (accedido el 24/03/2014).

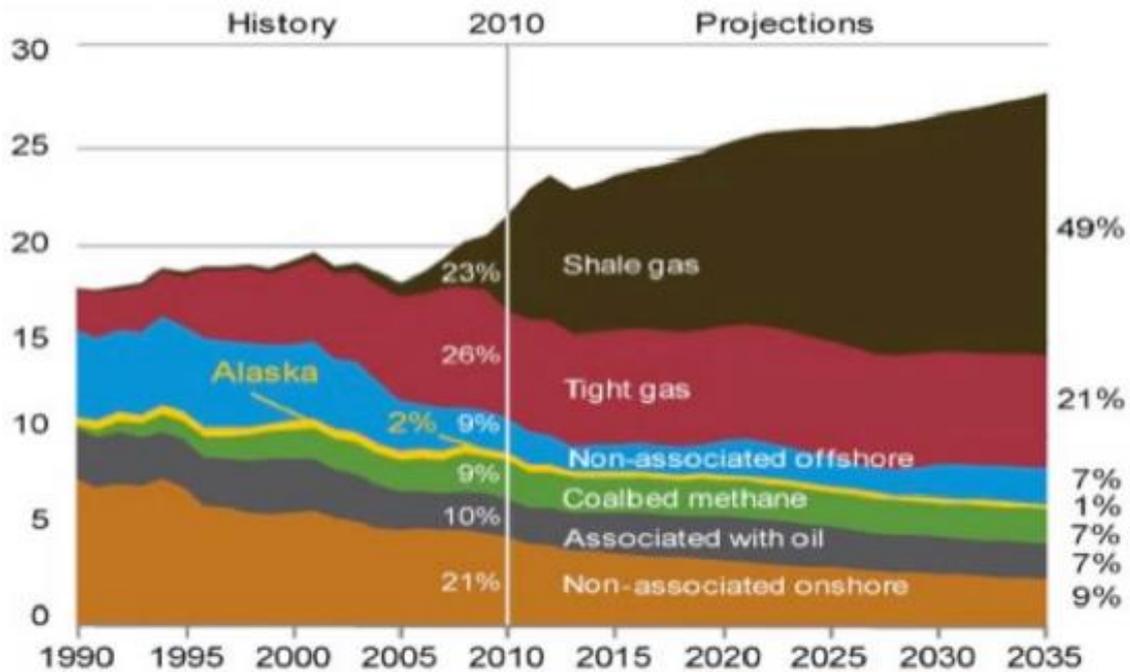


Figura 19. Evolución de la producción nacional de gas natural en EEUU (en trillones de metros cúbicos y en porcentaje). Obsérvese con respecto a la figura 18 la disparidad que presentan algunos recursos, ya que por ejemplo en la figura 18 el metano en capas de carbón experimenta un crecimiento estable con un tímido aumento entre 2025 y 2030, mientras que en la figura 19 dicho recurso sufre una caída considerable pasando de suponer un 9% en 2010, de la producción total de gas no convencional en los EEUU, a un 7% en 2035. Fuente: U.S. Energy Information Administration, AEO2012. Early Release Overview, January 23, 2012. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredo-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscozabal I. 2013. *Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.

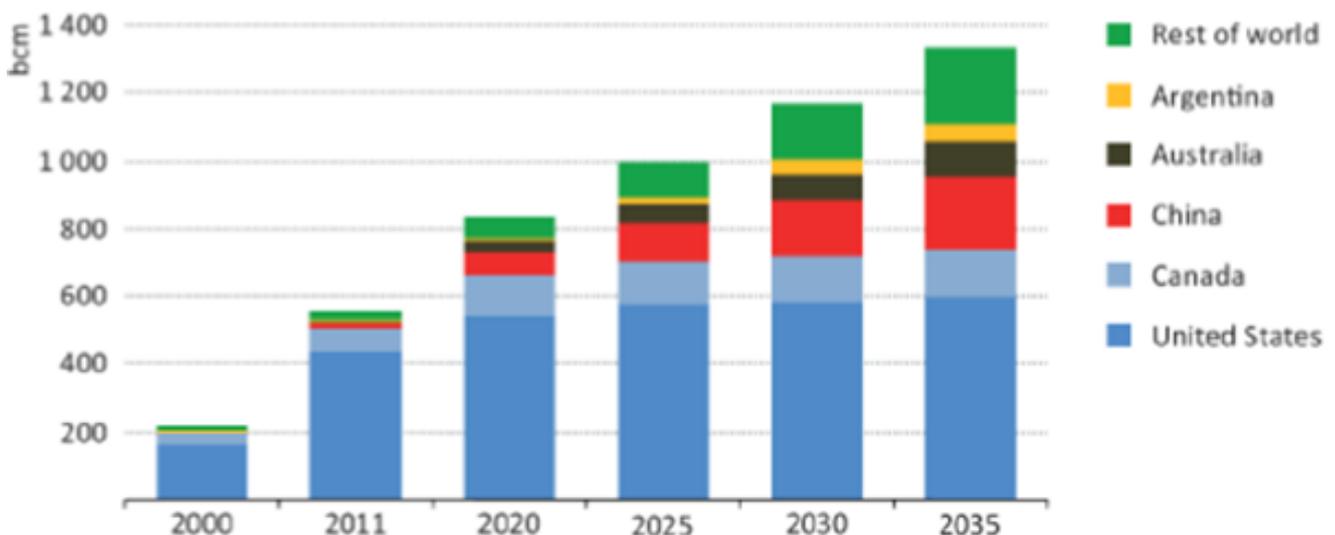


Figura 20. Producción de gas no convencional (en bcm) en países clave entre 2011 y 2035. Obsérvese que en 2035 al monopolio de EEUU y Canadá, por dichos recursos, se habrán sumado otras potencias. Fuente: IEA, WEO 2013. Extraído de: Marzo, M. 2014. *Gas no Convencional: Recursos, previsiones de producción e Impacto Geopolítico de su desarrollo*. Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental.

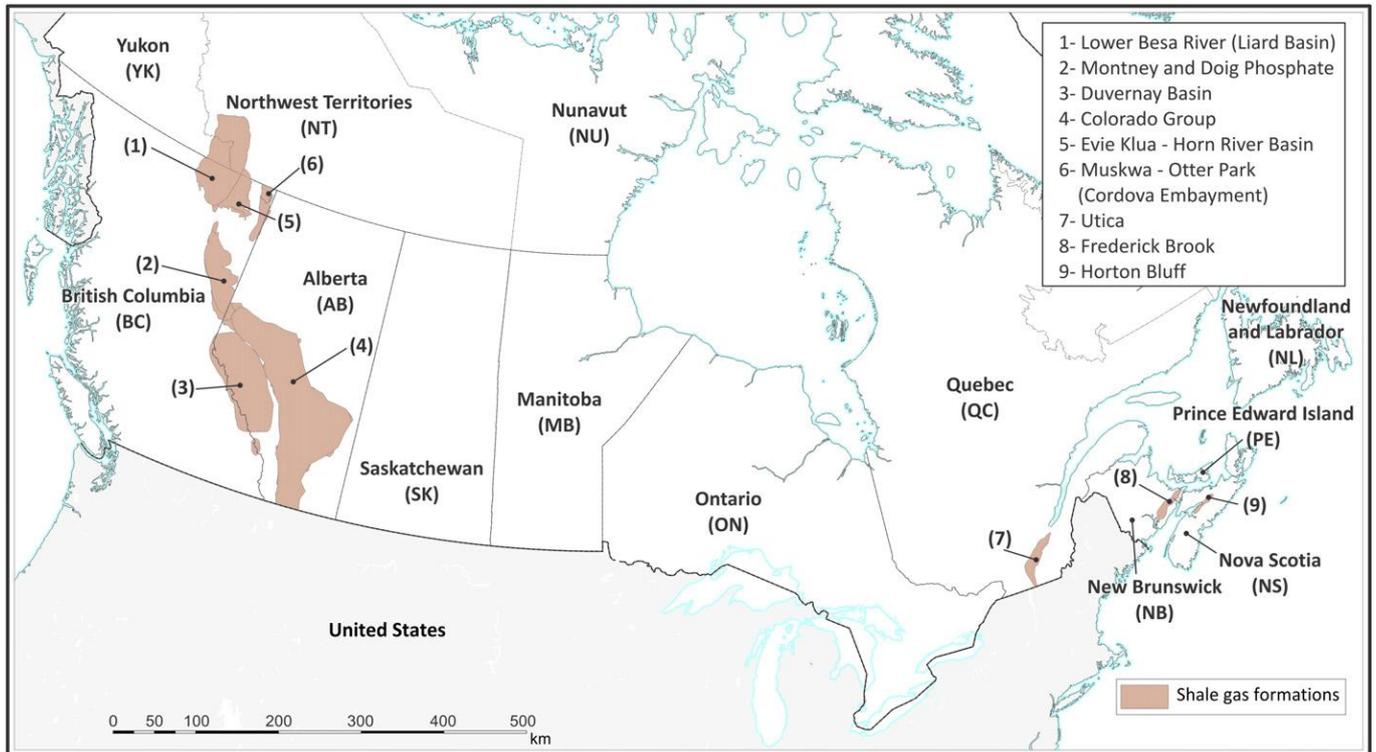


Figura 21. Formaciones de gas de esquisto en Canadá mostrando las cinco provincias que contienen los reservorios más prometedores: Columbia Británica (BC), Alberta (AB), Quebec (QC), New Brunswick (NB) y Nueva Escocia (NS). Fuente: Rivard C, Lavoie D, Lefebvre R, Séjourné S, Lamontagne C & Duchesne M. 2014. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. *International Journal of Coal Geology*. 126: 64–76.

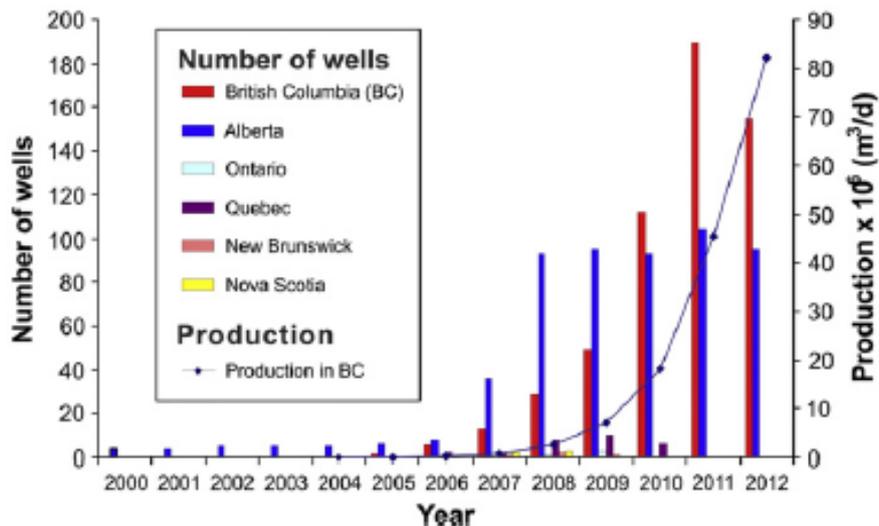


Figura 22. Número total de pozos perforados anualmente para hidrocarburos no convencionales (líquidos y gaseosos) en pizarras y arenas compactas por año en Canadá y producción anual de gas de esquisto en la Columbia Británica. La mayoría de los pozos se perforaron en la Columbia Británica (48,3%) y en Alberta (48,2%), aunque el gas representa un componente menor en Alberta. Algunos pozos se encuentran en Quebec (2,3%), y la suma de los pozos en New Brunswick y Nueva Escocia es igual a 0,6%. Fuente: Rivard C, Lavoie D, Lefebvre R, Séjourné S, Lamontagne C & Duchesne M. 2014. An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns. *International Journal of Coal Geology*. 126: 64–76.

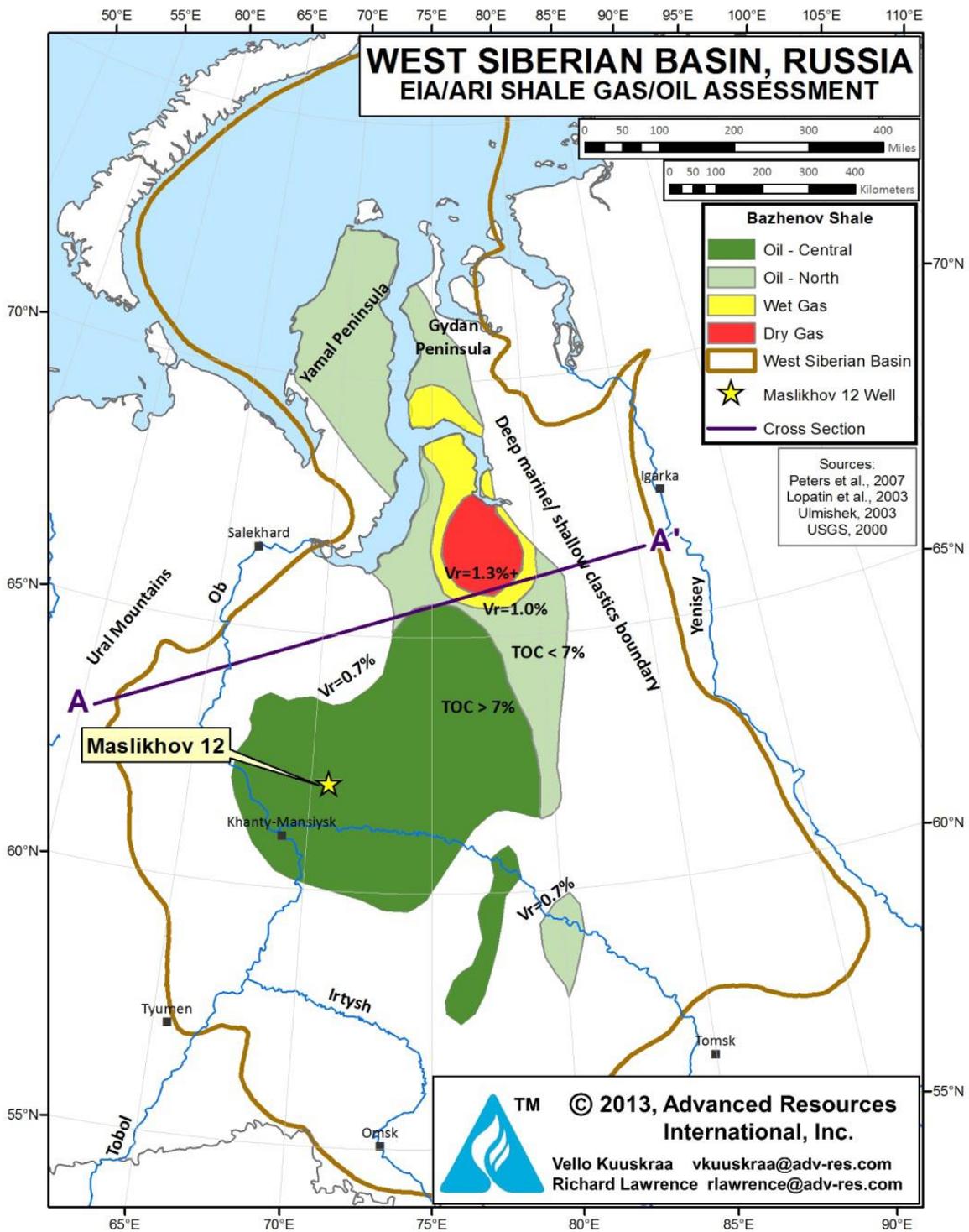


Figura 23. Cuenca de Siberia Occidental mostrando las zonas potenciales para el gas de esquisto y esquisto bituminoso. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

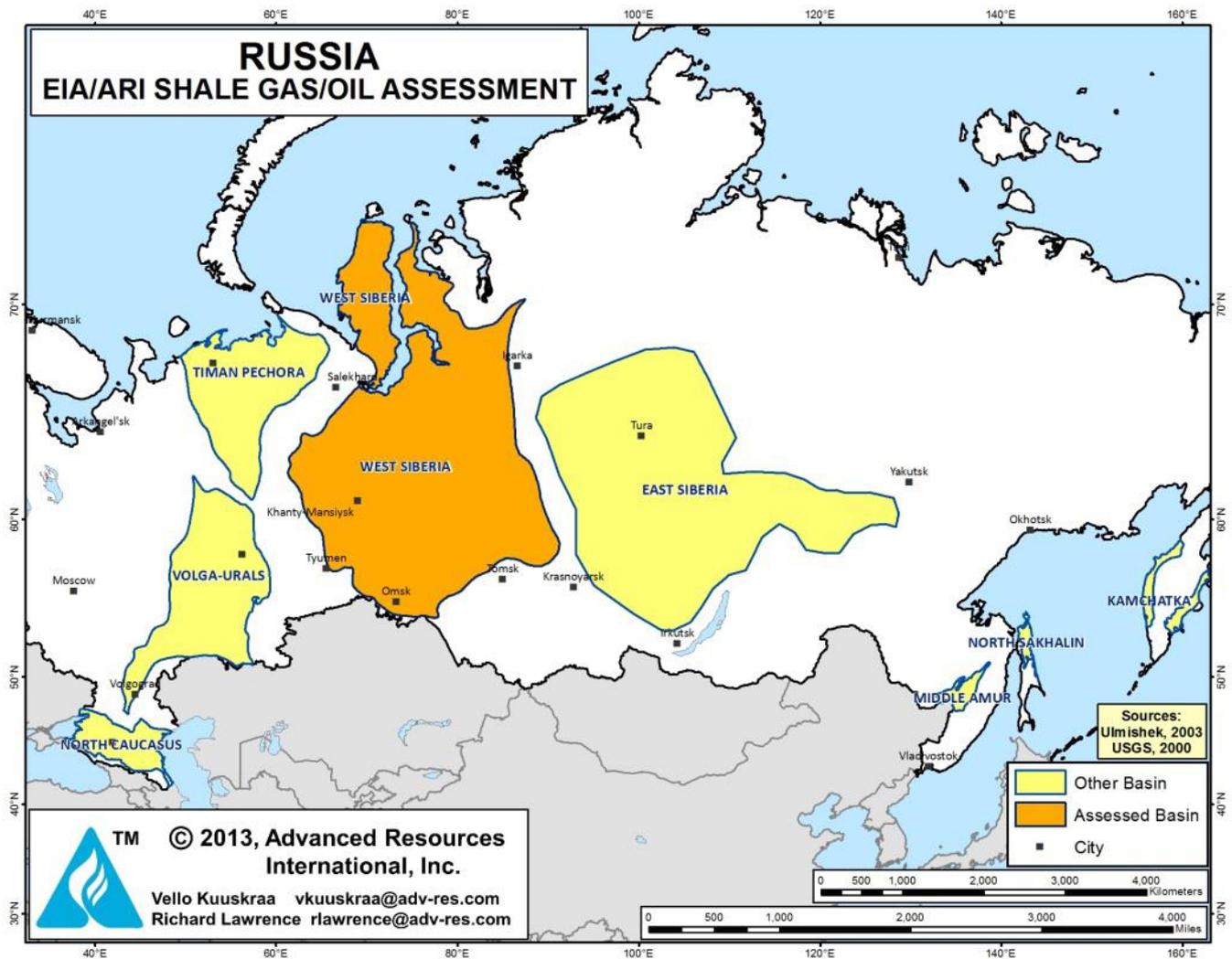


Figura 24. Gas de esquisto y esquisto bituminoso en las Cuencas de Rusia. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

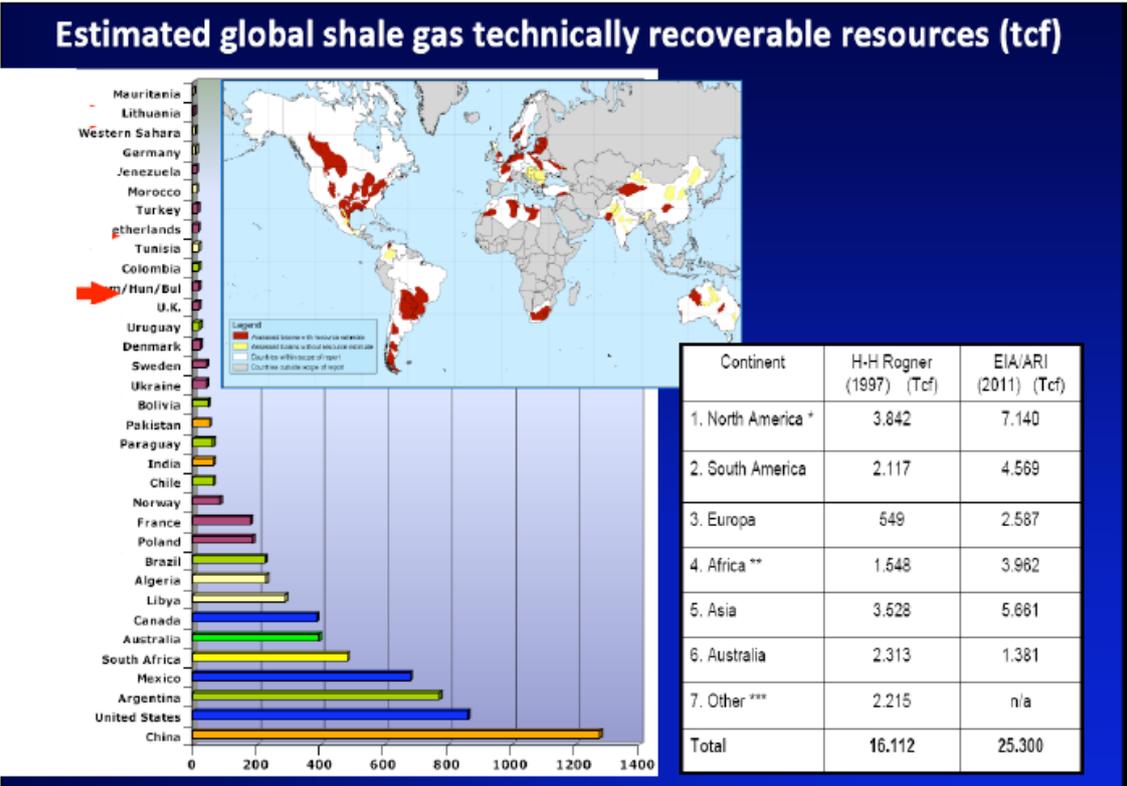


Figura 25. Recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto (shale gas). Fuente: EIA (US Energy Information Administration), 2001. Extraído de: Álvarez-Fernández I, Arenillas-González A, Cayola-Cortés FJ, Cienfuegos-Suárez P, García de la Noceda-Márquez C, Loredo-Pérez J, Martínez-Orio R, Mazadiego-Martínez LF, Vázquez-Teijeira D, Vicuña-Irusta JC & Tarín-Egoscózabal I. 2013. *Gas no Convencional en España, una Oportunidad de Futuro*. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas.



Figura 26. Gaseoducto entre Myanmar y Bangladesh-India que garantiza el transporte de gas natural. Fuente: Raajiv-Menon, R. 2014. Exploration and production issues in South Asia. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*. 6: 39-47.

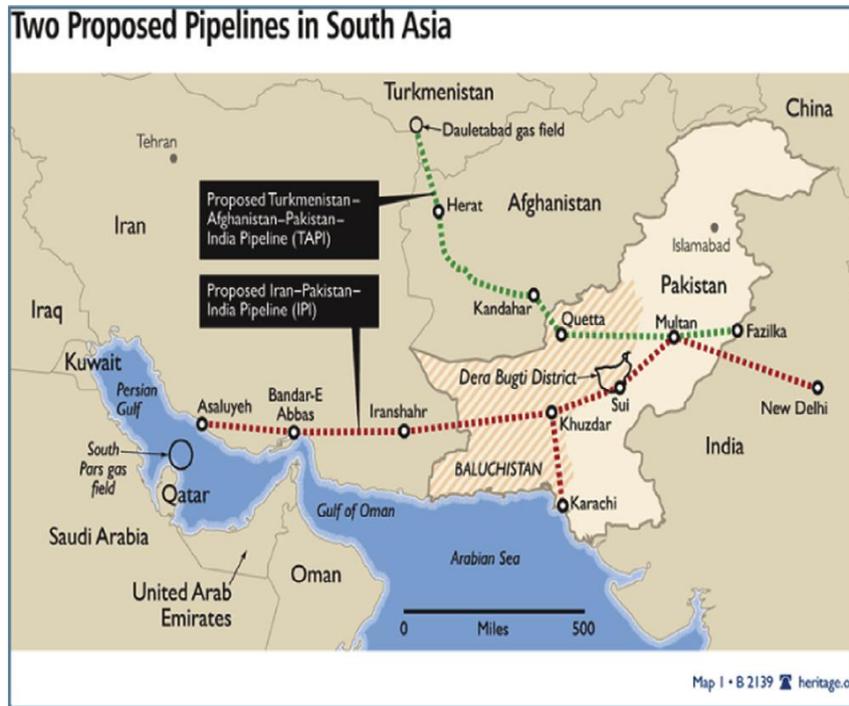


Figura 27. Proyectos de gaseoducto Turkmenistán-Afganistán-Pakistán-India e Irán-Pakistán-India. Fuente: Raajiv-Menon, R. 2014. Exploration and production issues in South Asia. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*. 6: 39-47.

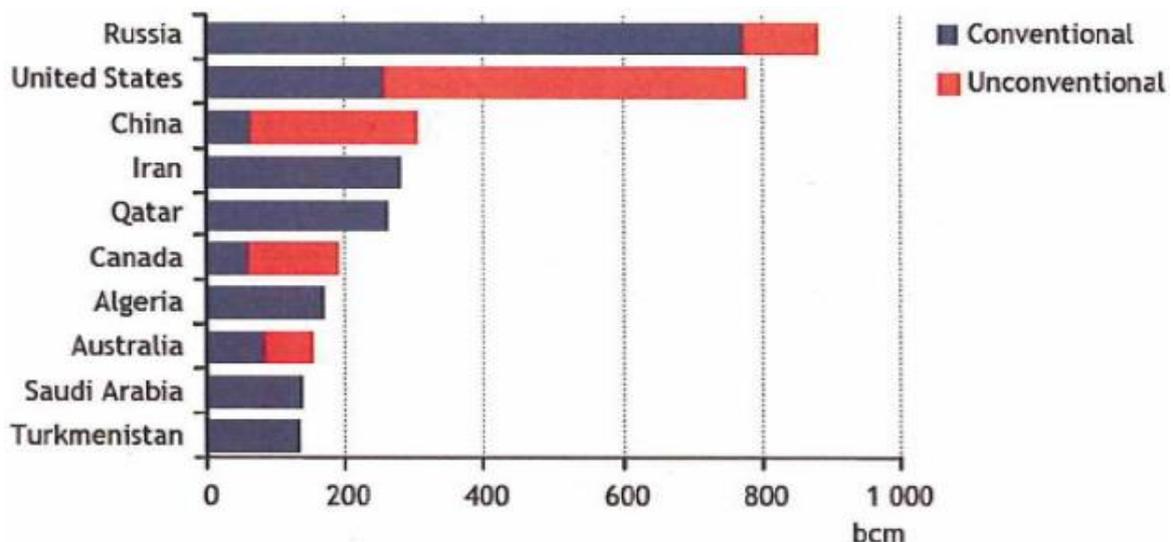


Figura 28. Estimación de reservas de gas natural (convencional y no convencional) por países para el año 2035. Fuente: OECD/EIA (2011). Extraído de: García-Portero, J. 2012. *El gas natural no convencional. El gas natural como energía puente entre el presente energético y el deseable futuro sostenible*. Colegio Oficial de Geólogos (CONAMA 2012).



Figura 29. Ubicación de las cuencas de gas de esquisto (shale gas) en Polonia. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

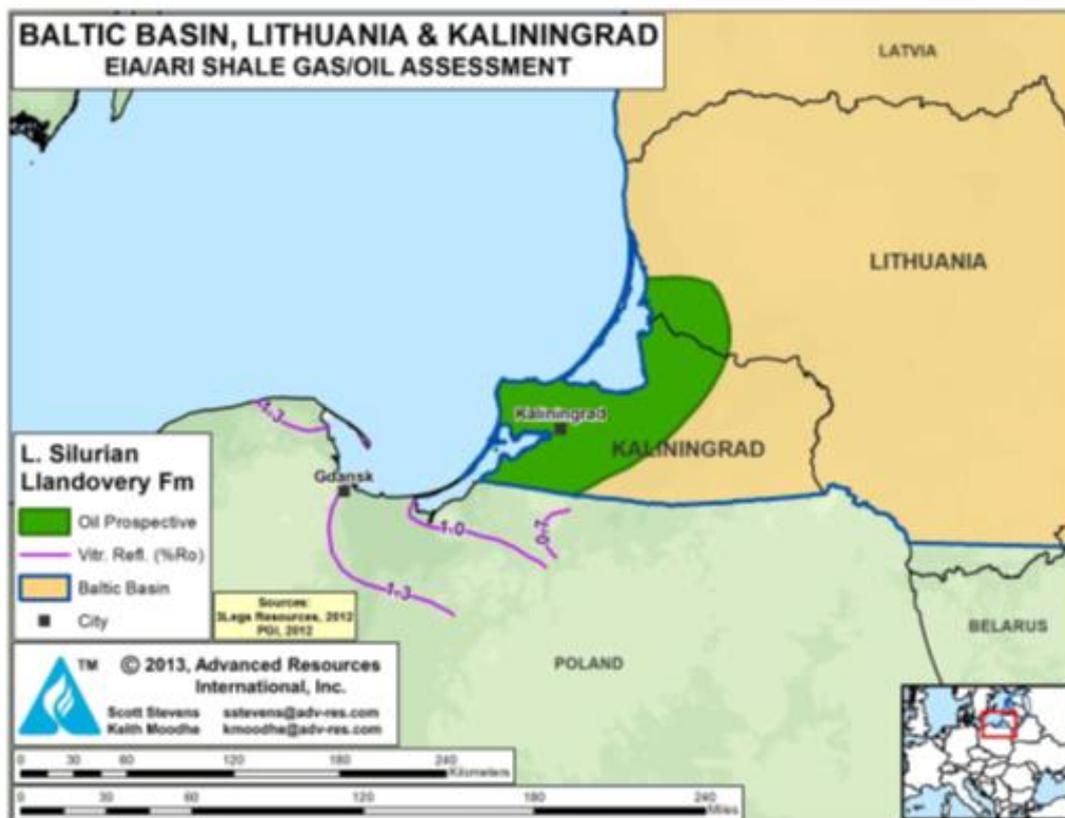


Figura 30. Cuenca del Báltico mostrando las áreas prospectivas para Llandovery Shale, Lituania y Kaliningrado. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

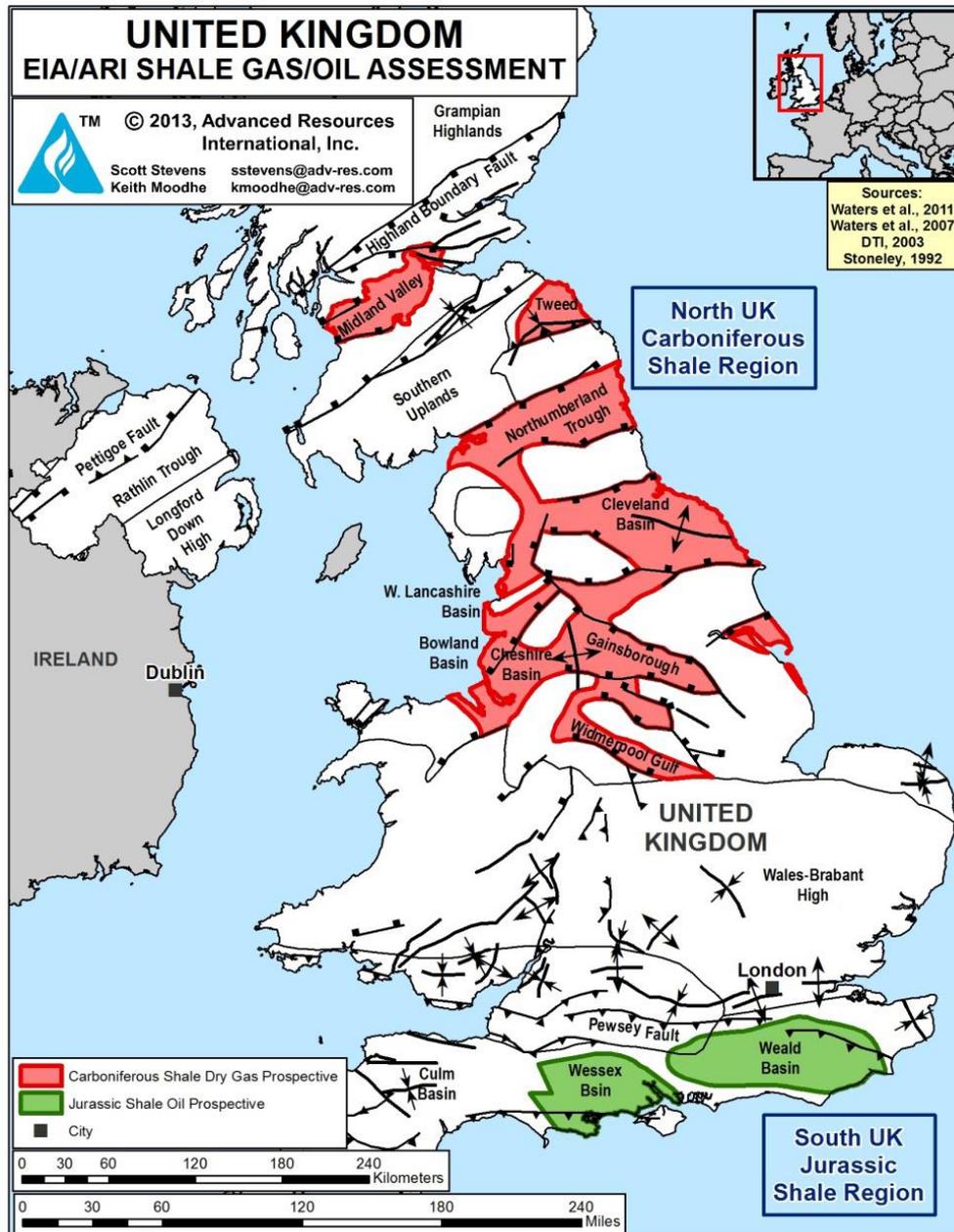


Figura 31. Cuenas de esquisto en el Reino Unido. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

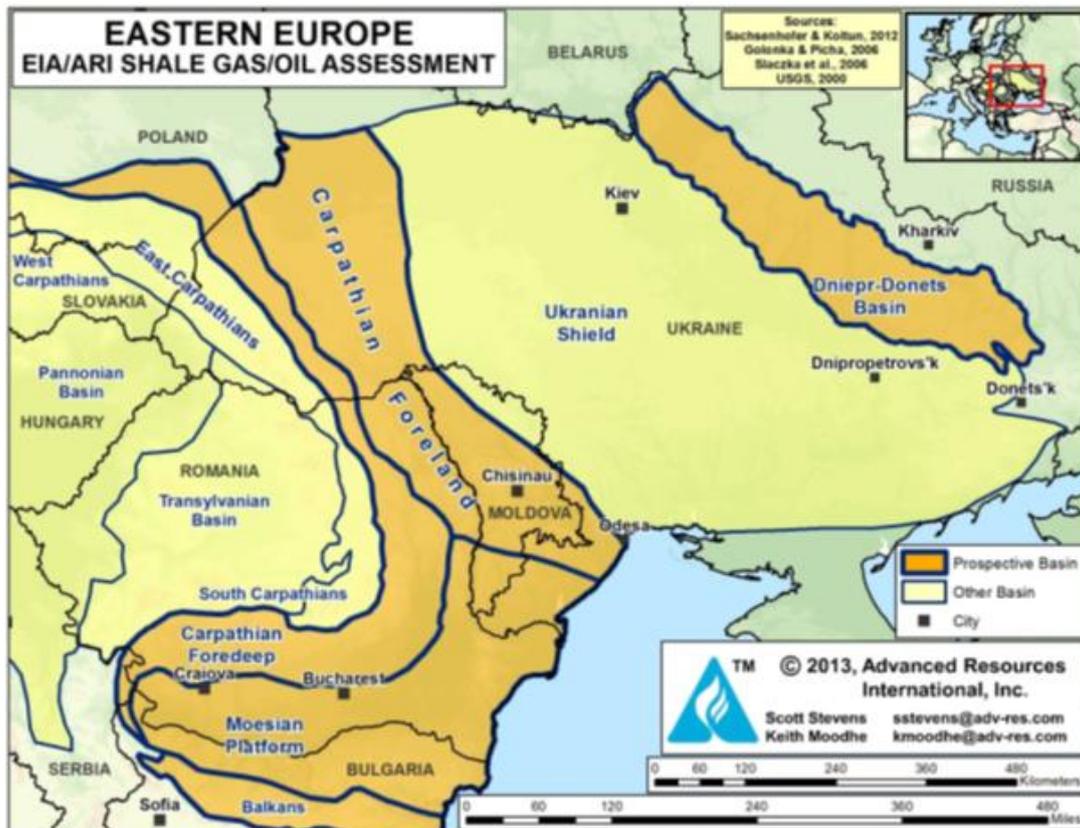


Figura 32. Cuencas de esquisto de Europa del Este. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. *EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment*. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

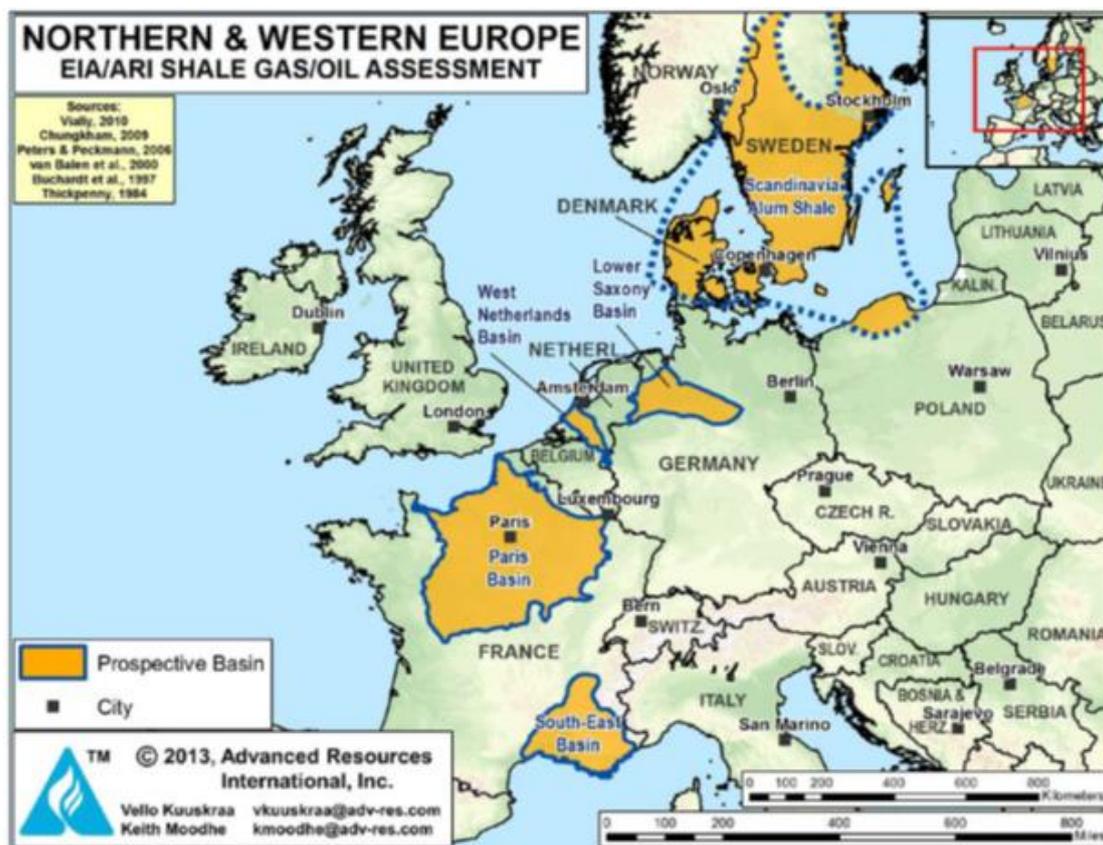


Figura 33. Cuencas de esquisto de Europa Occidental y del Norte. Fuente: U.S. Department of Energy, 2013. EIA/ARI World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment. U.S. Energy Information Administration, U.S. Department of Energy.

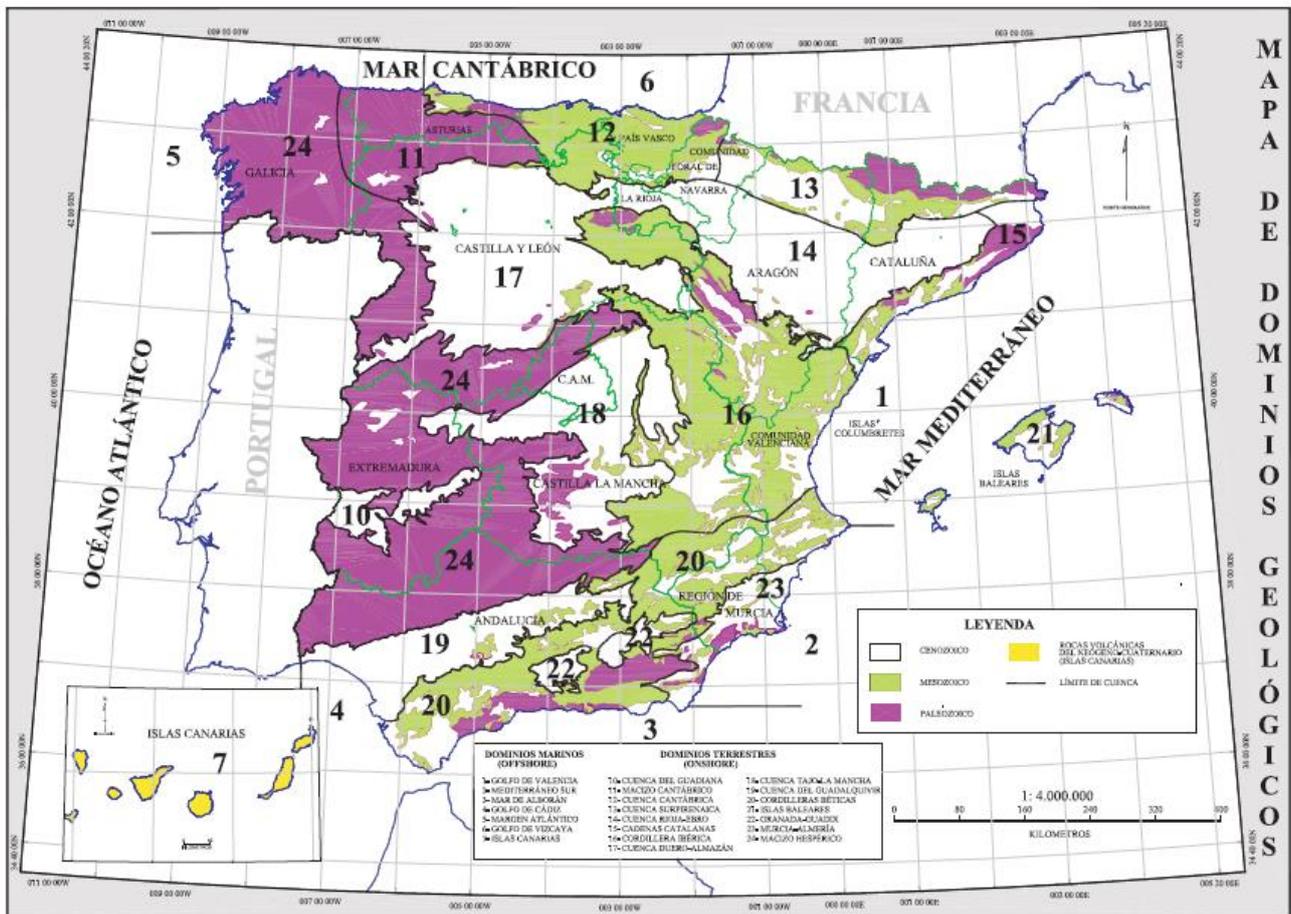


Figura 34. Mapa Geológico de España (2014). Obsérvese el Dominio Geológico de la Cuenca Vasco Cantábrica (12). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

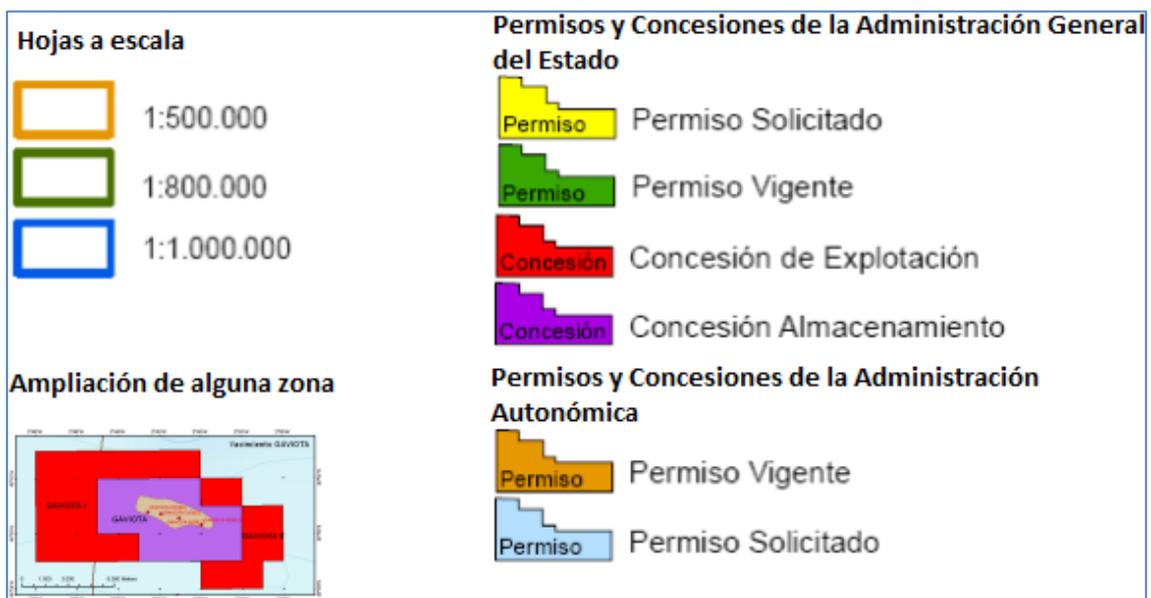


Figura 35. Leyenda explicativa del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: elaboración propia a partir del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicacionesenergia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

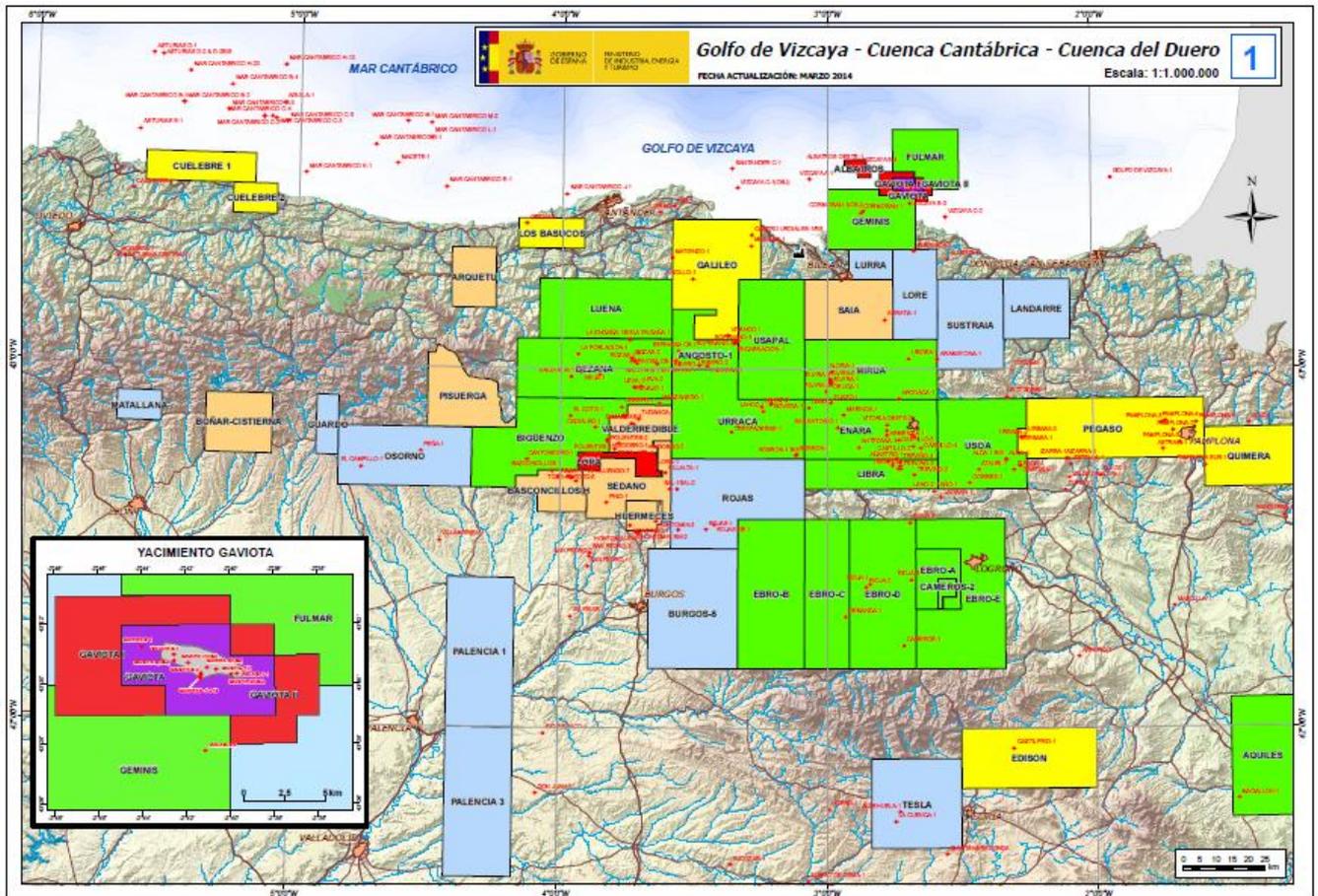


Figura 36. Hoja 1 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

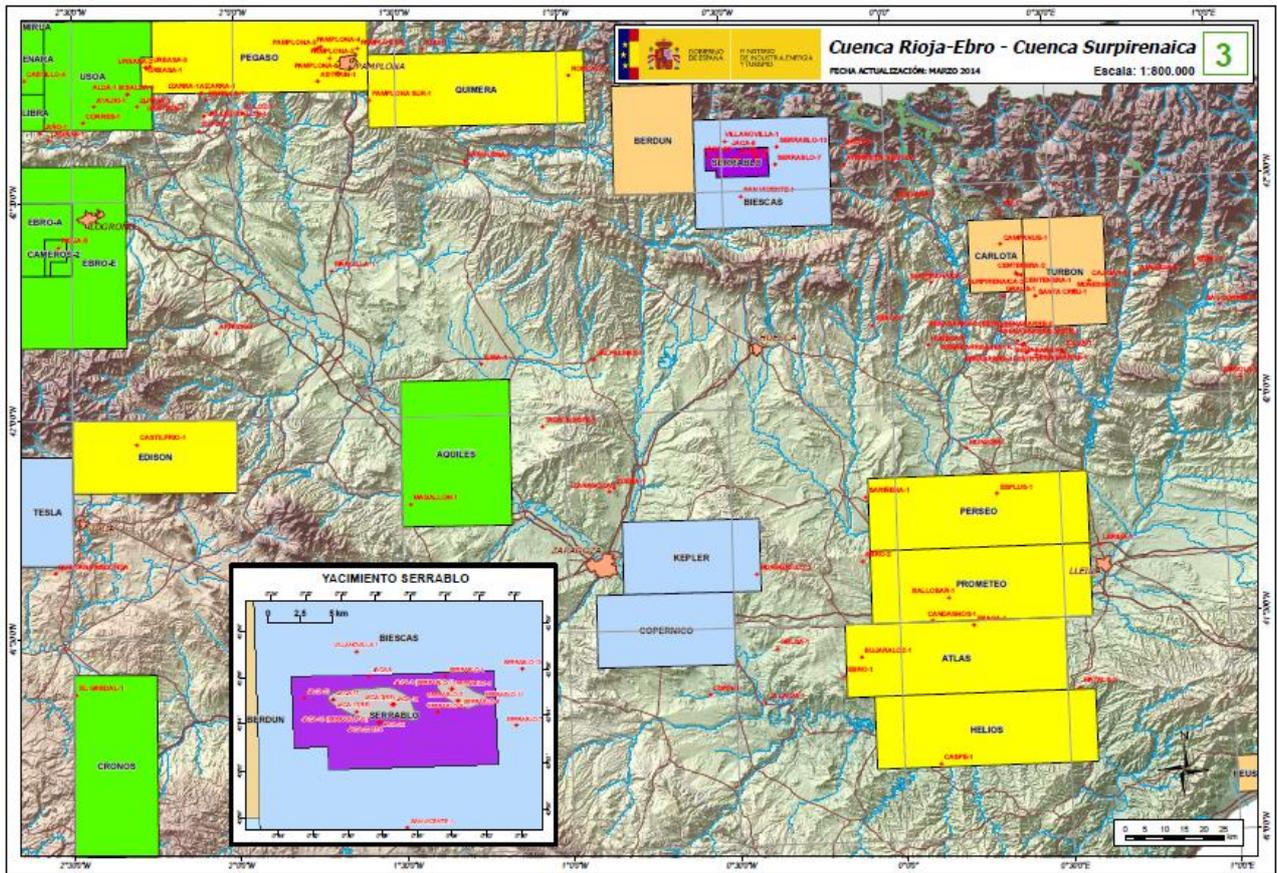


Figura 38. Hoja 3 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

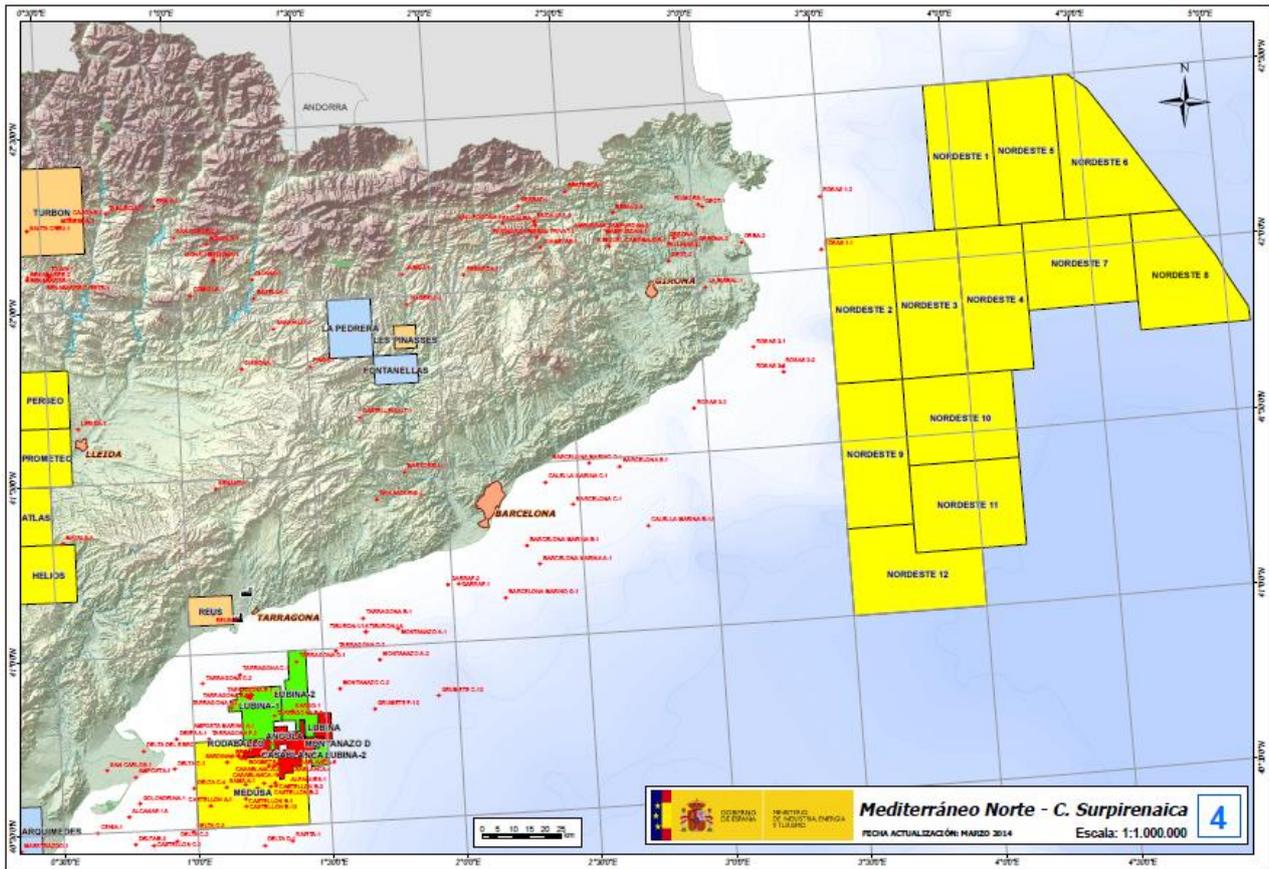


Figura 39. Hoja 4 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

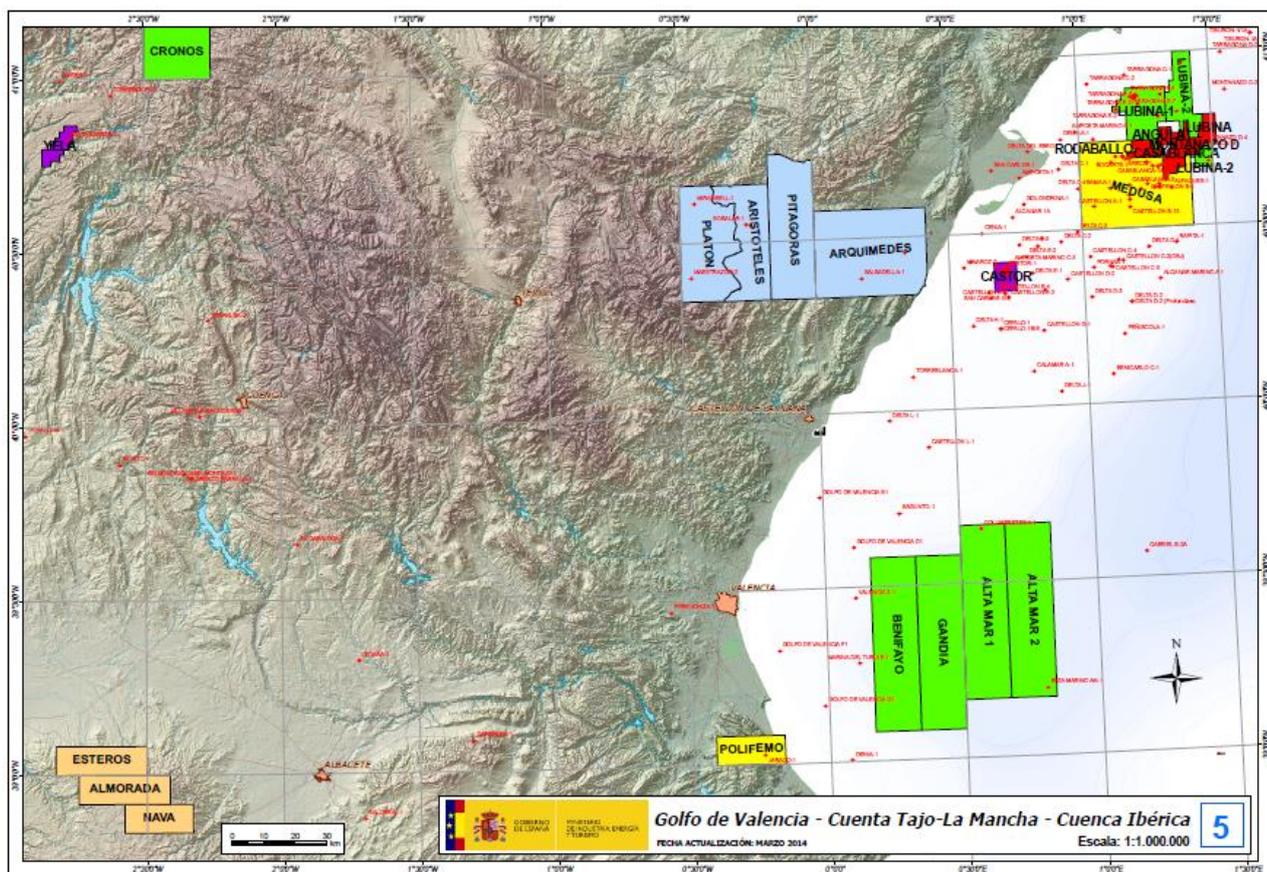


Figura 40. Hoja 5 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

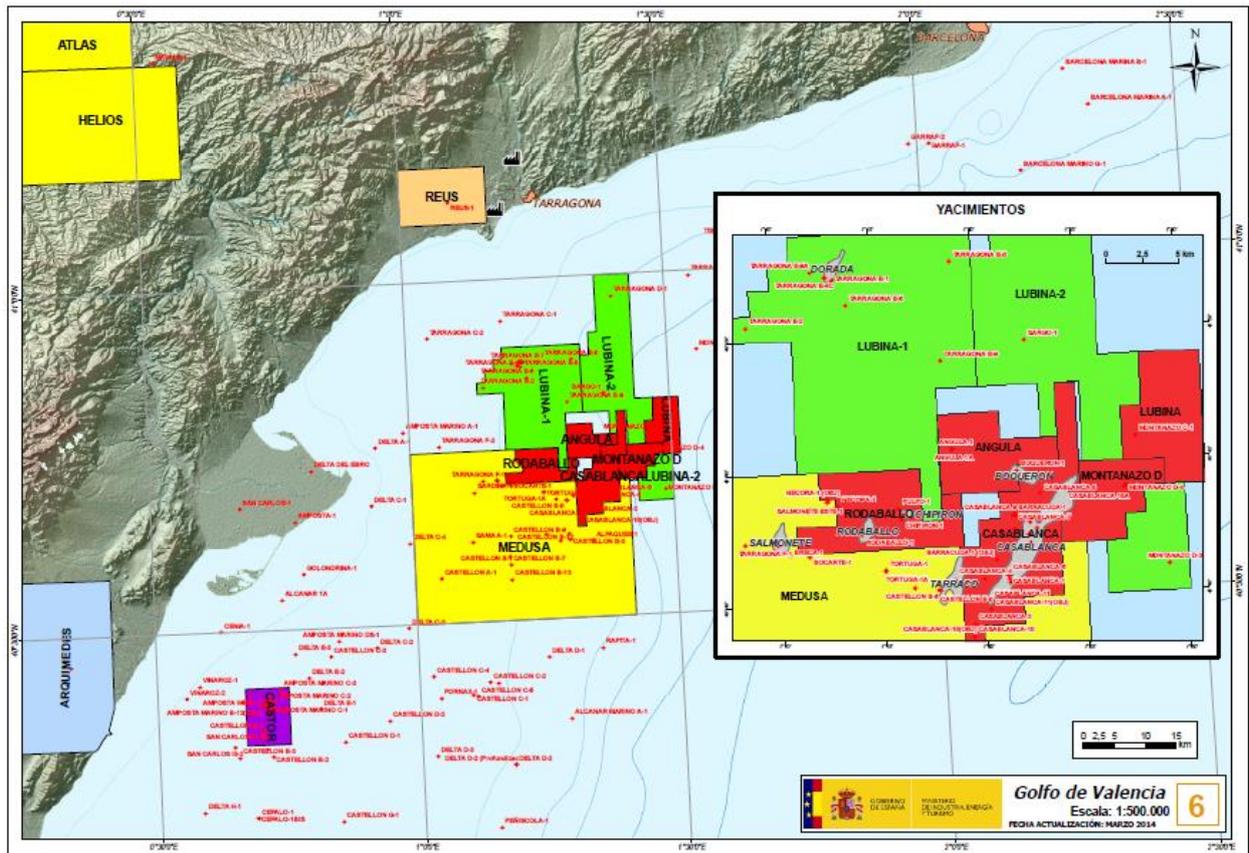


Figura 41. Hoja 6 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

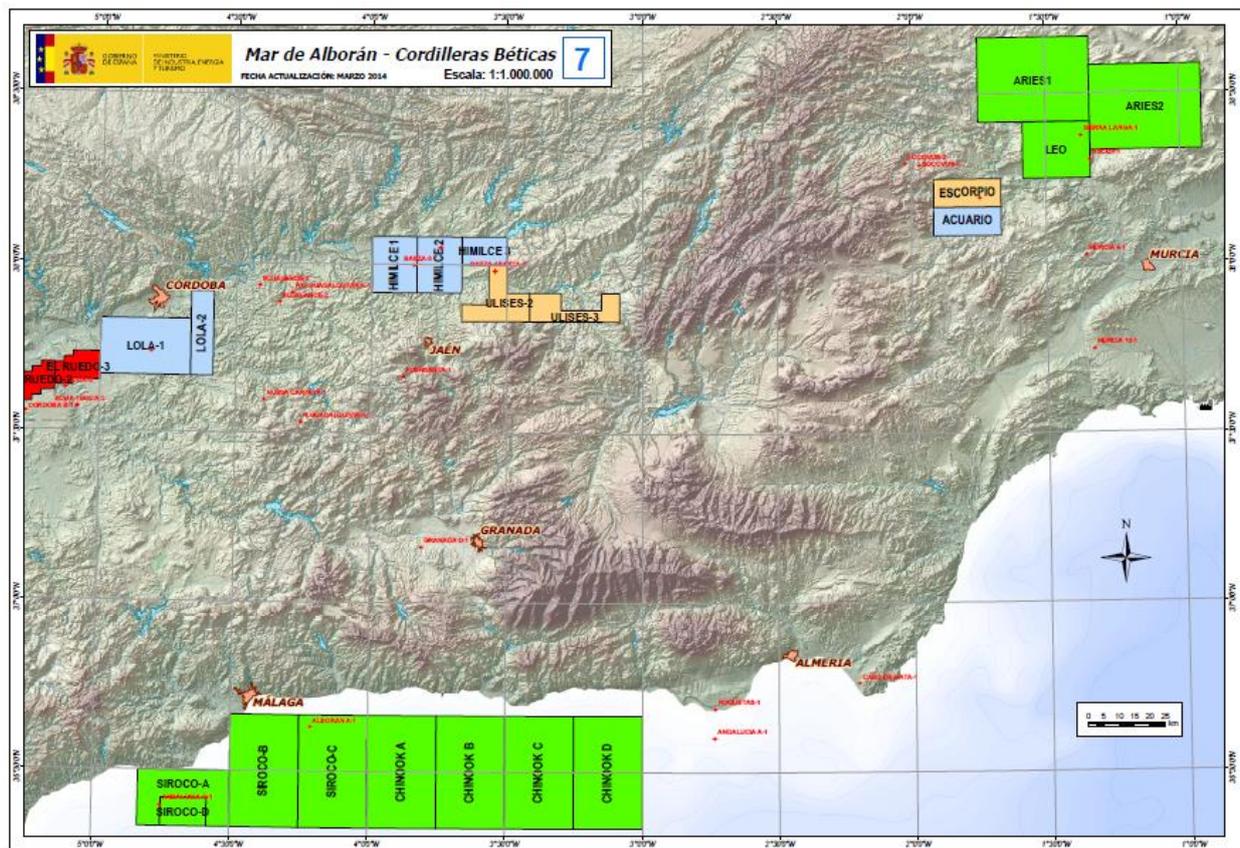


Figura 42. Hoja 7 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

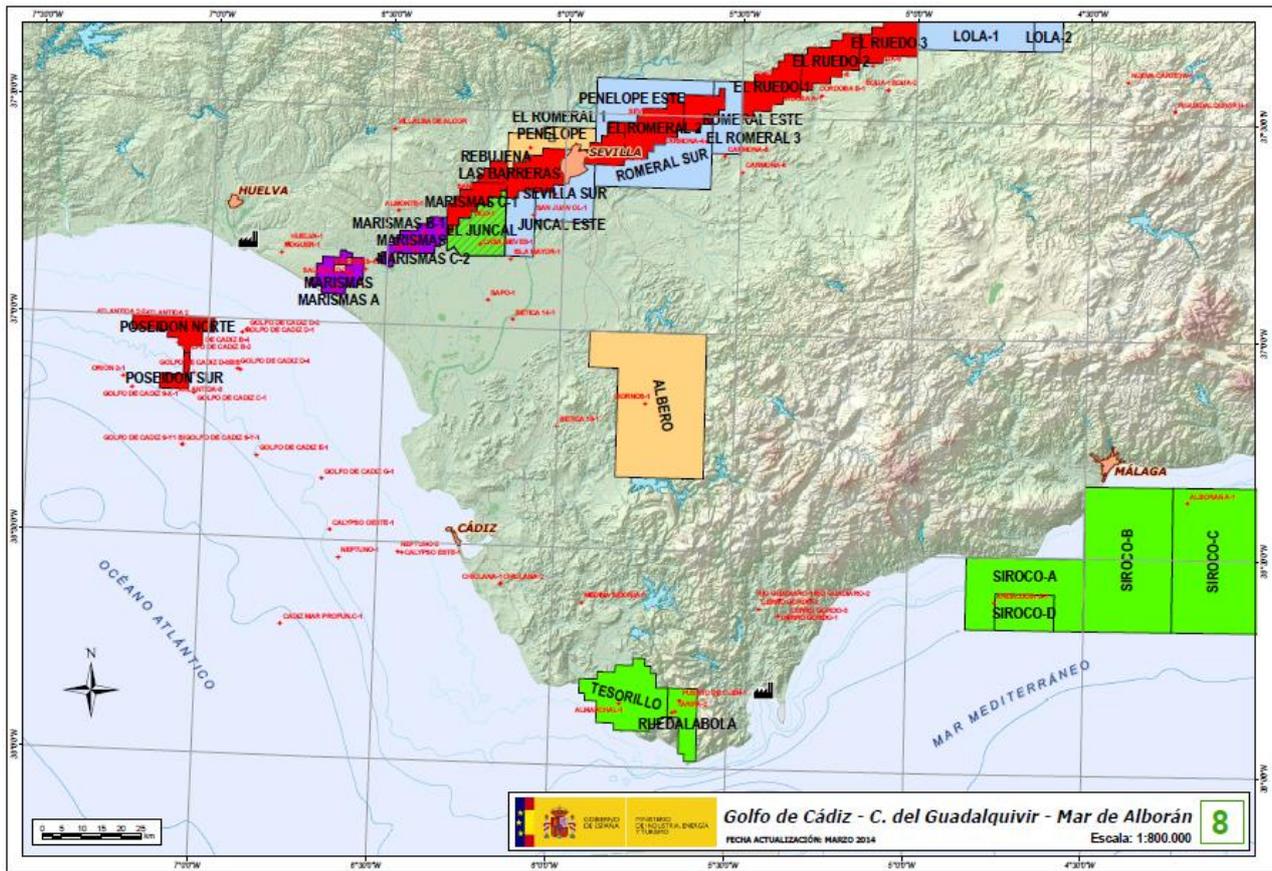


Figura 43. Hoja 8 del Mapa de posición de Permisos de Investigación de hidrocarburos, Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo (2014). Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. 2014. Mapa de Posición de Permisos de Investigación y Concesiones de Explotación y Almacenamiento Subterráneo. Disponible en <http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html> (accedido el 16/03/ 2014).

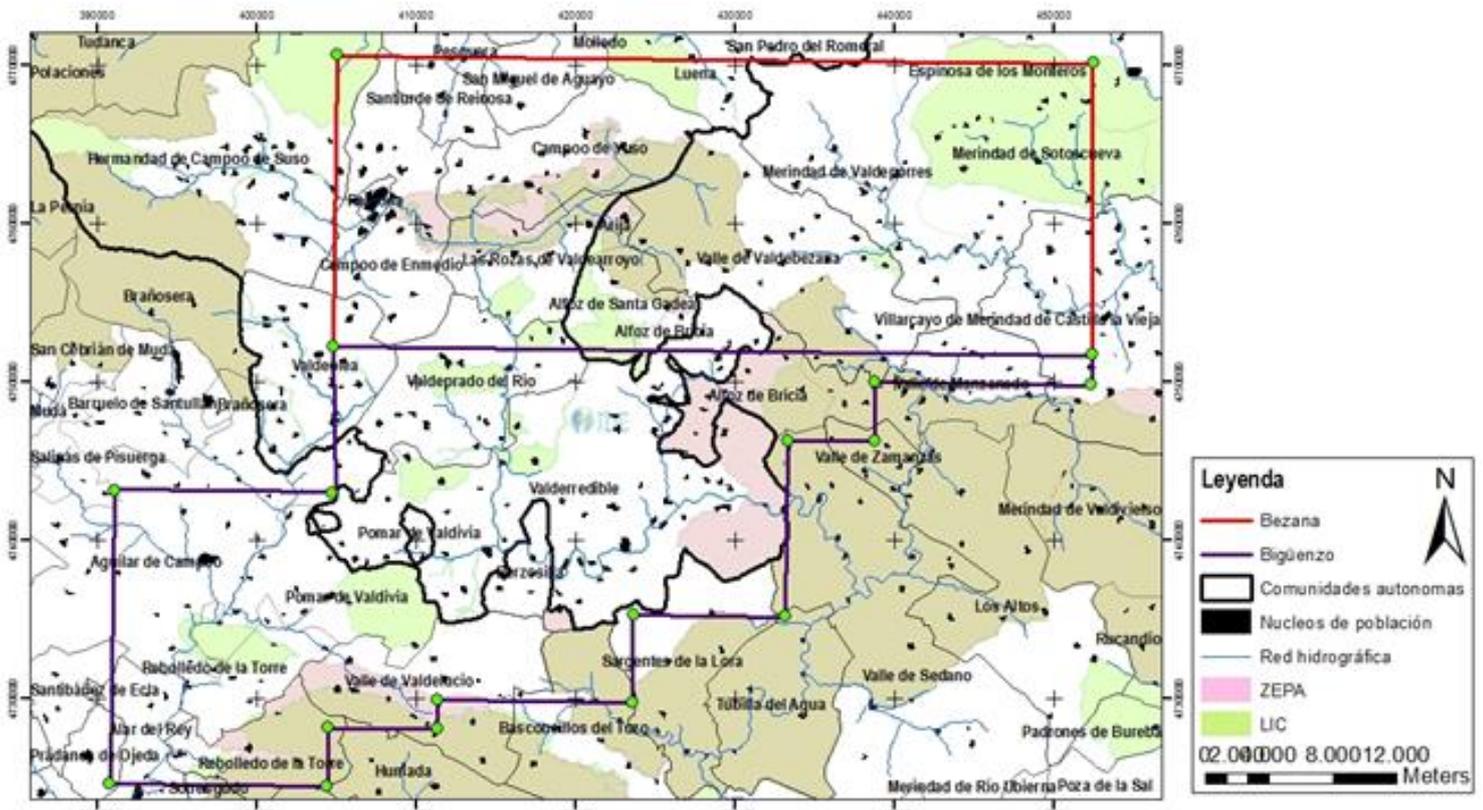


Figura 44. Municipios contenidos en los Permisos de Investigación de hidrocarburos Bezana y Bigüenzo (2014) a escala 1:340.265. Obsérvese que los P.I afectan a la Red hidrográfica, así como a espacios protegidos (Zonas de Especial Protección para las Aves y Lugares de Interés Comunitario). Fuente: elaboración propia.

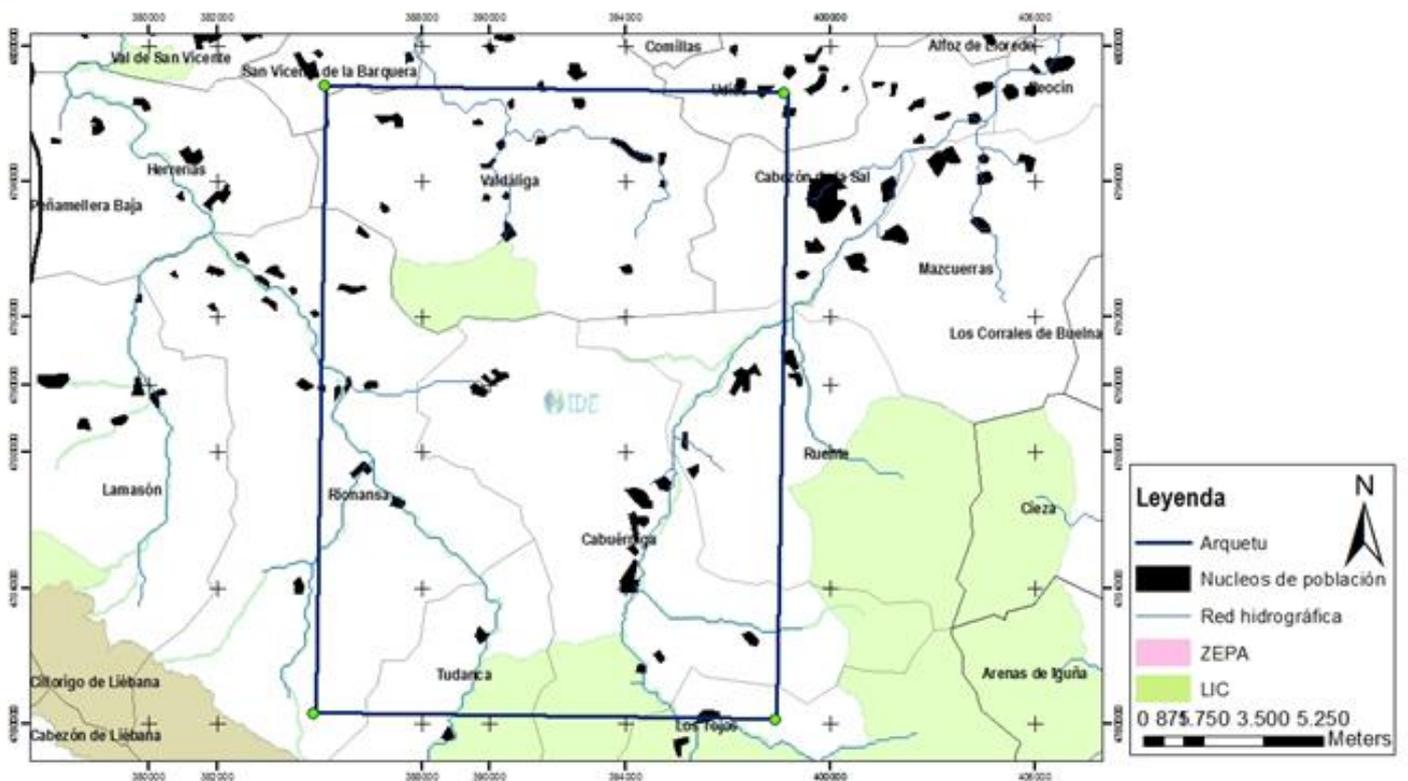


Figura 45. Municipios afectados por el permiso de investigación Arquetu (2014) a escala 1:138.038. El número de espacios protegidos incluidos dentro del mismo es menor que en el P.I Bezana y Bigüenzo. Fuente: elaboración propia.

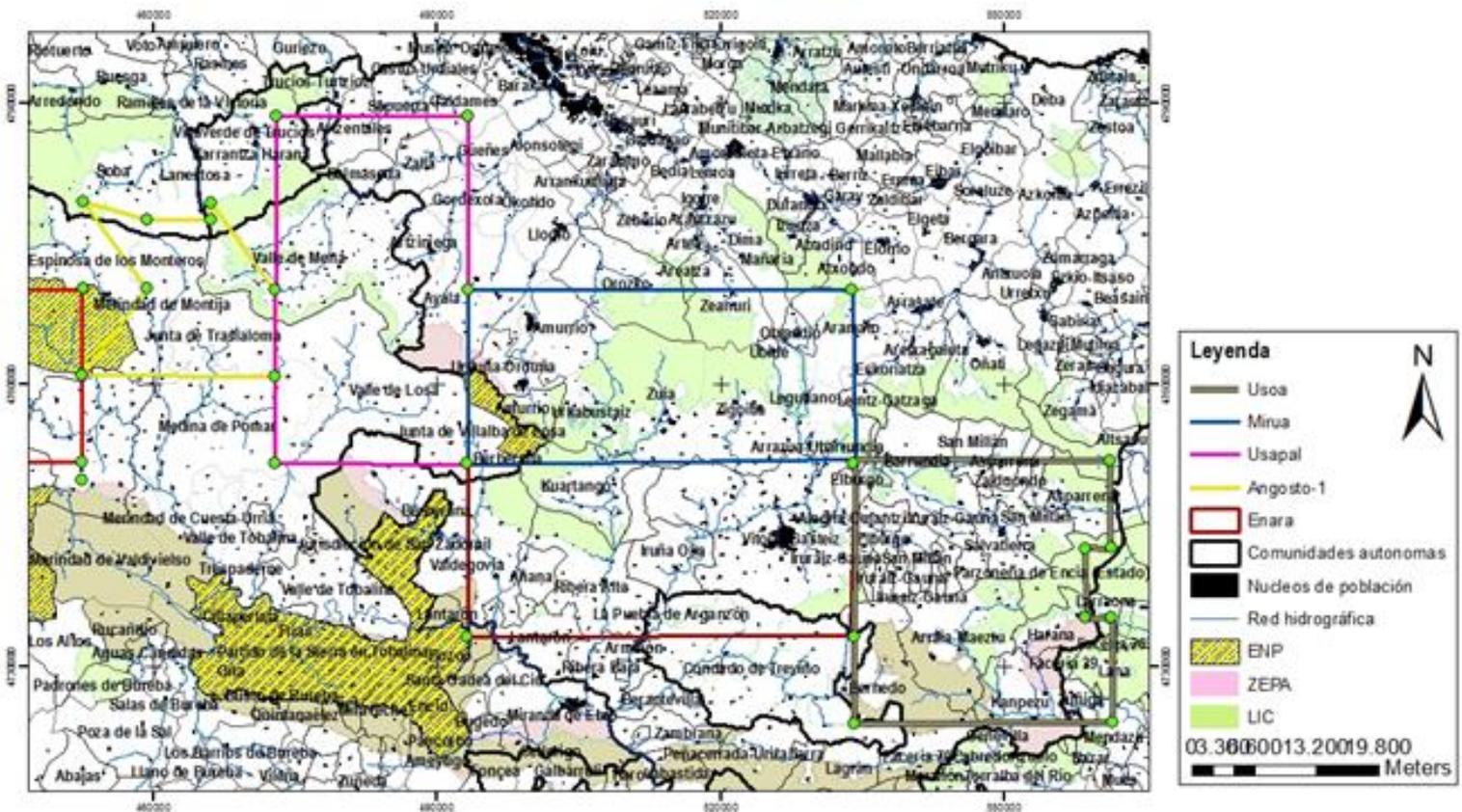


Figura 46. Municipios afectados por el Proyecto Gran Enara de 424.837,3 hectáreas. Escala 1:521.877. Se encuentra integrado por los P.I Usua, Mirua, Usapal Angosto-1 y Enara. Obsérvese que el permiso Angosto-1 (parte superior izquierda de la figura) colinda con el Bezana. Dichos P.I albergan, además de ZEPAs y LICs, otras figuras enmarcadas en el genérico Espacios Naturales Protegidos (ENP). Fuente: elaboración propia.

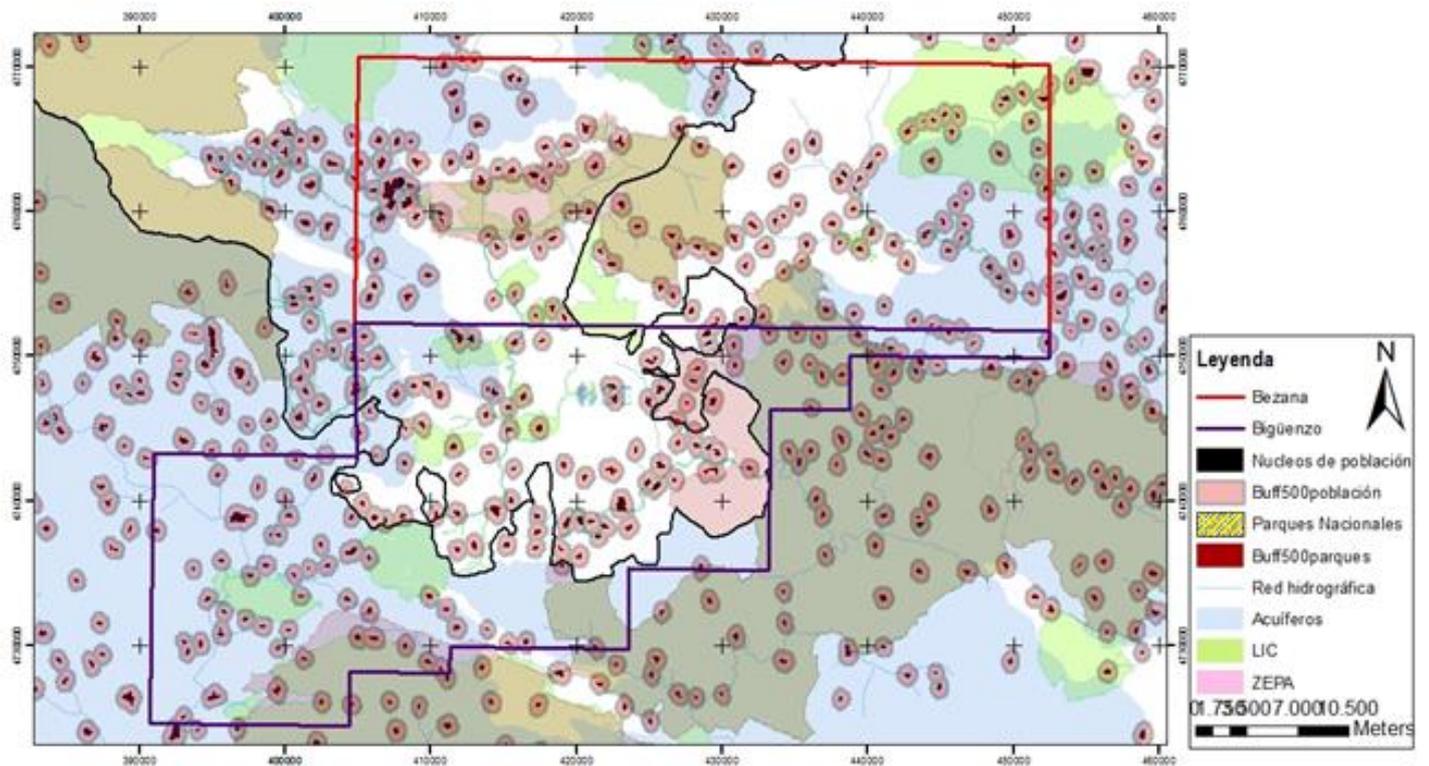


Figura 47. Afecciones del P.I Bezana y Bigüenzo al medio ambiente. Obsérvese la zona de influencia de 500 m (buffer) alrededor de los núcleos de población. Fuente: elaboración propia.

Tabla 1. Permisos de investigación de hidrocarburos del Proyecto Gran Enara. Fuente: elaboración propia.

Permiso	Concesión	Comunidades Autónomas afectadas	Superficie (hectáreas)
Enara	-RD 1399/2006, de 24 de noviembre. -Orden ITC/2242/2011, de 14 de julio. Amplía la vigencia hasta 19/06/2014.	Castilla y León y País Vasco.	75.852
Angosto-1	RD 1400/2006, de 24 de noviembre	Castilla y León, País Vasco y Cantabria (Cuenca Cantábrica).	26.119
Usoa	RD 56/2008, de 18 de enero.	Castilla y León, País Vasco y Comunidad Foral de Navarra.	72.691
Mirua	RD 57/2008, de 18 de enero.	Castilla y León y País Vasco.	75.240
Usapal	RD 58/2008, de 18 de enero.	Castilla y León, País Vasco y Cantabria (Cuenca Cantábrica).	74.934

Tabla2. Principales Permisos de Investigación de Hidrocarburos (P.I) existentes en España (en 2014). Fuente: elaboración propia¹.

Permisos	Operador (en 2014)	Localización (Comunidades Autónomas)	Superficie (hectáreas)	Situación actual (2014)
Alta mar 1y 2	Capricorn Spain LTD.	Mar Mediterráneo frente a las Costas de la Comunidad Valenciana (municipio de Gandía).	79.380 cada uno	Vigentes según la A.G.E
Aquiles	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en la CCAA de Aragón (Zaragoza) y en la CCAA Foral de Navarra.	102.355,9	Vigente según la A.G.E
Benifayó	Capricorn Spain LTD.	Mar Mediterráneo frente a las Costas de la Comunidad Valenciana (municipio de Gandía).	79.380	Vigente según la A.G.E
Cameros-2	Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.	La Rioja.	3.539,76	Vigente según la A.G.E
Chinook A, B, C y D	CNWL OIL (España) S.A	Mar de Alborán, frente a las costas de Málaga, Granada y Almería.	82.704 cada uno.	Vigentes según la A.G.E
Cronos	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en Castilla-La Mancha (Guadalajara) y en Castilla y León (Soria).	96.961,2	Vigente según la A.G.E
Ebro-A	Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A.	La Rioja y Castilla y León (Burgos).	21.744,24	Vigente según la A.G.E
Ebro-B, C, D y E	Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi S.A	La Rioja y Castilla y León (el B y el C). La Rioja y País Vasco (el D). La Rioja, País Vasco y Navarra (el E).	94.815, 63.210, 94.815 y 101.136 respectivamente.	Vigentes según la A.G.E
Fulmar	RIPSA (Repsol Investigaciones Petrolíferas, SA).	Zonas del subsuelo marino frente a las costas de Vizcaya.	31.095	Vigente según la A.G.E
Gandía	Capricorn Spain LTD.	Mar Mediterráneo frente a las Costas de la Comunidad Valenciana (municipio de Gandía).	79.380	Vigente según la A.G.E
Géminis	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra y mar en el País Vasco (provincia de Vizcaya).	47.940,421	Vigente según la A.G.E
Libra	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en País Vasco (Álava) y Castilla y León (Burgos).	37.893,109	Vigente según la A.G.E
Lubina 1 y 2	RIPSA	Mar Mediterráneo, frente a las costas de Tarragona.	65.190 y 68.449,50 respectivamente.	Vigentes según la A.G.E
Ruedalabola	Schuepbach Energy	Provincia de Cádiz, frente a las costas de Tarifa.	20.676	Vigente según la A.G.E
Siroco A, B, C y D	RIPSA	Frente a las costas de Málaga.	-	Vigentes según la A.G.E
Tesorillo	Schuepbach Energy	Provincia de Cádiz, frente a las costas de	62.028	Vigente según la A.G.E

		Tarifa.		
El Juncal	Petroleum	Provincia de Sevilla	13.604	Suspendido según la A.G.E
Atlas	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en Aragón (provincias de Huesca y Zaragoza) y Cataluña (provincias de Lérida y Tarragona).	103.336,2	Solicitado a la A.G.E
Cuélebre 1y 2	Oil and Gas Capital, S.L	Ambos cubren áreas de tierra y mar en el Principado de Asturias.	24.876 y 12.438 respectivamente.	Solicitados a la A.G.E
Edison	Montero Energy Corporation, S.L	Castilla y León y La Rioja.	77.052	Solicitado a la A.G.E
Galileo	Montero Energy Corporation, S.L	Castilla y León (Burgos), Cantabria y País Vasco (Vizcaya).	77.737	Solicitado a la A.G.E
Helios	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en Aragón (Zaragoza) y en Cataluña (Lérida y Tarragona).	103.608,8	Solicitado a la A.G.E
Los Basucos	Petroleum Oil	Cantabria.	-	Solicitado a la A.G.E
Medusa	RIPSA	Mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona.	81.487,5	Solicitado a la A.G.E
Nordeste 1 a 12	Capricorn Spain LTD.	Todos cubren zonas del subsuelo marino en el Golfo de León, frente a las costas de Cataluña.	94.815, 96.015, 96.015, 96.015, 94.815, 97.976, 95.815, 99.225, 96.315, 96.315, 96.315 y 96.315 respectivamente.	Solicitados a la A.G.E
Pegaso	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en el País Vasco (provincias de Guipúzcoa y Álava) y en la Comunidad Foral de Navarra.	102.884,3	Solicitado a la A.G.E
Perseo	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en Aragón (provincia de Huesca) y Cataluña (provincia de Lérida).	102.755,1	Solicitado a la A.G.E
Prometeo	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en Aragón (provincia de Huesca) y Cataluña (provincia de Lérida).	103.019,4	Solicitado a la A.G.E
Quimera	Frontera Energy Corporation, S.L	Áreas de tierra en la Comunidad Foral de Navarra y en Aragón (Huesca y Zaragoza).	101.032,1	Solicitado a la A.G.E
Albero	Storengy España, S.L	Andalucía (Provincias de Cádiz y Sevilla).	89.596	Vigente según la CCAA
Almorada	Oil and Gas Capital, S.L	Castilla-La Mancha (Albacete).	26.840	Vigente según la CCAA
Basconcillos H	Compañía Petrolífera de Sedano, S.L	Castilla y León (Burgos).	19.442,82	Vigente según la CCAA
Berdum	RIPSA	-	-	Vigente según la CCAA
Boñar-Cistierna	CBM Recursos Energéticos	Castilla y León (León).	37.926	Vigentes según la CCAA
Carlota	Pyrenees Energy	Aragón (Huesca).	25.284	Vigente según la

	Spain			CCAA
Esteros	Oil and Gas Capital, S.L	<i>Castilla-La Mancha (Albacete y Ciudad Real).</i>	26.460	Vigente según la CCAA
Huermeces	Compañía Petrolífera de Sedano, S.L	Castilla y León (Burgos).	-	Vigente según la CCAA
Les Pinasses	Petroleum Oil & Gas España	Cataluña (Barcelona).	12.842	Vigente según la CCAA
Morcín-1	Hulleras del Norte, S.A	Principado de Asturias.	12.539	Vigente según la CCAA
Nava	Oil & Gas Capital, S.L	<i>Castilla-La Mancha (Albacete).</i>	20.130	Vigente según la CCAA
Penélope	Oil & Gas Capital, S.L	<i>Andalucía (Sevilla).</i>	27.208	Vigente según la CCAA
Pisuerga	Greenpark Energy España SA	Castilla y León (Palencia).	42.818	Vigente según la CCAA
Reus	Enagas	Cataluña.	25.684	Vigente según la CCAA
Saia	Shesa	<i>País Vasco (Araba y Bizkaia).</i>	49.752	Vigente según la CCAA
Sedano	Trofigás Hidrocarburos, S.L	<i>Castilla y León (Burgos).</i>	34.765,5	Vigente según la CCAA
Turbón	RIPSA	<i>Aragón (Huesca).</i>	56.889	Vigente según la CCAA
Ulises 2 y 3	Oil & Gas Capital, S.L	<i>Andalucía (Jaén).</i>	40.812 y 27.208 respectivamente.	Vigentes según la CCAA
Valderredible	Compañía Petrolífera de Sedano, S.L	Cantabria	24.065	Vigente según la CCAA
Aristóteles	Montero Energy Corporation, S.L	<i>Comunidad Valenciana (Castellón).</i>	42.373,5	Solicitado a la CCAA
Arquímedes	Montero Energy Corporation, S.L	<i>Comunidad Valenciana (Castellón).</i>	94.525	Solicitado a la CCAA
Biescas	RIPSA	<i>Aragón (Huesca).</i>	75.852	Solicitado a la CCAA
Burgos 5	Explor.Rec.Natu. Geológicos,S.A	<i>Castilla y León (Burgos).</i>	101.136	Solicitado a la CCAA
Copérnico	Montero Energy Corporation, S.L	<i>Aragón (provincia de Zaragoza).</i>	64.210	Solicitado a la CCAA
Fontanellas	Petroleum Oil & Gas España	<i>Cataluña. Barcelona (municipios de Artés, Balsareny, Calders, Callús...)</i>	-	Solicitado a la CCAA
Guardo	Heritage Petroleum	<i>Castilla y León. Provincia de León (municipios de Boca de Huérqa y Valderrueda). Palencia (Velilla del Río Carrión, Guardo y Mantinos).</i>	12.612	Solicitado a la CCAA
Himilce 1, 2 y 3	Oil and Gas Capital, S.L	<i>Andalucía (provincia de Jaén).</i>	27.024, 27.024 y 13.420 respectivamente.	Solicitados a la CCAA
Juncal Este	Petroleum	Andalucía (provincia de Sevilla).	10.203	Solicitado a la CCAA
Kepler	Montero Energy	<i>Aragón (provincia de Zaragoza).</i>	64.210	Solicitado a la

	Corporation, S.L			CCAA
Landarre	Shesa/Petrichor Euskadi	<i>País Vasco (Guipuzkoa).</i>	37.314	Solicitado a la CCAA
La Pedrera	Enagas	<i>Cataluña. Barcelona (municipios de Cardona, Clariana de Cardener, Montmajor, Navàs...).</i>	-	Solicitado a la CCAA
Lola 1 y 2	Oil and Gas Capital, S.L	<i>Andalucía (provincias de Córdoba y Sevilla).</i>	54.416 y 20.406 respectivamente.	Solicitados a la CCAA
Lore	Shesa/Petrichor Euskadi	<i>País Vasco (Bizkaia).</i>	37.314	Solicitado a la CCAA
Lurra	Shesa/Petrichor Euskadi	<i>País Vasco (Bizkaia).</i>	12.438	Solicitado a la CCAA
Matallana	Heritage Petroleum	<i>Castilla y León (provincia de León).</i>	12.611	Solicitado a la CCAA
Osorno	Compañía Petrolífera de Sedano, S.L	<i>Castilla y León (Palencia).</i>	-	Solicitado a la CCAA
Palencia 1 y 3	Trofagás Hidrocarburos, S.L	<i>Castilla y León (Palencia).</i>	-	Solicitados a la CCAA
Penélope Este	Oil and Gas Capital, S.L	<i>Andalucía (provincia de Sevilla).</i>	23.807	Solicitado a la CCAA
Pitágoras	Montero Energy Corporation, S.L	<i>Comunidad Valenciana (Castellón).</i>	58.671	Solicitado a la CCAA
Platón	Montero Energy Corporation, S.L	<i>Aragón (Teruel).</i>	55.411,5	Solicitado a la CCAA
Rojas	Trofagás Hidrocarburos, S.L	<i>Castilla y León. Burgos (municipios de Abajas, Aguas Candidas, Aguilar de Bureba, Altable...).</i>	94.896	Solicitado a la CCAA
Romeral Este y Sur	Petroleum Oil & Gas España	<i>Ambos en Andalucía (Sevilla).</i>	10.203 y 27.208 respectivamente.	Solicitados a la CCAA
Sevilla Sur	Petroleum Oil & Gas España	<i>Andalucía (Sevilla).</i>	13.604	Solicitado a la CCAA
Sustraia	Shesa/Petrichor Euskadi	<i>País Vasco (Guipuzkoa, Bizkaia y Araba).</i>	55.971	Solicitado a la CCAA
Tesla 5	Montero Energy Corporation, S.L	<i>Castilla y León. Soria (municipios de Abejar, Almarza, Cabrejas del Pinar, Calatañazor).</i>	77.052	Solicitado a la CCAA
Albufera	-	<i>Mar Mediterráneo frente a las Costas de la Comunidad Valenciana (municipio de Gandía).</i>	79.380	-

¹Destacar que la información contenida en las columnas: “Permisos”, “Operador” y “Situación actual” ha sido extraída de la Web oficial del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Las superficies proceden de publicaciones del B.O.E, así como de boletines oficiales autonómicos. Sin embargo, en la columna “Localización”, la información únicamente procede de dichas fuentes cuando ésta se muestra en cursiva, mientras que ha sido extraída de otros recursos de internet cuando no es cursiva. Ello es debido a que en algunos permisos las compañías titulares no publican los territorios que serán afectados. Así mismo, se entiende el término “Vigente” como sinónimo de “Concedido”.

Tabla 3. Concesiones de Explotación Vigentes en 2014. Fuente: elaboración propia².

Permisos	Operador (en 2014)	Localización (Comunidad Autónoma)	Superficie (hectáreas)
Albatros	RIPSA	Frente a las costas de Bizkaia.	3.233,88
Angula	RIPSA	Frente a las costas de Tarragona.	3.129
Casablanca	RIPSA	Frente a las costas de Tarragona.	7.036
El Romeral 1, 2 y 3	Petroleum Oil & Gas España S.A	Andalucía (Sevilla).	8.162, 14.964 y 7.890 respectivamente.
El Ruedo 1, 2 y 3	Nuegas	Andalucía (Cuenca del Guadalquivir).	14.877, 14.050 y 13.224 respectivamente.
Gaviota I y II	RIPSA	Mar Cantábrico frente a las costas de Bizkaia.	6.965 Ha en el caso de Gaviota I.
Las Barreras	Nuegas	Andalucía (Cuenca del Guadalquivir).	13.604
Lora	Compañía Petrolífera de Sedano	Castilla y León (Burgos).	10.619.28
Lubina	RIPSA	Frente a las costas de Tarragona	4.165,25
Marismas A, B-1 y C-1	Petroleum Oil & Gas España S.A	Andalucía	8.842, 6.257 y 8.434 respectivamente.
Marismas C-2	Petroleum	Andalucía	3.128
Montanazo D	RIPSA	Frente a las costas de Tarragona.	3.259,50
Poseidón Norte y Sur	RIPSA	Frente a las costas de Huelva al sur de Doñana.	10.751 y 3.583 respectivamente.
Rebujena	Petroleum Oil & Gas España S.A	Andalucía (provincia de Sevilla).	3.264,96.
Rodaballo	RIPSA	Frente a las costas de Tarragona.	4.954,44

²El comentario de la tabla 3 es análogo al realizado en la tabla 2.

Tabla 4. Marco Jurídico aplicable a la Fracturación Hidráulica (carencias y lagunas del mismo). Las normas mostradas se han ordenado en función de su fecha de publicación. Se incluyen además una serie de informes (fuente de derecho no obligatorio) europeos. Fuente: elaboración propia.

Marco Jurídico en el Ámbito Internacional	
Norma	Comentario
Ley de Política Energética estadounidense.	En virtud de dicha ley, se eliminaron en 2005 ciertos controles que existían en relación a la contaminación de las aguas para favorecer el fracking.
Ley de Agua Potable (Safe Drinking Water Act -SDWA) estadounidense.	La ley controla la inyección de fluidos contaminantes en el subsuelo. En EEUU se cambió la definición legal del concepto de inyección en el subsuelo para que ésta excluyera explícitamente la inyección de fluidos o aditivos químicos en las operaciones de fracking.
Ley de Agua Limpia (Clean Water Act) estadounidense.	Gestiona la calidad de las aguas superficiales y los vertidos. En ella se redefinió el concepto contaminante, excluyendo del mismo: el agua, gas u otros materiales inyectados para producir petróleo o gas; y las aguas resultantes de la producción de petróleo o gas.
Marco Jurídico en el Ámbito de la Unión Europea	
Norma	Comentario

Directiva 89/391/CEE del Consejo, de 12 de junio de 1989, relativa a la aplicación de medidas para promover la mejora de la seguridad y de la salud de los trabajadores en el trabajo.	Directiva Marco en cuanto a la Seguridad y salud de los trabajadores.
Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.	Según ésta, los Estados deben adoptar las medidas necesarias para garantizar la conservación de los hábitats, evitar su deterioro y las alteraciones significativas que afecten a las especies incluidas en las zonas especiales de conservación, las cuales crean la Red Natura 2000, las ZEPAs, los LICs, etc.
Directiva 1992/104/CEE del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de septiembre de 2009 relativa a las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores en el trabajo de los equipos de trabajo.	Debido a la inexistencia de una Directiva marco sobre minería, ésta aporta una protección básica de la salud y del medioambiente minero.
Directiva 1992/91/CEE del Consejo, de 3 de noviembre de 1992, relativa a las disposiciones mínimas destinadas a mejorar la protección en materia de seguridad y salud de los trabajadores de las industrias extractivas por sondeos.	Al igual que la Directiva 1992/104, aporta una protección básica de la salud y del medioambiente minero.
Directiva 98/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de febrero de 1998, relativa a la comercialización de biocidas.	Orientada a: la autorización y comercialización de biocidas en los Estados miembros, el reconocimiento de autorizaciones dentro de la UE y la elaboración de una lista de alcance comunitario de sustancias activas que pueden utilizarse en los biocidas. Estos en ocasiones se incluyen en los aditivos químicos.
Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas (Directiva Marco del agua).	Se debería revisar el ámbito de aplicación de la Directiva reconsiderando las actividades del fracking y sus posibles consecuencias para las aguas. La directiva establece que los Estados deben prevenir el deterioro, mejorar y restaurar el estado de las masas de agua superficiales antes de que finalice 2015, y reducir la contaminación de vertidos y emisiones de sustancias peligrosas. Además para las aguas subterráneas estos deben equilibrar su captación y renovación preservando las zonas protegidas.
Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente.	Denominada Directiva EAE (sobre evaluación ambiental estratégica), tiene por finalidad completar la Directiva EIA, en lo que se refiere a planes y programas públicos. Sin embargo, hoy día no es legalmente exigible, una evaluación ambiental de planes y programas ya que no existe todavía una planificación sectorial del fracking.
Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2002, sobre evaluación y gestión del ruido ambiental.	Tiene por finalidad combatir el ruido que percibe la población en campo abierto, en zonas urbanizadas, etc.
Directiva 2004/35/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de abril de 2004, sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños	Apoyada en el principio de quien contamina paga, establece responsabilidades para prevenir y reparar los daños al medio ambiente. Para los que afectan al suelo, la directiva exige que estos sean descontaminados hasta que no haya ningún riesgo grave de

medioambientales.	incidencia negativa en la salud humana. Para los daños al agua o a especies y hábitats naturales protegidos, se debe restituir el medio ambiente a su estado anterior al daño. La autoridad competente podrá: obligar al operador a adoptar las medidas de reparación necesarias o realizar ella dichas medidas y recuperar más tarde los gastos.
Directiva 2006/21/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de marzo de 2006, sobre la gestión de los residuos de industrias extractivas.	Regula los residuos de la prospección, extracción, tratamiento y almacenamiento de recursos minerales.
Directiva 2006/118/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro.	Pretende prevenir y combatir la contaminación de aguas subterráneas estableciendo criterios para evaluar su estado químico, para determinar concentraciones de contaminantes en las mismas, etc. todo ello con objeto de prevenir y limitar los vertidos indirectos de contaminantes en dichas aguas filtrados a través del suelo o del subsuelo.
Reglamento (CE) nº 1907/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de diciembre de 2006, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos, por el que se crea la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos (REACH).	En virtud del mismo se puede obligar a las empresas que fabrican e importan sustancias y preparados químicos a evaluar los riesgos de su utilización y a adoptar las medidas necesarias para gestionar cualquier riesgo derivado del fracking. El reglamento establece que las sustancias químicas fabricadas o importadas en cantidades de una tonelada anual o superiores deben registrarse en una base de datos central gestionada por la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos. Así no podrá fabricarse ni comercializarse en la UE sustancias sin registrar. De hecho, todos los aditivos usados en el fracking, en los países occidentales, están definidos, regulados y autorizados por las administraciones nacionales según establece el REACH.
Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas.	En virtud de la misma, se pueden clasificar los residuos derivados de las operaciones de fracking y por ende proporcionarles el mejor destino de entre los posibles.
Directiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de noviembre de 2009, relativa a la conservación de las aves silvestres.	En caso de que las operaciones de fracking se realicen próximas a Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAs), así como de otras figuras de protección (parques nacionales, reservas de la Biosfera, etc.) deben ser aplicadas las disposiciones incluidas en la citada directiva, así como en aquellas relacionadas con tales figuras.
Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).	Dicha directiva, orientada a prevenir la contaminación atmosférica, no incluye en su ámbito de aplicación las actividades de investigación de hidrocarburos, quedando así sin regular las emisiones atmosféricas producidas durante el periodo de vigencia de los P.I. La técnica tampoco es recogida entre las enumeradas en el Anexo I, ni en ninguno de sus Capítulos.
Directiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente (Directiva EIA).	Establece que sólo los pozos que extraigan más de 500.000 m ³ gas natural/día o más de 500 toneladas petróleo/día deberán someterse a EIA (Anexo I, punto 14). Los yacimientos no convencionales por la dificultad que entraña su extracción no alcanzan estas cantidades quedando al margen de la EIA. Sin embargo, la directiva, junto con la 2014/52/UE, establece que, en virtud del principio de cautela, los proyectos (públicos o privados) de prospección y explotación de gas de esquisto deben ser sometidos a evaluación por los Estados antes de autorizar su ejecución.
Directiva 2012/18/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 4 de julio de 2012 relativa al	Excluye de su ámbito de aplicación a la mayoría de actividades mineras y de explotación de hidrocarburos. Se debería revisar su

control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas y por la que se modifica y deroga la Directiva 96/82/CE.	aplicación debido a los riesgos del fracking.
Propuesta de Reglamento sobre la seguridad de las actividades de prospección, exploración y producción de petróleo y de gas mar adentro (COM 688 final, de 27 octubre 2011).	No considera las peculiaridades del fracking. Tampoco manifiesta las necesidades del sector minero.
Informe: Repercusiones de la extracción de gas petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana (2011, Parlamento Europeo).	Indica que la UE debe elaborar una directiva (marco) que regule la actividad minera. Critica la falta de un análisis detallado del marco normativo relativo a la extracción de hidrocarburos no convencionales. Pese a ello identifica 40 actos legislativos comunitarios que serían aplicables a la extracción de recursos no convencionales. Niega que el gas no convencional producido en Europa pueda reducir las importaciones de gas natural extranjero.
Informe: Hoja de Ruta de la Energía para 2050 (2011, Comisión Europea).	Insiste en la importancia del gas pizarra y otros recursos no convencionales para el suministro energético europeo (especialmente el eléctrico).
Informe final sobre el gas no convencional en Europa (2012, Comisión Europea).	Señala que: el marco legal aplicable a la extracción de hidrocarburos no convencionales es suficiente y adecuado. Por ello no es necesaria una legislación específica de la UE; El gas de esquisto reducirá la dependencia de otros combustibles fósiles más contaminantes.
Proyecto de informe sobre aspectos industriales, energéticos y otros del gas y el aceite de esquisto (2012, Parlamento Europeo).	Indica que: la producción mundial de gas de esquisto proporcionará seguridad energética a largo plazo; En la UE las emisiones de gases de efecto invernadero disminuirán gracias a éste de un 80% a un 95% de aquí a 2050 ¹ ; reducirá la dependencia de otros combustibles fósiles más contaminantes; el marco normativo de la UE es suficiente para explorar dichos recursos.
Proyecto de informe sobre las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto (2012, Parlamento Europeo).	Suscita la expansión del gas de esquisto en Europa, ignorando los riesgos y los impactos negativos del fracking. Defiende los intereses de la industria. Afirma que no se han descubierto relaciones sistemáticas entre la extracción de gas y petróleo de esquisto y la salud humana o animal. Tampoco se ha demostrado que el fracking haya contaminado el agua potable.
Informe: Contribución a la identificación de posibles riesgos ambientales y para la salud humana derivados de las operaciones de extracción de hidrocarburos mediante fractura hidráulica en Europa (2012, Comisión Europea).	Alude al principio de precaución y a los objetivos de la Directiva Marco del Agua, por lo que no se muestra partícipe del fracking.
Marco Jurídico en el Ámbito Nacional español	
Norma	Comentario
Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas (reformada por la ley 54/1980, 5 de noviembre, de modificación de la Ley de Minas, con especial atención a los recursos minerales energéticos).	Considera las rocas bituminosas como un recurso energético que se extrae con la técnica minera habitual (no por el fracking) y que posteriormente se somete a un tratamiento para obtener su potencial energético (quema, destilación). La ley no contempla la utilización y regulación del fracking para extraer los recursos del subsuelo. De hecho, <u>deja fuera de su ámbito de aplicación los hidrocarburos líquidos y gaseosos</u> (artículo 1.2).
Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el	Continúa siendo de aplicación en aquellos aspectos que no se opongan al ordenamiento posterior y, por tanto, constituye el

que se aprueba el Reglamento de la Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974.	desarrollo reglamentario de algunos temas de la ley 34/1998.
Ley 14/1986, de 25 de abril, General de Sanidad.	Su art. 42 designa a los ayuntamientos el control sanitario del medio ambiente en la contaminación atmosférica, abastecimiento de agua, saneamiento de aguas residuales, residuos urbanos e industriales, industrias, actividades, servicios, ruidos, vibraciones...
Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.	Establece que es necesario un estudio hidrogeológico que demuestre la inocuidad de los vertidos en acuíferos y aguas subterráneas previo a la autorización del organismo de cuenca (artículo 102). Se deberían restringir los valores límites permitidos de los productos químicos empleados en el fracking. Una técnica como ésta debería contar con autorizaciones de las Confederaciones Hidrográficas implicadas para cualquier tipo de obra (canalizaciones, balsas...).
Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.	Las actividades incluidas en su ámbito de aplicación deben obtener la Autorización Ambiental Integrada (AAI) que es otorgada por el órgano competente de la Comunidad Autónoma. Sería recomendable que las operaciones de fracking se incluyeran entre dichas actividades.
Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido.	Resultan de mayor relevancia las ordenanzas municipales ya que establecen límites a las actividades en función de: su ámbito espacial (interior o ambiental), su variación temporal (continuo o discontinuo), su carácter (diurno/nocturno), etc. todo ello en relación con la zonificación de las mismas entre zonas de sensibilidad baja al ruido (las industriales), zonas de sensibilidad media y zonas de sensibilidad alta. Las ordenanzas se completan con inspecciones para garantizar su cumplimiento.
Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.	Incluye la regulación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos. Dicha ley, <u>junto con la 34/1998, posiciona al Estado como mero regulador (y no ejecutor) de los recursos no convencionales, por lo que éste no puede realizar actividades de explotación de los mismos</u> . Sólo puede investigar en áreas concretas.
Real Decreto 975/2009, de 12 de junio, sobre gestión de los residuos de las industrias extractivas y de protección y rehabilitación del espacio afectado por actividades mineras.	Se aplica a la investigación y explotación de hidrocarburos en la gestión de los residuos de estas actividades (art. 2.1). Serán aplicables a estos permisos las normas del plan de gestión de residuos (arts. 16 y 40), que incluye normas relativas al cierre y clausura y que es un contenido obligatorio del plan de investigación (art. 16.2 c Ley 34/1998).
Real Decreto 1514/2009, de 2 de octubre, por el que se regula la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro.	Previene o limita la contaminación de las aguas subterráneas, las entradas de contaminantes en las mismas y establece criterios y procedimientos para evaluar su estado químico. Incorpora al ordenamiento interno la Directiva 2006/118/CE y los apartados 2.3, 2.4 y 2.5 del anexo V de la Directiva 2000/60/CE.
Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por	En caso de que la nueva ley de evaluación de impacto ambiental no concrete determinadas cuestiones en relación con la fracturación hidráulica, puede recurrirse a la 6/2010 ya que continúa vigente.

el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.	
Ley 8/2010, de 31 de marzo, por la que se establece el régimen sancionador previsto en los Reglamentos (CE) relativos al registro, a la evaluación, a la autorización y a la restricción de las sustancias y mezclas químicas (REACH) y sobre la clasificación, el etiquetado y el envasado de sustancias y mezclas (CLP), que lo modifica.	En virtud la misma puede sancionarse a aquellas empresas que utilicen sustancias peligrosas.
Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.	En virtud de la misma se pueden considerar como contaminados, bajo determinados supuestos, los suelos sobre los que se realiza el fracking. Así mismo pueden clasificarse los residuos y/o subproductos derivados de la técnica.
Real Decreto 777/2012, de 4 de mayo, por el que se modifica el Real Decreto 975/2009, de 12 de junio, sobre gestión de los residuos de las industrias extractivas y de protección y rehabilitación del espacio afectado por actividades mineras.	Transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2006/21/CE.
Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.	El actual gobierno de España ha introducido en esta ley (cuyo ámbito de aplicación es totalmente ajeno al fracking) una disposición final segunda que modifica el artículo 9 de la ley 34/1998 añadiéndole a éste un apartado 5 en el que <u>autoriza a los titulares de las actividades a utilizar la fracturación hidráulica</u> . De modo que ante los proyectos autorizados a nivel estatal, las normas autonómicas que actualmente prohíben el fracking tendrán una repercusión cuestionable.
Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.	Entre otras modificaciones con respecto a su predecesora recoge los procedimientos de Evaluación Ambiental Estratégica y de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). Establece además dos tipologías simplificadas y escasas de EIA: la <u>ordinaria</u> (quedando el fracking sometido a ésta en el Anexo I, Grupo 2, c) y d); Grupo 9, a), 17º, b). La <u>simplificada</u> (Anexo II, Grupo 3, a) 4º, e i); Grupo 9, m); Grupo 10, c). Además se reducen los plazos de tramitación de los P.I hasta unos extremos que en la práctica serán inoperativos, ya que la AGE no dispone de personal suficiente para acelerar dichos plazos con fiabilidad.
Marco Jurídico en el Ámbito de la Región de Murcia	
Norma	Comentario
Ley 4/2009, de 14 de mayo, de Protección Ambiental Integrada.	Somete a EIA la extracción de petróleo y gas natural con fines comerciales, cuando la cantidad extraída sea superior a 500 toneladas/día en el caso del petróleo y de 500.000 m ³ /día en el del gas (Anexo IIIA, Grupo 2 d), Grupo 9 a), d) 4º, f). Dichos umbrales son elevados para las operaciones de fracking, por lo que se deberían rebajar, o incluir la fractura hidráulica en el anexo III independientemente del umbral de producción. Los permisos para la investigación de hidrocarburos (convencionales o no) que no alcancen dichos umbrales sólo quedarán sometidos a EIA cuando lo decida el órgano ambiental caso por caso en los supuestos previstos en el Anexo IIIB, Grupo 3 a) 4º, b) y d); Grupo 9 j).

Marco Jurídico en otras Comunidades Autónomas	
Norma	Comentario
Ley 20/2009, de 4 de diciembre, de prevención y control ambiental de las actividades.	En Cataluña se plantea que la exploración e investigación de hidrocarburos (no explotación) se incluya en el anexo I.2.a) que recopila las actividades sometidas a autorización ambiental.
Ley 1/2010, de 11 de marzo, de modificación de la Ley 16/1994 de 30 de junio, de Conservación de la Naturaleza del País Vasco.	Su art. 17.4 prohíbe las explotaciones mineras en los espacios naturales protegidos. Sin embargo, en 2012 el Gobierno Vasco pretendía modificar dicha ley para no impedir el fracking en los Montes de Vitoria.
Ley de Cantabria 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.	Dicha ley, aprobada por unanimidad de PP, PRC y PSOE en el parlamento cántabro, fue recurrida por el Gobierno de España mediante un recurso de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional, el cual el 13 de febrero de 2014 la suspendió mientras analiza su contenido. El Tribunal deberá ratificar la suspensión o levantarla en menos de cinco meses.
Ley 7/2013, de 21 de junio, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.	Actualmente dicha norma continua vigente.
Ley vasca 2/2013, de 10 de octubre, de modificación de la Ley 16/1994, de 30 de junio, de Conservación de la Naturaleza del País Vasco.	Dicha ley, aprobada con apoyo de PNV, PSE, PP y UPyD, no prohíbe directamente la exploración y explotación de hidrocarburos mediante fracking en los espacios naturales protegidos aunque veta las actividades extractivas que sean incompatibles con el medio.

¹El informe indica que, en la UE, las emisiones de gases de efecto invernadero disminuirán gracias al gas no convencional de un 80% a un 95% de aquí a 2050. Dicha afirmación probablemente la realiza apoyándose en que el metano (CH₄), principal componente del gas natural (un 69% de éste es metano), tiene una vida media en la atmósfera de unos 12 años frente a los 100 a 25 del CO₂. Por ello es presumible que el metano emitido actualmente haya desaparecido en 2050, de modo que si a día de hoy disminuyen las emisiones de CO₂, y aumentan las de metano, dentro de 40 años efectivamente la cantidad de gases de efecto invernadero será menor. Sin embargo, el citado informe olvida mencionar que el CH₄ tiene una capacidad como gas de efecto invernadero 25 veces superior al CO₂, por lo que si las emisiones actuales de metano se incrementan la temperatura media del planeta aumentaría aún más durante los próximos 12 años.

Tabla 5. Organismos de relevancia en el contexto internacional y europeo. Fuente: elaboración propia.

Organismos de relevancia	Comentario
EEUU: Oficina de Gestión del Suelo (BLM o Bureau for Land Management), Servicio Forestal (USFS o US Forest Service) y Servicio de Parques Nacionales (USNPS o US National Parks Service).	Son los principales propietarios del terreno a nivel Estatal, ya que pueden establecer restricciones sobre las operaciones o incluso vetar la explotación de los recursos. Sin embargo también pueden ser propietarios los gobiernos federales de cada Estado o incluso los dueños de la tierra.
EEUU: Agencia de Protección del Medioambiente (EPA o Environmental Protection Agency).	Emite normas para proteger el medioambiente, las cuales pueden no coincidir con las vigentes en cada Estado. Las empresas deben cumplir con ambas.

EEUU: Comisión del Ferrocarril de Texas.	Regula el transporte por tubería de hidrocarburos, gas natural, la minería subterránea de carbón y uranio y la industria del gas y del petróleo. Su jurisdicción incluye formaciones como la Barnett, Haynesville e Eagle Ford. La normativa que dicta incluye requerimientos sobre la perforación de sondeos, su adecuada cementación, etc.
EEUU: Consejo de Protección del Agua Subterránea y Comisión interestatal del gas y petróleo.	A través de la iniciativa FracFocus, en colaboración con estos organismos, desde febrero de 2012 los aditivos químicos y los volúmenes de agua utilizados en la fracturación hidráulica son públicos.
Canadá: Consejo Nacional de Energía (NEB).	A través de este organismo el gobierno federal canadiense posee cierta responsabilidad de los recursos naturales del país, las importaciones y exportaciones de gas, etc. Sin embargo, en dicho país las provincias que gestionan sus recursos naturales (petróleo, gas...) suelen ser propietarios de sus tierras ocupándose de la custodia y protección de las mismas.
Canadá: Departamento de Minas y Energía.	En el este del país, las regulaciones para actividades de exploración y perforación se realizan por medio de este departamento. Así mismo, el permiso de exploración incluye el derecho exclusivo a buscar minerales y petróleo pero no proporciona la propiedad de los derechos de superficie. Para ello se necesitan los permisos de los terratenientes.
Canadá: Departamento de Medio Ambiente.	Supervisa que las operaciones de fracking no perturben significativamente al entorno.
Canadá: Comisión de Petróleo y Gas; y el Regulador energético (antiguamente ERCB).	El primero opera en Columbia Británica y el segundo en Alberta. Dichas entidades regulan la mayoría de los aspectos de la industria.
Europa: Comisión Europea.	En 2014 la Comisión recomienda (de manera no obligatoria) que los Estados establezcan un planteamiento previo a los proyectos, la EIA, la seguridad de los pozos y la supervisión de la calidad del agua antes de empezar las explotaciones. Sin embargo, <u>no legisla sobre el fracking</u> argumentando que cada país es libre de explorar o explotar sus recursos no convencionales.

8.2. Anexo II: Glosario de Términos

•**Ácido clorhídrico.** Agente utilizado durante las operaciones de fracking para limpiar los pozos, ya que elimina residuos de carbonato producidos en la perforación y dificulta que los óxidos de hierro precipiten (García-Portero, 2012)⁶⁴.

•**Arenas bituminosas (Oil sands).** Las arenas “petrolíferas” poseen una elevada densidad, ya que son fruto de la forma más densa del petróleo mezclado con agua, piedras y arenas sueltas. Por ello, aunque se las conoce por diferentes nombres, según su composición y aspecto, comúnmente son denominadas arenas de alquitrán o bituminosas. En concreto esa mezcla de bitumen y arena que rellena los poros de la roca madre, es destilada para obtener el petróleo (García-Portero, 2012; Raajiv-Menon, 2014).

•**Bactericidas.** Son utilizados como aditivos en la fracturación hidráulica para impedir el desarrollo bacteriano que puede obstruir las tuberías en el yacimiento y/o en las instalaciones. Así mismo, imposibilitan la generación de H₂S a partir de la reducción bacteriana de sulfatos. Normalmente, se usan productos similares a los de la agricultura, por lo que son compuestos “biodegradables”. Por otro lado, el bactericida puede ser remplazado por luz ultravioleta. En tal caso antes de inyectarse, se introduce el agua en una fuente de rayos de luz ultravioleta, para eliminar las bacterias que transporte. Lógicamente dicho proceso es más rápido y limpio que el anterior, ya que por ejemplo en un volumen de agua de 3.100 m³ se deben añadir 1,5 m³ de biocida tan sólo en una operación de fracking (García-Portero, 2012).

•**Carbono Orgánico Total (COT o TOC).** Es una de las variables utilizadas para identificar la cantidad y calidad de hidrocarburos en los yacimientos. En rocas almacén carbonatadas a menudo estriba entre el 10 y el 30%. Sin embargo, en rocas madre con permeabilidad baja como las pizarras bituminosas o las lutitas (sobre las que se realiza fracking), suele situarse por debajo del 5%. El sector de los hidrocarburos considera adecuados contenidos de COT entre 2 y 4%, siendo los mejores los situados entre 4 y 10%. Por el contrario cantidades superiores a dichas cifras indican que la roca no ha alcanzado la “madurez” por temperatura y presión necesarias para generar hidrocarburos (Matesanz-Caparroz, 2013).

•**Crudo extrapesado (extra heavy oil).** Es considerado recurso no convencional, ya que por su alta viscosidad, densidad y peso específico, no fluye en condiciones normales (Moreu-Carbonell, 2012; Raajiv-Menon, 2014).

⁶⁴Las citas bibliográficas mostradas en el Anexo II pertenecen a informes/trabajos/revistas incluidas en las Referencias bibliográficas del apartado 7. Bibliografía.

•**Gas biogénico o biogás.** Recurso no convencional que, situado a profundidades bajas (de hasta unos 500 m), suele ubicarse en localizaciones muy diversas no constituyendo normalmente depósitos significativos (Matesanz-Caparroz, 2013). Por lo tanto, se observa cómo no todos los depósitos susceptibles de ser explotados por la técnica del fracking se encuentran a elevadas profundidades.

•**Gas de las grandes profundidades.** Es considerado gas no convencional puesto que se localiza en depósitos tan profundos que el metano, siempre que esté estable, puede permanecer a temperaturas de unos 300°C. Por todo ello, actualmente no se obtienen producciones del mismo. De hecho, antes de los años noventa las lutitas y pizarras de las grandes profundidades no fueron contempladas como depósitos o reservas por la elevada dispersión de sus hidrocarburos. Su explotación por lo tanto, sólo será posible si la tecnología mejora progresivamente, lo que a su vez conlleva un aumento de los costes de extracción (Matesanz-Caparroz, 2013; Poneman et al. 2013).

•**Gas en areniscas compactas de baja permeabilidad (tight gas).** Este gas natural se localiza en areniscas o calizas (*tight sands*) con valores de permeabilidad y porosidad muy bajos (menores de 0,1 milliDarcy o mD y 10% respectivamente). Por ello son consideradas rocas no convencionales, pudiéndose obtener únicamente producciones comerciales mediante fracking. Sin embargo, en ocasiones estos yacimientos son similares a los convencionales no existiendo una diferencia clara entre ambos.

Por otro lado, para producir este gas de manera rentable se deben encontrar áreas con abundantes fracturas naturales, las cuales se denominan sweet spots (puntos dulces). Pese a ello, los recursos mundiales del mismo son considerables, teniendo producciones significativas hoy en día. De hecho, sus reservas globales son de unos 2,86 trillones de pies cúbicos (tcf). En 2012, este gas significó el 23,6% de los recursos no convencionales técnicamente recuperables (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; Chermak & Schreiber, 2014; Marzo, 2014; Rivard et al. 2014).

•**Gas en esquistos, pizarras y lutitas (shale gas).** Estos materiales son rocas sedimentarias que se fracturan fácilmente en láminas finas y paralelas. Sin embargo, en función de su origen y formación, dichas rocas presentan un contenido variable en materia orgánica (de la que proceden los hidrocarburos a explotar). Normalmente este contenido suele ser residual y disperso, albergando un grado de fluidez inapropiado para ser extraído. Además, puesto que ambos tipos de hidrocarburos se encuentran en la roca madre donde se generaron,

independientemente de cual sea la composición litológica de ésta, no han migrado a reservorios más cercanos a la superficie. Por ello su extracción requiere perforaciones que varían desde los 400 a los 5.000 metros. Así mismo, las citadas rocas poseen permeabilidades y porosidades muy bajas (de un orden menor a 0'000 mD y en torno al 5% respectivamente), provocando que el gas se distribuya en pequeños poros o burbujas, muchas veces microscópicas, no conectadas entre sí. En consecuencia es necesario fracturar hidráulicamente las capas de pizarra para conseguir que el gas fluya hacia la superficie.

Por el contrario, el aspecto positivo es que, a nivel mundial, sus reservas se extienden en amplias zonas geográficas, motivo por el cual, junto con el shale oil, son los recursos no convencionales con mayores producciones comerciales en los últimos años. De hecho, actualmente a nivel mundial, sus reservas alcanzan los 7.214,12 tcf. En 2012, este gas representó el 61,8% de los recursos no convencionales técnicamente recuperables (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; Comisiones Obreras, 2012; Marzo, 2014; Matesanz-Caparroz, 2013; Simonelli, 2014).

•**Gas en pizarras o esquistos bituminosos (Oil shale).** Los hidrocarburos líquidos albergados en estas formaciones de rocas sedimentarias contienen un compuesto químico orgánico-sólido: el Kerógeno. Gracias a éste los esquistos bituminosos se pueden quemar directamente, habiendo sido por ello utilizados como combustibles de baja calidad en sistemas de generación de energía. Las pizarras bituminosas por su parte cuando se someten a pirólisis proporcionan una sustancia gaseosa que produce combustibles de aceite al condensar (Raajiv-Menon, 2014).

•**Gas natural licuado.** Gas natural ya tratado para ser transportado en estado líquido.

•**Hidratos de metano.** Son moléculas de metano (CH_4) contenidas en compuestos helados de agua (sedimentos de los fondos marinos) en los que adquieren un color blanquecino, siendo por ello confundidos con el hielo. Concretamente cada molécula de CH_4 se encuentra rodeada por un entramado de moléculas de agua que únicamente es estable a elevadas presiones y temperaturas bajas, por lo que si ambas variables cambian ligeramente, este conjunto se desestabiliza y el volumen de metano que abandona dicho entramado se incrementa 164 veces. Lógicamente el calentamiento del planeta puede desestabilizar estas capas de hidratos, en tierra o en mar, liberando masivamente el metano que a su vez podría aumentar aún más el calentamiento global (retroalimentación positiva).

En el contexto de los recursos no convencionales, este tipo de gas destaca ya que sus reservas son cuantiosas (en especial en el mar Ártico), siendo muy superiores a las del gas

convencional (se cree que del orden de 13 veces las reservas de éste). El volumen mundial estimado de dichos hidratos se acerca a los 741.176,47 tcf. Por ello es considerada la mayor fuente de recursos no convencionales del planeta, pudiendo albergar incluso un potencial energético mayor que el presentado por el resto de combustibles fósiles juntos. Sin embargo, la tecnología necesaria para su extracción todavía presenta lagunas, motivo por el cual no se piensa que se produzca gas, a partir de dichos hidratos, al menos durante los próximos 20 años (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; Álvarez-Fernández et al. 2013; Comisiones Obreras, 2012; García-Portero, 2012; Lavelle, 2013; Marzo, 2014).

•**Metano en capas de carbón (Coal Bed Methane o CBM).** Este gas, con alto contenido en metano, procede de yacimientos subterráneos de carbón con baja permeabilidad habitualmente. Por tanto, los fluidos no circulan fácilmente a su través a no ser que el yacimiento sea estimulado, por ejemplo, con fracturación hidráulica. En concreto el gas se encuentra en las fracturillas de la roca estando adsorbido sobre la superficie granulada del carbón por la presión del agua que lo rodea. De este modo para producir dicho metano primero debe extraerse el agua, reduciendo así la presión y pudiendo liberar el CH₄ que fluye hacia el pozo. Por ello cuanto menor sea el volumen de agua en el carbón, mayor será el gas producido.

Actualmente, a nivel mundial supone 1.764,7 tcf de los recursos no convencionales. En 2012, significó el 14,6% de estos recursos técnicamente recuperables (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; García-Portero, 2012; Healy, 2012).

•**Perforaciones Dirigidas.** Tradicionalmente para extraer gas convencional se recurría a la perforación vertical. Sin embargo, hace 10 años la evolución de la técnica derivó en la perforación horizontal dirigida (*Horizontal Directional Drilling*), que se realiza desde una misma ubicación en superficie y se orienta normalmente de manera perpendicular al sistema de microfracturas prioritario. Estos pozos horizontales suelen tener una longitud de 1.000 a 3.000 metros en las formaciones que atraviesan. Dicha perforación permite obtener: mayor contacto del pozo con la capa que alberga el gas (es decir se accede a una mayor extensión de yacimiento aumentando así el recurso extraído); evita problemas como fallas y dificultades topográficas; reduce la huella (impacto) superficial, ya que se perforan numerosos pozos radiales (horizontales) desde un único emplazamiento en la superficie. Además, disminuye considerablemente el número de gasoductos, carreteras de acceso e instalaciones de producción, reduciendo con ello los impactos de la actividad a las poblaciones.

Otro avance más reciente es el aportado por la perforación multilateral dual o triple, de distinto tipo para abarcar más cantidad de roca.

En cualquier caso, los principales inconvenientes de las perforaciones realizadas a elevadas profundidades son las variaciones de temperaturas extremas, que junto a las altas presiones, pueden provocar la rotura de los pozos, escapes de fluidos por las tuberías aumentando la capacidad corrosiva y abrasiva de estos, etc (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; Álvarez-Fernández et al. 2013; Healy, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013).

•**Permeabilidad.** En este estudio se considera que la permeabilidad viene determinada por el grado de conexión de los poros, midiéndose en miliDarcy (mD). Por ello, en el mismo se argumenta que la fracturación hidráulica incrementa dicha variable (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010).

•**Porosidad.** En este estudio se considera que la porosidad viene determinada por el volumen de los poros (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010).

•**Recursos no convencionales técnicamente recuperables.** Término que alude a las reservas de hidrocarburos no convencionales que en la actualidad son comercialmente explotables, soliendo quedar al margen de dicha consideración los hidratos de gas. Sin embargo, las cantidades aportadas de dichas reservas no suelen ser fiel reflejo de las producciones posteriores (de ahí la inclusión de la palabra técnicamente).

•**Recursos o hidrocarburos convencionales.** Son aquellos que tradicionalmente se han explotado y han significado la principal fuente energética de la humanidad (petróleo y gas natural), ya que su extracción es relativamente “sencilla”. Actualmente, el gas convencional todavía supone 16.517,65 tcf. Dichos recursos que se generan en una roca madre migran después a una roca reservorio, presentando, ésta última, porosidades y permeabilidades elevadas, lo que permite que el hidrocarburo fluya fácilmente desde este almacén rocoso al pozo. En el reservorio convencional el hidrocarburo se almacena en los espacios abiertos de la roca, la cual no tiene conexión con la superficie ya que se encuentra limitada por un estrato de roca impermeable. Ello permite que en estos reservorios se hayan conservado los hidrocarburos y el agua de formación.

Por otro lado, destacar que los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son idénticos, en su génesis y composición. Las diferencias entre ambos residen únicamente en las rocas que los contienen y en el método de extracción, ya que los convencionales han migrado al reservorio permeable mientras que los no convencionales permanecen en la roca madre donde se generaron (en el caso del *shale oil* y *shale gas*) o han migrado a rocas reservorio muy compactas (*tight gas*). Concretamente los reservorios son considerados convencionales si

presentan permeabilidades superiores a 0'1mD, por lo que el hidrocarburo que contiene se denomina convencional (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; García-Portero, 2012; Marzo, 2014; Simonelli, 2014).

•**Recursos o hidrocarburos No convencionales.** Los reservorios con permeabilidades inferiores a 0'1mD son considerados no convencionales, siendo entonces el hidrocarburo denominado no convencional. En estas rocas dicho hidrocarburo se puede encontrar: como gas libre en los poros, microporosidades intergranulares y/o de fracturas, y en cavidades abiertas de la roca; como gas adsorbido en los granos minerales y en la fase orgánica (kerógeno y/o bitumen) que alberga la roca; y como gas disuelto en los compuestos orgánicos de la roca.

Así mismo, un aspecto positivo de tales recursos consiste en que en una reserva no convencional una roca madre necesita menor número de componentes y procesos geológicos que una convencional, siendo por ello su probabilidad de existencia mayor. De hecho, las formaciones de gas no convencional son más continuas ya que radican en acumulaciones de capas sedimentarias de baja permeabilidad. Sin embargo, el National Petroleum Council especifica que: *“Una reserva de gas no convencional produce menos durante un periodo de tiempo mayor que en pozos de alta permeabilidad de reservas convencionales. Por tanto, en un yacimiento de gas no convencional deben perforarse muchos más pozos y en menos espacio para recuperar un porcentaje de gas comparable al de una reserva convencional”*. De este modo, las explotaciones deben más extensas, constantes en el tiempo y perforar estratos de roca mayores. En consecuencia, el citado organismo define el gas no convencional como *“el gas natural que no puede ser producido en caudales y volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante fracturación hidráulica a gran escala o recurriendo a la perforación multilateral desde un pozo principal u otra técnica que haga entrar en contacto más superficie de la roca con el pozo”*.

Por otro lado, para discernir si un yacimiento es convencional o no se evalúan: el espesor del yacimiento; la proporción de hidrocarburo que éste contiene, considerando tanto la fracción libre en microporos y fracturas, como la adsorbida en la matriz rocosa; la permeabilidad; la cantidad de carbono orgánico total (COT); y la madurez térmica, según la cual si las rocas no han alcanzado las temperaturas idóneas no se formarán hidrocarburos.

Por último, destacar que los recursos no convencionales que son comercialmente explotables (es decir sin cuantificar los hidratos de metano) actualmente alcanzan los 12.105,88 tcf (Alonso-Suárez & Mingo-González, 2010; García-Portero, 2012; Healy, 2012; Marzo, 2014; Matesanz-Caparroz, 2013).

•**Reductores de la fricción.** Son compuestos añadidos para disminuir las pérdidas de carga generadas por la fricción del agua, bombeada desde la superficie, con partes de la perforación como tuberías y con el propio yacimiento. Suele emplearse sulfato amónico (utilizado en agricultura como fertilizante) o un destilado ligero de petróleo. Por ejemplo, en un volumen de agua de 3.100 m^3 se usan de $0,5 \text{ m}^3$ a 2 m^3 de reductor (García-Portero, 2012).

•**Roca madre de hidrocarburos.** Roca sedimentaria rica en materia orgánica, a partir de la cual se generan hidrocarburos (García-Portero, 2012).

•**Roca reservorio o almacén.** Formación rocosa (porosa y permeable) a la que llegan los hidrocarburos por fenómenos de migración desde las rocas madre (García-Portero, 2012; Matesanz-Caparroz, 2013).