

# **GAS NO CONVENCIONAL EN ESPAÑA, UNA OPORTUNIDAD DE FUTURO**



Consejo Superior de Colegios  
de Ingenieros de Minas



## COMITÉ DE REDACCIÓN

### DIRECCIÓN Y COORDINACIÓN

**Cámara Rascón, Ángel.** Catedrático de Ingeniería Química y Combustibles de la Universidad Politécnica de Madrid y Decano del Colegio de Ingenieros de Minas del Centro de España.

**Pendás Fernández, Fernando.** Catedrático de Hidrogeología, Geología del Petróleo y Estratigrafía de la Universidad de Oviedo.



## EQUIPO DE REDACCIÓN

**Álvarez Fernández, Isaac.** Ingeniero de minas. (Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España)

**Arenillas González, Alicia.** Ingeniero de minas. (Instituto Geológico y Minero de España)

**Cayola Cortés, Francisco José.** Ingeniero de minas. (Ministerio de Industria, Energía y Turismo)

**Cienfuegos Suárez, Pablo.** Ingeniero de minas. (Universidad de Oviedo)

**García de la Noceda Márquez, Celestino.** Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España

**Loredo Pérez, Jorge.** Ingeniero de minas. (Universidad de Oviedo)

**Martínez Orio, Roberto.** Ingeniero de minas. (Colegio Oficial de Ingenieros de Minas del Centro de España)

**Mazadiego Martínez, Luis Felipe.** Ingeniero de minas. (Universidad Politécnica de Madrid)

**Vázquez Teijeira, Diego.** Ingeniero de minas. (Ministerio de Industria, Energía y Turismo)

**Vicuña Irusta, Juan Cruz .** Ingeniero de minas. (SHESA. Ente Vasco de la Energía)

**Tarín Egoscozabal, Isabel.** Ingeniero Industrial. (URBASER)



## INDICE

### **1 GAS NO CONVENCIONAL. TIPOS Y CARACTERÍSTICAS**

- 1.1. Generalidades
- 1.2. Gas de pizarra (shale gas) y gas en capas de carbón (CBM)
  - 1.1.1 Génesis del Gas de Pizarra
  - 1.1.2 Génesis de gas en capas de carbón
  - 1.1.3 Herramientas relevantes a la hora de prospectar y aprovechar el recurso
    - 1.1.3.1 La geoquímica orgánica
    - 1.1.3.2 El sistema deposicional y la evolución de la cuenca
    - 1.1.3.3 La hidrogeología
- 1.3. El gas de baja permeabilidad o “tight gas”
  - 1.3.1 Génesis del tight gas
  - 1.3.2 Condiciones geológicas

### **2 POTENCIAL DE RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA**

- 2.1 Introducción
- 2.2 Clasificación
- 2.3 Recursos mundiales
- 2.4 Recursos en España

### **3 TECNOLOGÍA EN LOS YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONAL**

- 3.1 Características y generalidades
- 3.2 La exploración
- 3.3 El desarrollo y la explotación del gas no convencional
  - 3.3.1 La perforación horizontal
  - 3.3.2 La fracturación hidráulica
    - 3.3.2.1 La monitorización de la geometría de las fracturas
    - 3.3.2.2 La composición del fluido de fracturación
  - 3.3.3 La explotación del gas no convencional



## **4 ASPECTOS ECONÓMICOS Y ESTRATÉGICOS**

- 4.1 Breve reseña histórica
- 4.2 Casos americano y europeo. Consideraciones de tipo económico
- 4.3 Efectos estratégicos de la explotación del gas no convencional

## **5 MARCO REGULATORIO DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL**

- 5.1 Introducción
- 5.2 Marco regulatorio en Estados Unidos
- 5.3 Marco regulatorio en la Unión Europea
  - 5.3.1 Legislación sobre protección del medio natural
  - 5.3.2 Legislación en materia de aguas
  - 5.3.3 Legislación en materia de químicos
  - 5.3.4 Normativa sobre seguridad industrial y responsabilidad ambiental
- 5.4 Marco regulatorio en España
  - 5.4.1 Régimen regulatorio sectorial
  - 5.4.2 Normativa ambiental
  - 5.4.3 Seguridad y calidad Industrial
  - 5.4.4 El papel de la Administración Local
- 5.5 Conclusiones relativas al marco regulatorio

## **6 IMPACTOS AMBIENTALES PROVOCADOS POR LA EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL Y SU MITIGACIÓN**

- 6.1 Introducción
- 6.2 La integridad de los pozos
- 6.3 El consumo de agua
- 6.4 Tratamiento y control de las aguas de retorno
- 6.5 La radiactividad en las aguas de retorno
- 6.6 La sismicidad inducida
- 6.7 Emisiones incontroladas de metano
- 6.8 Uso del suelo
- 6.9 Conclusiones relativas al medioambiente



## **7 BIOMETANO**

- 7.1 Fuentes de generación de biogás y uso actual
- 7.2 Potencial del biogás en Europa y España
- 7.3 Fomento del uso del biogás
- 7.4 Depuración del biogás
  - 7.4.1 Pressure swing adsorption (PSA)
  - 7.4.2 Presurized water scrubbing (PWS)
  - 7.4.3 Absorción física en fluido orgánico
  - 7.4.4 Absorción química
  - 7.4.5 Membranas
  - 7.4.6 Tratamiento criogénico
- 7.5 Usos del biometano
- 7.6 Calidad del biometano para inyección en la red y uso en vehículos
- 7.7 Proyectos europeos: Biogasmax y GreenGasGrids
  - 7.7.1 Biogasmax
  - 7.7.2 GreenGasGrids
- 7.8 Instalaciones de biogás y biometano en Europa
- 7.9 Aspectos económicos y estratégicos del uso del biometano
- 7.10 Marco regulatorio
  - 7.10.1 Condiciones técnicas de uso del biometano
  - 7.10.2 Marco económico
- 7.11 Barreras para el desarrollo de un mercado de biometano
- 7.12 Conclusiones relativas al biometano

## **8 CONCLUSIONES RELATIVAS AL GAS NO CONVENCIONAL**

## **9 ALGUNAS EQUIVALENCIAS VOLUMÉTRICAS Y ENERGÉTICAS**

- 9.1 Volumétricas
- 9.2 Energéticas

## **10 REFERENCIAS**



## INTRODUCCIÓN

En España, la importación de hidrocarburos ha sido, y es, un lastre para el crecimiento económico. Siempre se ha considerado algo irreversible, como si de la maldición Sísifo se tratara.

Sin embargo la terca realidad está mostrando, cómo las situaciones irreversibles pueden cambiar.

En los Estados Unidos de América (EEUU), una economía altamente dependiente de los hidrocarburos importados, la situación energética está siendo revertida gracias al expansivo crecimiento de la producción de gas y petróleo procedente de las pizarras y areniscas de baja permeabilidad, no descartando en el futuro ser un exportador neto.

La explotación de los hidrocarburos no convencionales en EEUU, ha permitido disponer de gas abundante, costando solo el 20% del precio que paga el mercado europeo, siendo un extraordinario dinamizador de la vida económica, habiendo permitido crear casi dos millones de empleos, y teniendo la expectativa de duplicar la cifra en la próxima década, con la consiguiente entrada de dinero en la arcas públicas y la reducción del déficit externo.

El presente informe, es fruto de la participación de numerosas entidades y colectivos, procedentes de ámbitos tan dispares como son: universidad, sindicatos, administraciones públicas, empresas y organizaciones empresariales de nuestro país, comprometidos por la sostenibilidad del abastecimiento energético y la protección del medio ambiente.

La profundización en la explotación del gas no convencional desde perfiles y visiones tan diferentes no ha sido fácil. A lo largo de los meses de preparación hubo notables discrepancias y serias discusiones, siempre en un ámbito de respeto y “juego limpio”, como no podía ser de otra manera dada la calidad humana y profesional de todos los integrantes del Grupo de Trabajo que lo ha elaborado.

Los resultados expuestos a continuación, reflejan el amplio consenso alcanzado por el Comité de Redacción, tras reflexivos debates técnicos, sin juicios “a priori”, inspirados por el rigor y el conocimiento.

A lo largo del informe se profundiza en la puesta al día de las tecnologías empleadas y en el trasfondo de los incidentes medioambientales ocasionados por esas tecnologías, teniendo en cuenta todos los ámbitos geográficos en donde se están aplicando, pero fundamentalmente en los EEUU, que con 40.000 pozos perforados para la extracción de



gas no convencional y con algo más de medio millón de operaciones de fracturación hidráulica<sup>1</sup>, disponen de la más amplia experiencia.

En cualquier actividad humana, y particularmente en la actividad industrial, ya sea extractiva (petróleo, gas, minerales) o transformadora (química, alimentaria, etc.) los riesgos en la salud, la seguridad y el medio ambiente deben ser gestionados de manera eficiente a través de operaciones basadas en las mejores prácticas, la implementación de sistemas regulatorios, junto con la investigación continua en la optimización y la mejora de los procesos llevados a cabo.

En definitiva, resulta necesario conocer cuáles son los hipotéticos riesgos y definir las líneas de actuación para prevenirlos, minimizarlos, mitigarlos y, cómo no, evitarlos.

Las dos principales tecnologías actualmente utilizadas para la explotación del gas no convencional, la perforación horizontal y la fracturación hidráulica, están sobradamente desarrolladas para ser aplicadas, con un riesgo asumible, similar a las otras actividades industriales.

En EEUU fue decisiva la implementación, entre 1980 y 1990, de la *tax credit* para la producción de energía no convencional y el expreso apoyo del Departamento de Energía a la investigación de los métodos de exploración y producción.

En la fase preliminar en que se encuentran las prospecciones en nuestro país, puede afirmarse que la legislación actual es suficiente en el corto plazo. Solo se precisaría algo tan simple y tan importante como es dar cumplimiento a la vigente Ley de Hidrocarburos. A más plazo, se precisa una adecuación del marco regulatorio, así como una mayor colaboración entre los diversos organismos públicos, las empresas y la universidad.

En España está todo por hacer en materia de gas no convencional y la expectativa de considerables recursos prospectivos, se ha puesto de manifiesto con la creciente solicitud de permisos de exploración, 27 en el último año de los que se han otorgado 19, la mayoría teniendo como objetivo el gas de pizarras.

No tiene sentido renunciar en nuestro país a un recurso energético que permitiría: crear miles de puestos de trabajo, reducir la notable dependencia energética, mejorar la balanza de pagos, incrementar la competitividad, incrementar los ingresos fiscales y reducir las emisiones de efecto invernadero.

A pesar de estas expectativas, percibimos un largo camino a recorrer para reducir los actuales mitos que envuelven a este importante recurso energético. Esperamos que este informe sea un paso en esa dirección.

---

<sup>1</sup> La técnica de la fracturación hidráulica lleva siendo utilizada de un modo rutinario por la industria de los hidrocarburos y la geotermia desde los años 40 con más de un millón amplio de operaciones



**Ángel Cámara.**

Catedrático de Ingeniería Química y Combustibles de la Universidad Politécnica de Madrid

Decano del Colegio de Ingenieros de Minas del Centro

**Fernando Pendás.**

Catedrático de Hidrogeología, Geología del Petróleo y Estratigrafía de la Universidad de Oviedo

Madrid, a 27 de enero de 2013



## 1. GAS NO CONVENCIONAL. TIPOS Y CARACTERÍSTICAS

Se describen las tipologías de depósitos fósiles de gas no convencional (*gas shale, tight gas, coal bed methane...*), incluyendo su génesis, condiciones geológicas, naturaleza del recurso y características más relevantes a la hora de prospectar y aprovechar el recurso. Adicionalmente en el capítulo 7 se describe las tipologías del biometano, o metano biológico, entendiéndose que también forma parte del conjunto de los gases combustibles no convencionales, en este caso no fósil.

### 1.1. Generalidades

Durante millones de años, en las eras paleozoica y mesozoica de la historia geológica de nuestro planeta, ingentes volúmenes de gas natural se han ido acumulando en ambientes geológicos que difieren de las trampas de hidrocarburos convencionales. Estos yacimientos son denominados actualmente como yacimientos no convencionales de gas y son de cuatros tipos: “*shale gas*”, “*coal bed methane*”, *tight gas*” y “*gas de hidratos*”,

- “*shale gas*” o gas de pizarra, cuando el gas se encuentra en lutitas o pizarras, en las fracturas y diaclasas en forma libre, y en forma adsorbida sobre las micropartículas carbonosas
- “*coal bed methane*”(CBM) o gas de capas de carbón cuando el gas se encuentra almacenado en carbones, de diferentes rangos, en forma adsorbida sobre las micropartículas carbonosas y en forma libre en los poros y en las microfracturas del carbón;
- “*tight gas*” o “*tight gas sands*”, o gas de baja permeabilidad, cuando el gas se localiza en rocas sedimentarias, clásticas o carbonatadas, con muy baja permeabilidad.
- “*gas de hidratos*”, cuando el gas metano, generalmente de origen biogénico, forma compuestos cristalinos con el agua, en condiciones de baja presión y a temperatura próxima al ambiente. Ninguno de los recursos de los yacimientos de este cuarto tipo, ha pasado a la categoría de reservas, por no disponer de la tecnología necesaria para su explotación comercial.

Desde 1994 quedó bien establecido el concepto de “*sistema petrolífero*” o “*petroleum system*” (Magoon, 1994) entendiéndose que “*para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además era preciso que hubiera habido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas*”. Es decir, el concepto comprende todos los elementos y procesos necesarios, y en el orden adecuado, para que los hidrocarburos se generen, se acumulen y queden preservados.



Algunos de los paradigmas de los hidrocarburos no convencionales son que:

- La formación prospectiva y productiva, puede ser roca madre y roca almacén a la vez, aunque presente una permeabilidad muy baja (micro- o nanodarcies).
- Una roca madre, y simultáneamente roca almacén, puede producir gas o petróleo, en cantidades comerciales, si se consigue desarrollar en la misma, una red de fracturas artificiales.
- En rocas con abundante materia orgánica (como carbones y pizarras), además de un gas libre, comprimido en las fracturas y poros, existe otro gas adsorbido con una capacidad de almacenamiento comparable a la del gas libre.
- No hace falta que existan las clásicas trampas estratigráficas o estructurales para producir comercialmente los hidrocarburos.
- Una formación prospectiva, conteniendo hidrocarburos pueden ocupar grandes extensiones superficiales, formando un “*gran yacimiento continuo*”.

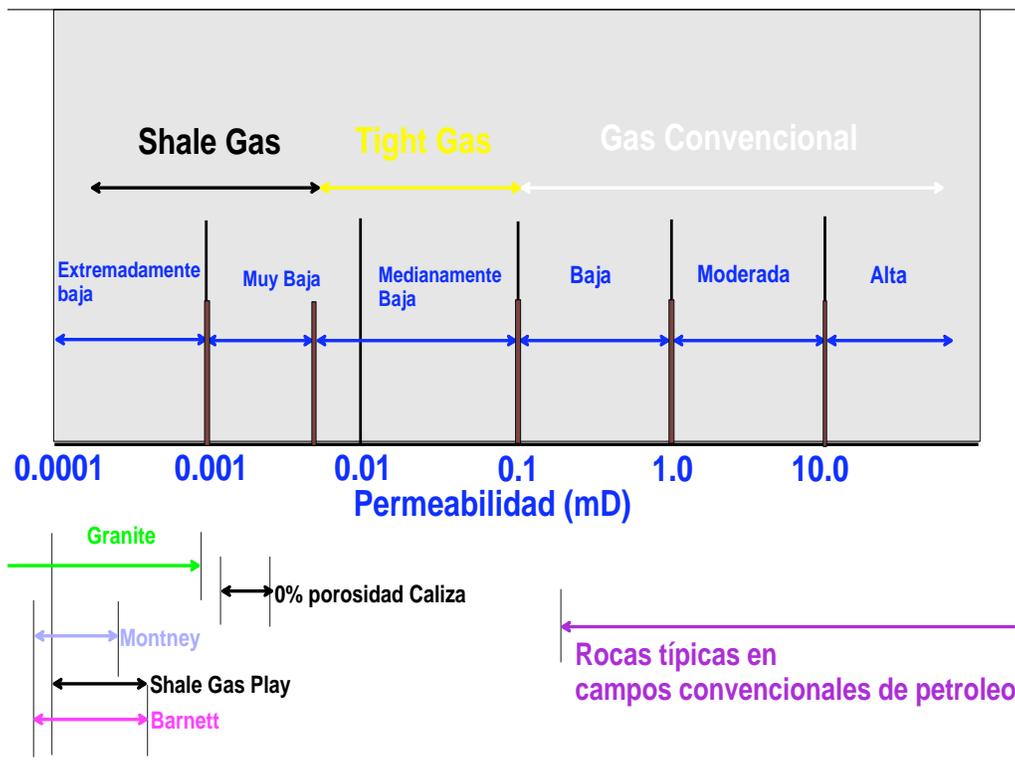


Figura 1.1. Rangos de permeabilidad de diferentes formas de yacimientos de gas, convencionales y no convencionales. Fuente: Adaptada de Pflug (2009)



El gas contenido en los yacimientos del tipo *tight gas*, *shale gas* y CBM es de origen termogénico, aunque en algún caso de yacimientos CBM se puede incorporar gas biogénico.

La diferencia entre los yacimientos del tipo *tight gas*, y los *shale gas* junto con el CBM es que, en los primeros, el gas está en estado libre en las fracturas y poros de formaciones con muy baja permeabilidad, procediendo el gas de rocas madres muy próximas. En las *shale gas* y CBM, el gas está siempre presente en estado libre y en estado adsorbido en la materia orgánica que forma parte de la roca madre y roca almacén simultáneamente.

La permeabilidad determina el grado de conectividad de los poros y fracturas que existen en cualquier roca sedimentaria. Si los poros y fracturas están muy mal conectados, cualquier fluido tendrá dificultades para moverse y será preciso aplicar métodos artificiales para inducir una permeabilidad en la roca con el fin de alcanzar una producción comercial.

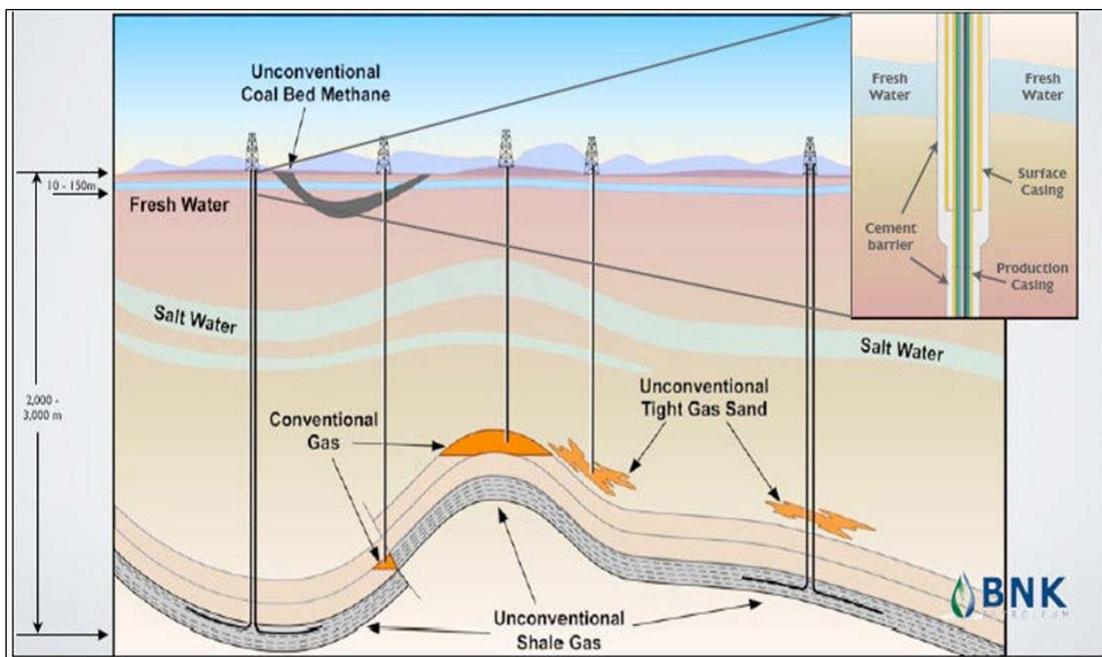


Figura 1.2. Esquema con las diferentes opciones de yacimientos no convencionales de gas natural.  
Fuente: BNK Petroleum (2011)

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos están contenidos en rocas almacén conformadas como trampas estructurales o estratigráficas. Cada sondeo drena un gran volumen del yacimiento. Los hidrocarburos de zonas muy lejanas fluyen naturalmente al

abatir la presión en fondo de pozo productor, creando un gradiente de presión dentro la formación almacén, y hacia el fondo de pozo, que provoca el movimiento de los fluidos.

En la figura 1.2 adjunta se muestran esquemáticamente los yacimientos convencionales, que satisfacen las reglas básicas necesarias para que exista una acumulación de gas o petróleo (*Petroleum System*), frente a los no convencionales.

## 1.2. Gas de pizarra (shale gas) y gas en capas de carbón (CBM)

Inicialmente, el término *coal bed methane* (CBM) fue usado para identificar el gas, procedente de las capas del carbón, que se drenaba antes de atacar la explotación de un frente, con el fin de extraer el metano de la capa o capas de carbón, y así disminuir su peligrosidad.

Entonces, el aprovechamiento comercial del CBM era un subproducto que reportaba pequeños beneficios. La atención estaba focalizada a procurar seguridad y mayor productividad a las labores mineras.

En años más recientes se entendió que el CBM podría ser un recurso comercial en sí mismo y se desarrollaron proyectos para su explotación en EEUU, teniendo como objetivo exclusivo la explotación del metano, tanto en las zonas minadas (CMM, *coal mine methane*), como en las no minadas (*coal bed methane* o CBM).

Por extensión se fueron abordando cada vez zonas más profundas y zonas en donde la identificación de una a una de las capas de carbón no era tan obvia (CBM), pasando a comprobar que la explotación del gas presente en un paquete carbonoso más o menos rico en materia orgánica era comercial y de aquí, que una potente roca con presencia de materia orgánica madura constituida por pizarras (*shale gas*) también producía gas en cantidades económicas, teniendo en común la tecnología para su explotación: la perforación direccional y la fracturación hidráulica.

El desarrollo comercial de este tipo de yacimientos no convencionales, ha sido relativamente reciente. Este recurso se ha identificado en numerosas cuencas del mundo, pero ha sido en EE.UU donde se ha desarrollado a gran escala debido a la conjunción de varios factores, estando entre los más destacables:

- la existencia de un expansivo mercado de gas, que en su momento no tenía más alternativa para afrontar su crecimiento, que recurrir a la importación masiva de gas natural licuado (LNG), con la expectativa de un precio creciente.
- una legislación favorable, que alineaba los intereses de los dueños de los terrenos prospectivos, con las compañías emprendedoras, que buscaban el recurso energético.



- una notable reducción de costes técnicos tanto de inversión, como en la operación y mantenimiento de las explotaciones
- una administración pública sensibilizada con el impacto que tiene el coste energético en la economía de un país y que ofreció algunos incentivos fiscales a las compañías prospectoras, a la par que actuaba con una notable transparencia en materia medioambiental y técnica, dando confianza a los administrados, tanto a la población como a las compañías exploradoras.
- una población familiarizada, desde hacía más de una centuria, con la explotación de los hidrocarburos mediante el sistema de pozos y tuberías de transporte y que supo poner en su contexto los nuevos desarrollos.

El gas de pizarra o *shale gas*, y el gas en capas de carbón (CBM) tienen mucho en común. En realidad es un continuo en el que las características de la roca dependen del contenido, tipo y distribución de su materia orgánica, junto con el ambiente sedimentario en que se depositaron y su evolución diagenética. Aunque en términos generales y para simplificar, definimos como carbón aquella roca que tiene más de un 50% de materia carbonosa y como pizarra cuando su contenido en materia orgánica madura es menor del 50%.

Ambas rocas tienen en común ser de muy baja permeabilidad (< 1 mD), haber sufrido un proceso diagenético que ha permitido a la materia orgánica madurar y generar hidrocarburos y ambas liberan naturalmente el gas, pero a caudales no comerciales.

Desde el punto de vista de los yacimientos no convencionales, ambas rocas, las pizarras y las capas de carbón, actúan tanto como roca madre, como roca almacén y roca sello para el gas generado y contenido en las mismas.

Tradicionalmente habían presentado y continúan presentando interés como rocas madres o rocas generadoras de hidrocarburos pero no como roca almacén: ésta es la novedad.





Figura 1.3. Afloramiento de las alternancias rítmicas de margas y margo calizas con abundante materia orgánica en el Lías al N de Reinosa. Fuente:ETSIMO, 2011.

El gas en las pizarras y en las capas de carbón se encuentra almacenado en dos formas:

- en forma de gas libre en los poros y fracturas de la roca.
- en forma de gas adsorbido sobre las micro partículas carbonosas que constituyen la materia orgánica.

El origen de cualquier hidrocarburo fósil es la descomposición de la materia orgánica (algas, restos vegetales o plancton) según un proceso diagenético denominado carbonización o maduración térmica que en función de determinadas condiciones de presión y temperatura, da lugar a carbón, petróleo y gas natural.

No obstante, su génesis es distinta como se trata de explicar a continuación.

### 1.2.1 Génesis del Gas de Pizarra

Los yacimientos de gas de pizarra se localizan en múltiples formaciones paleozoicas y mesozoicas desde el Cámbrico al Cretácico. Estas formaciones han dado lugar a

yacimientos de distintas propiedades en función del entorno geológico en que sedimentaron.

Desde un punto de vista de ambiente sedimentario, las “*shale gas*” y “*black shale*” en general, se depositan normalmente en cuencas de antepaís en aguas profundas y anóxicas, o con circulación de agua muy restringida.

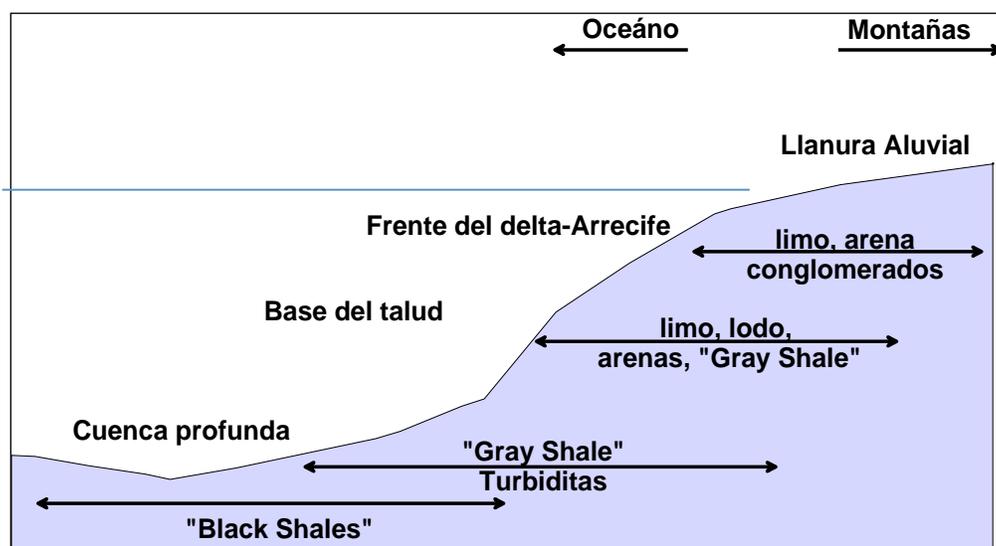


Figura 1.4. Modelo deposicional de Black y Gray Shales.  
Fuente: Adaptado de Martin, Lombardi y Nyaha (n.d.)

Los depósitos ocurren a profundidades no inferiores a los 200 metros aunque hay excepciones, como la formación Haynesville (EE.UU), que se ha depositado entre 30 y 70 metros.

Uno de los ambientes sedimentarios más típicos para su deposición, ha tenido lugar en cuencas euxínicas que fueron influenciadas por el desarrollo de rampas carbonatadas y cuencas de antepaís. Numerosos procesos sedimentarios se activan en estas cuencas, junto con una variación de los procesos físicos, geoquímicos y biológicos, dando lugar a una arquitectura estratigráfica compleja y a yacimientos heterogéneos, aspectos a tener en cuenta en su exploración y explotación.

Las “*black shale*” y “*gray shale*” se han depositado durante largos eventos transgresivos en ambientes anóxicos. La presencia de pirita framboidal y elementos traza como azufre, molibdeno, hierro, cobre y níquel son características indicadoras de un ambiente euxínico.



### 1.2.2 Génesis de gas en capas de carbón

De un modo simplificado la evolución de la materia orgánica sigue la secuencia siguiente:

- a) Paso de la materia vegetal a turba en lo que se conoce como “*carbonización bioquímica*”, debida a la actividad microbiana en medios anaerobios. Las bacterias reductoras consumen el oxígeno contenido en la materia vegetal enriqueciéndola en hidrógeno. En esta fase se suele generar gas metano de origen biogénico.
- b) Los sedimentos, que se siguen acumulando, provocan un mayor enterramiento y como consecuencia del gradiente geotérmico tiene lugar un aumento de la temperatura, junto con una mayor compactación de la materia carbonosa y una expulsión del agua asociada.
- c) El efecto de la temperatura creciente produce la transformación, primero en lignito y después, si continua el proceso diagenético, en hulla y antracita, con una transformación, del hidrogeno inicialmente presente, en gas metano, parte del cual puede migrar de las capas de carbón.

Como consecuencia de estos procesos se tienen unos productos asociados que se denominan “*productos de la carbonización*”, entre los que se encuentra el metano. La generación de metano durante la carbonización se debe a dos mecanismos:

- Cuando la temperatura es inferior a 50°C: metano biogénico o “*gas de los pantanos*”, consecuencia de la descomposición microbiana de los restos vegetales.
- Cuando la temperatura es superior a 50°C: metano termogénico: con el aumento de la profundidad aumenta la temperatura y el rango de su maduración, no se trata de un cambio instantáneo, se tiene una relación tiempo-temperatura que es la que da la madurez, además del volumen de gas generado durante el proceso.

Como la materia vegetal de partida tiene características muy diferenciadas y además los procesos de alteración son muy diversos, el producto resultante tiene una extraordinaria heterogeneidad. Para su clasificación se introduce el concepto de “*rango del carbón*” caracterizado por parámetros medibles y objetivos como: capacidad calorífica, contenido en humedad, porcentaje en volátiles, reflectancia de la vitrinita y carbono fijo.

Una vez caracterizados los diferentes tipos de carbón tiene sentido hablar de carbones más o menos evolucionados, así como de madurez del carbón en función de los diferentes rangos. Así pues tendremos, según aumenta el rango, la clásica secuencia: turba-lignito-hulla sub/bituminosa-hulla bituminosa-antracita



Los gases generados de las capas de carbón, incluyen fundamentalmente metano, con presencia de: dióxido de carbono, nitrógeno y otros componentes de gas húmedo (etano, propano, etc.).

El rango del carbón y la composición maceral, particularmente la abundancia de material orgánico rico en hidrógeno, y la hidrodinámica de la cuenca, controlan la composición de los gases producidos. En general, los gases en carbones de bajo rango (valores de reflectancia de la vitrinita menores del 0,5 %) son biogénicos, mientras que los gases en carbones de mayor rango son predominantemente termogénicos, aunque los gases biogénicos pueden estar presentes en cualquier rango.

### **1.2.3 Herramientas relevantes a la hora de prospectar y aprovechar el recurso**

Las diferentes ramas de la geología en sentido amplio y la ingeniería del subsuelo colaboran en su identificación: estratigrafía, tectónica, sedimentología, hidrodinámica, geotermia, petrología, geoquímica, geofísica, perforación, ingeniería de yacimientos...

Entre las herramientas relevantes para prospectar y evaluar el recurso destacamos:

- La geoquímica orgánica
- La estratigrafía y la sedimentología con el fin de definir el sistema deposicional y la evolución de la cuenca
- La hidrogeología en su doble papel:
  - de herramienta para asegurar la calidad de las aguas subterráneas utilizadas en el abastecimiento a la comunidad
  - herramienta para comprender la interrelación entre la capa de carbón como roca almacén de gas y como acuífero



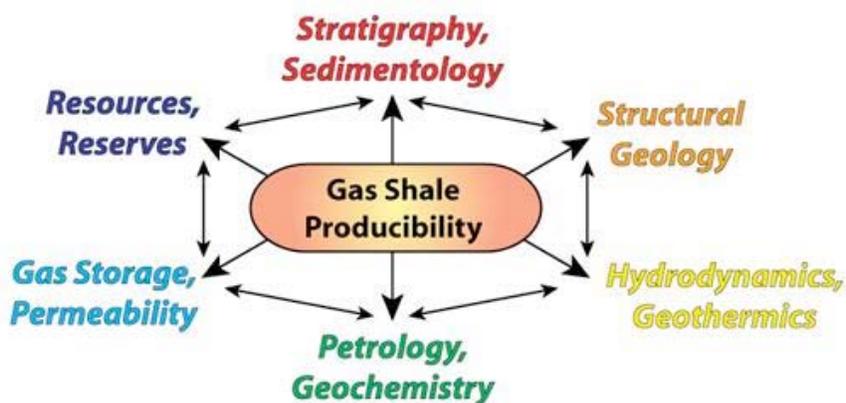


Figura 1.5. Parámetros fundamentales en la investigación de “gas shale”. Fuente: BNK Petroleum (2011)

- El marco tectónico y las características estructurales
- La permeabilidad, generalmente asociada con una dirección de fractura preferente y la capacidad de almacenamiento de gas en sus dos formas, libre y adsorbido
- Y por supuesto, la geometría de la formación prospectiva dada por la sísmica de reflexión y los sondeos

### 1.2.3.1 La geoquímica orgánica

En el proceso de la exploración y posterior desarrollo del campo, es relevante el análisis de los elementos que conforman el *petroleum system*: “roca madre”, “migración”, “roca almacén”, “sello” y “trampa”.

En la exploración del CBM y del gas de pizarra, al estar atrapado el gas en la propia “roca madre”, que hace simultáneamente de “almacén”, “sello” y “trampa”; y al no haber habido proceso de “migración” para el gas, es extremadamente relevante el conocimiento de la geoquímica de las roca madre.

En ese sentido se volverá a hacer énfasis en el capítulo 3.

El carbono orgánico total (TOC), puede estar presente en una roca en las siguientes formas:

- a) Carbono orgánico presente en los hidrocarburos generados (CHC).



- b) Carbono orgánico susceptible de convertirse en hidrocarburos (CC), denominado “carbono convertible”.
- c) Residuo carbonoso que no producirá hidrocarburos por insuficiencia de hidrógeno. Se denomina (CR) carbono muerto, inerte o residual.

Los aspectos principales relacionados con la geoquímica orgánica son:

1. El contenido en carbono orgánico total o TOC medido en % sobre el total de roca. No es suficiente un elevado TCO para valorar el potencial generador de una determinada roca, otras variables son el: contenido en hidrógeno, tipo de kerógeno, grado de maduración, son muy relevantes

Potencial de generación de hidrocarburos	TOC (% en peso) (lutitas o pizarras)	TOC (% en peso) (carbonatos)
Pobre	0,0-0,5	0,0-0,2
Moderado	0,5-1,0	0,2-0,5
Bueno	1,0-2,0	0,5-1,0
Muy bueno	2,0-5,0	1,0-2,0
Excelente	>5,0	>2,0

Tabla1.I.- Potencial de rocas madre en función del TOC Fuente: (Holditch, 2011)

2. El ensayo Rock-Eval. Que permite conocer el origen y la calidad del TOC. El Instituto Francés de Petróleo (IFP) ha desarrollado este ensayo, denominado Rock-Evaly convertido casi en un estándar en la industria, que tiene como objeto analizar los gases emitidos por una muestra sometida a un proceso de pirólisis y posteriormente de oxidación. Se verá con más detalle en el capítulo 3.
3. El tipo de kerógeno. La composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinado por el tipo de kerógeno presente en la roca sedimentaria. El kerógeno, inicialmente se clasificaba en función de las relaciones atómicas entre hidrógeno y carbono (H/C) y entre oxígeno y carbono (O/C) de una determinada roca madre, mediante unos análisis caros y complicados. Hoy en día se utilizan los datos



proporcionados por el ensayo Rock-Eval que permiten calcular una buena aproximación a las relaciones atómicas antes mencionadas.

Kerogen Type	Depositional Environment	Organic Precursors	Hydrogen Product
I	Lacustrine	Algae	Liquids
II	Marine, Reducing Conditions	Marine Algae, Pollen, Spores, Leaf Waxes, Fossil Resins	Liquids
III	Marine, Oxidizing Conditions	Terrestrial-Derived Woody Materials	Gas
IV	Marine, Oxidizing Conditions	Reworked Organic Debris, Highly Oxidized Material	None

Tabla 1.II. Tipos de kerógeno. Fuente: (Hill & Lombardi, 2002)

El tipo de kerógeno y el ambiente sedimentario de la formación también se pueden determinar mediante la determinación de los biomarcadores (relación pristano/C17 y fitano/C18), según lo siguientes diagramas (Peters et al, 1999; Peters et al, 2005):

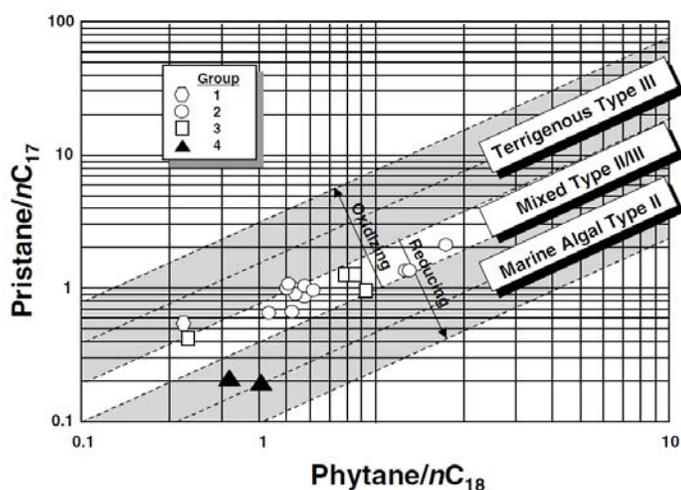


Tabla 1.III. Tipo de materia orgánica y ambiente sedimentario en función de las relaciones Pr/C17 y Ph/C18. Fuente: (Peters et al., 2005)



- La maduración térmica de una roca generadora, viene indicada por la reflectancia de la vitrinita,  $R_o$ , la cual predice, no solo cuando una roca madre está en la ventana de gas, sino también el tipo de gas

### 1.2.3.2 El sistema deposicional y la evolución de la cuenca

El sistema deposicional ejerce un fuerte control sobre la productividad de los yacimientos de gas de pizarra y de CBM. Determina el tamaño, la extensión, la potencia, la orientación y la secuencia estratigráfica del yacimiento.

Los procesos de acumulación de materia orgánica y su preservación, como en el caso del carbón, requieren un coeficiente de subsidencia delicadamente equilibrado que mantenga unos niveles de lámina de agua óptimos pero que excluya influjos disruptivos de sedimentos clásticos. Su conocimiento es relevante para comprender e inferir la geometría y distribución de la zona prospectiva.

De igual modo es relevante, en la fase prospectiva, el conocimiento del ambiente sedimentario para las “*shale gas*” y “*black shale*”, y aunque se depositaron normalmente en cuencas de antepaís en aguas profundas y anóxicas, con circulación de agua muy restringida y ambiente más mas calmos, el desarrollo de rampas carbonatadas y fenómenos de turbidez, junto con una variación de los procesos físicos, geoquímicos y biológicos, pueden dar lugar a una arquitectura estratigráfica compleja y a yacimientos heterogéneos, aspectos estos que condicionan la exploración

La historia tectónica también puede tener un efecto importante en la maduración de la roca debido a un aumento de la presión y/o temperatura derivados de las variaciones en la profundidad de enterramiento.

### 1.2.3.3 La hidrogeología

Como se indicó arriba la hidrogeología juega un doble papel, ambos relevantes.

- En primer lugar como herramienta para asegurar la calidad de las aguas subterráneas utilizadas en el abastecimiento a la comunidad y que debe ser preservada durante todo el tiempo
- En segundo lugar como herramienta para comprender la interrelación entre la capa de carbón como roca almacén de gas y como acuífero

En el caso concreto de gas en capa de carbón los flujos de aguas subterráneas están íntimamente ligados con la distribución del carbón, el sistema deposicional y con el marco tectónico-estructural debido a que el flujo de las aguas subterráneas a través de



las capas de carbón representa una recarga de los carbones permeables, lateralmente continuos en los márgenes de la cuenca definidos por la estructura.

Los carbones actúan, no sólo como conductos para la migración del gas (*carrierbed*), sino también como acuíferos pudiendo ocasionalmente ser más permeables que las areniscas asociadas.

La hidrogeología es un factor crítico en la comprensión de la productividad de las capas de carbón, porque integra todos los parámetros decisivos que pueden condicionar la productividad de un yacimiento o de un pozo.

Es frecuente que flujo dinámico de agua subterránea a través de carbones de alta madurez térmica (rango) y con un alto contenido de gas haga de sello del entrampamiento (Kaiser, 1994) preservando el gas en el yacimiento, y actuando de factores hidrogeológicos en la migración y acumulación.

### 1.3 El gas de baja permeabilidad o “tight gas”

El término “*tight gas reservoir*” o coloquialmente “*tight gas sands*” o simplemente “*tight gas*” no establece una definición formal y su utilización cubre un espectro considerablemente amplio.

En general se utiliza para referirse al gas que se encuentra en almacenes caracterizados por su baja calidad, debido a que presentan muy bajas permeabilidades, del orden de 0,1 mD o microD. Puede corresponder sobre todo a formaciones clásticas (areniscas) o carbonatadas e incluso de tipo ígneo, una fracturación natural y que presentan una permeabilidad inferior a 0,1mD. Así, Law & Curtis (2002) lo definen como yacimientos de baja permeabilidad, en general inferior a 0,1 mD.

Otra acepción, y en este caso por exclusión, se refiere a aquellos yacimientos de extensión regional y que no son económicamente rentables producirlos, utilizando tecnologías convencionales.

Sin embargo, otras organizaciones como la *Society for Petroleum and Coal Science and Technology* (DGMK) proponen una nueva definición elaborada por la industria petrolera alemana que incluye a los yacimientos con una permeabilidad efectiva media al gas inferior a 0,6 mD.





Figura 1.6. Poros aislados en una formación de areniscas de muy baja permeabilidad.

Fuente: USGS, [www.energy.usgs.gov](http://www.energy.usgs.gov)

### 1.3.1 Génesis del tight gas

Los yacimientos “*tight gas*” no se limitan a rocas siliciclásticas, por similitud en la explotación también se incluyen los “*tight carbonate*”, que son carbonatos procedentes de extremo de cuenca y plataformas carbonatadas, que normalmente tienen menor contenido en materia orgánica y porosidad (<1%). Los carbonatos depositados más hacia el mar profundo pueden disponer de ricos contenidos en sílice y elevado TOC (hasta 5%) y siendo más favorables a la producción de gas, debido a su considerable friabilidad para las facies ricas en sílice y materia orgánica, lo cual facilita su fracturación tanto natural como artificial.

En las rocas siliciclásticas, la cementación sílicea que une sus granos y la fracturación que posteriormente ha podido afectar a esa roca, están complejamente interrelacionadas. Los cementos de cuarzo influyen en los sistemas o familias de fracturas afectando a las propiedades mecánicas de la roca durante la formación de las fracturas, fenómeno que a su vez influye en el agrupamiento de familias de fracturas, su distribución y apertura de las mismas.

Además, esta cementación afecta a las propiedades hidráulicas de las redes de fracturas de forma que pueden parcial o totalmente ocluir los espacios vacíos formados por poros y fracturas. En general y debido a la extensa cementación producida por las arcillas autígenas la permeabilidad de la matriz de estas areniscas es extremadamente baja, del orden de microD.

Otro tipo de yacimientos *tight gas* es el generado por la corrientes de turbidez en las zonas de talud, en donde las sucesivas secuencias de turbiditas, con predominancia de arcillas, dan lugar yacimientos que no son explotables de un modo convencional y en los que la corta migración del gas hacia las microcapas arenosas, permite un tratamiento muy similar a las *shale gas* o gas de pizarra, al estar tan próximas la roca madre y la roca almacén.

### 1.3.2 Condiciones geológicas

Prácticamente todo lo relativo a las herramientas para su evaluación, arriba mencionadas, como: la geoquímica, estratigrafía, análisis deposicional, sísmica de reflexión, sondeos,... son aplicables a la exploración del gas en baja permeabilidad o *tight gas*.

La producción comercial de gas en este tipo de sistemas también se asocia con la estimulación artificial de su permeabilidad.

Existen zonas preferentes que por su contenido en gas y su facilidad para ser estimuladas dan lugar a zonas más productivas. Syurdam (1997<sup>a</sup>) definió como aquellos yacimientos de rocas que se caracterizan por unos valores de porosidad y permeabilidad mucho mayores que los valores promedio para los rocas de baja permeabilidad a un intervalo específico de profundidad. Por ello, la producción comercial es fuertemente dependiente de la presencia de fracturas naturales abiertas y de la habilidad para conectar estos sistemas de fracturas naturales a través de la estimulación mediante fracturación hidráulica.

Algunos exploradores consideran que este tipo de yacimientos se localiza en entornos geológicos de cuencas profundas ("*basindeep*") o en su interior ("*basin-centered*"). Sin embargo otros estiman que los diferentes tipos de yacimientos *tight* de diferentes edades y tipos se localizan donde la deformación estructural crea un sistema de fracturas extensivas como pueden ser los márgenes de un cuenca, colinas o llanuras.



## 2. POTENCIAL DE RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA

### 2.1 Introducción

En el contexto energético actual, íntimamente relacionado con la difícil situación económica y social que está atravesando España, la escasez y elevado coste de la energía se vislumbra como un problema de primer orden.

El importante crecimiento económico en nuestra sociedad en las últimas décadas ha estado asociado a un notable aumento del consumo energético, basado en un modelo energético centrado en el uso de combustibles fósiles, lo que ha conllevado a un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La búsqueda y aprovechamiento de nuevas fuentes autóctonas de energía, a un coste competitivo, junto con la necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y la creación de empleo, se presentan como cuestiones clave en el escenario actual.

En este contexto, el gas natural y las energías renovables deberán constituir dos pilares de una estrategia energética más sostenible, por lo que será necesario que tengan un desarrollo tecnológico en paralelo, que permita que la energía programable actúe como soporte y respaldo de la no programable.

El gas natural se sitúa como una fuente de energía de transición hacia un modelo energético bajo en carbono, dando lugar a la mitad de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera que el carbón por unidad de energía producida y aproximadamente un tercio menos que las emisiones producidas por el petróleo.

El gas natural juega, y jugará según las principales proyecciones internacionales, un papel relevante en el mix energético mundial actual y futuro, constituyéndose en la energía de base durante la transición hacia ese deseable escenario de mayor aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, garantizando la seguridad de suministro y el respeto por el entorno, en beneficio de un desarrollo sostenible y de la lucha contra el cambio climático.

La explotación de nuevos y abundantes recursos de gas está cambiando el mapa energético mundial. Los nuevos recursos de gas no convencional, es decir, gas presente en yacimientos de muy baja permeabilidad y el abaratamiento de las tecnologías de extracción permiten ser optimistas sobre el futuro del gas.

El espectacular crecimiento de la producción norteamericana de gas demuestra que la explotación de yacimientos de gas no convencional, particularmente de *shale gas*, es económicamente viable. La previsible extensión de dichas tecnologías a otras regiones



del mundo (Latinoamérica, China, Unión Europea,...) permitirá la explotación de cuantiosos recursos dando un vuelco al actual mapa energético mundial.

Son muchos los países interesados en emular el éxito norteamericano, mientras otros dudan o se oponen activamente por los supuestos daños ambientales o razones de tipo comercial.

Es en ese punto, en el que los gobiernos, la industria y todas las partes interesadas, deben trabajar juntos para enfrentar las preocupaciones sobre los posibles impactos sociales y ambientales asociados, para que se desarrollen, mejoren y apliquen las tecnologías para producir gas no convencional de manera sostenible para el medio ambiente.

## 2.2 Clasificación

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) define los recursos no convencionales de gas natural como “el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional”. El National Petroleum Council de Estados Unidos define el gas no convencional como “aquel gas que no puede ser producido con rentabilidad, a menos que el yacimiento sea estimulado mediante fracturación hidráulica masiva o recurriendo a la perforación de pozos multilaterales desde un pozo principal”.

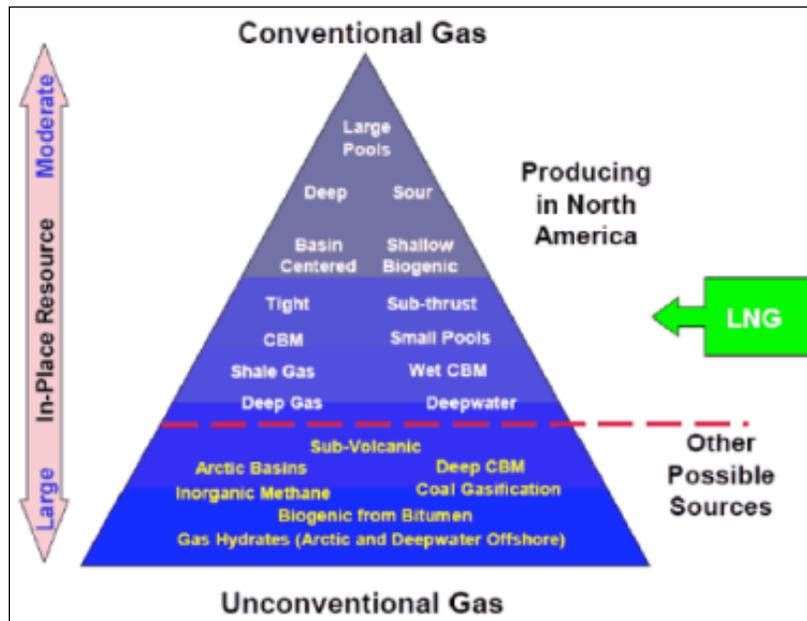


Figura 2.1 Clasificación y potencial de los recursos de gas natural Fuente:ZiffEnergyGroup, Canadá



Como se ha comentado en el apartado anterior, los recursos no convencionales incluyen el *coal bed methane* (CBM), las *shale gas*, las *tight gas* y los hidratos de gas. Las mayores expectativas de futuro están depositadas en las *shale gas*.

En la figura adjunta se muestra una clasificación de los principales recursos “in situ”, tanto convencional como no convencional, de gas natural, según su potencial; siendo mayor en la base del triángulo, y decreciente a medida que se asciende hacia la cúspide.

Se puede apreciar que los recursos asociados a las tecnologías más desarrolladas en la actualidad (producción de *shale gas*, CBM y *tight gas*) son bastante significativos, motivo por el cual aparecen del medio hacia la base del triángulo del gráfico.

En el caso de los hidratos de gas, que aparecen en la base del triángulo, los recursos potenciales son considerables, en particular en el mar Ártico, pudiendo llegar a ser del orden de 13 veces las reservas de gas convencional, dato que, de confirmarse, cambiaría la distribución geográfica de los recursos de gas de forma radical, si bien importantes aspectos tecnológicos están aún sin resolver.

En este punto, conviene recordar que los conceptos de “recursos” y “reservas” tienen un componente técnico-económico, por lo que su estimación está estrechamente asociada a la tecnología disponible y a los precios asumidos en el momento en el que se llevan a cabo dichas estimaciones.

En el caso del gas no convencional, las tecnologías asumidas por los diferentes autores, para la extracción de los recursos calculados, varían notablemente, dando lugar a una considerable dispersión de las estadísticas. Aunque siempre con un lugar común, la importancia de los recursos no convencionales es tal, que hará cambiar el mapa mundial de las reservas de gas en la próxima década.

### **2.3 Recursos mundiales**

El interés creciente por los recursos de gas no convencional queda patente con la frecuencia con que se modifican los informes y estadísticas de las principales agencias mundiales y oficinas nacionales de energía.

Así, a finales de 2010, el *World Energy Council* emitió un informe (“*Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas*”) en el que afirmaba que “*el shale gas podría ser una solución potencial para muchos de los desafíos energéticos, en particular en Estados Unidos*”. En el mismo informe señalaba la existencia de 142 cuencas de *shale gas* en el mundo en las que se localizarían un total de 688 yacimientos con recursos de gas significativos.



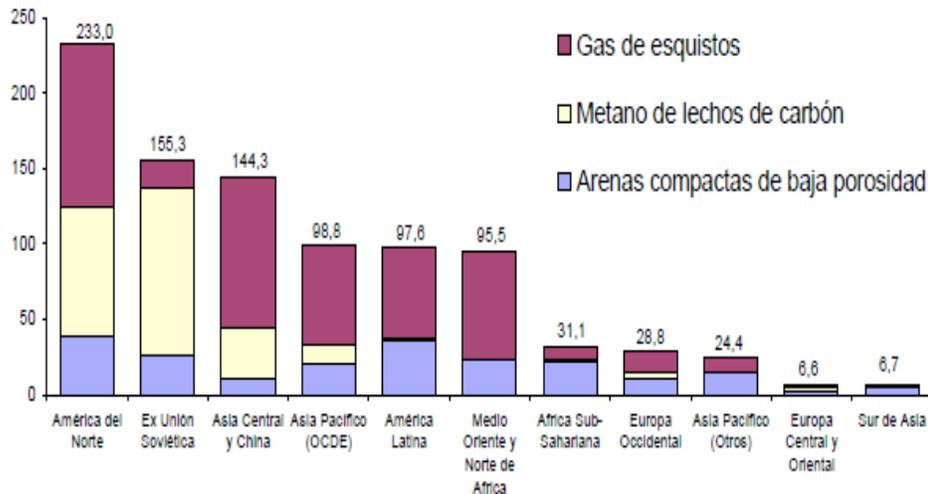


Figura 2.2 Recursos mundiales no convencionales de gas natural por región (TCM)  
Fuente: Roberto D. Brandt, Buenos Aires, Noviembre de 2010

En abril de 2011, la *Energy Information Administration* (EIA) del gobierno norteamericano, publicó otro informe en el que se analizaba los recursos no convencionales de gas para algo más de 40 países (excluyendo varios países con potenciales significativos, como el caso de Rusia) y haciendo hincapié, fundamentalmente, en las *shale gas*.

El mencionado informe elevaba significativamente (en más del 40%) el potencial de gas a nivel mundial, concluyendo que los mayores recursos se localizan en China, seguida de Estados Unidos y Argentina.

Sin embargo, estas evaluaciones pronto quedaron obsoletas, tras llevar a cabo varias exploraciones, se demostró la existencia de recursos mayores a los inicialmente estimados. Tal es el caso del Reino Unido, en el que tras realizar una exploración en Lancashire, se calcularon unos recursos de 200 Tcf cuando la estimación previa era de 1,4 Tcf para todo el país.

Esta situación obligó a la Agencia Internacional de la Energía (IEA) a emitir un nuevo informe en noviembre de 2011 titulado “*Are we entering a golden age of gas?*” (“¿Estamos entrando en una edad de oro del gas?”), modificando al alza las cifras anteriores y sus estimaciones sobre el consumo energético mundial para las próximas décadas, reduciendo la importancia del petróleo y del carbón e incrementando la del gas.

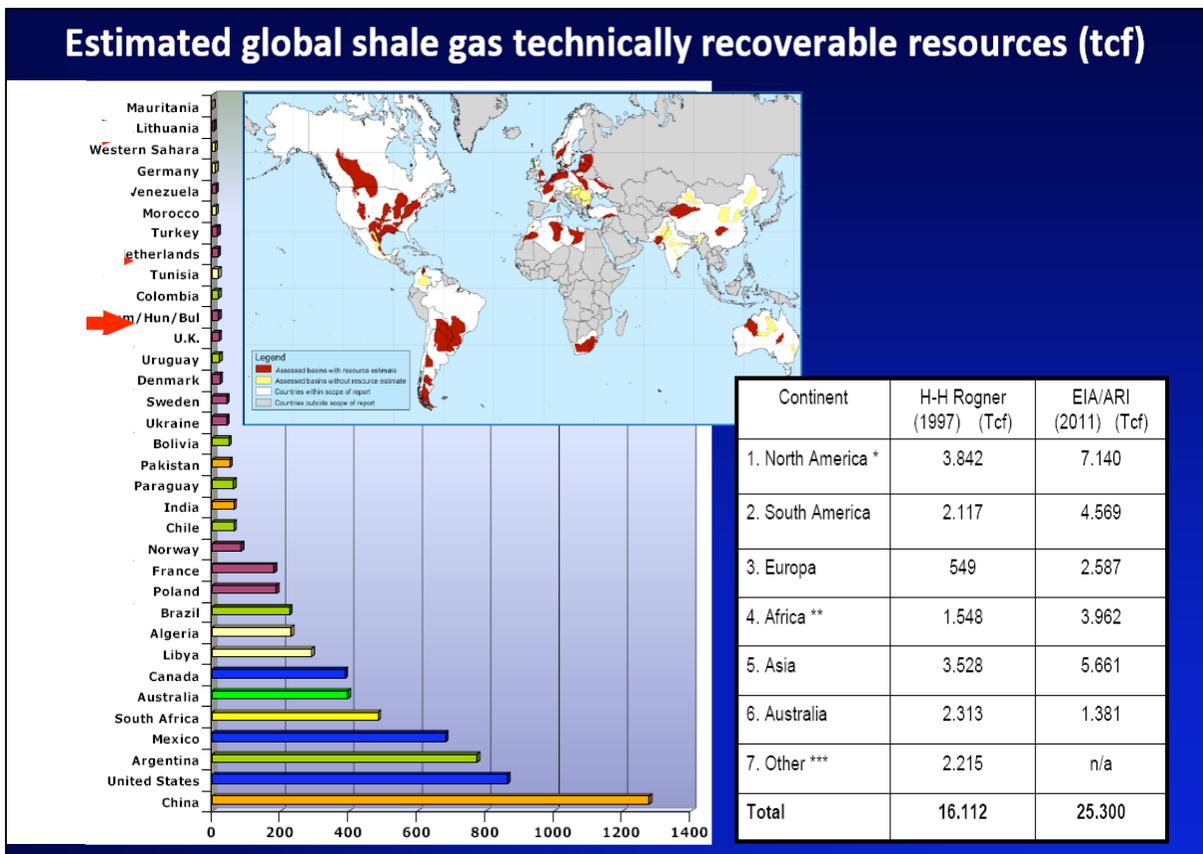


Figura 2.3 Recursos técnicamente recuperables de shale gas. Fuente: EIA (US EnergyInformationAdministration), 2011

Según ese nuevo informe, el previsible aumento de la explotación de gas no convencional va a generar un *boom* en el consumo de gas que será igual al crecimiento combinado del carbón, de la energía nuclear y el petróleo. De acuerdo con la IEA, la proporción de gas en el mix energético ascendería del actual 21% al 25% en 2035. El gas no convencional supondría el 20% de la producción total frente al actual 12%.

Las nuevas estimaciones muestran recursos, de gas convencional y de no convencional, equivalentes a casi 250 años del actual consumo mundial de gas, cifrando la aportación del gas no convencional en, aproximadamente, la mitad de los mismos. Mencionar que las reservas probadas de gas actualmente estimadas alcanzarían para algo más de 60 años, al ritmo de extracción presente.

Un aspecto importante de estos nuevos recursos exploratorios es su ubicación y el potencial impacto geopolítico. Frente a la concentración geográfica del gas convencional y del petróleo, los yacimientos de gas no convencional se encuentran mejor distribuidos



geográficamente, lo que disminuirá los desequilibrios globales de las balanzas comerciales de los países energéticamente dependientes. Rusia y China concentran casi el 43% de estos recursos de gas no convencional, América del Norte el 23%, América latina el 12,3%, y Oriente Medio sólo el 5,7%.

La explotación del gas no convencional podría llegar a convertir en autosuficientes, o incluso exportadores, a países que actualmente son grandes importadores de energía, de ahí que haya surgido una oleada de interés por parte de la mayoría de los países por la exploración y obtención de los beneficios económicos, derivados de la explotación de los respectivos recursos autóctonos del gas no convencional.

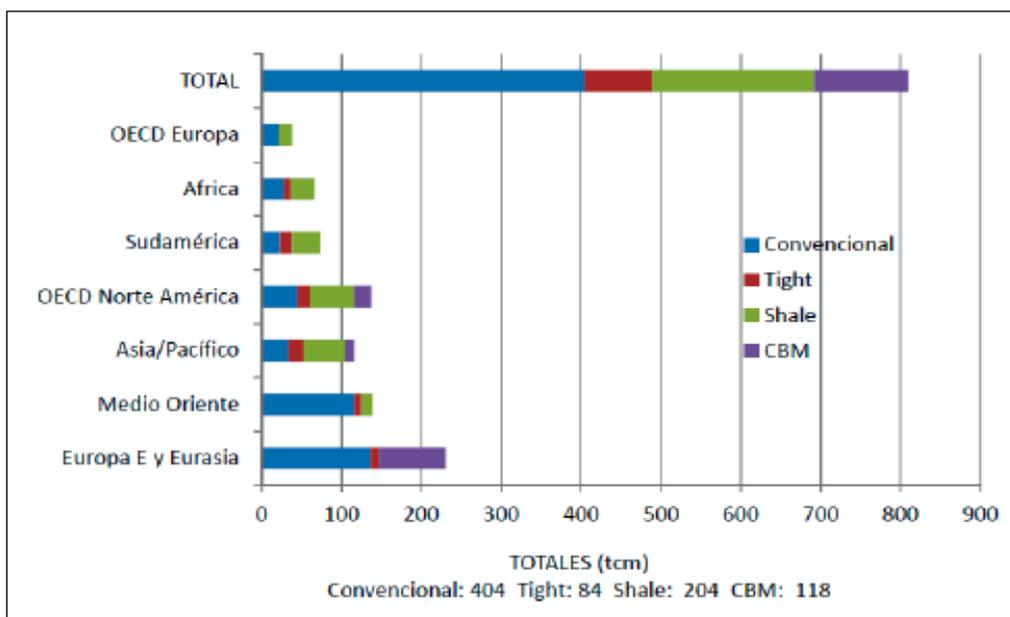


Figura 2.4 Estimación de recursos mundiales de gas técnicamente recuperables (convencionales y no convencionales) Fuente: OECD/IEA,2011

En ese sentido, como consecuencia de la explotación de *shale gas*, Estados Unidos se podría convertir en exportador de gas natural licuado (LNG). La abundancia de gas ha propiciado que los precios del gas natural en Estados Unidos hayan experimentado un descenso significativo situándose en el entorno de 2-3 US\$/por millón de Btu la cotización del Henry Hub, frente a los precios medios en Europa que rondan los 9 ó 10 US\$/por millón de Btu y los 14 US\$/por millón de Btu, en Japón.

No se descarta que en las próximas décadas, gracias a sus recursos de gas no convencional, Norteamérica pueda alcanzar la autosuficiencia, sin importaciones ni exportaciones significativas de gas. Del mismo modo, tampoco se descarta que la



explotación del gas asociado a las capas de carbón o CBM pudiera permitir que en el 2035 Australia llegue a desplazar a Qatar como primer exportador mundial de GNL.

Por el momento, la producción de gas no convencional sigue siendo un fenómeno mayoritariamente de América del Norte debido, principalmente, a la producción de *shale gas*.

Así, en el año 2010, Estados Unidos contribuyó en un 76% (360 bcm, o 12,7 Tcf) al total de la producción mundial de gas no convencional, generando unos 600.000 empleos, mientras Canadá lo hacía en un porcentaje del 13% (60 bcm, o 2,1 Tcf).

No obstante, a pesar del considerable desarrollo del gas no convencional en los EEUU, en donde hoy supone más del 50% de la producción doméstica de gas, continúa existiendo una significativa preocupación medioambiental, así por ejemplo en el estado de Nueva York se ha decretado una moratoria para uso de la técnica de fractura hidráulica o *fracking*.

Fuera de Norteamérica, China y Australia son los países que más contribuyeron a la producción de gas no convencional con alrededor de 10 bcm (0,35 Tcf) y 5 bcm (0,18 Tcf) respectivamente, de gas procedente del metano en capas de carbón.

El informe de la IEA prevé que el gas no convencional constituirá en 2035 el grueso de la producción de gas natural en Estados Unidos y China, lo que auparía a estos dos países al segundo y tercer puesto del ranking mundial de productores, con 779 bcm (27,5 Tcf) y 303 bcm (10,7 Tcf) por año, respectivamente.

Rusia seguiría ocupando el primer lugar de dicho ranking, con 881 bcm (31,1 Tcf) anuales, la mayor parte de los cuales provendrían de fuentes convencionales. La producción de gas no convencional en China tendría que superar importantes restricciones en la disponibilidad de agua, lo que sin duda se traduciría en un aumento de los costes, pero, aun así, la IEA cree que en este país el gas está en condiciones de desplazar parte del consumo de carbón, sobre todo por el elevado impacto ambiental que comporta el uso de este combustible.

Las proyecciones en el horizonte 2035 de la demanda de gas natural en China apuntan a una producción de 634 bcm/año (22,4 Tcf/ año), cifra equivalente a los 636 bcm/año para el conjunto de la Unión Europea.

En Europa existe un gran interés por identificar los recursos no convencionales de gas como consecuencia de su gran dependencia externa en materia de hidrocarburos. La iniciativa privada y las instituciones públicas están realizando una revisión sistemática de las cuencas geológicas europeas con prometedoras perspectivas para la producción de gas no convencional.



La primera iniciativa importante de investigación en Europa, centrada en el estudio de los recursos de *shale gas* en Europa, se denomina GASH y en ella participan numerosos institutos geológicos europeos coordinados por el GFZ alemán.

En la actualidad, casi la mitad de los recursos estimados en Europa se concentran en dos países: Polonia con aproximadamente un 29% del total de los recursos europeos calculados (que representa menos del 3% de los recursos mundiales) y Francia, con unas recursos del 28% del total europeo. Aunque esta distribución podría cambiar a medida que las investigaciones en el resto de Europa vayan avanzando

Todo apunta a que Polonia podría liderar la producción de gas natural no convencional en Europa. Aunque probablemente, la no existencia de incentivos a las poblaciones locales, junto con la no familiaridad con la explotación del nuevo recurso y la intrincada estructura y normativa en materia ambiental y regulatoria existente en la UE está suponiendo un freno para la exploración y puesta en valor de estos importantes recursos.

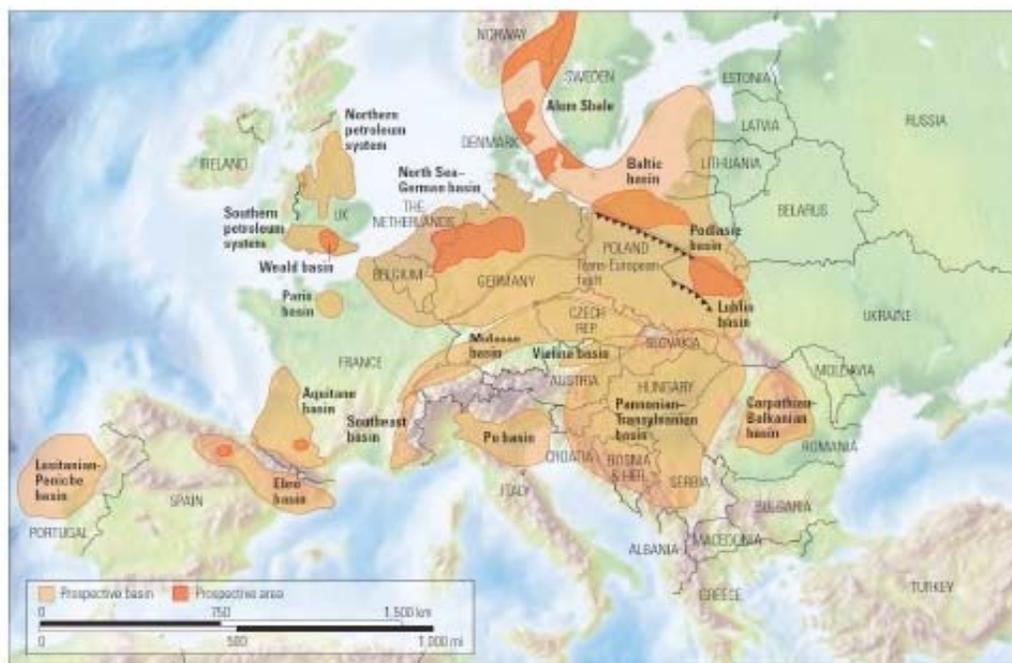


Figura 2.5 Investigación de Recursos no convencionales de gas en Europa Fuente: Boyer, C. et al, 2011

Polonia es el país europeo más activo en la exploración para gas no convencional. Se investigan objetivos Paleozoicos (Silúrico, Ordovícico y Cámbrico superior) en las

cuencas geológicas: Baltic, Podlasie y Lublin. Las primeras estimaciones de sus recursos de gas no convencional sitúan la cifra en 5.300 bcm (187 Tcf)

Francia cuenta con un potencial de 5.100 bcm (180 Tcf) bastante similar al polaco. Los recursos investigados se localizan en la cuenca de París con un objetivo en el Carbonífero-Pérmico y otro de edad Toarciense del Jurásico, así como en la cuenca de Aquitania, con objetivos Jurásicos (Lías y Jurásico superior).

Los recursos compartidos entre Noruega, Suecia y Dinamarca, en la formación geológica conocida como Alum Shale, de edad del Cámbrico - Ordovícico, se cifran en unos 4200 bcm (148 Tcf). Aunque todas estas cifras probablemente serán notablemente modificadas a medida que los recursos exploratorios se vayan reconociendo y valorando.

Por otra parte, y a pesar de estas buenas expectativas por parte del sector del gas natural, debido al debate social que se está produciendo en torno a los riesgos para la salud humana y el medio ambiente que conlleva la técnica de la fractura hidráulica, existen en Europa diferentes posturas ante el uso de esta técnica.

En este sentido, en Francia, en 2011, la Asamblea Nacional francesa decidió, mediante la ley 835/2011, la prohibición de la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la técnica de fractura hidráulica.

En concreto se prohíbe en todo el territorio francés la utilización de la técnica de la fracturación hidráulica de la roca para la exploración y explotación de cualquier hidrocarburo. Habiendo suspendido los permisos exploratorios ya concedidos, basándose en el principio de precaución. La prohibición se basa en las incertidumbres acerca de los riesgos que esta técnica conlleva para la salud humana y el medio ambiente, sin embargo la fracturación hidráulica está permitida en la investigación y explotación de los recursos geotérmicos. .

Esta posición ha abierto un intenso debate en Francia y dentro del propio gobierno Hollande. Mientras la Ministra de Medio Ambiente, Delphine Batho, perteneciente al partido de los verdes, se muestra opuesta a la técnica, el socialista y Ministro de Industria, Arnaud Montebourg, se ha mostrado partidario de explorar los potenciales yacimientos de gas no convencional al objeto de reducir las importaciones de energía y rebajar los costes energéticos. El debate no está cerrado. En noviembre 2012, por encargo del presidente francés, el consejero de Competitividad, Louis Gallois, presentó un informe con 22 recomendaciones para relanzar la industria francesa. La quinta recomendación era reemprender la exploración de las shale gas. En sus últimas declaraciones, el presidente Hollande parece mostrarse considerablemente más abierto a esta idea.

Los principales riesgos que se asocian a la técnica del “*fracking*” son: la considerable cantidad de agua que requiere el proceso, la posibilidad de contaminación de los acuíferos subterráneos, y la presencia de productos químicos en el fluido de fractura perjudiciales para la salud si se incorporan a la cadena alimentaria.



En Dinamarca, Bulgaria y República Checa a lo largo de 2012 también se han aprobado moratorias a la explotación del gas pizarra, hasta que los impactos se hayan estudiado en profundidad y se evalúen los riesgos. Además existen moratorias o prohibiciones a esta técnica en estados federales y cantones en Alemania y Suiza y existe el debate sobre posibles moratorias en Rumania y Austria. En este último país, el gobierno ya ha introducido unos requisitos de salvaguarda medioambiental tan exigentes, que varias empresas (como el grupo OMV) se han retirado asegurando que la explotación no sería rentable a nivel económico.

Por el contrario, Polonia ha afirmado su objetivo de ser el país de la UE pionero en el aprovechamiento de las pizarras con gas y, para ello, ha anunciado la publicación de una ley específica que regule el desarrollo de esta actividad. En la misma línea, el Reino Unido ha decidido recientemente reanudar las exploraciones, después de algo más de un año de haberlas retenido para resolver las dudas que las técnicas empleadas suscitan. En este sentido, se ha propuesto generar un régimen fiscal favorable y promover la obtención de gas natural con rentabilidad económica para sustituir la declinante producción de los yacimientos del Mar del Norte, con el objetivo de reducir la factura energética y crear empleos asociados.

Son extremadamente relevantes dos recientes resoluciones aprobadas, el 21 de noviembre pasado, por el Parlamento Europeo<sup>2</sup> en relación con las *shale gas*. Una sobre “*Las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto (2011/2308(INI))*” y otra sobre “*Los aspectos industriales, energéticos y otros del gas y del petróleo de esquisto (2011/2309(INI))*” y que se detallan más abajo.

En el mismo sentido y en la misma fecha, el Parlamento rechazó una enmienda que pretendía instar a los estados miembros a no autorizar nuevas operaciones de fractura hidráulica en la UE.

- **La resolución sobre los impactos medioambientales** destaca que *“la extracción de combustibles fósiles no convencionales, conlleva riesgos; considera que estos riesgos deben controlarse mediante la adopción de medidas preventivas como, por ejemplo, una planificación adecuada, la realización de ensayos, el uso de las nuevas tecnologías y la aplicación de las mejores prácticas, así como la recopilación de datos, el seguimiento y la presentación de informes de manera regular, en el contexto de un sólido marco regulado... hace referencia a la evaluación preliminar de la Comisión sobre el marco jurídico de la UE, en materia medioambiental, aplicable a la fracturación hidráulica; insta a la Comisión a hacer uso de sus competencias en materia de transposición y de aplicación en materia medioambiental a todos los Estados miembros, e insta también a presentar, en el plazo más breve posible, orientaciones relativas a la elaboración de datos de*

---

<sup>2</sup>[www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=//EP//TEXT+TA+20121121+ITEMS+DOC+XML+V0//ES&language=ES](http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=//EP//TEXT+TA+20121121+ITEMS+DOC+XML+V0//ES&language=ES)



referencia en materia de control de las aguas necesarios para la evaluación de impacto ambiental de la exploración y extracción de gas de esquisto junto con los criterios que se han de aplicar para evaluar el impacto de la fracturación hidráulica” (sic). En definitiva concluye que el desarrollo sostenible del *shale gas* es posible, si se realiza de manera segura para el medio ambiente. La propuesta de la Comisión al respecto se espera para 2013.

- **La resolución sobre los aspectos industriales** confirma que son los estados miembros los competentes para decidir si autorizan actividades de exploración o extracción del *shale gas*. Los eurodiputados concluyen que se puede dar respuesta a las preocupaciones sobre el *shale gas* si las buenas prácticas de la industria se aplican en lo que respecta a construcción de los pozos, tratamiento de las aguas, monitorización de la actividad sísmica, etc. El informe insta a la UE a seguir el ejemplo de los Estados Unidos en lo que a técnicas de captura del gas metano se refiere.

También en el mismo sentido favorecedor de la exploración del gas no convencional, dentro de un entorno de prudencia y control de la actividad, ha habido en diciembre de 2012, casi en momento de cerrar esta nota, dos movimientos importantes en dos países muy relevantes de la UE, en el Reino Unido y en Alemania

En el Reino Unido a raíz de un incidente<sup>3</sup> ocurrido en 2011, en la localidad de Blackpool, en el noroeste de Inglaterra, y relativo a una sismicidad inducida por una fracturación hidráulica, se prohibió dicha actividad. Después de analizar el incidente la administración británica durante más de un año, el primer ministro David Cameron anunció el 11 de diciembre pasado el levantamiento de la prohibición, junto con una serie de medidas fiscales favorecedoras de la industria del gas no convencional.

Un día más tarde, en Alemania, el 13 de diciembre de 2012, el parlamento alemán aprobaba continuar con la exploración de gas no convencional, incluyendo la técnica de la fracturación hidráulica, y encargando a una comisión el seguimiento y estudio de la fracturación hidráulica, con el fin de tomar las medidas regulatorias de la actividad, si fuera necesario. En la misma sesión fue derrotada una propuesta del partido de Los Verdes para prohibir el *Fracking*.

Como motivos subyacentes estaban: la mejora en el autoabastecimiento energético a precios competitivos y la sensación de que la actividad de fracturación hidráulica convenientemente realizada es un riesgo perfectamente abordable.

En cuanto a la situación fuera de la Unión Europea y EEUU, existen moratorias en Sudáfrica y Québec (Canadá) a la espera de resultados de estudios medioambientales detallados. En Estados Unidos debido a la veloz expansión de la industria del gas de pizarra, y la creciente preocupación en buena parte de la opinión pública

---

<sup>3</sup> En el capítulo 6.6. de esta nota se detalla el mencionado incidente



estadounidense, la Agencia de Protección Ambiental (EPA) anunció en marzo de 2010 la puesta en marcha de una investigación sobre los potenciales impactos negativos que la técnica de fractura hidráulica puede tener sobre la calidad del agua y la salud pública estando previsto el primer borrador para principio de 2013.

## 2.4 Recursos en España

España no es ajena al interés por los recursos no convencionales de gas natural. Aunque en principio, no presenta un potencial comparable al de países como Polonia o Francia. El potencial español es, sin duda, más que interesante para un país que importa prácticamente el 99% de sus hidrocarburos, con un elevado coste de la energía y casi seis millones de parados.

España que, comparativamente con el resto de países europeos, es un país semiexplorado en materia de hidrocarburos convencionales, se encuentra en una etapa muy temprana en la prospección recursos no convencionales.

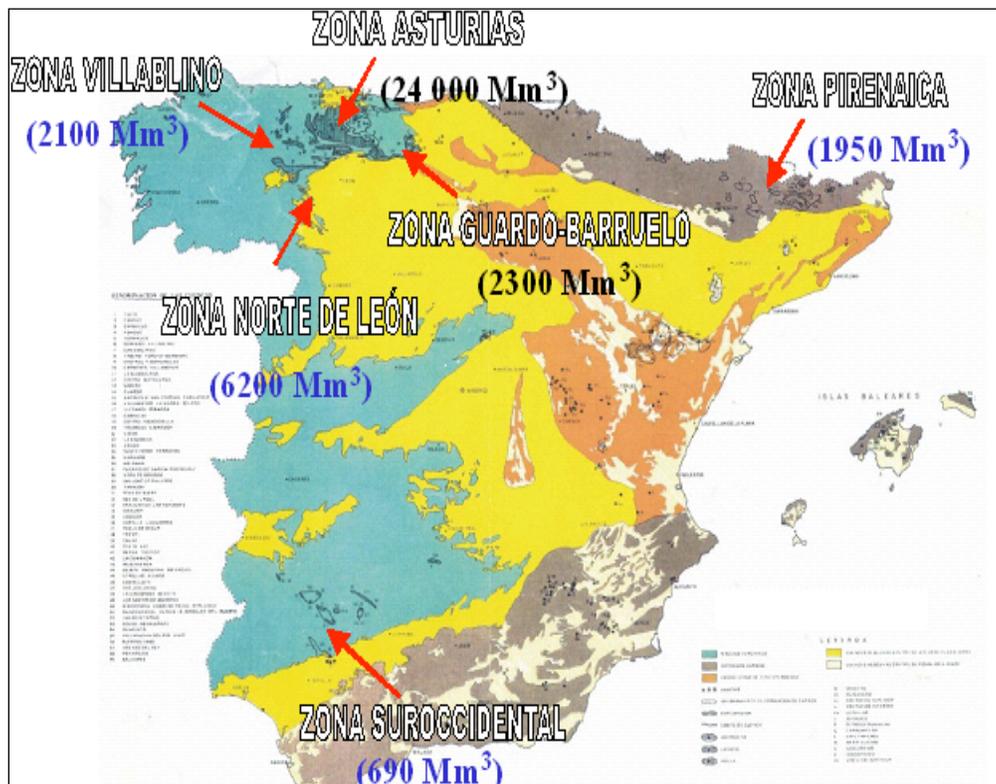


Figura 2.6 Inventario de metano en capa de carbón (CBM) Fuente: IGME, 2004

Si bien, cada vez son más las compañías interesadas en explorar las cuencas españolas, con ambientes de deposición, historiales de enterramiento y regímenes de presión análogos a los de las cuencas sedimentarias de otros países, en los que se están desarrollando proyectos, tal y como demuestran las primeras investigaciones realizadas.

Los recursos de metano en capa de carbón (CBM) fueron estimados en el año 2004 por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) mediante la elaboración de un primer inventario de recursos de CBM en España en el que se analizaron las posibilidades de las principales cuencas carboníferas: Asturias, zona norte de León, Villablino, Pirineos, Guardo-Barruelo y zona suroccidental.

En principio, las cuencas carboníferas asturianas son las que presentan un mayor potencial. Las potencias de las capas de carbón y sus contenidos en gas son semejantes a los de otras muchas de las cuencas productoras de CBM en el mundo. Sin embargo los elevados buzamientos de las capas de carbón, suponen un reto tecnológico a superar.

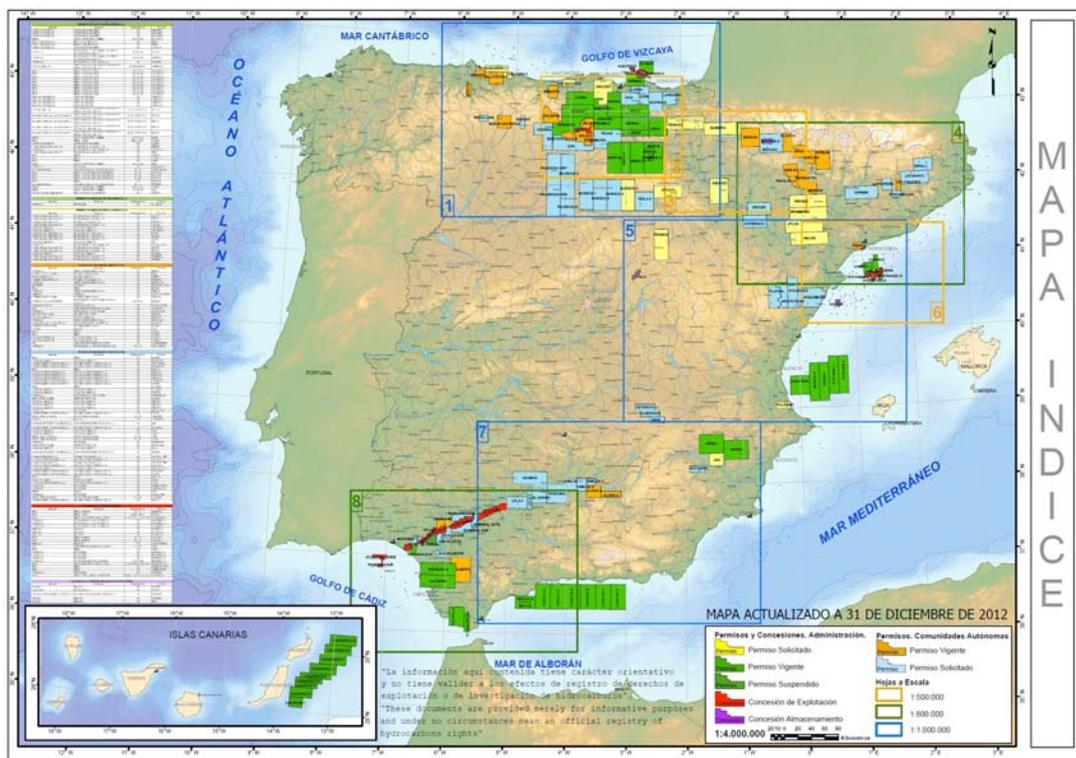


Figura 2.7 Mapa de permisos y concesiones de hidrocarburos. Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo

Hasta el momento, la obtención de permisos exploratorios, autorizaciones administrativas, tanto a nivel central, como autonómico y local, junto con la compleja normativa medioambiental, con campos de actuación no bien delimitados entre las diferentes administraciones, están frenando la actividad de exploración en España de todos los hidrocarburos, convencionales y no convencionales.

Las perspectivas de la existencia de *shale gas* en España, evidentemente, son más modestas que las de Estados Unidos. Las principales áreas prospectivas se localizan en las cuencas Vasco-Cantábrica, Pirenaica, Ebro, Guadalquivir y Bética.

Los potenciales objetivos identificados y sobre los cuales se está comenzando a desarrollar trabajos de investigación, se sitúan en edades del Paleógeno, del Cretácico superior e inferior (tal es el caso de la formación Valmaseda del País Vasco-Burgos), del Lías-Jurásico (como las margas toarcienses de Ayoluengo) y del Westfaliense-Estefaniense del Carbonífero (como son las formaciones Barcaliente y Fresnedo en la cuenca cantábrica). Se trata fundamentalmente de formaciones geológicas que tradicionalmente eran investigadas por su interés como potenciales rocas madre, generadoras de hidrocarburos.

Todo ello ha propiciado un repunte de las solicitudes de permisos exploratorios en España por parte de empresas públicas y privadas, tal y demuestran las 45 solicitudes de permisos de exploración solicitadas al Ministerio de Industria durante el año 2011, teniendo en cuenta que la media de solicitudes anuales era de 15 solicitudes/año.

Son varias las compañías involucradas en el desarrollo de varios proyectos de *shale gas* a lo largo del territorio nacional. Las compañías han comprometido un denso programa de investigación y prospección de hidrocarburos, que incluye trabajos de gabinete, adquisición sísmica y la perforación de sondeos exploratorios, con el objetivo de valorar el potencial existente.

A pesar del interés de las compañías, toda la actividad exploratoria está prácticamente parada debido a las dificultades para la obtención de los respectivos permisos y autorizaciones. La cuenca cantábrica se ha convertido en una zona de alto interés para la exploración de recursos no convencionales. Se ha otorgado los permisos exploratorios: Luena, Arquetu, Urraca, Enara, Mirúa, Usapal y Usoa.

Sin embargo, y quizás precisamente por el creciente interés de estas compañías, también en España se están organizando movimientos sociales en contra del uso de la técnica del *fracking* por miedo a sus potenciales impactos sobre la salud humana y el medio ambiente. Una de las iniciativas más relevantes es la de los “Municipios Libres de Fracking” que reúne a decenas de localidades de Araba, Gipuzkoa, Bizkaia, Burgos, Soria o Cantabria.

La presión de estos movimientos ciudadanos contra la fractura hidráulica ha logrado que se paralicen algunos de los permisos de investigación solicitados o concedidos. Es el



caso de Arquetu, en Cantabria. En otros casos las empresas han renunciado a los permisos. Así ha ocurrido en el caso de Porcuna, en Jaén o en algunos permisos de las cuencas mineras del Norte (León y Asturias). Recientemente se han presentado recursos contra la concesión de los permisos Urraca (Burgos y Araba) y Esteros, Nava y Almorada (Albacete).

Recientemente, en Septiembre de 2012, el Ayuntamiento de Vitoria ha denegado las dos primeras licencias a la empresa solicitante de los pozos Enara 1 y Enara 2 en la zona de Subijana, si bien los solicitantes habían renunciado con anterioridad a estas perforaciones. Las empresas pueden volver a solicitar los permisos en otras ubicaciones, pero este hecho demuestra la divergencia de opiniones en cuanto al uso de la técnica del *fracking* en España.

Finalmente, cabe resaltar el Anteproyecto de Ley recientemente presentado por el Gobierno de Cantabria en el Parlamento Autonómico para prohibir la técnica de fracturación hidráulica en su territorio, tanto en labores de exploración como de explotación. Según han declarado los responsables del Gobierno, se trata de una prohibición hasta que se demuestre, sin ningún género de duda, que esta técnica no reviste ningún peligro para la salud humana ni para el medioambiente.



### 3. TECNOLOGÍA EN LOS YACIMIENTOS DE GAS NO CONVENCIONAL

#### 3.1. Características y generalidades

Son de baja permeabilidad, intensivos en pozos productores, necesitan de estimulación para incrementar artificialmente su permeabilidad y pueden triplicar las actuales reservas convencionales de gas.

Como se mencionó en el capítulo 1 se distinguen cuatro tipos: a) gas de pizarras, b) gas en arenas de baja permeabilidad y c) gas metano de las capas de carbón o *coal bed methane* (CBM), y d) el gas de hidratos.



Figura 3.1. Gas No Convencional: gas de pizarra, gas en capas de carbón y gas de baja permeabilidad

El gas no convencional es la última frontera de los hidrocarburos. Se busca el gas en la roca madre, en donde se han generado los hidrocarburos. La exploración del gas metano en el gas de pizarra y el CBM tiene muchas semejanzas, está *"todo en uno"*. La

formación prospectiva es simultáneamente: roca madre, almacén, sello y trampa. Ello simplifica la exploración y reduce el riesgo geológico.

La exploración en la arenas de baja permeabilidad tiene algún matiz diferente, aunque la distancia de migración del gas es muy limitada.

En los yacimientos no convencionales de gas de pizarra y CBM, el metano está presente dos formas:

- Adsorbido en la matriz carbonosa. La adsorción permite al metano adherirse a la superficie de partículas infinitesimales de carbón a una densidad próxima a la del estado líquido. Este mecanismo junto con la considerable superficie agregada de las partículas de carbón lleva a que las capacidades de almacenamiento sean en ocasiones incluso más eficientes que en los yacimientos convencionales. El mecanismo de almacenamiento es completamente distinto a los yacimientos convencionales, donde el gas está comprimido ocupando el espacio poral entre los granos de arena o en las fracturas.

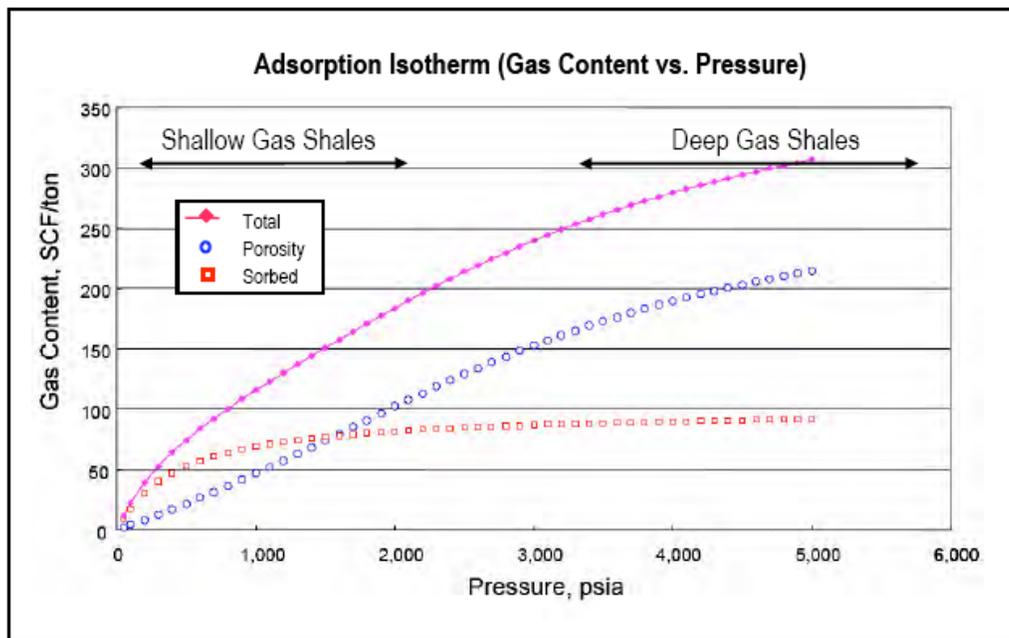


Figura 3.2. La desorción del metano se mide mediante un ensayo de laboratorio que da lugar a una curva denominada isoterma de Langmuir

- Libre en el espacio poral de roca, dentro de los micro-poros de la matriz y en el sistema de microfracturas, también conocidas como “*cleatsystem*” y que durante



la explotación facilitan el camino al gas para alcanzar el pozo. En el caso del CBM el sistema de “cleats” es ortogonal, estando compuesto generalmente por dos juegos de fracturas, uno perpendicular al otro.

Para la explotación y desarrollo de las reservas no convencionales se precisa:

- Crear una red artificial de fracturas, con el fin de favorecer la interconexión del sistema poral y de microfracturas con el pozo de extracción, y
- Reducir la presión en el yacimiento, al objeto de crear un gradiente de presión para favorecer la desorción, y que el metano adsorbido (almacenado a densidad próxima al estado líquido en capas mono moleculares sobre la superficie de las partículas de carbón) migre al espacio poral, y de ahí al sistema de microfracturas, para pasar posteriormente al sistema artificial de fracturas y, por último, poder alcanzar el pozo productor.

Como se mencionó anteriormente, la exploración y desarrollo de yacimientos de gas no convencionales requieren la integración de numerosas disciplinas: geología, geofísica, hidrogeología, geoquímica, petrofísica, ingeniería de yacimientos, perforación, completación de pozos, ingeniería de superficie, control de operaciones, seguridad y medioambiente.

Todas son importantes para tener éxito, pero sobretodo las dos últimas, en el entendimiento de que al ser una forma no usual de explotar un nuevo recurso, la reluctancia del entorno es notable, hasta que no se perciba realmente la inocuidad de su correcta explotación.

### 3.2. La exploración

La exploración del gas no convencional, al igual que la exploración convencional, comienza por el proceso de selección del área prospectiva. Pasando desde un ámbito muy extenso a otro cada vez más reducido. Desde la región (*play concept*) a la cuenca (*leads*) y de ésta, al área prospectiva (*prospect*).

Al igual que en el proceso de la exploración convencional es relevante el análisis de los elementos que conforman el *petroleum system*: “roca madre”, “migración”, “roca almacén”, “sello” y “trampa”.

Todos son importantes. No obstante, en la exploración convencional el énfasis se suele poner en la “trampa” y en la “roca almacén” que condicionan la ubicación del pozo exploratorio y su considerable inversión.

En la exploración del CBM y el gas de pizarra, al estar atrapado el gas en la propia “roca madre”, que hace simultáneamente de “almacén”, “sello” y “trampa”, y al no haber



habido proceso de “*migración*” para el gas, lo relevante es la roca madre. En ese sentido haremos un poco más de énfasis en ello, dentro de lo sucinto de esta comunicación.

Para los yacimientos de gas en arenas de baja permeabilidad, la distancia en la migración ha sido muy corta y comparten prácticamente lo expresado en el párrafo de arriba.

La exploración se centra en:

- La identificación de la roca madre potencialmente prospectiva
- La identificación de la extensión y profundidad de la roca madre
- Identificación del grado de maduración de la misma
- Identificación del contenido en gas y tipo del gas (seco o húmedo)

Para la Identificación de la roca madre potencialmente prospectiva, así como su geometría, se utilizan técnicas clásicas en exploración como la geología de superficie y la sísmica de reflexión, de un modo muy similar a la investigación clásica de hidrocarburos.

En la determinación de la prospectividad de una roca madre, cuatro son los parámetros a tener en cuenta:

- 1 La cantidad de carbono orgánico total (TOC). El origen del carbono orgánico presente en las rocas generadoras es la suma de tres tipos de carbono:
  - a) El asociado al petróleo y al gas que la roca ha generado pero que no ha sido expulsado de la roca madre
  - b) El asociado al kerógeno y que si continuara el proceso de maduración podría dar lugar a volúmenes adicionales de gas y petróleo
  - c) El carbono residual que se corresponde con el kerógeno agotado, también llamado pirobitumen.

El TOC es un indicador de la cantidad de la materia orgánica, no de la calidad. En la figura de abajo se indican los contenidos en TOC que en principio cualifican a una roca como potencial generadora.



<b>Potencial Generador de Hidrocarburos en función del Carbono Organico Total (TOC)</b>		
<b>Basado en una ventana de petróleo en maduración temprana</b>		
<b>Potencial Generador de Hidrocarburos</b>	<b>TOC en Pizarras, % en peso</b>	<b>TOC en Carbonatos, % en peso</b>
<b>Pobre</b>	<b>0,0 a 0,5</b>	<b>0,0 a 0,2</b>
<b>Aceptable</b>	<b>0,5 a 1,0</b>	<b>0,2 a 0,5</b>
<b>Bueno</b>	<b>1,0 a 2,0</b>	<b>0,5 a 1,0</b>
<b>Muy bueno</b>	<b>2,0 a 5,0</b>	<b>1,0 a 2,0</b>
<b>Excelente</b>	<b>&gt; 5,0</b>	<b>&gt; 2,0</b>

Figura 3.3. Potencial generador en función del contenido en TOC y del tipo de roca madre. Ayres 2011

- 2 El ensayo Rock-Eval. Con el fin de conocer la calidad del TOC, el Instituto Francés de Petróleo (IFP) ha desarrollado el ensayo denominado Rock-Eval, convertido casi en un estándar en la industria, que tiene como objeto analizar los gases emitidos por una muestra sometida a un proceso de pirólisis y posteriormente de oxidación. El ensayo se desarrolla en dos fases.
  - En la primera fase, la muestra de roca se calienta a 300 °C en una atmósfera inerte, para después ir incrementando la temperatura a razón de 25 °C por minuto hasta los 850 °C aprox. Se mide, respectivamente, la masa de los hidrocarburos gaseosos emitidos, concentrados en tres picos denominados: S1, S2 y S3 según se observa en la figura adjunta. El ensayo se realiza de un modo automatizado y da el contenido de cada uno de los componentes agrupados en los S1, S2 y S3 en microgramos por gramo de muestra.
    - El S1 se corresponde con los hidrocarburos libres presentes en la muestra y que han sido generados, pero que no han sido expulsados de la roca madre.
    - El S2 se corresponde con los hidrocarburos resultantes del proceso de cracking del kerógeno y otros hidrocarburos pesados presentes en la muestra, representa el potencial generador, de la muestra en cuestión, en el caso de haber continuado el proceso de maduración térmica.



- Y el tercero, denominado S3, se corresponde con el CO<sub>2</sub> que se libera como resultado del cracking térmico del kerógeno residual presente en la muestra.

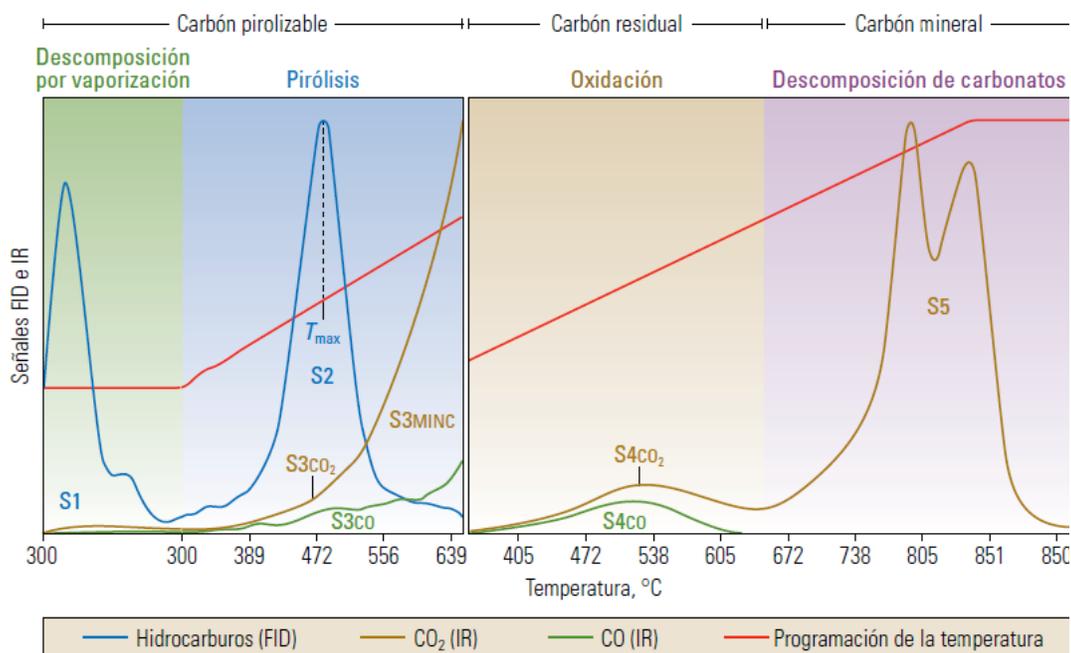


Figura 3.4. Resultados de un ensayo Rock-Eval. McCarthy et al. 2011

- La segunda fase del ensayo se realiza en una atmosfera oxidante y se utiliza el residuo del ensayo anterior pero en un horno distinto, aparecen dos picos más de gas el S4 y el S5:
    - el pico S4, se corresponde con el CO<sub>2</sub> y CO resultante de la combustión del carbono orgánico residual presente aun en la muestra
    - el pico S5 se corresponde con el CO<sub>2</sub> resultado de la descomposición de los carbonatos
- 3 El tipo de kerógeno. La composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinado por el tipo de kerógeno presente en la roca sedimentaria. El kerógeno, inicialmente se clasificaba en función de las relaciones atómicas entre el hidrógeno y el carbono (H/C), y entre el oxígeno y el carbono (O/C) presentes en una determinada roca madre, mediante unos análisis caros y complicados. Hoy día se utilizan el índice de hidrógeno “HI” y el índice de oxígeno “OI”, que están relacionados respectivamente, con los S1 y S2 del ensayo Rock-Eval y permiten una aproximación de las relaciones atómicas antes mencionadas. Los tipos básicos de kerógeno son: tipo I (alto HI, bajo OI), tipo III (bajo HI y alto OI) y el tipo II que se

encuentra entre los dos anteriores. En los yacimientos no convencionales suele presente el kerógeno de tipo II o III.

- 4 La maduración térmica de una roca generadora, viene indicada por la reflectancia de la vitrinita,  $R_o$ , la cual predice, no solo cuando una roca madre está en la ventana de gas, si no también el tipo de gas. En términos generales para valores de  $R_o$ , ente 0,8 y 1,4 se habrá generado petróleo y gas húmedo, pero para valores de  $R_o > 1,4$  se habrá generado gas seco.

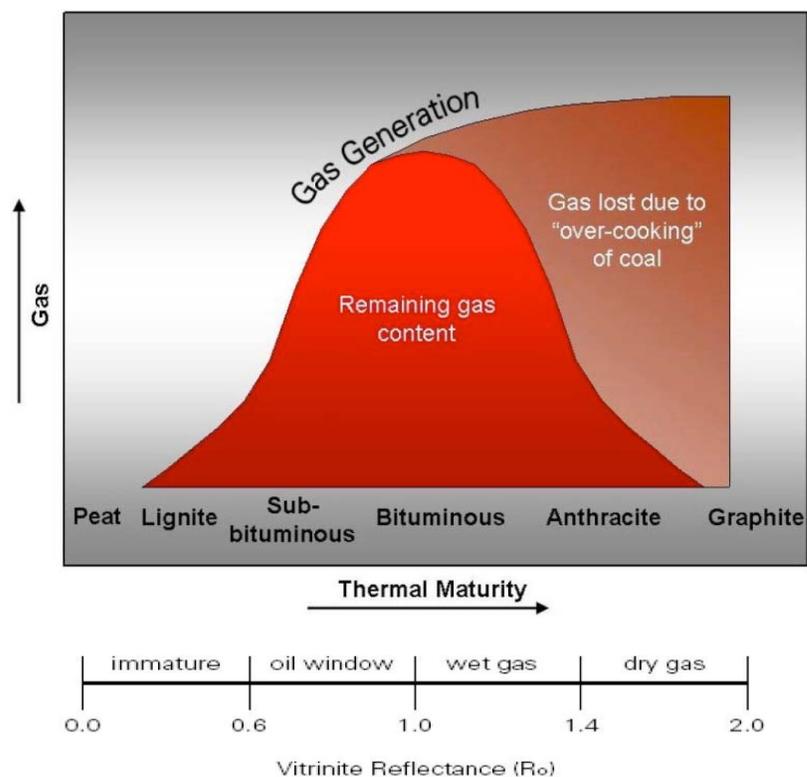


Figura 3.5. La maduración térmica de la roca, es indicada por la reflectancia de la vitrinita. Boyer 1989, modificado por Loftin 2009

El TOC no es una constante de la roca. A notar que a medida que una misma roca generadora tiene un mayor grado de maduración térmica, su TOC disminuye, debido al proceso de migración de los hidrocarburos generados.

Por otra parte, una misma roca madre puede haber sido una excelente roca generadora de hidrocarburos convencionales y ser, simultáneamente, un excelente yacimiento de gas no convencional, por haber conservado en su interior gas aun sin migrar.

Una vez definido el *prospect*, se perforan varios sondeos verticales o desviados, recuperando testigos de la formación prospectiva para su posterior análisis. Finalizada la perforación se realizan los correspondientes *logs* y registros de pozo abierto.

En la exploración convencional a veces es suficiente la perforación de un pozo para descartar un *prospect*. En los yacimientos no convencionales un pozo no es suficiente para declarar la no prospectividad de un área.

El radio de drenaje de un pozo vertical en un yacimiento de gas no convencional, incluso después de haberlo sometido a una estimulación hidráulica, es muy limitado, difícilmente alcanza dos o tres centenares de metros, a diferencia de un yacimiento de gas convencional en el que el radio puede superar fácilmente los mil metros.



Figura 3.6. Afloramiento de pizarra donde se aprecia la microfracturación ortogonal que da lugar a los cleats

Los testigos son tomados en recipientes estancos para ser llevados directamente al laboratorio, donde se mide la capacidad de almacenamiento de gas, tanto del adsorbido como el gas presente en las microfracturas y los poros. La unidad utilizada suele ser en pies cúbicos en condiciones estándar de gas (scf), o metros cúbicos en condiciones normales ( $\text{Nm}^3$ ), por tonelada de roca prospectiva, que se correlaciona con algún parámetro de los registros, generalmente el índice de rayos gamma.

La mayoría de las rutinas de interpretación de los registros en pozo abierto facilitan una correlación entre el TOC y las lecturas de rayos gamma, junto con una estimación de la densidad de grano, que permite calcular la porosidad.



Figura 3.7. Afloramiento de carbón donde se aprecia la microfracturación ortogonal que da lugar a los cleats

Se suele realizar sobre los testigos ensayos para medir la porosidad y la permeabilidad así como análisis mineralógico detallado, que permite predecir la friabilidad de la formación, esto es la facilidad para ser fracturada.

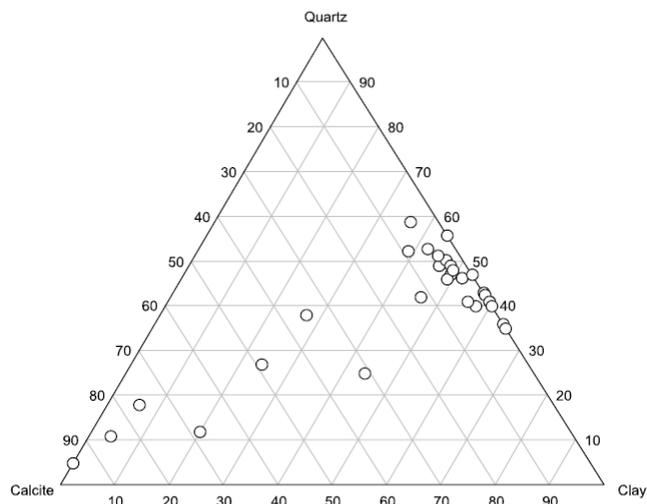


Figura 3.8.- Composición mineralógica reducida de almacenes al sistema cuarzo-calcita-minerales arcillosos. La figura corresponde a las Barnett Shale. Fuente: (Jarvie et al, 2007).

No obstante, para evaluar un yacimiento con precisión, se suele necesitar un robusto modelo petrofísico, que permita calibrar los registros a pozo abierto con las medidas reales efectuadas sobre los testigos en el laboratorio, y que incluye las variaciones en TOC junto con la mineralogía.

Debido a la baja permeabilidad matricial de los yacimientos no convencionales, las micro fracturas naturales contribuyen al flujo de gas, pero no son suficientes para alcanzar una producción comercial.

Consecuentemente la identificación de los sistemas de fracturas naturales es un elemento clave. Aspectos como la: orientación, distribución, tamaño, intensidad de las fracturas, junto con la friabilidad de la formación prospectiva son capitales.

Si la formación lo merece, en uno de los pozos perforados y después de ser estimulado mediante fracturación hidráulica, se realiza una o varias pruebas de larga duración.

Para ello se requiere achicar el agua, previamente inyectada durante la fracturación, con el fin de abatir la presión en fondo de pozo y permitir la desorción del gas.

Los flujos iniciales de gas son elevados. Al principio se produce preferentemente el gas presente en el espacio poral y las microfracturas. Posteriormente, la presión en el yacimiento desciende, el caudal baja y se va liberando el gas adsorbido con un lento declino y durante un largo periodo de tiempo.

### **3.3. El desarrollo y la explotación del gas no convencional**

La perforación horizontal y fracturación hidráulica han sido las dos técnicas que han permitido situar en la categoría de reservas, los considerables recursos de gas que albergan los tres tipos yacimientos de gas no convencional: CBM, gas de pizarra y gas de baja permeabilidad, mencionados anteriormente

#### **3.3.1. La perforación horizontal**

El primer avance en la perforación horizontal se desarrolla en la década de los 80, con la mejora de los motores de fondo y la telemetría del pozo.



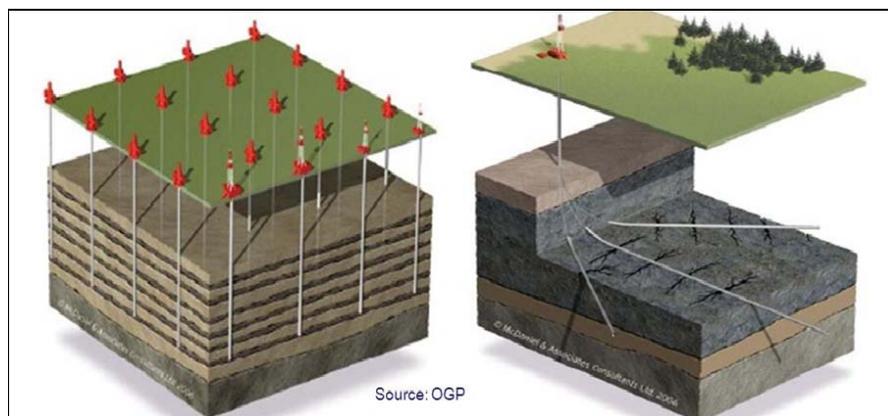


Figura 3.9. La perforación horizontal reduce notablemente el impacto ambiental

El motor de fondo es una turbina hidráulica movida por el fluido de perforación, que se sitúa casi en el extremo de la sarta de perforación, y evitando de este modo la rotación de toda la sarta, haciendo girar solo la herramienta de corte y permitiendo variar el ángulo de ataque para dirigir la perforación en la dirección deseada y con el ángulo adecuado.

Mediante la telemetría se envía una señal desde el fondo del pozo, prácticamente desde la herramienta de corte, hasta la superficie permitiendo conocer su situación, junto con alguna información adicional, relativa al tipo de roca y fluidos que se están cortando.

El segundo avance, realizado en la pasada década, fue el aumento de la longitud de la sección horizontal del pozo, apoyándose en el perfeccionamiento de las dos tecnologías antes mencionadas, el motor de fondo y la telemetría del pozo, junto con las mejoras continuas en los fluidos de perforación y las herramientas de corte, pasando rápidamente de secciones de 100 m a más de 2 km en horizontal.

Los avances actuales se centran en la consecución de pozos muchos más largos en su sección horizontal, más profundos, más precisos y con múltiples ramas.

### 3.3.2. La fracturación hidráulica

La fracturación hidráulica es una técnica desarrollada en EEUU a inicios de siglo XX al objeto de mejorar el caudal de los pozos de muy baja productividad. Al final de los años 70's, la fracturación hidráulica ya era una tecnología probada, aplicada de un modo estándar para transformar en comerciales, pozos de baja productividad, fundamentalmente, de gas y en yacimientos convencionales.



Figura 3.10. Dibujo de la disposición geométrica de una serie de fracturaciones artificiales. Observar que siempre son sub-verticales. Sarmiento 2012

La combinación de perforación horizontal junto con varias etapas de fracturación hidráulica en un mismo pozo, comenzó a ser usada para la extracción de gas en yacimientos no convencionales en Norteamérica en los años 2002- 2003.

La técnica consiste en generar uno o varios canales de elevada permeabilidad a través de la inyección de agua a alta presión, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo de pozo, en la sección deseada de la formación contenedora de gas.

Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se relaja la presión hidráulica que la mantienen abierta, se bombea, junto con el agua, un agente de sostenimiento (propante), comúnmente arena, que mantiene las fractura abierta de un modo permanentemente.

En si, no es una técnica novedosa, en el mundo se han sobrepasado ampliamente el millón de operaciones de fracturación hidráulica de pozos. La tecnología avanza en la realización de fracturaciones más focalizadas, menos demandantes en agua y con productos más amigables para el medioambiente.

### 3.3.2.1. La monitorización de la geometría de las fracturas

Todo operador está interesado en controlar la propagación de las fracturas y asegurarse de que las fracturas realmente realizadas afectan únicamente a la formación que contiene el gas. Una propagación incontrolada significa una pérdida de energía, agua, productos químicos y en definitiva tiempo y dinero.

Cada elemento del subsuelo está sometido a un tensor de esfuerzos que se puede representar como un elipsoide, semejante a un “*balón de rugby*”, reflejando en el eje vertical la presiones litoestática e hidrostática, y en los ejes horizontales la hidrostática más los diferentes esfuerzos de compresión o tracción a que estaría sometido ese elemento del terreno.

Hydraulic Fracturing and Hydraulic Fracture Design<sup>5</sup>

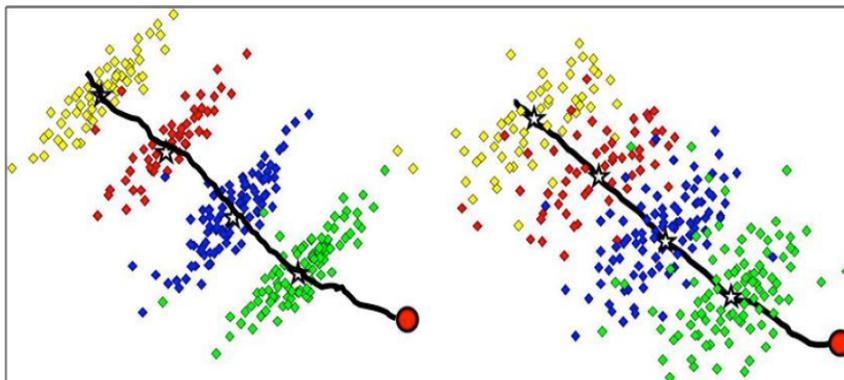


Figura 3.11. Planta del plano para la monitorización mediante la microsísmica de una operación de fracturación en la formación New Albany. Fuente: Kent F Perry 2009

Generalmente, a partir de la cota de 500 m el eje más alargado del elipsoide de esfuerzos es subvertical y el eje más corto uno de los subhorizontales. La fractura siempre tiene una geometría perpendicular al eje menor del elipsoide, y como es lógico siempre se rompe por la parte más débil, venciendo la mínima resistencia y por eso son subverticales las fracturas a partir de la cota de los 500 m aproximadamente.

La técnica más exitosa en el control de las fracturas está basada en la tecnología de micro sismica, que permite seguir el crecimiento de la apertura de las fracturas en profundidad, y su orientación dentro de la formación productiva, mientras se lleva a cabo el tratamiento de fracturación.

Consiste en distribuir, en las proximidades de la zona a fracturar, tanto en superficie como en fondo de los pozos próximos, una serie de geófonos, al objeto de registrar la energía liberada, en forma de ondas, ocasionadas por la fracturación de la roca.

Posteriormente, toda la información registrada se procesa de un modo similar a como se procesa la sísmica 3D, permitiendo ubicar en el subsuelo las pequeñas fuentes de energía resultantes de la fracturación de la roca, y consecuentemente conocer la extensión y geometría de la fractura.

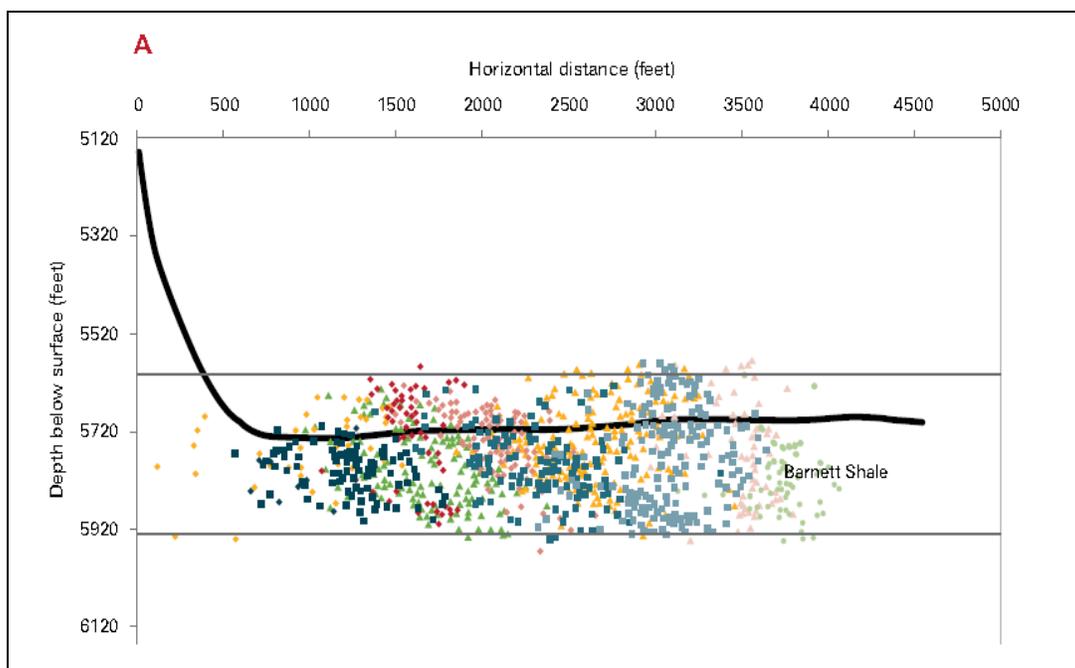


Figura 3.12. Sección de la monitorización mediante la microsísmica de una típica operación de fracturación hidráulica en las Barnett Shale, Texas, USA. Fuentes: Zoback et al 2010 y “Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing” informe de la The Royal Society and The Royal Academy of Engineering 2012

En un reciente informe de la Real Academia de Ingeniería del Reino Unido se afirma que es altamente improbable que las fracturas artificiales se extiendan más de un kilómetro en vertical, de hecho en un estudio realizado sobre varios miles de pozos de EEUU, África y Europa (Davies et al.), fue de 600 m la máxima longitud observada. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión superior a los 350 m, y que la mayoría de las fracturas se extendían entre 200 y 300m.

A principios de 2012M. Kevin Fisher y Norman R. Warpinski publicaron un interesante análisis basado en varios miles de fracturaciones realizadas sobre las formaciones más

relevantes explotadas para gas no convencional en EE.UU., tales como las *Barnett Shale*, *Woodford Shale*, *Marcellus Shale* e *Eagle Ford Shale*.

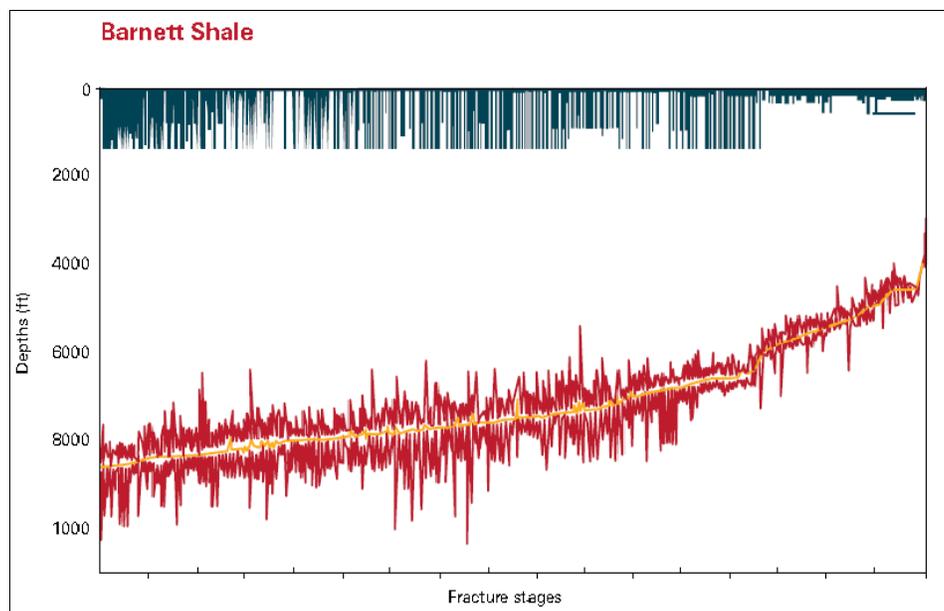


Figura3.13. En amarillo se representa la profundidad de la zona a fracturar, las líneas quebradas en rojo representan la extensión de la fractura hacia arriba y hacia abajo, en azul oscuro se representa la profundidad del acuífero superior de que abastecen a la población. Fuente M. Kevin Fisher y Norman R. Warpinski 2012

En la figura 3.13 adjunta, extraída del mencionado estudio, se muestra a modo de ejemplo, el gráfico de las *Barnett Shale*, realizado en base a centenares de operaciones de fracturación, en donde se indica la profundidad (línea amarilla) de las fracturación y la extensión hacia arriba y hacia debajo de la fractura creada (líneas rojas), junto con la profundidad del acuífero superior (líneas azules). En ningún caso se ha llegado a afectar los acuíferos suprayacentes.

### 3.3.2.2. La composición del fluido de fracturación

Una composición típica de un fluido de fracturación suele ser aproximadamente entre un 95 y un 98 % de agua (no necesariamente potable), que incorpora hasta un 5% de arena de sostenimiento y menos de un 1% de productos químicos, tales como bactericidas, reductores de fricción, espesantes,... y que se detallan abajo.

Todos son compuestos que se utilizan en otras ramas de la industrial tales como: farmacia, cosmética, industria alimentaria, etc.

Hasta muy recientemente en EE.UU. la competencia entre las compañías de servicios de fracturación hacía que no se divulgaran la composición de los productos químicos utilizados.

Desde el 1 de febrero de 2012, la situación ha cambiado, todos los ingredientes químicos y los volúmenes de agua utilizados en la fracturación hidráulica son públicos a través de la iniciativa *FracFocus* en colaboración con el Consejo de Protección del Agua Subterránea (GWPC o *Ground Water Protection Council*) y la Comisión Interestatal del Gas y Petróleo (IOGCC o *Interstate Oil and Gas Compact Commission*).

Aditivo	Principal componente	Uso común del principal componente
Ácido	Acido clorhídrico	Químicos de piscina y limpieza, química industrial
Bactericida	Glutaaldehido	Utilizado como esterilizante en frío en industria de la salud
Salmuera	Cloruro cálcico o sódico	Conservante alimenticio y condimento
Inhibidor corrosión	N,n-dimetiformamida	Utilizado como cristalizador en la industria farmacéutica
Reductor fricción	Destilados del petróleo. Polyacrylamida	Cosméticos de peluquería, maquillaje. Acondicionador de suelos
Gelificante	Goma arábica y hidroxycetil celulosa	Espesante utilizado en cosméticos, salsas y aderezos de ensalada
Control del ion hierro	Acido cítrico	Presente en frutas, utilizado como conservante y antioxidante en la industria alimentación
Anti oxidan.	Bisulfito de amonio	Utilizado en cosméticos y en el proceso de vinificación



Inhibidor	Etilenglicol	Anticongelante de automoción y agente para el deshielo
-----------	--------------	--

Tabla 3-I. Aditivos al agua de fracturación, constituyen alrededor del 1% de total de líquido inyectado

De un modo similar, en la comunidad europea se dispone de un reglamento conocido como “*REACH*”, que sustituyó a más de 40 directivas y reglamentos, creando un sistema integrado de registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos, que obliga a las empresas que fabrican e importan sustancias y preparados químicos a evaluar los riesgos derivados de su utilización y a adoptar las medidas necesarias para gestionar cualquier riesgo identificado. La información incluida en el registro de “*REACH*” es pública.

Dentro del proceso de explotación de los yacimientos no convencionales, tiene una especial relevancia la disponibilidad de agua para la fracturación y el tratamiento del agua de retorno cuando alcanza la superficie, una vez que se inicia la producción del pozo. De estos temas se tratará en un capítulo posterior.

A modo de ejemplo en el cuadro adjunto se indica la composición de los fluidos de fracturación utilizados en la fracturación en 6 etapas de un pozo típico, facilitado por la compañía Cuadrilla en la <http://www.cuadrillaresources.com/what-we-do/hydraulic-fracturing/fracturing-fluid/>



Composition of Components in Bowland Shale Hydraulic Fracturing Fluid for Preese Hall-1 Well

Frac Stage	Common Name	Supplier	Supplier Chemical Name	Purpose	Country of Origin	Components Listed on MSDS	Total Volume	Volume Unit	MSDS Component Weight % of Chemical	Volume of Component in Well meters <sup>3</sup>	Concentration of Total Volume Injected	Comments
1	Fresh Water	United Utilities	Water	Carry sand, open fractures	UK		1,969.0	meters <sup>3</sup>	100%	1,969.00	22.96%	
1	Congleton Sand	Sibeko UK	HST-80	Prop open fractures	UK		33.0	metric ton	100%	8.62	0.10%	
1	Chelford Sand	Sibeko UK	CH-52	Prop open fractures	UK		78.0	metric ton	100%	29.74	0.34%	
1	Friction Reducer	CESI Chemical	FR-40	Reduce pressure required to pump down pipe	Netherlands	Polycrylamide Emulsion in Hydrocarbon Oil	0.920	meters <sup>3</sup>	100%	0.92	0.011%	This product does not contain any reportable hazardous components as defined in 29 CFR 1910.1200
1	Chem Tracer	Spectrachem	Chem Tracer	Identify frac water in flowback	USA	Water Sodium Salt	-	grams grams	90% 10%	0.00000 0.00000	0.000000% 0.000000%	
2	Fresh Water	United Utilities	Water	Carry sand, open fractures	UK		2,338.6	meters <sup>3</sup>	100%	2,338.60	27.27%	
2	Congleton Sand	Sibeko UK	HST-80	Prop open fractures	UK		31.3	metric ton	100%	11.73	0.137%	
2	Chelford Sand	Sibeko UK	CH-52	Prop open fractures	UK		85.3	metric ton	100%	31.98	0.373%	
2	Friction Reducer	CESI Chemical	FR-40	Reduce pressure required to pump down pipe	Netherlands	Polycrylamide Emulsion in Hydrocarbon Oil	1.079	meters <sup>3</sup>	100%	1.08	0.013%	This product does not contain any reportable hazardous components as defined in 29 CFR 1910.1200
2	Chem Tracer	Spectrachem	Chem Tracer	Identify frac water in flowback	USA	Water Sodium Salt	1.395	grams grams	90% 10%	0.00126 0.00014	0.000015% 0.000002%	
3	Fresh Water	United Utilities	Water	Carry sand, open fractures	UK		799.8	meters <sup>3</sup>	100%	799.80	9.33%	
3	Congleton Sand	Sibeko UK	HST-80	Prop open fractures	UK		14.6	metric ton	100%	5.47	0.064%	
3	Chelford Sand	Sibeko UK	CH-52	Prop open fractures	UK		37.6	metric ton	100%	14.10	0.164%	
3	Friction Reducer	CESI Chemical	FR-40	Reduce pressure required to pump down pipe	Netherlands	Polycrylamide Emulsion in Hydrocarbon Oil	0.394	meters <sup>3</sup>	100%	0.39	0.005%	This product does not contain any reportable hazardous components as defined in 29 CFR 1910.1200
3	Chem Tracer	Spectrachem	Chem Tracer	Identify frac water in flowback	USA	Water Sodium Salt	578	grams grams	90% 10%	0.00052 0.00006	0.000006% 0.000001%	
4	Fresh Water	United Utilities	Water	Carry sand, open fractures	UK		1,663.6	meters <sup>3</sup>	100%	1,663.60	19.63%	
4	Congleton Sand	Sibeko UK	HST-80	Prop open fractures	UK		11.5	metric ton	100%	4.31	0.050%	
4	Chelford Sand	Sibeko UK	CH-52	Prop open fractures	UK		70.7	metric ton	100%	26.51	0.309%	
4	Friction Reducer	CESI Chemical	FR-40	Reduce pressure required to pump down pipe	Netherlands	Polycrylamide Emulsion in Hydrocarbon Oil	0.655	meters <sup>3</sup>	100%	0.66	0.008%	This product does not contain any reportable hazardous components as defined in 29 CFR 1910.1200
4	Chem Tracer	Spectrachem	Chem Tracer	Identify frac water in flowback	USA	Water Sodium Salt	1,164	grams grams	90% 10%	0.00105 0.00012	0.000012% 0.000001%	
5	Fresh Water	United Utilities	Water	Carry sand, open fractures	UK		1,569.2	meters <sup>3</sup>	100%	1,569.20	18.30%	
5	Congleton Sand	Sibeko UK	HST-80	Prop open fractures	UK		27.7	metric ton	100%	10.38	0.121%	
5	Chelford Sand	Sibeko UK	CH-52	Prop open fractures	UK		83.0	metric ton	100%	31.12	0.363%	
5	Friction Reducer	CESI Chemical	FR-40	Reduce pressure required to pump down pipe	Netherlands	Polycrylamide Emulsion in Hydrocarbon Oil	0.628	meters <sup>3</sup>	100%	0.63	0.007%	This product does not contain any reportable hazardous components as defined in 29 CFR 1910.1200
5	Chem Tracer	Spectrachem	Chem Tracer	Identify frac water in flowback	USA	Water Sodium Salt	1,115	grams grams	90% 10%	0.00100 0.00011	0.000012% 0.000001%	
6	Fresh Water	United Utilities	Water	Carry sand, open fractures	UK		39.0	meters <sup>3</sup>	100%	39.00	0.45%	
6	Congleton Sand	Sibeko UK	HST-80	Prop open fractures	UK		-	metric ton	100%	0.00	0.000%	
6	Chelford Sand	Sibeko UK	CH-52	Prop open fractures	UK		-	metric ton	100%	0.00	0.000%	
6	Friction Reducer	CESI Chemical	FR-40	Reduce pressure required to pump down pipe	Netherlands	Polycrylamide Emulsion in Hydrocarbon Oil	-	meters <sup>3</sup>	100%	0.00	0.000%	This product does not contain any reportable hazardous components as defined in 29 CFR 1910.1200
6	Chem Tracer	Spectrachem	Chem Tracer	Identify frac water in flowback	USA	Water Sodium Salt	-	grams grams	90% 10%	0.00000 0.00000	0.000000% 0.000000%	
Total	Fresh Water	United Utilities	Water	Carry sand, open fractures	UK		5,399.2	meters <sup>3</sup>	100%	8399.20	97.93%	
Total	Congleton Sand	Sibeko UK	HST-80	Prop open fractures	UK		108.1	metric ton	100%	40.53	0.473%	
Total	Chelford Sand	Sibeko UK	CH-52	Prop open fractures	UK		354.6	metric ton	100%	132.94	1.550%	
Total	Friction Reducer	CESI Chemical	FR-40	Reduce pressure required to pump down pipe	Netherlands	Polycrylamide Emulsion in Hydrocarbon Oil	3.7	meters <sup>3</sup>	100%	3.68	0.043%	This product does not contain any reportable hazardous components as defined in 29 CFR 1910.1200
Total	Chem Tracer	Spectrachem	Chem Tracer	Identify frac water in flowback	USA	Water Sodium Salt	4,252	grams grams	90% 10%	0.00383 0.00043	0.000045% 0.000005%	



### 3.3.3. La explotación del gas no convencional

La explotación del gas no convencional es un continuo. Las fases de desarrollo del campo y producción del gas no están separadas, como suele ocurrir en un yacimiento convencional. Esto es lo que hace que esta actividad sea altamente generadora de empleo.

La producción comercial se alcanza mediante la perforación de sondeos horizontales realizados desde un mismo emplazamiento al objeto de reducir la huella en superficie y generalmente orientados perpendicularmente al sistema de micro fracturas preferente.

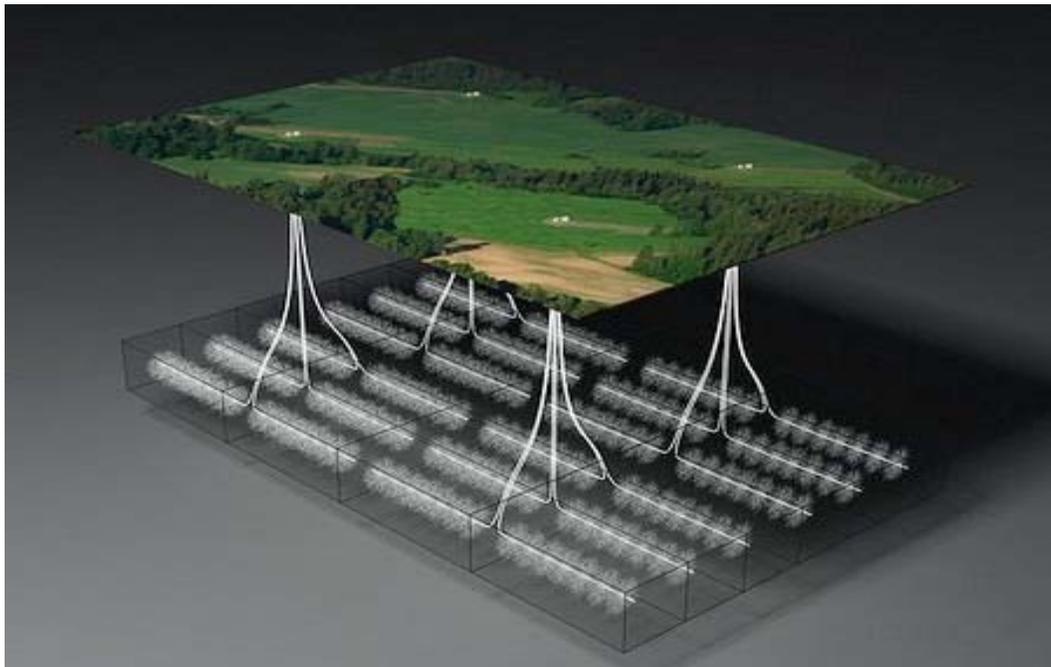


Figura 3.14. Dibujo de la disposición en superficie y fondo de una explotación industrial. Heinz 2012

A lo largo de la sección horizontal del pozo se realizan varias etapas de fracturación hidráulica con el fin de incrementar el volumen de roca drenado. Cuanto mayor sea la interconexión de la red de micro fracturas natural con la red fracturas inducidas, más eficiente será el drenaje del gas y mayor el factor de recuperación.

Es frecuente, en un mismo yacimiento, estar reconociendo nuevas zonas prospectivas, y simultáneamente estar perforando y fracturando nuevos pozos productores, que a su vez, conviven con otros pozos productores más antiguos. Es un recurso que requiere abundante mano de obra. En USA estudios realizados al respecto, estiman en másde

600.000 los puestos de trabajo directos creados, estimando que se podrán alcanzar los 1,7 para el año 2025.

Una vez finalizadas las operaciones de fracturación, en un determinado pozo, se incorpora al resto de la explotación, aplicándole los correspondientes procedimientos de seguimiento y control del yacimiento, junto con los de las instalaciones de superficie, con el fin de prevenir cualquier incidencia, siguiendo los rigurosos estándares de la industria.

Los factores de recuperación globales para un yacimiento no convencional se sitúan en el entorno del 20-30% del gas original in situ, frente a un 75% en un yacimiento convencional.

El uso de la fracturación hidráulica ha contribuido a la incorporación de 7.000 millones de barriles de petróleo y 600 Tcf de gas natural al inventario de reservas de EE.UU. Como referencia, mencionar que el mercado español consume 1,5 Tcf de gas al año y 1,5 millones de barriles al día.



Figura 3.15. Foto de una explotación industrial.

La capacidad para predecir la productividad de una zona prospectiva se basa en la exploración realizada y la experiencia acumulada en el yacimiento, mediante el análisis de: los testigos, los registros de pozo abierto, los datos recogidos durante la perforación,

el comportamiento de las zonas fracturadas, el análisis de las completaciones y el histórico de producción del conjunto del campo y de cada uno de los diferente pozos. Durante la explotación hay un proceso de aprendizaje y mejora continua que es normal en la industria.



## 4. ASPECTOS ECONÓMICOS Y ESTRATÉGICOS

En este capítulo se valoran los aspectos y consecuencias económicas del aprovechamiento de los recursos de gas no convencional y los efectos estratégicos derivados de su explotación, tanto desde la perspectiva macroeconómica como desde los impactos que puede provocar un aprovechamiento intensivo de estos recursos en el corto, medio y largo plazo, teniendo siempre presentes los criterios de sostenibilidad.

### 4.1 Breve reseña histórica

Como se ha comentado en anteriores apartados, la existencia del hoy denominado gas no convencional era conocida desde hace largo tiempo: gas asociado al carbón, hidrocarburos presentes en rocas madre, hidrocarburos en yacimientos de muy baja permeabilidad, hidratos de metano.

Desde el inicio de la minería del carbón es conocida la presencia frecuente de metano asociado a la misma, causante de múltiples incidentes de carácter grave.

En 1821 un pozo que perforó la formación *Dunkirk Shale*, de edad Devónica, en la localidad de Fredonia, Estado de Nueva York, fue puesto en producción. Varios pozos más siguieron a aquél, siendo utilizado el gas producido para abastecer establecimientos de la zona y en la iluminación de la ciudad. Los caudales medios reportados por pozo fueron del orden de los 500 a 600 m<sup>3</sup>/ día.

Yacimientos de gas de muy baja permeabilidad han sido reconocidos una y otra vez con ocasión de la exploración de hidrocarburos convencionales, intentándose con frecuencia la mejora de aquella mediante diferentes procedimientos de estimulación con resultados muy diversos.

Pero no ha sido hasta tiempos recientes, cuando la explotación de este tipo de recursos ha pasado a constituir un hecho de primera magnitud, dentro del mundo energético, y referencia obligada en todos los estudios prospectivos de ese sector.

En el caso del gas asociado a capas de carbón, CBM (*coal bed methane*) o CSM (*coal seam methane*), los primeros intentos de aprovechamiento se remontan a los años 70 del pasado siglo en los EE.UU. pero los primeros logros no llegaron hasta la siguiente década, y a finales de 2001 se habían perforado 165 pozos con una producción conjunta de 6 Bcf de gas.

Para el *shale gas*, se considera que el primer intento de aprovechamiento del mismo, con enfoque de yacimiento no convencional, se llevó a cabo por la compañía *Mitchel Energy* perforar el pozo Slay 1 en el vértice SO del Condado de Wise, Texas. Este pozo produjo un total de 1 Bcf de gas pero marcó el inicio del aprovechamiento del *shale gas* en la formación conocida como *Barnett*.



La siguiente figura, tomada de “A history and overview of the Barnett Shale. Powell Barnett Shale Newsletter Research, 2008” ilustra la lenta progresión del aprovechamiento del gas de la formación *Barnett* hasta comienzos del siglo XXI en que la combinación de diversos factores propicia su desarrollo espectacular.

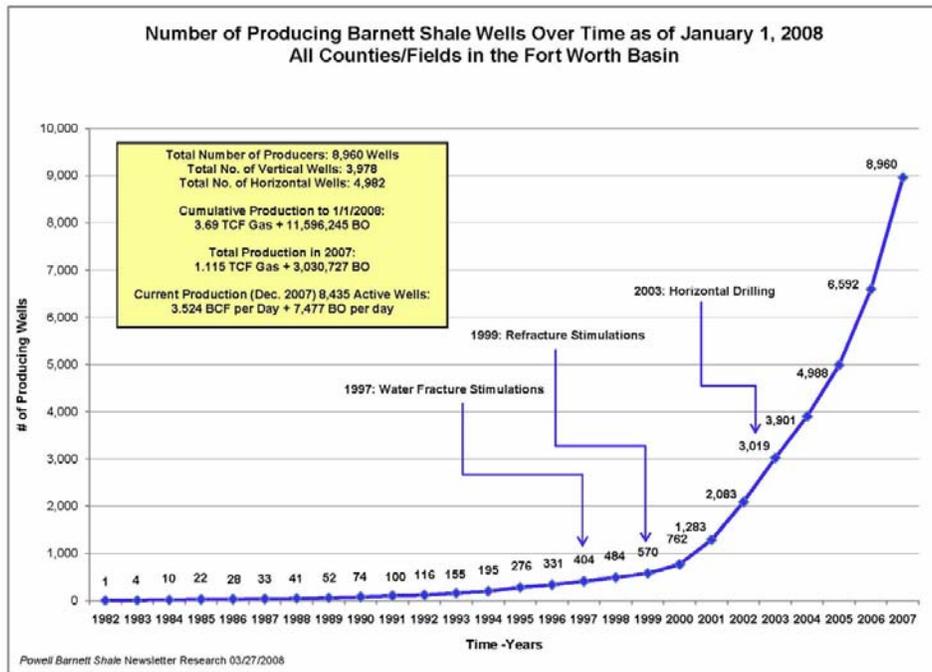


Figura 4.1. Desarrollo de la explotación de gas no convencional en la Barnett Shale

Pero no ha sido éste el caso en la evolución de otras cuencas, actualmente en explotación. La siguiente figura refleja el rápido desarrollo del *Fayetteville Shale*, iniciado en el año 2006, que alcanzó en cuatro años los niveles productivos que para el caso de la *Barnett Shale* necesitaron un período de tiempo cinco veces mayor.



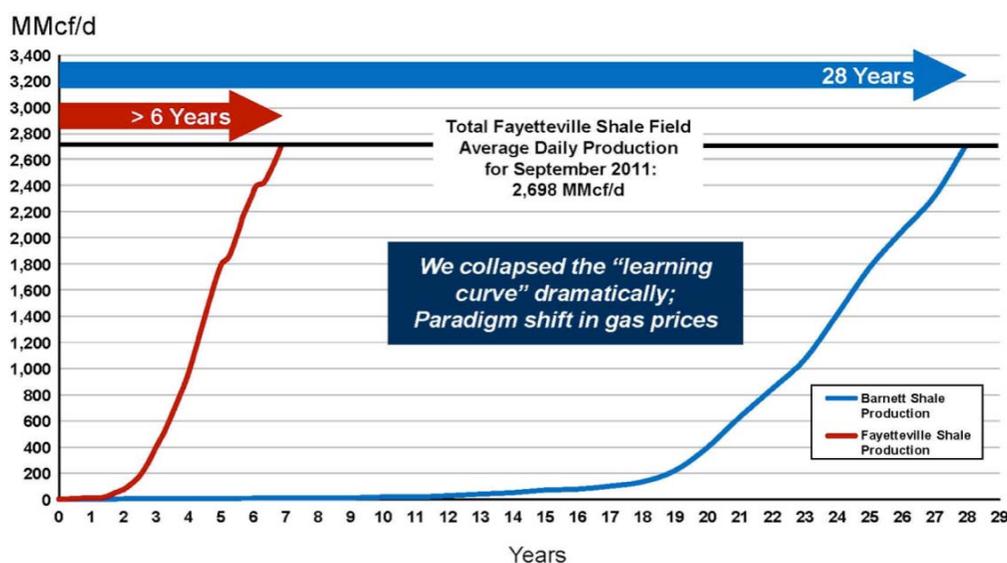


Figura 4.2. Desarrollo del desarrollo de la explotación de Fayetteville Shale, iniciada en el año 2006.  
Fuente: SPE 152621(2012).

#### 4.2 Casos americano y europeo. Consideraciones de tipo económico

Se reconocen, al menos, tres factores clave para el espectacular desarrollo del aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales:

- Técnicos
- Económicos
- Legales

Sin entrar en el desarrollo del primero de ellos que corresponde a otro apartado de esta comunicación, si merece ser resaltada la importancia que en la vertiente técnica ha tenido la mejora continuada de la perforación dirigida y horizontal, junto con la optimización de la técnica de estimulación mediante fracturación hidráulica, así como la posibilidad de agrupamiento de múltiples pozos en un solo emplazamiento.

En la vertiente económica, el aspecto más relevante a destacar es la significativa reducción de costes de inversión (*capex*) y operativos (*opex*) conseguida en los últimos años, fundamentalmente en los EEUU de América y en Canadá, países en los que el gas no convencional ha tenido un gran desarrollo, siendo los primeros los que más influyen en el coste final del gas puesto en la red.

Esa reducción se ha conseguido gracias a la conjunción de varias circunstancias:

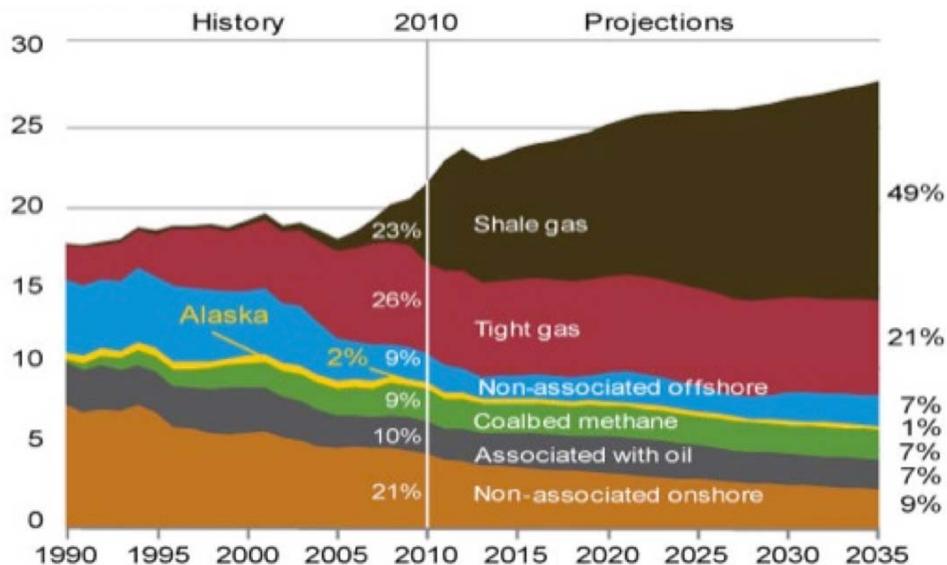


- Amplia disponibilidad de recursos materiales y humanos
- Optimización de los procesos de perforación, estimulación y producción, incluyendo la gestión de los fluidos, tanto de alimentación como de retorno
- Carácter de la actividad, continuada en una misma área, y más próxima al sector manufacturero que al de la exploración y producción convencional

De las tres circunstancias citadas es posiblemente la primera la que ejerce mayor influencia y potencia que las otras dos, condicionando fuertemente el desarrollo del gas no convencional en aquellas regiones del mundo carentes de infraestructura adecuada.

Así por ejemplo, en enero del año 2012, según *Rig Worlds*, se contabilizaban en los EEUU de América un total de 1.949 torres de perforación frente a 71 disponibles en Europa; y respecto de los equipos de bombeo para estimulación hidráulica, según *FP Energy*, la potencia disponible alcanzaba los 18 millones de C.V. siendo contados los equipos disponibles en Europa, con potencias unitarias por equipo del orden de los 20.000 C.V.

La citada reducción de costes en la producción del gas natural no convencional ha propiciado la entrada en el mercado norteamericano de ese tipo de recurso energético con el consiguiente impacto en el mismo, tanto en términos de disponibilidad de gas nacional como de precio.



Source: U.S. Energy Information Administration, AEO2012 Early Release Overview, January 23, 2012.

Figura 4.3. Evolución de la producción nacional de gas en EEUU.



La figura 4.3, extraída de un estudio de la *Energy Information Administration* (EIA) del año 2012, muestra la evolución de la producción nacional de gas en los EEUU de América, expresada en Tcf, y la creciente participación en la misma del gas no convencional: CBM, *tight* y *shale*. Destaca la evolución del *shale gas* que, comenzando a explotarse a principios de este siglo, alcanza en el 2010 una participación del 23%, previéndose una cuota del 49% en el año 2035.

Lo comentado cobra aun mayor interés cuando se considera la evolución de los precios *spot* de gas en el Henry Hub, reflejados en el siguiente cuadro, expresados en dólares por millón de Btu. Los precios del período 2006-2010 conforman la nube gris mientras los correspondientes a 2011 y parte de 2012 se encuentran en la banda baja en un rango de 2 US\$/MBtu a 5 US\$/MBtu.

La tendencia observada en los precios en el mercado americano que, sin duda, están influyendo en los del resto del mundo, debido en parte a una mayor disponibilidad de LNG, ha sido interpretada por diferentes expertos como un signo inequívoco de desacoplamiento de los precios del gas respecto de los del crudo.

Conviene precisar que los últimos precios de venta mencionados no reflejan los costes reales de producción del gas no convencional de un gran número de campos, siendo el resultado de la combinación de varios factores entre los que cabe destacar:

- Un elevado nivel de oferta
- La necesidad de perforar un mínimo número de pozos para no perder los derechos de explotación
- La producción en algunos casos de hidrocarburos líquidos que acompañan al gas y elevan el valor del recurso extraído



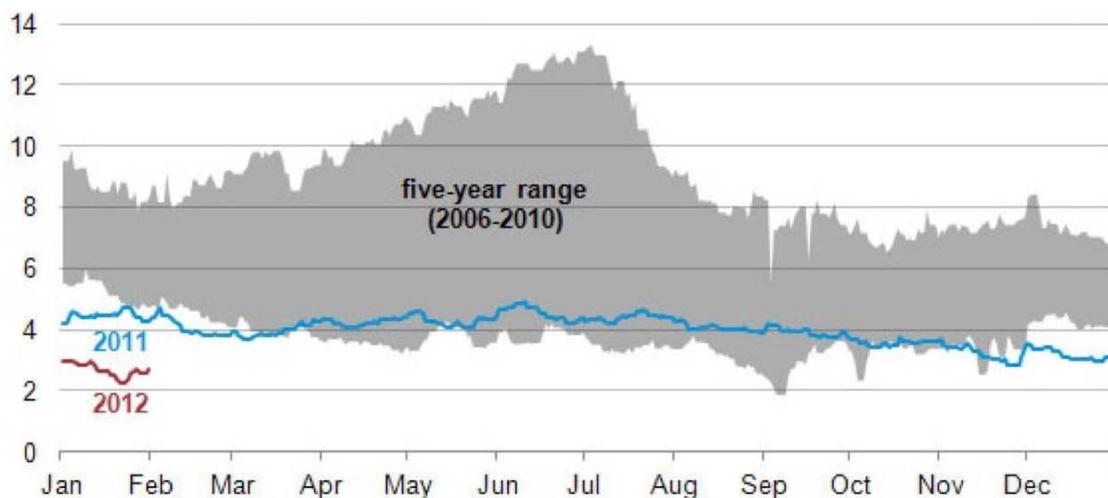


Figura 4.4. Evolución de los precios spot de gas en el Henry Hub. Fuente: U. S. Energy Information Administration. AEO 2012.Early Release Overview.January 23, 2012.

El precio de venta de equilibrio de rentabilidad para un yacimiento viene determinado, fundamentalmente, antes de royalties, tasas, impuestos etc., por los siguientes parámetros:

- Coste de inversión por pozo, incluyendo perforación y estimulación
- Coste de inversión de infraestructuras de producción repercutibles por pozo
- Costes de explotación repercutibles por pozo
- Costes medioambientales
- Perfil de producción por pozo
- Volumen final de gas recuperado por pozo

Y de entre ellos los que ejercen mayor influencia en el coste final del gas son el primero y los dos últimos, siendo precisamente estos parámetros los que pueden resultar más beneficiados de la aplicación de la experiencia acumulada en yacimientos en explotación, a otros en evaluación o fases iniciales de desarrollo, mejorando la curva de aprendizaje de estos.

Centrándonos en el caso europeo, el factor técnico-económico que se revela como más negativo es el ya mencionado de la escasez de recursos materiales y humanos. La corrección de esta situación es una condición insoslayable, necesitada de tiempo y esfuerzo, para poder pensar en el desarrollo del gas no convencional en nuestro continente a medio plazo.

Lo señalado resulta patente si se comparan los costes de inversión medios por pozo (de explotación) en yacimientos americanos y el coste estimado de un pozo (de exploración) en España.

De la consulta de publicaciones de la “*Jointas sociation survey on drillingcosts*”, y otros autores y compañías, se desprende que el coste medio de un pozo profundo completado puede estar, para EEUU y Canadá, en un rango de 6 MUS\$ a 9 MUS\$ incluyendo varios intervalos de estimulación. Este coste sería notoriamente inferior en el caso de pozos para explotación de CBM en razón, principalmente de su menor profundidad. Como contrapunto el coste de un pozo en España a día de hoy, completado incluyendo estimulación de varios intervalos, puede rondar los 25 M€, es decir unas 3,5 a 5 veces más.

La OECD/IEA en su publicación de 2011, anteriormente mencionada, “*Are we entering a goldenage of gas?*” realizaba una estimación de los costes de producción de gas convencional y no convencional para diferentes partes del mundo que se presenta en la siguiente tabla.

	Convencional	Tight	Shale	CBM
Europa Este y Eurasia	2-6	3-7		3-6
Medio Oriente	2-7	4-8		
Asia/Pacífico	4-8	4-8		3-8
OECD Norte América	3-9	3-7	3-7	3-8
Sudamérica	3-8	3-7		
África	3-7			
OECD Europa	4-9			
TOTAL	2-9	3-8	3-7	3-8

Tabla 4-I. Estimación de costes de producción en cabeza de pozo de gas natural por tipos y áreas (US\$/MBtu)



La tabla 4-I evidencia la carencia de datos para el caso del *shale gas* y en menor grado para el CBM, ligada a la escasa o nula producción de esos recursos en diversas partes del mundo.

Esos valores han sido actualizados durante el año 2012, y la misma institución estima los siguientes valores:

	Convencional	Shale gas	CBM
EE.UU.	3-7	3-7	3-7
Europa	5-9	5-10	5-9
China	4-8	4-8	3-8
Rusia	<2, 3-7 (1)		3-5
Qatar	<2		

Tabla 4.II. Estimación de costes de producción en cabeza de pozo de gas natural por tipos y áreas (Para el año 2010, US\$/MBtu ). (1) El rango inferior corresponde a explotaciones en Siberia Oeste y Volga-Urales mientras que el superior se refiere a zonas en Siberia Este, Offshore y Ártico

Conviene señalar que los costes para el *shale gas*, en el caso europeo, deben entenderse como estimaciones a futuro, dado que hasta el presente no nos consta la existencia de explotaciones comerciales.

Los cuadros anteriores confirman que los actuales precios del gas natural en el mercado americano, citados anteriormente, en el rango de los 2 US\$/MBtu a 4 US\$/MBtu, resultan insostenibles para un gran número de campos en producción, que no entrarán en beneficio, si no se alcanzan valores de venta de 6 US\$/Mbtu a 8 US\$/MBtu.

Considerando que la recuperación total por pozo, en el caso del *shale gas*, se encuentra con frecuencia entre 1 bcf y 10 bcf, la aplicación de los costes de inversión citados con anterioridad, correspondientes tan sólo a pozo perforado y completado, tendría la siguiente repercusión en el coste final del gas.



Coste por pozo (M\$)	Repercusión en el coste del gas (\$/MBtu)	
	Para RF=1 bcf	Para RF= 10 bcf
6	5,59	0,56
9	8,38	0,84
32,5 (25 M€)(1)	30,27	3,03

Tabla 4.III. Repercusión sobre coste final del gas, aplicando costes de inversión citados en el texto. (1) Coste de pozo exploratorio, en ausencia de datos de campos en desarrollo, los estudios consultados vaticinan costes, por pozo, en Europa, a medio plazo, del orden de 1,5 veces los del mercado Americano. RF: Recuperación final de gas por pozo

El sencillo cálculo anterior pone de manifiesto la importancia de maximizar la recuperación por pozo y minimizar el coste de perforación y completación, para propiciar la viabilidad de un proyecto de esta naturaleza. En el caso europeo y particularmente en el español, cobra especial relevancia la necesidad de reducir drásticamente los costes citados, acercándolos a los logrados en Norte América.

Eso ocurrió en los EE. UU. de América donde el desarrollo de la *Barnett Shale*, durante unos 20 años, ha sido seguido por el de otros *plays* con rapidez creciente. Así, un estudio del Deutsche Bank analizaba este extremo estableciendo que en 2008 existían 7 cuencas comerciales, 5 emergentes, al borde de la rentabilidad, y otras 10 en fase exploratoria. A día de hoy son varias las cuencas que han pasado del nivel de promesa al de realidad, y la Agencia Internacional de la Energía refiere la existencia de al menos 11 *plays* de *shale gas* activos en el año 2012 en aquel país.

Las publicaciones consultadas coinciden en la trascendencia que para el sector energético tiene la aparición en escena del gas no convencional y particularmente del *shale gas*, con el desarrollo actual del mismo en el continente Norteamericano y que decir, si ese desarrollo fuera replicado en el resto del mundo.

### 4.3 Efectos estratégicos de la explotación del gas no convencional

El siguiente cuadro recoge la evolución de los precios spot del gas natural en diferentes mercados para el período 2007 - 2011:



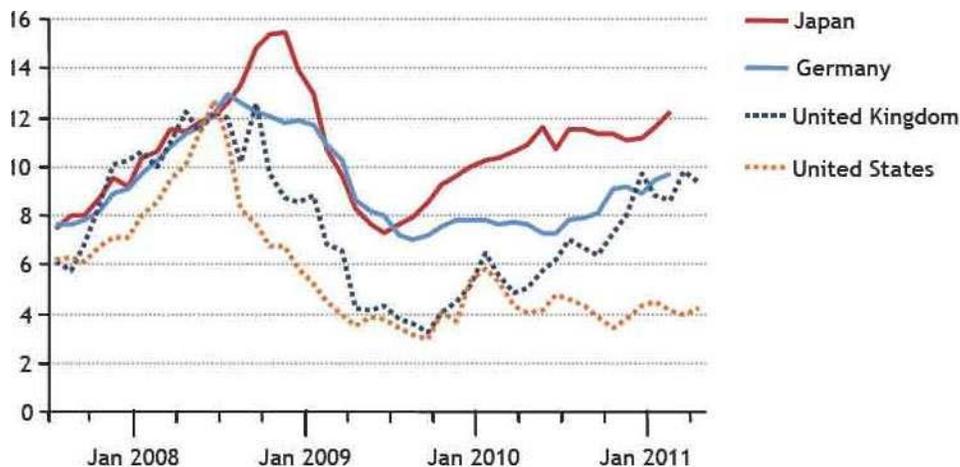


Figura 4.5. Evolución de los precios spot en los principales mercados entre julio de 2007 y abril de 2011. En US\$/ millón de Btu. Fuente OECD/IEA 2011

El claro desacoplamiento de precios del gas entre los EEUU y los restantes países es atribuido, por todos los autores consultados, a la creciente producción de gas no convencional en el país norteamericano, y particularmente al *shale gas*.

Y esta situación podría prolongarse en el tiempo si las previsiones realizadas por la EIA, reflejadas en los siguientes gráficos, fueran acertadas y los precios en los EEUU se mantuvieran en al año 2035 en el rango de los 6 US\$/MBtu a 8 US\$/Mbtu

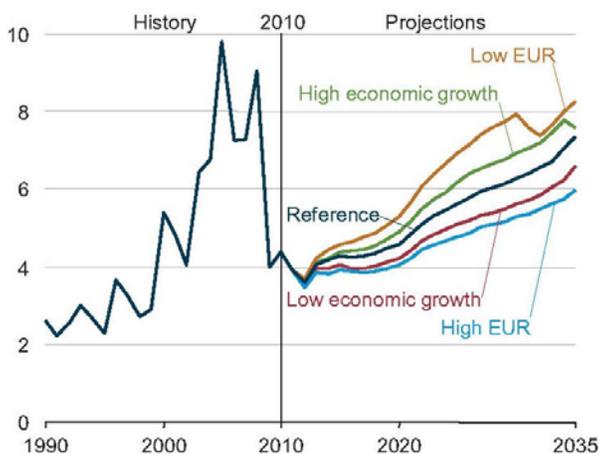


Figura 4.6. Precios anuales medios spot del gas natural en Henry Hub para el periodo 1990 – 2035, para cinco escenarios diferentes y en US\$/MBtu. EUR: Estimated Ultimate Recovery. (Recuperación media final de gas por pozo) Fuente: EIA. 2012



Estos precios se relacionan con las estimaciones de evolución de la demanda del mercado de los EEUU y de su producción nacional, que siguiendo a la misma institución serían las reflejadas en la siguiente figura 4.7.

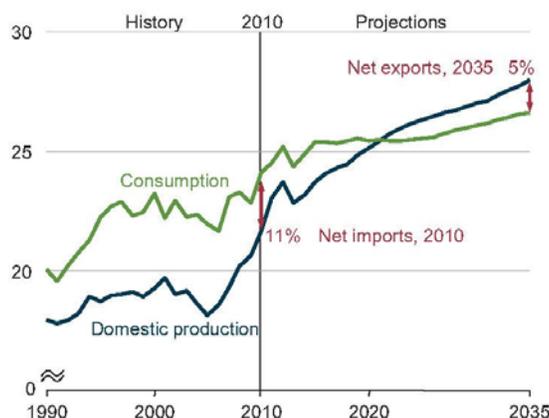


Figura 4.7. Evolución histórica, y prevista a futuro, de la producción nacional de gas natural y del consumo en los EEUU para el periodo 1990 – 2035. (En Tcf/año) Fuente: EIA. 2012

A destacar que, de cumplirse estas estimaciones, los EEUU se convertirían a partir del año 2022 en exportadores netos de gas, cuando tan solo hace pocos años cubrían alrededor del 20% de su consumo con gas importado y la tendencia apuntaba al aumento de este.

Como ya se ha indicado en otros apartados de esta nota, la existencia de gas no convencional en muchas áreas del mundo, y en volúmenes de gran entidad, resulta evidente, quedando por determinar cuáles de entre ellas entrarán en producción en términos de rentabilidad y en qué momento.

Cobra especial importancia en este sentido el grado de autoabastecimiento que puedan alcanzar las economías emergentes gracias al desarrollo de sus propios recursos no convencionales.

La IEA presenta un posible escenario<sup>4</sup> para el año 2035, que se recoge en la siguiente figura 4.8, en el que se estiman los principales países productores a esa fecha y sus correspondientes niveles de producción.

<sup>4</sup> Este escenario corresponde al supuesto de que, de cumplirse determinadas premisas que el estudio denomina “Golden Rules”, el gas no convencional tenga un desarrollo razonable a nivel mundial. El informe de la IEA considera también otros supuestos menos optimistas, y cabría considerar el supuesto de “Producción de gas no convencional cero”, pero ese sería un escenario irreal a la vista del curso actual de los acontecimientos.

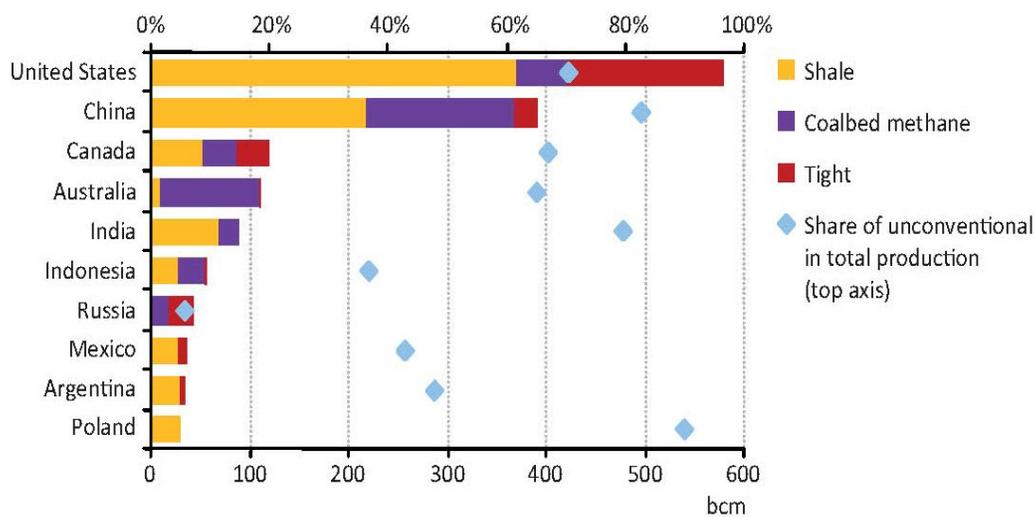


Figura 4.8. Producción total de gas no convencional por país, Fuente: OECD/IEA 2012

La figura 4.8 refleja, tanto la producción total de gas no convencional por país, expresada en bcm anuales, como su distribución por tipos y el porcentaje que tal producción representa en cada país, respecto de su producción total de gas natural.

La no inclusión de determinados países, o la baja cuota de gas no convencional adjudicada a otros, caso de Rusia, no deben ser interpretadas como debidas a la ausencia de ese tipo de recurso sino, por el contrario, a la existencia de importantes reservas de gas natural convencional, cuya extracción cobra carácter preferente por los mayores márgenes comerciales de la misma frente a los generados por el no convencional.

De cumplirse las previsiones realizadas por la EIA, se vislumbran importantes retos para los actuales países exportadores de gas natural de origen fundamentalmente convencional, y el desarrollo de nuevos campos en zonas remotas, *offshore*, etc., caso de la península de Yamal en Rusia, el *offshore* del Ártico, etc., que podrían verse comprometidos.

El posible desarrollo del gas no convencional a nivel mundial, soportado por la amplia distribución de los recursos estimados a día de hoy, puede entrañar una revisión de los planes de producción futuros de los actuales países exportadores, que podrían ver así limitado el crecimiento previsto de su producción, basada en campos convencionales de menor rentabilidad que los actuales. Ese hecho podría introducir, a medio plazo, significativas modificaciones en el mercado gasista internacional respecto de las previsiones generalmente aceptadas hace pocos años.



El estudio de la Agencia Internacional de la Energía, citado con anterioridad, realiza algunas estimaciones respecto de la aportación de la explotación de gas no convencional al producto interior bruto de varios países, particularmente China, Europa, EEUU y Australia. En los dos primeros casos, ambos subcontinentes mantienen su carácter importador de gas natural, pero la factura correspondiente se estabiliza, respectivamente, en un 0,2% y 0,7% de su PIB en el año 2035. En cuanto a EEUU la estimación se realiza globalmente para gas y petróleo, siendo previsiblemente exportadores de gas en 2035 e importadores de petróleo, aunque en cuantías atemperadas por el aprovechamiento de petróleo no convencional y de líquidos asociados al gas; todo ello hace que la importación de hidrocarburos pudiera representar en 2035 un 0,8% de su PIB frente al 2,8% alcanzado el año 2008.

En el caso australiano, su carácter netamente exportador en 2035, propiciaría que el valor del gas exportado pudiera representar un 2% de su PIB.

A una escala inferior, existen diversos estudios que han analizado las consecuencias económicas del desarrollo de campos de gas no convencional; este es el caso del trabajo realizado por el *Grupo Perryman* para la Cámara de Comercio de Fort Worth (Tejas)<sup>5</sup>. Este informe analiza el impacto socio económico de diez años de explotación de la *Barnett Shale* en Tejas, aportando interesantes datos, entre los que pueden destacarse que para el conjunto del Estado, la actividad derivada de la explotación de la formación Barnett durante 2011 mantenía un empleo estable de 119.000 puestos de trabajo, y que la aportación al producto interior bruto se estimaba en unos 13.700M US\$.

Las cifras correspondientes al período 2001-2011 para esos mismos conceptos serían de 710.319 empleos/año y de 80.700M US\$ de aportación al producto interior bruto.

Los datos referidos y la posibilidad de explotación de gas no convencional en muchos países hasta ahora importadores, o que se estimaba pasarían a serlo a corto plazo, están teniendo consecuencias en el panorama energético mundial, y tal y como indican Maximilian Khun y Frank Umbach en un reciente informe realizado para el *European Centre for Energy and Resource Security*: “*Con independencia de cómo se prevea su posible futura evolución y de que el gas no convencional resulte desarrollable y sostenible en el medio y largo plazo en Europa, el shale gas ya ha afectado al mercado Europeo, incluso antes de que se haya perforado un solo pozo o una molécula de gas haya sido producida en alguna cuenca Europea.*” Y esta idea resulta de aplicación no tan sola a Europa, sino al mercado actual global de la energía, así como a su futuro desarrollo que, sin duda, se verá afectado en gran medida si los vaticinios de expansión mundial del gas no convencional llegan a tomar cuerpo.

Las consecuencias de la probable existencia y distribución de reservas explotables de gas no convencional son recogidas en el informe de la Agencia Internacional de la



Energía citado anteriormente para el supuesto de que se dieran las condiciones que posibilitaran una explotación razonable de aquel tipo de recursos.

El informe considera esperable un progresivo desacoplamiento de los precios del gas natural de los del crudo, aunque la existencia de contratos a largo plazo, indexados con el mercado de crudos, pudiera ralentizar el proceso, principalmente en determinadas áreas. En todo caso, resalta que el desarrollo de un creciente mercado competitivo del gas tendrá como consecuencia una tendencia a la convergencia de precios y a una moderación de estos, llegando a precisar que se considera probable un diferencial de precios en el rango de los 5 US\$ a 6 US\$ por Mbtu entre los EE.UU y Japón, ocupando Europa una posición intermedia.

Los valores propuestos responden a unas premisas que prevén para 2035 una población mundial de 8.600 millones (7.000 millones en 2012) y una demanda mundial de energía primaria de 17.150 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep), frente a las 12.700 tep en 2010.

Respecto de la evolución del precio del crudo, se prevé que este alcance los 120 US\$/barril en 2035 (US\$ de 2010), equivalente a un precio nominal en el 2035 de unos 212 US\$/barril. Respecto del carbón térmico, la previsión es que en el 2035 el coste de la tonelada se sitúe en los 112 US\$.

En ese contexto resulta previsible un giro de los consumidores hacia el gas natural frente a otras alternativas, así como un apoyo de los gobiernos al desarrollo de fuentes de energía nacionales y, en su caso, del gas natural no convencional.

El siguiente cuadro, procedente del informe comentado, presenta la evolución prevista de la demanda mundial de energía primaria por tipo de recurso entre el 2010 y el 2035.

	Demand (Mtoe)			Share		
	2010	2020	2035	2010	2020	2035
Coal	3 519	4 109	4 141	28%	28%	24%
Oil	4 094	4 381	4 548	32%	29%	27%
Gas	2 700	3 291	4 228	21%	22%	25%
Nuclear	719	927	1 181	6%	6%	7%
Hydro	295	376	472	2%	3%	3%
Biomass	1 262	1 496	1 896	10%	10%	11%
Other renewables	110	287	676	1%	2%	4%

Tabla 4.IV. Evolución prevista de la demanda mundial de energía primaria por tipo de recurso entre el 2010 y el 2035. Fuente: Fuente: OECD/IEA 2012



Destacan la disminución porcentual de carbón y petróleo, junto con el aumento significativo del gas natural y las renovables, aun cuando estas últimas, con un valor del 18%, quedan todavía muy lejos de cubrir la demanda total prevista.



## 5. MARCO REGULATORIO DE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL

### 5.1. Introducción

El objeto de este capítulo es realizar un breve repaso por el marco regulatorio que establece las reglas del juego de la actividad de exploración y explotación de gas no convencional en nuestro país. No obstante y como no podía ser de otra manera, este recorrido comienza en los Estados Unidos, país donde este recurso ha alcanzado su máximo desarrollo y que es, de facto, el principal exportador no solo de tecnología sino también como *benchmark* legislativo, tanto en sentido positivo como negativo. Asimismo, resulta relevante una referencia a los puntos fuertes que le han permitido alcanzar este nivel de desarrollo que se convierten en puntos débiles al otro lado del Atlántico.

Aunque no existe ninguna disposición que de forma sectorial específica regule esta actividad a nivel europeo, existe un vasto cuerpo normativo comunitario que sienta las bases normativas de esta actividad, especialmente en el ámbito medioambiental. Tras realizar un análisis de estas normas europeas que, en todo caso, se encuentran incorporadas a nuestro ordenamiento interno, se llega al marco regulatorio en España, objeto central de este apartado y del que se pretende dar un panorama general no exhaustivo de las principales disposiciones de aplicación en nuestro país, teniendo en cuenta además el complejo reparto competencial existente.

### 5.2. Marco regulatorio en Estados Unidos

El marco legal y regulatorio para el desarrollo de recursos no convencionales en los Estados Unidos es una mezcla de leyes, estatutos y reglamentos a nivel federal, estatal, regional y local. La mayoría de estas reglas se aplican al petróleo y gas en general, y se encontraban vigentes antes del desarrollo a gran escala de los recursos no convencionales. Éstos cubren prácticamente todas las fases de un desarrollo de los recursos no convencionales, desde la exploración hasta la restauración del sitio, e incluyen disposiciones para la protección del medio ambiente y el manejo de aire, tierra, agua y residuos.

Frente a los países de tradición latina y típica en países de inspiración napoleónica, en EEUU los recursos minerales pueden ser poseídos en sentido estricto no solo por los Estados o por el Gobierno Federal sino por personas físicas que además pueden no coincidir con el propietario del terreno suprayacente que por otra parte, no puede denegar el acceso al propietario de los recursos minerales. Aunque este esquema puede parecer complejo, no es menos cierto que incorpora un estímulo positivo a nivel local para permitir el desarrollo de la actividad. Así, frente a países demaniales donde los



beneficios se obtienen a nivel macro y, por tanto, la tendencia al efecto “NIMBY”<sup>6</sup> es inevitable, los estadounidenses afectados por la actividad de explotación de gas no convencional reciben una compensación directa significativa más allá de la mera compensación por servidumbre de paso. No obstante, lo realmente importante es el grado en que los propietarios de la superficie pueden restringir en el otorgamiento de permisos para desarrollar un área<sup>7</sup>. En EEUU, la Ley tiende a favorecer al propietario del mineral al tiempo que le reconoce el derecho del propietario del terreno a una compensación. En la UE, hay bastante variabilidad entre estados miembros a este respecto.

Los principales propietarios del terreno a nivel Estatal son la Oficina de Gestión del Suelo (BLM o *Bureau for Land Management*<sup>8</sup>), el Servicio Forestal (USFS o *US Forest Service*<sup>9</sup>) y el Servicio de Parques Nacionales (*USNPS o US National Parks Service*<sup>10</sup>). Este aspecto es especialmente relevante porque tienen capacidad para establecer restricciones sobre las operaciones o requerir de los Estados o incluso vetar la explotación de los recursos. Así, en las regiones terrestres del oeste de los EEUU, hay importantes áreas con prospectividad geológica que, sin embargo, se encuentran fuera del circuito de la industria porque el valor ambiental de dicha superficie se considera de un orden superior al valor de su riqueza mineral.

Como suele ser habitual en países de corte federal, se superponen las jurisdicciones en diversas circunstancias, como ocurre, por ejemplo, cuando los minerales son propiedad del Gobierno Federal: las reglamentaciones del BLM, en materias tales como: la seguridad de las operaciones, el entubado, la cementación y el abandono, pueden no coincidir con las del Estado concreto del que se trate. Lo mismo ocurre en la protección del medioambiente: las normas emitidas por la Agencia de Protección del Medioambiente (EPA o *Environmental Protection Agency*<sup>11</sup>) pueden no coincidir con las que están en vigor en cada Estado. En esos casos, el operador debe cumplir con ambas. En materia de protección de aguas, tanto superficiales como subterráneas, la competencia ha estado tradicionalmente encomendada a los estados individuales cuyas normas son tanto o más estrictas que las de la propia EPA.

En este sentido, cabe destacar el estudio que la EPA está llevando a cabo sobre la fractura hidráulica<sup>12</sup> y su impacto potencial sobre el agua potable. Este estudio incluye un análisis de la literatura publicada hasta la fecha, el análisis de los datos disponibles, la evaluación y modelización de escenarios, estudios de laboratorio y análisis de campo. Se espera la publicación de un avance de este estudio para finales de este año de 2012 si bien el borrador final no estará disponible hasta 2014. No obstante, el papel de esta

---

<sup>6</sup>Not In My BackYard

<sup>7</sup> “Unconventional gas: Potential Energy Market Impacts in the Eu”; Joint Research Center 2012

<sup>8</sup><http://www.blm.gov/wo/st/en.html>

<sup>9</sup><http://www.fs.fed.us/>

<sup>10</sup><http://www.nps.gov/index.htm>

<sup>11</sup><http://www.epa.gov/>

<sup>12</sup>[http://www.epa.gov/hfstudy/HF\\_Study\\_\\_Plan\\_110211\\_FINAL\\_508.pdf](http://www.epa.gov/hfstudy/HF_Study__Plan_110211_FINAL_508.pdf)



agencia no termina en este estudio, sino que es un agente activo con cometidos en materia de supervisión, orientación y creación de normas.

En Estados con producciones significativas, éstos han establecido sus propios entes reguladores y normas que establecen las reglas del juego de las operaciones y la producción de hidrocarburos, bien sean de propiedad pública o privada. Estas normas, en general, se centran en el control de la ubicación de los sondeos con relación a los límites de la propiedad de los recursos minerales, al espaciado de los sondeos, a las tasas máximas de producción, al entubado y cementación de los sondeos y a su abandono. Asimismo, los Estados pueden regular la inyección de fluidos en el subsuelo, bien sea para estimulación, aumento de las tasas de recuperación o para su desecho y mantienen registros públicos sobre los volúmenes efectivamente producidos e inyectados en cada sondeo. En línea con lo indicado anteriormente, la protección medioambiental cae bajo la competencia de la propia EPA y de los reguladores ambientales de cada Estado.

A modo de ejemplo, podemos citar la Comisión del Ferrocarril de Texas (*RRC o Rail road Comission*<sup>13</sup>) que es el regulador por excelencia en el campo energético, incluyendo aspectos tan diversos como el transporte por tubería de hidrocarburos, gas natural, promoción del GLP, minería subterránea de carbón y uranio y sobre todo, la industria del gas y del petróleo; cuya jurisdicción incluye formaciones tan relevantes como la Barnett, Haynesville e Eagle Ford. La normativa de la RRC incluye requerimientos sobre la perforación de sondeos, incluyendo las tuberías de sostenimiento o *casings*, su adecuada cementación, dispositivos de monitorización en superficie que permitan tener conocimiento en superficie de lo que ocurre en fondo y un largo etcétera, cuyas reglas se encuentran en el Código Administrativo de Texas (TAC), capítulo 3 que incluye una amplia batería de más de 100 reglamentos sobre aspectos específicos y concretos de la actividad<sup>14</sup>.

Para terminar, dos aspectos a destacar. En primer lugar, la presión social ha impulsado nuevos requerimientos en materia de dar publicidad a los fluidos de perforación; así desde el 1 de febrero de 2012, los ingredientes químicos y los volúmenes de agua utilizados en la fracturación hidráulica son públicos a través de la iniciativa FracFocus<sup>15</sup>, en colaboración con el Consejo de Protección del Agua Subterránea (GWPC o *Ground Water Protection Council*) y la Comisión interestatal del gas y petróleo (IOGCC o *Interstate Oil and Gas Compact Comission*). La primera es una asociación de agencias estatales de control sobre las aguas subterráneas y la segunda es una comisión nacional cuyos miembros son los gobernadores y reguladores de los estados con producción de gas y petróleo.

Por otra parte, existe un fondo para la restauración de campos de hidrocarburos (*Oil Field CleanupFund*) que se financia con cargo a cánones abonados por la industria, al objeto

---

<sup>13</sup><http://www.rrc.state.tx.us/>

<sup>14</sup>[http://info.sos.state.tx.us/pls/pub/readtac\\$ext.ViewTAC?tac\\_view=4&ti=16&pt=1&ch=3&rl=Y](http://info.sos.state.tx.us/pls/pub/readtac$ext.ViewTAC?tac_view=4&ti=16&pt=1&ch=3&rl=Y)

<sup>15</sup><http://fracfocus.org>



de asegurar el correcto abandono y restauración de un emplazamiento, cuando su operador no lleva a cabo dichas tareas, como por ejemplo, en casos de quiebra o de sondeos antiguos. La priorización de las tareas a realizar se basa en motivos de salud pública, seguridad y protección del medioambiente y a modo orientativo puede indicarse que durante 2011 asumió el abandono de 977 sondeos con un presupuesto superior a los 9,2 M US\$.

### 5.3. Marco regulatorio en la Unión Europea

La referencia normativa más específica a nivel comunitario la encontramos en la Directiva 94/22/CE del Parlamento Europeo y el 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. De su análisis detallado, pronto nos encontramos con que es una disposición de carácter eminentemente económico con el objetivo de garantizar un acceso no discriminatorio a las actividades de investigación y explotación de hidrocarburos, y junto con la Directiva 2004/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 31 de marzo de 2004, sobre la coordinación de los procedimientos de adjudicación de contratos en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales; crean un núcleo normativo para el refuerzo de la integración de mercado interior de la energía, la promoción de una mayor competencia en su seno y el aumento la seguridad del suministro, pero se apartan notablemente del objetivo de este documento.

Asimismo y a falta de una Directiva marco sobre minería, a las Directivas mencionadas en el párrafo anterior debemos sumarle al menos, otras tres que se mencionan a continuación y que completan un cierto cuerpo básico de protección de la salud y del medioambiente minero:

- 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 (segunda directiva específica con arreglo al apartado 1 del artículo 16 de la Directiva 89/391/CEE).
- 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 (undécima Directiva específica con arreglo al apartado 1 del artículo 16 de la Directiva 89/391/CEE).
- 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.



No obstante, resulta más ilustrativo el análisis de cierta legislación medioambiental que, pese a su vocación transversal, establecen disposiciones directamente aplicables al gas no convencional y vienen a cubrir determinadas preocupaciones frecuentemente señaladas por colectivos ciudadanos. La lista inferior pretende agrupar las más destacadas en torno a cuatro ejes fundamentales, a saber, protección del medio natural, legislación sobre aguas, legislación sobre químicos y legislación sobre seguridad industrial, ofreciéndose al lector un breve análisis de aquellas que resultan especialmente relevantes.

### 5.3.1. Legislación sobre protección del medio natural

Cabe comenzar con una breve referencia a la Directiva 85/337/CEE del Consejo, de 27 de junio de 1985, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente, comúnmente denominada Directiva EIA que supedita la autorización de determinados proyectos con una influencia física en el medio ambiente, a una evaluación que deberá llevar a cabo la autoridad nacional competente con el objeto de determinar los efectos directos e indirectos de los proyectos en los siguientes elementos: el ser humano, la fauna, la flora, el suelo, el aire, el clima, el paisaje, los bienes materiales y el patrimonio cultura, así como la interacción entre estos elementos

La Directiva 2001/42/CE, 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 objeto completar la Directiva EIA, en lo que se refiere a planes y programas públicos.

Obviamente no podría completarse este apartado sin mencionar la 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 la flora silvestres, denominada “*Directiva Hábitats*”. Esta directiva crea una red ecológica de zonas especiales de conservación, denominada “*Natura 2000*” que consta de zonas especiales de conservación designadas por los Estados miembros con arreglo a la presente Directiva. Asimismo, incluye zonas especiales de protección establecidas en virtud de la Directiva «Aves» 2009/147/CE (zonas ZEPA) y una lista de lugares de interés comunitario (zonas LIC). En las zonas especiales de conservación, los Estados miembros adoptan todas las medidas necesarias para garantizar la conservación de los hábitats y evitar su deterioro y las alteraciones significativas que afecten a las especies.

Por último, puede citarse la Directiva 2002/49/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de junio de 2002, sobre evaluación y gestión del ruido ambiental que tiene por objeto combatir el ruido que percibe la población en zonas urbanizadas, en parques públicos u otras zonas tranquilas en una aglomeración, en zonas tranquilas en campo



abierto, en las proximidades de centros escolares y en los alrededores de hospitales, y en otros edificios y lugares vulnerables al ruido.

### **5.3.2. Legislación en materia de aguas**

Sin duda, debe comenzarse este apartado con una referencia a la Directiva 2000/60/CE por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas. Mediante este acto, la Unión Europea establece un marco comunitario para la protección y la gestión del agua. En una primera etapa, los Estados miembros deben identificar y analizar las aguas europeas, por cuencas y demarcaciones hidrográficas elaborando a estos efectos un análisis de las características de cada demarcación hidrográfica, un estudio de la incidencia de la actividad humana sobre las aguas, un análisis económico del uso de las aguas, un registro de las zonas que necesiten una protección especial y un registro de todas las masas de agua que se utilicen para la captación de agua destinada al consumo humano y que proporcionen un promedio de más de 10 m<sup>3</sup> diarios, o que abastezcan a más de cincuenta personas.

A continuación, deben adoptar planes de gestión y programas de medidas adaptados a cada masa de agua para prevenir el deterioro, mejorar y restaurar el estado de las masas de agua superficiales, lograr que estén en buen estado químico y ecológico a más tardar a finales de 2015, y reducir la contaminación debida a los vertidos y emisiones de sustancias peligrosas, proteger, mejorar y restaurar la situación de las aguas subterráneas, prevenir su contaminación y deterioro y garantizar un equilibrio entre su captación y su renovación y preservar las zonas protegidas.

Asimismo, merece una especial mención la 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. Su objetivo es prevenir y luchar contra la contaminación de las aguas subterráneas estableciendo a estos efectos criterios para evaluar el estado químico de las aguas, criterios para determinar tendencias al aumento significativas y sostenidas de concentraciones de contaminantes en las aguas subterráneas y definir puntos de partida de inversión de dichas tendencias todo ello con el objeto de prevenir y limitar los vertidos indirectos de contaminantes en las aguas subterráneas como resultado de su filtración a través del suelo o del subsuelo.

### **5.3.3. Legislación en materia de químicos**

El repaso de la legislación europea en materia de productos químicos, de especial relevancia debido a la frecuente polémica sobre la naturaleza de los aditivos empleados en los fluidos de fracturación y la confidencialidad de las empresas al respecto, debe comenzar por el Reglamento (CE) nº 1907/2006 relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos. Este reglamento



conocido como “REACH”, que sustituyó a más de 40 directivas y reglamentos, creó un sistema integrado de registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos, obligando a las empresas que fabrican e importan sustancias y preparados químicos a evaluar los riesgos derivados de su utilización y a adoptar las medidas necesarias para gestionar cualquier riesgo identificado.

El registro constituye el elemento fundamental del sistema REACH. Así, las sustancias químicas fabricadas o importadas en cantidades de una tonelada anual o superiores deben registrarse obligatoriamente en una base de datos central gestionada por la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos de modo que no podrá fabricarse ni comercializarse en Europa ninguna sustancia que no esté registrada. Asimismo, será accesible la información no confidencial sobre las sustancias químicas, por ejemplo, con el fin de que las personas expuestas a las mismas puedan tomar decisiones acerca de la aceptabilidad de los riesgos relacionados con ellas. Algunas informaciones estarán disponibles gratuitamente en el sitio Web de la Agencia; otras, previa petición expresa.

Por último, las sustancias con propiedades extremadamente preocupantes pueden estar supeditadas a su autorización para usos particulares. Se pretende garantizar el control de los riesgos vinculados a estas sustancias y que las mismas sean paulatinamente sustituidas por otras sustancias o tecnologías adecuadas cuando sea económica o técnicamente viable.

Íntima conexión con la disposición anterior guarda la Directiva 98/8/CE relativa a la comercialización de biocidas. Esta directiva, que establece un marco normativo para la comercialización de los biocidas a fin de garantizar un nivel elevado de protección para los seres humanos y el medio ambiente, y secundariamente el funcionamiento correcto del mercado común, presenta como ejes fundamentales: la autorización y comercialización de biocidas en los Estados miembros, el reconocimiento mutuo de autorizaciones dentro de la Comunidad y la elaboración de una lista de alcance comunitario de sustancias activas que pueden utilizarse en los biocidas. En líneas generales, aquéllos sólo autorizarán un biocida si resulta que el biocida en cuestión es suficientemente efectivo, no tiene efectos inaceptables en los organismos objetivo, no tiene efectos inaceptables en la salud humana, ni en la animal, ni para las aguas superficiales o subterráneas y por supuesto, no tiene efectos inaceptables en el medio ambiente.

#### **5.3.4. Normativa sobre seguridad industrial y responsabilidad ambiental**

La Directiva 96/82/CE relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas, también conocida como Seveso II, tiene por objetivo el identificar las zonas industriales con riesgos, obligando al industrial a adoptar todas las medidas necesarias para la prevención de accidentes graves y la limitación de sus consecuencias para las personas y el medio ambiente; y a demostrar,



en cualquier momento, a la autoridad competente que ha tomado todas las medidas necesarias previstas por la directiva.

Asimismo, deberán elaborar un plan de emergencia interno y facilitar a las autoridades competentes los elementos necesarios para la elaboración de un plan externo. Estos planes de emergencia se reexaminarán, probarán y, en caso necesario, revisarán y actualizarán cada tres años como mínimo

Por su parte, la 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 medioambientales, representa el primer texto legislativo comunitario con el principio de «quien contamina, paga» como uno de sus objetivos principales, estableciendo un marco común de responsabilidad con el fin de prevenir y reparar los daños causados a los animales, las plantas, los hábitats naturales y los recursos hídricos, así como los daños que afectan a los suelos. El régimen de responsabilidad se aplica, por una parte, a algunas actividades profesionales enumeradas expresamente y, por otra parte, a las demás actividades profesionales cuando el operador cometa una falta o incurra en negligencia.

La reparación de los daños medioambientales toma distintas formas según el tipo de daño:

- para los daños que afectan a los suelos, la directiva exige que los suelos en cuestión estén descontaminados hasta que ya no haya ningún riesgo grave de incidencia negativa en la salud humana;
- para los daños que afectan a las aguas o a las especies y hábitats naturales protegidos, la directiva contempla la restitución del medio ambiente a su estado anterior al daño. A este efecto, los recursos naturales y los servicios dañados deben ser restituidos o sustituidos por elementos naturales idénticos, similares o equivalentes, sean en el lugar del incidente, sea en un lugar alternativo, de ser necesario.

Cuando se produzca un daño, la autoridad competente podrá:

- obligar al operador interesado a adoptar las medidas de reparación necesarias (determinadas basándose en las normas y principios que figuran en el anexo II de la directiva); o
- adoptar ella misma dichas medidas y recuperará más tarde los gastos consiguientes. Cuando se hayan producido varios casos de daños ambientales, la autoridad competente podrá fijar las prioridades de reparación de los daños.

Por último, cabría mencionar aquí la Directiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de enero de 2008, relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación, si bien se remite al lector a consultar el apartado correspondiente a la



legislación nacional en materia de protección del medio ambiente para evitar reiteraciones.

#### **5.4. Marco regulatorio en España**

Este apartado se dedica al estudio de las distintas normativas españolas que afectan de manera significativa a la exploración y explotación de gas no convencional, haciendo constar que gran parte de lo indicado en el apartado anterior, correspondiente a la normativa europea, resulta de aplicación nuevamente ahora, por cuanto la normativa comunitaria resulta aplicable a nuestro ordenamiento interno, bien mediante transposición bien de manera directa en el caso de los reglamentos, como es el caso de REACH.

El primer epígrafe se realiza un repaso sobre la normativa sectorial que regula la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos así como las singularidades que derivan de su consideración como bien de dominio público, contrariamente a lo que ocurre en los EEUU donde los hidrocarburos pueden ser poseídos individualmente. Asimismo, se explican someramente las figuras existentes para esta actividad, los requisitos para su titularidad, el reparto de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas, y la interrelación con la normativa sobre evaluación de impacto ambiental. El siguiente apartado está destinado a repasar algunas de las principales normativas nacionales, distintas de la EIA, en el ámbito de la calidad y protección ambiental.

Se finaliza este apartado con un análisis sobre el encaje de la Administración Local en las actividades de *upstream* de hidrocarburos.

##### **5.4.1. Régimen regulatorio sectorial**

Es obligado comenzar con una referencia a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH en adelante), por ser la normativa que establece la regulación vertical del sector, es decir, desde el *upstream* exploración y producción (E&P) de hidrocarburos hasta el *dowstream* refino y distribución, huelga decir además que dicha LSH cumple con los requisitos de la Directiva 94/22/CE del Parlamento Europeo y el Consejo, de 30 de mayo de 1994, vista anteriormente.

La LSH dedica su Título II a la exploración, la investigación y la explotación de hidrocarburos, estableciendo en primer lugar el carácter demanial de los hidrocarburos y de los almacenamientos subterráneos de gas, en desarrollo del artículo 132.2 de la Constitución Española de 1978. Este carácter demanial por estar afectados a la riqueza nacional, como el caso de las minas, implica que dichos recursos son inalienables (no se pueden vender), inembargables (no pueden ser embargados) e imprescriptibles (no



puede obtenerse su propiedad mediante usucapión). En consecuencia, su investigación y explotación, por cuanto implica una utilización privativa exclusiva, requiere el previo otorgamiento de un permiso de investigación (PIH) o una concesión de explotación (CE) de hidrocarburos<sup>16</sup>.

Los permisos de investigación facultan a su titular para investigar, en exclusiva, en la superficie otorgada la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos de gas, en las condiciones establecidas en la normativa aplicable y en el plan de investigación previamente aprobado. Asimismo, confiere al titular el derecho, en exclusiva, a obtener concesiones de explotación derivadas, en cualquier momento del plazo de vigencia del permiso, sobre la misma área, previo cumplimiento de las condiciones exigibles. Por su parte, las concesiones de explotación facultan a su titular para realizar el aprovechamiento de los recursos descubiertos, bien por extracción de los hidrocarburos, bien por la utilización de las estructuras para su almacenamiento subterráneo, así como proseguir los trabajos de investigación en el área otorgada.

Puesto que las figuras mencionadas no autorizan automáticamente la ejecución de ningún trabajo de campo, obtenemos como consecuencia que la autorización de los trabajos en el sector de E&P se haga en un procedimiento de “*doble vuelta*”, es decir, en una primera fase se otorgaría el título demanial que procediese, de acuerdo con los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, reconociendo al promotor exclusividad para el aprovechamiento del demanio y por otra, una autorización específica de cada trabajo concreto como puede ser el caso de una campaña sísmica o un sondeo.

Asimismo, resulta oportuno señalar que las autorizaciones, permisos y concesiones otorgadas al amparo de la legislación sectorial anteriormente indicada lo serán sin perjuicio de aquéllas otras autorizaciones que los trabajos, construcciones e instalaciones necesarias para el desarrollo objeto de las mismas pudieran requerir por razones fiscales, de ordenación del territorio y urbanismo, de protección del medio ambiente, de protección de los recursos marinos vivos, exigencia de la correspondiente legislación sectorial o seguridad para personas y bienes. Consecuentemente, resulta particularmente interesante el repaso del resto de la legislación aplicable.

Por otra parte, la tendencia actual a la configuración del Estado como regulador y no como ejecutor de determinadas actividades, nos lleva a continuación al principio de riesgo y ventura lo cual implica que la iniciativa de la actividad corresponde al sector privado, toda vez que la LSH vino a suprimir la reserva en favor del Estado de la Ley 21/1974, de 27 de junio, sin perjuicio de que si el Estado lo considera oportuno, pueda promover la investigación de un área concreta a través de la convocatoria de los correspondientes concursos. Las empresas que quieran acceder a la actividad deberán acreditar su capacidad legal, técnica y financiera para llevar a cabo dicha actividad.

---

<sup>16</sup>A los efectos de la explotación de gas no convencional, podemos obviar la figura de la autorización de exploración que, no obstante, podría considerarse como un uso común especial de un bien demanial.



El reparto competencial entre administración central y autonómica también encuentra su respuesta en la LSH que establece que las Comunidades Autónomas son las competentes para el otorgamiento de PIH exclusivamente en su ámbito territorial, mientras que la Administración General del Estado es responsable de los PIH que abarquen superficies de dos o más CCAA o que se ubiquen, bien total bien parcialmente en medio marino así como del otorgamiento de CE en todos los casos.

Por último, señalar que en tanto no se apruebe el reglamento de la LSH, el Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley de Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974 continúa siendo de aplicación en lo que no se oponga al ordenamiento posterior y, por tanto, constituye el desarrollo reglamentario de determinados aspectos de detalle de la LSH.

#### **5.4.2. Normativa ambiental**

El Texto Refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero (TRLEIAP en adelante), viene a refundir las normativas anteriores de transposición de las Directivas de EIA y suponen el marco básico de la protección ambiental de los proyectos relacionados con la explotación de *shale gas*. Es relevante indicar que esta norma tiene carácter de legislación básica por lo que las CCAA tienen capacidad para desarrollar sus propios procedimientos de EIA pero en el marco del TRLEIAP.

El TRLEIAP establece dos grupos de proyectos, a saber, los contemplados en el Anexo I que son aquellos sometidos directamente a Evaluación de Impacto Ambiental y los proyectos del Anexo II para los cuales el órgano ambiental debe determinar si se someten al mismo procedimiento de los proyectos del Anexo I o si bien se realiza una evaluación abreviada. Para el caso que estamos analizando, los proyectos de extracción de petróleo y gas natural con fines comerciales cuando su producción extraída sea superior a 500 toneladas por día en caso de petróleo y de 500.000 metros cúbicos por día en caso de gas y por concesión, se encuentran en el Anexo I, así como todos los proyectos del Anexo II cuando sea exigida la EIA por normativa autonómica. Por su parte, las perforaciones petrolíferas y aquellos proyectos que no estando incluidos ni en el Anexo I ni II cuando así lo requiera la normativa autonómica, se encuentran dentro del Anexo II.

En cuanto al marco competencial, debe indicarse que el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) es el órgano ambiental de los proyectos cuya autorización sustantiva corresponda a la Administración General del Estado (ver apartado anterior). En el caso de proyectos competencia de las administraciones autonómicas (ej. PIH exclusivamente en su ámbito territorial) será competente el órgano ambiental que determine dicha Administración de acuerdo con su procedimiento específico, en desarrollo de la TRLEIAP.



En líneas generales, los promotores de proyectos del Anexo I deben presentar un documento inicial en el que se indica la definición, características y ubicación del proyecto; las principales alternativas consideradas y el análisis de los impactos asociados a cada una de ellas; y un diagnóstico territorial y del medio ambiente afectado. Este documento es analizado por el órgano ambiental, previa consulta a otras administraciones y personas interesadas en el mismo. Este análisis es la base para la determinación del alcance y nivel de detalle del estudio de impacto ambiental que deben presentar los promotores y que en todo caso contendrá los siguientes datos:

- Descripción general del proyecto y exigencias previsibles en el tiempo, en relación con la utilización del suelo y de otros recursos naturales. Estimación de los tipos y cantidades de residuos vertidos y emisiones de materia o energía resultantes.
- Una exposición de las principales alternativas estudiadas y una justificación de las principales razones de la solución adoptada, teniendo en cuenta los efectos ambientales.
- Evaluación de los efectos previsibles directos o indirectos del proyecto sobre la población, la flora, la fauna, el suelo, el aire, el agua, los factores climáticos, el paisaje y los bienes materiales, incluido el patrimonio histórico artístico y el arqueológico. Asimismo, se atenderá a la interacción entre todos estos factores.
- Medidas previstas para reducir, eliminar o compensar los efectos ambientales significativos.
- Programa de vigilancia ambiental.
- Resumen del estudio y conclusiones en términos fácilmente comprensibles. En su caso, informe sobre las dificultades informativas o técnicas encontradas en la elaboración del mismo.

El estudio de impacto ambiental anteriormente descrito es sometido a un procedimiento de información pública por un periodo de un mes. Con todos los informes y alegaciones recibidos, el órgano ambiental formula la Declaración de Impacto Ambiental que es una resolución preceptiva y vinculante a la autorización sustantiva que se mencionó en el apartado anterior al hablar del procedimiento de doble vuelta.

El procedimiento de evaluación para los proyectos del Anexo II comienza con la presentación de un documento ambiental con un contenido similar al documento inicial si bien ya se incluye una batería de medidas preventivas y paliativas así como un programa de vigilancia ambiental. Sobre este documento ambiental, el órgano ambiental decide si el impacto del proyecto justifica su tramitación como proyecto del Anexo I o si bien, las medidas contempladas por el promotor son suficientes para la adecuada protección del medio ambiente, situación que implica la finalización del procedimiento.



Otra normativa relevante es la referente a actividades IPPC<sup>17</sup>, es decir, aquellas que se encuentran en el ámbito de aplicación de la Ley 16/2002 de prevención y control integrados de la contaminación, deben obtener la correspondiente Autorización Ambiental Integrada (AAI) otorgada por el órgano competente de la Comunidad Autónoma que además no están exentas de solicitar y obtener la preceptiva licencia municipal de actividad. La AAI aglutina diversas autorizaciones que las empresas tenían que solicitar por separado como la autorización de producción y gestión de residuos; autorización de vertidos a las aguas continentales; autorización de vertidos desde tierra al mar y; otras exigencias contenidas en la legislación sectorial aplicables a distintos sectores industriales y fijará las condiciones ambientales que se exigirán para la explotación de las instalaciones y se especificarán los valores límite de emisión de sustancias contaminantes, que se basarán en las mejores técnicas disponibles, todo ello teniendo en consideración las características técnicas de la instalación, su implantación geográfica y las condiciones locales del medio ambiente.

El Texto Refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio (TRLA, en adelante), que además de establecer el carácter de bien demanial de las aguas continentales, superficiales y subterráneas establecen las normas de funcionamiento de los organismos de cuenca que son las entidades encargadas de la elaboración de los planes hidrológicos de las cuencas intercomunitarias e intracomunitarias como autoridad especializada, descentralizada y participada para la planificación y gestión del agua. A los efectos que nos interesan asumen funciones de otorgamiento de autorizaciones y concesiones referentes al dominio público hidráulico, salvo las relativas a las obras y actuaciones de interés general del Estado y la inspección y vigilancia del cumplimiento de las condiciones de las concesiones y autorizaciones relativas al dominio público hidráulico.

Por último, tampoco podemos olvidarnos de mencionar el 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. Mediante este real decreto, que tiene como principales objetivos prevenir o limitar la contaminación de las aguas subterráneas y establecer los criterios y los procedimientos para evaluar su estado químico, se incorpora al ordenamiento interno la Directiva 2006/118/CE, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro. Asimismo, se incorporan los apartados 2.3, 2.4 y 2.5 del anexo V de la Directiva 2000/60/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario en el ámbito de la política de aguas. Además de las disposiciones relativas al estado químico de las aguas subterráneas, este real decreto establece las medidas para determinar e invertir las tendencias significativas y sostenidas al aumento

---

<sup>17</sup>Directiva europea: *Integrated Pollution Prevention and Control*



de las concentraciones de contaminantes y para prevenir o limitar las entradas de contaminantes en las aguas subterráneas.

Así, este real decreto tiene por objeto establecer criterios y medidas específicos para prevenir y controlar la contaminación de las aguas subterráneas, entre los que se incluyen los siguientes:

- a) Criterios y procedimiento para evaluar el estado químico de las aguas subterráneas.
- b) Criterios para determinar toda tendencia significativa y sostenida al aumento de las concentraciones de los contaminantes, grupos de contaminantes o indicadores de contaminación detectados en masas de agua subterránea y para definir los puntos de partida de las inversiones de tendencia.
- c) Medidas destinadas a prevenir o limitar la entrada de contaminantes en las aguas subterráneas y evitar el deterioro del estado de todas las masas de agua subterránea

#### **5.4.3. Seguridad y calidad Industrial**

No podríamos ofrecer un panorama completo del marco normativo que afecta a la explotación de gas no convencional sin hacer una breve referencia a la seguridad y calidad industrial. El objetivo de la Seguridad Industrial es la prevención y limitación de riesgos, así como la protección contra accidentes y siniestros capaces de producir daños o perjuicios a las personas, los bienes o al medio ambiente, derivados de la actividad industrial o de la utilización, funcionamiento y mantenimiento de las instalaciones o equipos y de la producción, uso o consumo, almacenamiento o desecho de los productos industriales. Por su parte, el cuerpo normativo de la Calidad Industrial lo componen normas de aplicación voluntaria que recogen especificaciones técnicas basadas en los resultados de la experiencia y el desarrollo tecnológico. Son el fruto del consenso entre todas las partes involucradas en la actividad, y deben ser aprobadas por un Organismo de Normalización reconocido.

La legislación básica a este respecto es la recogida en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, modificada parcialmente por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y en el Real Decreto 2200/1995, donde se aprueba el Reglamento de la Infraestructura de la Calidad y la Seguridad Industrial por el que han de regirse los agentes, públicos o privados, que constituyen esa infraestructura. Este último ha sido modificado desde su entrada en vigor por el Real Decreto 411/1997, de 21 de marzo, el Real Decreto 338/2010, de 19 de marzo, y por el Real Decreto 1715/2010, de 17 de diciembre, por el que se designa a la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) como organismo nacional de acreditación.



Estos textos se complementan con una serie de normas sobre productos (reglamento de equipos a presión, reglamento de seguridad en las máquinas...) y sobre instalaciones (almacenamiento de productos químicos, instalaciones de protección contra incendios...) que sin ser específicas para el *shale gas*, son de aplicación en la medida en que los elementos contemplados se utilicen en la explotación de gas no convencional.

Constituyen la infraestructura común para la calidad y la seguridad industrial las entidades y organismos que se encuadren en las siguientes categorías:

- **Organismos de normalización**, con el cometido de desarrollar las actividades relacionadas con la elaboración de normas. El Real Decreto 2200/1995 reconoce y designa a AENOR al efecto.
- **Entidades de acreditación**, con los cometidos de realizar el reconocimiento formal de la competencia técnica de una entidad para certificar, inspeccionar o auditar la calidad, o un laboratorio de ensayo o de calibración y de verificar en el ámbito estatal el cumplimiento de las condiciones y requisitos técnicos exigidos para el funcionamiento de los organismos de control y de los verificadores medioambientales. Este Real Decreto reconoce y designa a ENAC el efecto.

Constituyen la infraestructura acreditable para la calidad las entidades y organismos que se encuadren en las siguientes categorías:

- Entidades de certificación, con el cometido de establecer la conformidad de una determinada empresa, producto, proceso, servicio o persona a los requisitos definidos en normas o especificaciones técnicas.
- Laboratorios de ensayo, con el cometido de llevar a cabo la comprobación de que los productos industriales cumplan con las normas o especificaciones técnicas que les sean de aplicación.
- Entidades auditoras y de inspección, con el cometido de determinar si las actividades y los resultados relativos a la calidad satisfacen a los requisitos previamente establecidos, y si estos requisitos se llevan a cabo efectivamente y son aptos para alcanzar los objetivos.
- Laboratorios de calibración industrial, con el cometido de facilitar la trazabilidad y uniformidad de los resultados de medida.

Constituyen la infraestructura para la seguridad industrial las entidades y organismos que se encuadren en las siguientes categorías:

- Organismos de control, con el cometido de realizar en el ámbito reglamentario, en materia de seguridad industrial, actividades de certificación, ensayo, inspección o auditoría.



- Verificadores medioambientales, con el cometido de examinar las políticas, programas, sistemas de gestión, procedimientos de evaluación y de auditoría y declaraciones en materia de medio ambiente industrial, así como de realizar la validación de estas últimas.

#### **5.4.4. El papel de la Administración Local**

Dado el elevado número de municipios y la variedad de sus características socioeconómicas que se traducen en una cierta heterogeneidad normativa, sería imposible abordar el estudio detallado de todas las normas aplicables. No obstante, se hará un breve repaso de las competencias municipales que en lo que a la explotación de gas no convencional se refiere, se centran en la ordenación del territorio y en la protección del medio ambiente que, fundamentalmente, se derivan de dos normas básicas: la Ley 7/1985, de 2 de abril, Reguladora de Bases del Régimen Local y la Ley 14/1986, de 25 de abril, General de Sanidad.

De acuerdo con el artículo 137 de la Constitución Española, el Estado se organiza territorialmente en municipios, provincias y Comunidades Autónomas, que gozan de autonomía para la gestión de sus respectivos intereses. La principal referencia a las competencias normativas de aquéllos la encontramos en la Ley 7/1985, de 2 de abril, Reguladora de Bases del Régimen Local, cuyo artículo 25 viene a relacionar cuáles son las competencias que pueden ejercer los municipios, si bien, en los términos de la legislación del Estado y de las Comunidades Autónomas. De entre todas ellas, podemos destacar las referentes a seguridad en lugares públicos; ordenación del tráfico de vehículos; protección civil, prevención y extinción de incendios; ordenación, gestión, ejecución y disciplina urbanística; protección del medioambiente y protección de la salubridad pública.

Las competencias anteriores, además, están graduadas en función del tamaño de los municipios, por lo que, por ejemplo, solo los municipios con población superior a los 20.000 habitantes-equivalentes están obligados a prestar servicios de protección civil y prevención y extinción de incendios. Por su parte, solo los municipios de más de 50.000 habitantes-equivalentes, tienen que prestar servicios de protección del medio ambiente.

Como ya se ha mencionado, sería imposible en este capítulo abordar el estudio de la normativa de todos los ayuntamientos que, a su vez, se encuentra enmarcada no solo en la Estatal, sino también en la Autonómica como hemos señalado pero si podemos indicar algunos de sus rasgos generales. Así, la legislación municipal suele exigir dos tipos de autorizaciones: la licencia de actividad y la licencia de obra. La primera que suele estar limitada a determinadas actividades clasificadas, como las extractivas, tiene por objetivo controlar el buen uso de las actividades reguladas por las ordenanzas y que se desarrollan en las diferentes ubicaciones, garantizar que éstas cumplan con las normas de aplicación y dar cumplimiento a la responsabilidad y competencia otorgada a la



autoridad municipal, minimizando el impacto ambiental y evitando el perjuicio a terceros. En líneas generales, esta autorización que recibe diversos nombres, viene a sustituir al procedimiento establecido en el Real Decreto 2412/1961, de 30 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas (RAMINP). La documentación a presentar incluye un proyecto técnico, una memoria descriptiva y un estudio de impacto ambiental, en los proyectos sometidos a EIA. Tras la realización de los trámites oportunos, que suele incluir una información pública y la emisión de diversos informes de carácter sanitario y los técnicos necesarios por la naturaleza de la actividad, el Ayuntamiento emite un informe razonado sobre el establecimiento de la mencionada actividad que suele pasar por un trámite de informe preceptivo del órgano ambiental de la Comunidad Autónoma para la imposición de medidas adicionales (calificación ambiental), informe que no obstante puede considerarse emitido en el caso de proyectos sometidos al procedimiento de EIA.

Una vez concedida la licencia de actividad, los ayuntamientos pueden emitir la procedente licencia de obra. Finalizados los trabajos y tras la realización de las inspecciones in situ por técnicos municipales que verifican que la instalación se ajusta al proyecto aprobado y a las medidas correctoras impuestas, el municipio procede a la emisión de la licencia de apertura con la que puede empezar la explotación.

Tampoco pueden obviarse las competencias que el artículo 42 de la Ley 14/1986, de 25 de abril, General de Sanidad, encomienda a los ayuntamientos, entre otras, el control sanitario del medio ambiente como contaminación atmosférica, abastecimiento de aguas, saneamiento de aguas residuales, residuos urbanos e industriales; y control sanitario de industrias, actividades y servicios, transportes, ruidos y vibraciones.

No procede terminar este apartado sin mencionar al menos, dos ordenanzas habituales en los ayuntamientos: las referentes a ruidos y vibraciones y sobre todo, las referentes a la ordenación del territorio. Si empezamos por las primeras, las ordenanzas en materia de ruidos, aprobadas al amparo de lo establecido en la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, establecen unos límites a estos en función de las características que los definen como su ámbito espacial (interior o ambiental), su variación temporal (impacto o continuo), su carácter diurno/nocturno todo ello en relación con la zonificación del municipio entre zonas de sensibilidad baja al ruido, como las industriales, zonas de sensibilidad media y zonas de sensibilidad alta. Suelen completarse estas ordenanzas con un régimen de inspecciones e infracciones para garantizar el respeto de sus prescripciones.

Respecto de la ordenación del territorio, competencia municipal por excelencia, cabe decir que implica la formación del planeamiento (planes generales de ordenación urbana, normas complementarias, planes especiales, planes parciales), la gestión urbanística y finalmente la disciplina urbanística. Es decir, los términos municipales tienen capacidad para determinar que usos pueden llevarse a cabo en cada área del su término y además, tienen capacidad de control por medio del ejercicio de las facultades de concesión, suspensión y anulación de licencias y las correspondientes inspecciones, aunque siempre en el marco de la legislación autonómica. Así, dichos planes urbanísticos,



delimitan el término municipal entre suelo urbanizable programado o consolidado, suelo urbanizable no programado o no consolidado y suelo no urbanizable delimitando las áreas de especial protección. En este sentido, cabe señalar aquí que la LSH establece que las restricciones previstas en los instrumentos de ordenación o planificación del territorio que afecten a las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos no podrán tener carácter genérico y deberán estar motivadas.

No obstante, este panorama puede sufrir cambios toda vez que se contempla la aprobación para el segundo semestre de 2012 de la Ley de Racionalización y Sostenibilidad de la Administración Local. Este Anteproyecto de Ley cambia la legislación básica municipal con el objetivo de que las Entidades Locales se adapten a la Ley Orgánica de Estabilidad Presupuestaria y Sostenibilidad Financiera y evitar que gasten más de lo que ingresan. Para ello, se actualizan las competencias municipales, atribuyendo con precisión las que deben ser desarrolladas por los municipios, diferenciándolas con claridad de las estatales o autonómicas. Aunque la reforma competencial se centrará en las competencias impropias, como educación o sanidad, no puede descartarse que su tramitación parlamentaria incluya modificaciones adicionales.

## 5.5. Conclusiones relativas al marco regulatorio

Aunque la perforación horizontal y la fracturación hidráulica son técnicas utilizadas en la industria petrolera desde tiempo atrás, su aplicación al gas no convencional puede considerarse como un desarrollo reciente y, en el caso Europeo, se percibe como una tecnología pionera que deberá demostrar en los años venideros su viabilidad técnico-económica. Como suele ser habitual, la tecnología va por delante de los desarrollos administrativos que deberán evolucionar para adaptarse a los cambios que, sin duda, se producirán en el E&P europeo.

No obstante, tampoco sería adecuado afirmar que no existe un marco regulatorio para el gas no convencional. Más bien al contrario, existe un vasto cuerpo dispositivo que resulta de aplicación a esta tecnología, si bien con carácter horizontal. Este es el caso, por ejemplo, de la normativa en materia de aguas, de evaluación de impacto ambiental o de seguridad industrial.

Teniendo en cuenta la fase preliminar en que se encuentran las prospecciones en nuestro país, podría afirmarse que la legislación actual puede ser suficiente en el corto plazo. No obstante, si nos trasladamos a un horizonte temporal más amplio con vistas a una hipotética explotación comercial, será necesaria una revisión de la normativa nacional para afrontar diversos retos regulatorios:

- Agilización en la tramitación administrativa de los permisos y licencias necesarios, pasando de un esquema actual basado en la evaluación caso por caso a otro que se adapte mejor a la explotación de gas no convencional, donde se requiere la



perforación de gran número de sondeos de manera sistemática y repetitiva y donde, además, existe cierta flexibilidad en la elección de emplazamientos.

- En línea con lo anterior, se deberá reforzar el papel de las comprobaciones ex post frente al papel de la autorización administrativa previa que no obstante, es una herramienta muy útil para garantizar la seguridad de las personas y del medio ambiente.
- Se deberán desarrollar normativas específicas para regular aquellos aspectos que por su especificidad no estén cubiertos por otras normativas horizontales. Un análisis a nivel comunitario puede ser el más adecuado para conseguir el objetivo de “*legislar mejor*” y alcanzar así el intercambio de mejores prácticas en las políticas de planificación; la eliminación del exceso de cargas administrativas en la expedición de permisos; la facilitación de las actividades de exploración; la promoción del desarrollo sostenible en la ampliación de los yacimientos de extracción, y la protección de los yacimientos minerales.
- Se deberían explorar fórmulas para reforzar el incentivo local de estas actividades, no solo a través de la propia responsabilidad social de las compañías sino mediante esquemas impositivos que aseguren la adecuación de los retornos económicos al ámbito de generación de los impactos.

Por otra parte, los importantes beneficios que la explotación de gas no convencional ha supuesto en EEUU en términos de empleo y actividad económica, justifican por si mismo la necesidad de permitir a esta industria su desarrollo en Europa. No obstante, dicho desarrollo deberá realizarse sin menoscabo de los intereses de los ciudadanos que viven en los lugares potencialmente afectados por lo que el desarrollo, implementación y verificación del cumplimiento de un marco normativo estricto es particularmente relevante.

En ese sentido, hace falta conseguir que los técnicos encargados de la supervisión y control de la actividad sean profesionales formados y con experiencia en la materia, capaces de tomar decisiones con criterio, al objeto evitar que la administración sea percibida por la industria como un elemento retardador de los proyectos, dando lugar al, más que frecuente, incumplimiento de los plazos que la propia legislación marca.



## 6. IMPACTOS AMBIENTALES PROVOCADOS POR LA EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL Y SU MITIGACIÓN

### 6.1. Introducción

Una de las mayores controversias asociadas a la explotación del gas no convencional radica en el empleo de la fracturación hidráulica, también conocido como “*fracking*”. Considerada por algunos sectores como perjudicial, si bien ya viene siendo utilizada de manera sistemática y controlada desde hace varias décadas en la industria extractiva de los hidrocarburos, y sobre todo desde hace dos quinquenios, de un modo muy extendido en los Estados Unidos para la extracción del gas no convencional.

De hecho, esta tecnología fue empleada ya a finales del siglo XIX por los primeros productores de petróleo y en la segunda mitad del siglo XX incluso se utilizó como técnica de remediación de suelos contaminados por hidrocarburos. Aun así, por el hecho de tratarse de una tecnología que interactúa con el medio ambiente, requiere, como cualquier otra, de la adopción de medidas preventivas que permitan mitigar, o incluso evitar, los riesgos a ella asociada.

En cualquier actividad humana, y particularmente en la actividad industrial, ya sea extractiva (petróleo, gas, minerales) o transformadora (química, alimentaria, etc.) los riesgos en la salud, la seguridad y el medio ambiente deben ser gestionados de manera eficiente a través de operaciones basadas en las buenas prácticas, la implementación de sistemas regulatorios, y la investigación en la optimización y la mejora de los procesos llevados a cabo. En definitiva, se trata de conocer cuáles son los hipotéticos riesgos y definir las líneas de actuación para minimizarlos, mitigarlos e, incluso, evitarlos.

Cualquier actividad nueva viene acompañada de la lógica prevención y recelo, tanto por falta de información como por la incertidumbre asociada a lo que no es conocido. Sin embargo, es entonces cuando pueden resolverse los retos planteados y alcanzar objetivos más ambiciosos. Así ha sido la historia de la humanidad: preguntarse y responder, encontrar soluciones y avanzar.

Sirva de ejemplo ilustrativo para esta reflexión, una revisión de los últimos treinta años en lo referente a las tecnologías aplicadas en la explotación del gas de pizarra. En los años ochenta del pasado siglo XX se perforaban pozos verticales y la fracturación se llevaba a cabo con inyecciones masivas de fluidos gelatinosos a bajo caudal. Fue a partir de 2002 cuando se generalizan los pozos horizontales, con varias etapas de fracturación hidráulica, y actuaciones más “*quirúrgicas*” focalizadas en las zonas de interés.



La necesidad de mejorar los procesos permitió que los sondeos horizontales siempre que fuera necesario, acabaran frecuentemente sustituyendo a los verticales y este cambio supuso una serie de notables ventajas en términos de costes ambientales, debido a:

- La necesidad ocupar menos superficie de terreno



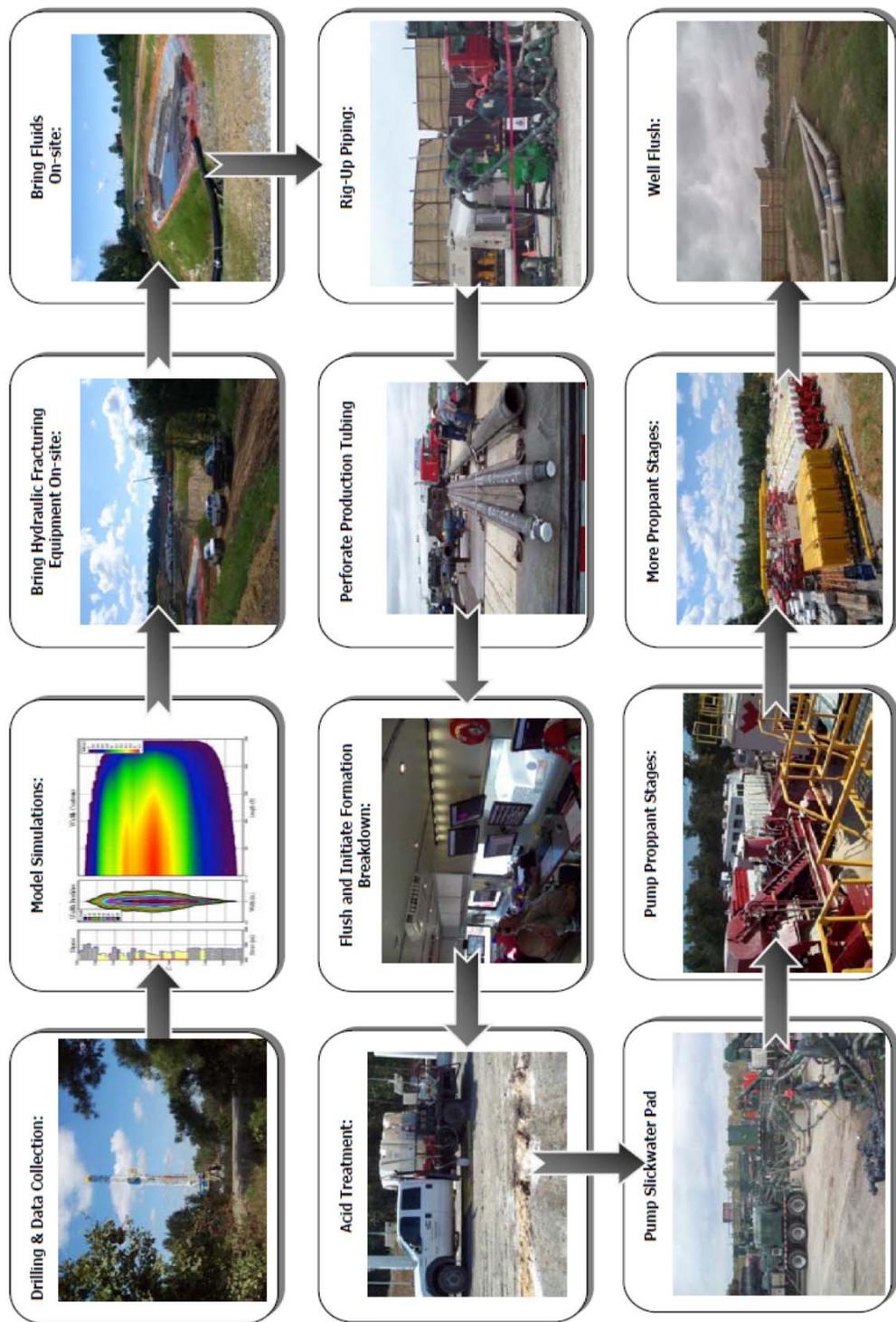


Figura 6.1. Diagramas de flujo del proceso de fracturación hidráulica. Fuente: Arthur y Coughlin (2008)

- Una mejor adecuación a la ubicación del yacimiento
- Un menor tráfico, polvo y emisiones
- Una menor penetración en las localidades urbanas y en agrícolas
- Una mejora de la monitorización de la explotación

Y una sustancial mejora en el control y captación de las emisiones de metano

Además, por ejemplo, en Estados Unidos, si hasta hace unos años se fracturaba con agua dulce, ahora este consumo se ha reducido hasta un 97% al emplear agua salobre y agua de retorno procedente de las fracturaciones previas. El siguiente reto será mejorar su almacenamiento. Una vez más, de un problema surge una solución y así sucesivamente.

En este sentido, se ha decidido organizar este capítulo con dos objetivos principales.

- a) El primero consiste en enumerar las principales preocupaciones, en relación con el medio ambiente, que se plantean por algunos colectivos respecto a la explotación del gas no convencional.
- b) El segundo objetivo es describir el estado actual de la ciencia y de la tecnología respecto de dichas cuestiones y describir las principales medidas de mitigación y control, a aplicar en distintas fases del proceso de extracción del gas.

Al objeto de situar en los potenciales riesgos en su contexto debemos obligatoriamente referirnos a la experiencia observada en EEUU con casi 40.000 pozos perforados para gas no convencional, que ha servido para identificar los riesgos, tanto por su frecuencia como por su impacto, y comprobar que la tecnología actual permite mitigar e incluso evitar los riesgos asociados mediante la aplicación de las mejores prácticas, el desarrollo de normativa específica cuando sea necesario y la investigación, optimización y mejora de los procesos utilizados.



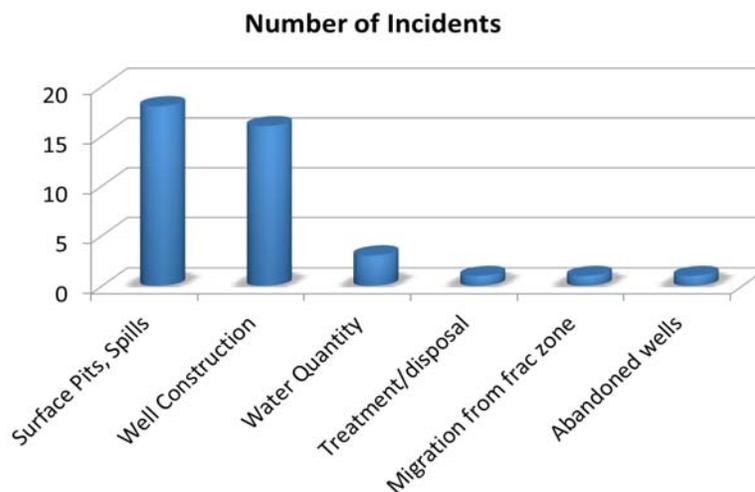


Figura 6.2. Análisis de 40 incidentes medioambientales denunciados a la EPA en explotaciones de gas no convencional en 10 diferentes estado de EEUU: 28 en formaciones de pizarras, 8 en tight sands y 4 en coal bed methane. Fuente: Puls 2012

En EEUU de cuarenta incidentes reportados e investigados por la EPA en un periodo de cinco años hasta principios de 2012 y en explotaciones de gas no convencional, se observó que la mayoría de los incidentes estaban relacionados con: vertidos en superficie y la migración de metano, derivada de una deficiente construcción y estanqueidad de los pozos.

Los incidentes relacionados con: el exceso del volumen de agua utilizada, el tratamiento aplicado al fluido de retorno, la migración incontrolada desde la zona fracturada o los pozos abandonados, eran mucho menos frecuentes como se indica en la figura 6.2 adjunta.

Una conclusión inmediata al análisis de la figura 6.2 es la gran importancia que tiene el mantenimiento de las instalaciones de superficie y la integridad del pozo. Utilizando una expresión propia de otras actividades industriales, los “puntos de debilidad del sistema” serían los las instalaciones de superficie y los pozos, si bien esto no significa que tengan que estar asociados a accidentes sino que deben ser objeto de atención, revisión, control y mantenimiento preferente, de igual modo que en una casa en la que hay niños han de prevenirse accidentes colocando protectores en los enchufes eléctricos. Por tal razón, la estructura de cada uno de los pozos productores está diseñada para impedir los escapes de gas y prevenir el riesgo de la contaminación de los acuíferos suprayacentes.



## 6.2. La integridad de los pozos

La exigencia de la integridad de un pozo es cuestión fundamental para evitar hipotéticos problemas de contaminación de acuíferos. Con el fin de garantizar la estanquidad de los pozos, se disponen de una serie de barreras mecánicas al objeto de impedir que los acuíferos de agua potable puedan ser afectados por el gas o por los fluidos utilizados en la fracturación. Consisten en varios *casings* o tuberías de acero concéntricas de alta resistencia, de modo que están cementados los espacios anulares existentes entre las tuberías, y entre el terreno y las tuberías, del modo que se indica en la figura adjunta.

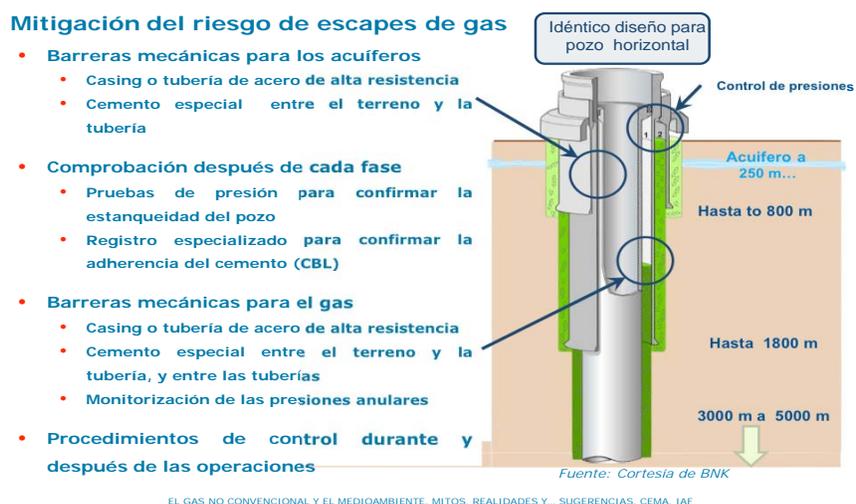


Figura 6.3. Diseño de un pozo productor de gas no convencional. Cortesía de BNK

Hay que destacar que la fracturación hidráulica normalmente se realiza a una profundidad mucho mayor a los acuíferos de abastecimiento y que en cualquier caso un operador debe de conocer las buenas prácticas para asegurar la integridad y estanquidad del pozo en lo que se refiere a la calidad de su revestimiento y cementación, su capacidad para resistir la alta presión del líquido inyectado y la sismicidad del área.

En el supuesto de que un pozo tuviera algún problema estructural o de diseño, cabría señalar dos posibles teóricos riesgos:

a) **Blowout**, esto es, un escape incontrolado de fluidos por el pozo hacia la superficie

b) **Fugatipo anular**. Una pobre y deficiente cementación permitiría en principio, a los fluidos contaminantes (metano y fluido de fracturación) desplazarse verticalmente a

través del pozo, bien entre los *casings* o entre el *casing* y la pared del pozo, permitiendo a su vez que esos fluidos se muevan horizontalmente hacia las formaciones atravesadas y migrar a los acuíferos. Distinguiremos entre:

- **b1)** Contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación y
- **b2)** Contaminación de acuíferos por metano

### **Medidas de mitigación y control**

- a) Los **blowouts** son muy infrecuentes durante la explotación de gas de pizarra. Deberían conjugarse una serie de circunstancias que difícilmente se producen simultáneamente, como es que la perforación encuentre una formación con sobrepresión y alta permeabilidad.

Es cierto que algunas pizarras pueden estar bajo sobrepresión pero su permeabilidad es tan baja que es prácticamente imposible una erupción incontrolada. En Estados Unidos, donde se han perforado decenas de miles de pozos para gas no convencional, hubo un solo incidente de esta naturaleza en un pozo en Wyoming (EEUU).

No obstante, este tipo de riesgo, de probabilidad remota pero de alto impacto, es de los que más puede afectar a la seguridad de los trabajadores. Por tal razón, todos los pozos van equipados con *preventores* de erupciones (BOP) durante la fase de perforación.

- b) Las **fugas de tipo anular** por la caña del pozo, debido a una deficiente cementación y que pueden provocar que el fluido de fracturación o el gas migre hacia los acuíferos superficiales. La contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación han sido detectadas ocasionalmente.

**b1)** En relación con **la contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación**, es preciso afirmar que en EEUU hasta finales de 2011 las diferentes administraciones consultadas implicadas en el control de este tipo de actividad, todas ellas concluyeron que no se habían producido casos de contaminación de aguas subterráneas como resultado de la aplicación de fracturación hidráulica.

En un reciente informe de la Real Academia de Ingeniería del Reino Unido<sup>18</sup> se afirma que es altamente improbable que las fracturas artificiales se extiendan más de un kilómetro en la vertical, de hecho en un estudio realizado sobre varios miles de pozos

---

<sup>18</sup> *Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. June 2012.* The Royal Society and The Royal Academy of Engineering



de EE.UU., África y Europa (Davies et al.), fue de 600 m la máxima longitud observada. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión de superior a los 350 m, y que la mayoría de las fracturas se extendían entre 200 y 300 m.

En ese sentido la probabilidad de que un acuífero superficial sea contaminado por fluidos utilizados en la fracturación hidráulica es muy remota.

La viscosidad del fluido de fracturación, mayor que la del agua y su densidad, también mayor que la del agua, limitan al extremo su movilidad en la vertical, incluso con un pozo deficiente. El gradiente de presión entre la formación y el fondo de pozo provoca la movilidad del fluido inyectado hacia el pozo y no hacia la superficie

Esta situación que, en principio, hacía impensable la posibilidad del flujo de fluidos desde el yacimiento fracturado hacia los acuíferos superficiales, después de casi 40.000 pozos perforados a las *shale gas*, fue desmentida por la EPA19 a raíz de un incidente cercano a Pavillon, Wyoming, ocurrido en noviembre de 2011, en donde la contaminación del acuífero es bastante evidente.

Debe mencionarse que todo apunta a que las elementales medidas de prudencia no fueron respetadas en la ejecución de los trabajos, al tener el horizonte a fracturar una profundidad de 372 m y el acuífero contaminado estar a 244 m, con una distancia entre ellos de poco más de 100 m. Lo cual confirma la necesidad de una normativa específica al respecto.

**b2) Sin embargo la contaminación de acuíferos por metano** no ha sido infrecuente (Osborn 2011) y aunque el gas metano en si no es venenoso, debe instalarse en los pozos un sistema de control que indique su presencia.

---

<sup>19</sup><http://www.epa.gov/region8/superfund/wy/pavillion/> Octubre 2012





del gas especialmente en lo relativo al número de *casings* y a que éstos estén bien cementados.

Según se desprende de un estudio realizado en Canadá (Watson y Bachu, 2009), un alto porcentaje de las fugas en pozos se relacionaría con *casings* insuficientemente cementados o con un número menor al aconsejable de ellos.

Incluso, desde la *American Petroleum Institute* y la *American National Standards Institute* se ha sugerido la conveniencia de elaborar guías técnicas para acreditar, en un principio, el buen diseño de los pozos y, a lo largo de la vida del proyecto de extracción de gas de pizarra, controlar el estado de los pozos (Pereira, 2011). Estas guías están siendo elaboradas por personas independientes, ajenas a los operadores y con acreditado conocimiento de la materia. Muchos operadores ya toman de un modo rutinario medidas de seguridad adicionales a las estándar de la industria convencional del petróleo con el fin de incrementar la integridad del pozo.

En el mismo sentido de la prevención es imprescindible, y de un modo previo, realizar un estudio hidrogeológico que debe de indicar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y el estado de las diversas fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar.

Es por ello importante, antes de iniciar la explotación, establecer el estado real del área, como “línea base”, con el fin de medir los verdaderos impactos de la explotación del gas, que los habrá, a las operaciones reales de desarrollo y producción.

### **6.3. El consumo de agua**

Los volúmenes requeridos para la explotación del gas de pizarra o *shale gas* varían en función de las características geológicas del reservorio, de la profundidad alcanzada por los pozos y del número de etapas de fracturación hidráulica. No se puede, por tanto, concretar la cantidad de agua necesaria de una manera generalizada, sino estimar rangos de consumo.

Aunque algunos estudios apuntan que el agua consumida en un área determinada puede triplicarse como consecuencia del inicio de actividades extractivas de gas de pizarra, otros (Moore, 2012) estiman que la cantidad de agua necesaria para realizar la fracturación hidráulica en un único pozo durante una década puede ser equivalente al volumen necesario de agua para mantener un campo de golf de 18 hoyos.

En términos generales y para dar una idea de magnitud, el volumen total de agua utilizada en una etapa de estimulación por fracturación hidráulica, puede encontrarse en una horquilla de 1.000 m<sup>3</sup> a 2.000 m<sup>3</sup> por etapa. Esto hace que para una estimulación media/alta de 10 etapas por pozo, el consumo total se sitúe en un intervalo entre 10.000 m<sup>3</sup> y 20.000 m<sup>3</sup> por pozo.



Debe decirse, en cualquier caso, que es grande el debate acerca de la intensidad del uso de agua en la explotación de gas de pizarra, en comparación con otros combustibles, fundamentalmente por lo novedoso de la aplicación de la tecnología, más que por el consumo absoluto por energía generada. Para 2014 se espera que esté concluido el informe *Estimated Use of Water in the United States* en el que se publicarán datos oficiales, si bien ya se han recopilado algunos inventarios. A este respecto conviene detenerse a reflexionar sobre la diferencia entre “agua consumida” (“*consumption*”) y “agua usada” (“*withdrawal*”). El “agua usada” es el volumen de agua que es extraída de un acuífero o de la superficie, mientras que el “agua consumida” es la fracción de “agua usada” que no se recupera, ya sea porque se evapora o pasa a formar parte del producto final. Así, por ejemplo, la irrigación de campos de labor y la generación de energía eléctrica “usan” volúmenes parecidos de agua. Sin embargo, el “consumo” es de 81 Bgal/día en la irrigación y sólo de 3 Bgal/día en la generación de energía.

Por tanto, es importante abordar el estudio crítico del agua en la tecnología de fracturación hidráulica no confundiendo ambos conceptos (agua consumida y agua usada), ya que pudiera llevar a conclusiones erróneas y falsear los resultados, como así sucede en algunos informes en los que se pretende exagerar el volumen de agua necesaria. En cualquier caso, más allá de la comparativa mostrada en la tabla 6.I, es importante señalar que el agua, al ser un recurso local, debe ser interpretada, en lo concerniente al mayor o menor uso, en cada caso concreto. No tiene el mismo significado un igual uso de agua en una región semidesértica como algunas zonas de sureste peninsular, que en otra con precipitaciones frecuentes como la cuenca cantábrica.

EnergyResources	Range of Gallons of water used per MMBTU of Energy Produced
Deep shale natural gas (*)	0,8-3,3 (***)
Conventional natural gas	1-3
Coal (no slurrytransport)	2-8
Coal (withslurrytransport)	13-32
Nuclear (uranium ready to use in a power plant)	8-14
Deep shale oil (**)	7,96-19,25



Conventional oil	8-20
Synfuel-Coal gasification	11-26
Oil shale petroleum	22-56
Oil sands petroleum	27-68
Synfuel-Fischer Tropsch (from coal)	41-60
Boifuels (irrigated corn ethanol, irrigated soy biodiesel)	>2.500

Tabla 6-I. Usos de agua en función del recurso energético.

(\*) La inclusión del procesamiento añadiría entre 0 y 2 galones por millón de BTU.

(\*\*) La inclusión del refinado añadiría entre 7 y 18 galones por millón de BTU.

(\*\*\*) El transporte de gas natural puede añadir entre 0 y 2 galones por millón de BTU.

Además, debe tenerse presente que aunque la producción del gas es un proceso continuo, la fracturación hidráulica no lo es, el agua es requerida a intervalos, no de manera constante, durante la perforación y al finalizar el pozo en cada una de las etapas de la fracturación.



Figura 6.5. Tanques de almacenamiento de agua. Fuente: ALL Consulting (2008)

### ***Medidas de mitigación y control***

En cualquier caso, cabe adoptar una serie de medidas paliativas que optimicen el consumo de agua necesaria. La primera debe ser la investigación previa de la disponibilidad de agua superficial y subterránea a través de un estudio local que incluya la posibilidad de fuentes alternativas, y dentro del estudio de impacto ambiental.

En segundo lugar minimizar las necesidades de agua dulce, mediante la reutilización del agua de retorno y la realización de fracturaciones hidráulicas menos demandantes en agua dulce, en este sentido la tecnología está avanzando en dos frentes: operaciones de fracturación cada vez más focalizadas con menos agua y la utilización de aguas salobres

Así como en las primeras extracciones de gas de pizarra se utilizaba únicamente agua dulce en las operaciones de fracturación hidráulica, sobre todo debido a que los agentes reductores de la fricción perdían algunas de sus propiedades al mezclarse con agua salada (King, 2010). Sin embargo, las investigaciones llevadas a cabo en fracturaciones hidráulicas *offshore*, donde es predominante el agua de mar, han permitido mejoras en el comportamiento de los aditivos introducidos en el agua.

En la actualidad (Yost, 2011) se está considerando el uso de aguas salinas procedentes de acuíferos profundos en la extracción de gas de pizarra en varios emplazamientos de los Estados Unidos lo que reduce la necesidad de agua susceptible de ser utilizada para el consumo humano.

## **6.4. Tratamiento y control de las aguas de retorno**

A día de hoy, el agua utilizada durante la fracturación hidráulica que no es reutilizable para un consumo diferente de una nueva fracturación y por ello se están promoviendo investigaciones tendentes a buscar otros usos. Aproximadamente entre el 15% y el 85% de los fluidos inyectados durante la fracturación alcanzan de nuevo la superficie en los primeros días, cuando el pozo es despresurizado. Este fluido está mezclado con metano y agua salada que contiene minerales procedentes de la roca madre. El retorno del agua a los niveles superficiales depende de varios factores (diseño de la fracturación, característica del fluido de fracturación empleado, propiedades de la pizarra, etc.). Estas aguas de retorno contienen, por tanto, sales, compuestos orgánicos e inorgánicos naturales y los aditivos químicos usados en la fracturación.

### ***Medidas de mitigación y control***

Como medidas correctoras, este agua de retorno puede ser objeto de los siguientes tratamientos:



- a) Reutilización, con el fin de reducir las necesidades del recurso. La composición del agua de retorno varía con el tiempo, incrementando su salinidad. Antes de ser mezclada con agua dulce para su reutilización, se la somete a un tratamiento con el fin de eliminar los sólidos y otras impurezas.
- b) La inyección en acuíferos profundos. Esta práctica está muy extendida en EE.UU. Obviamente la inyección requiere de los adecuados estudios geológicos y comprobaciones de campo. Frecuentemente son antiguos yacimientos de hidrocarburos ya depletados. En ocasiones se perforan pozos de inyección en formaciones salinas que han demostrado su capacidad para ser utilizadas como almacenes.
- c) A veces el agua es evaporada, quedando un residuo sólido que puede ser radioactivo.
- d) En otras ocasiones el agua después de ser tratada convenientemente y cuando alcanza las especificaciones requeridas, es vertida a un cauce.

Las dos primeras alternativas son las más utilizadas por la industria.



Figura 6.6. Equipos de tratamiento del agua de retorno en Marcellus Shale.  
Fuente: Onsite WaterTreatment (2006).

No obstante, la tecnología está avanzando, actualmente, se está estudiando la opción de utilizar fluidos compuestos por geles y espumas de dióxido de carbono y nitrógeno (King, 2010) así como sustancias gelificantes de GLP que pueden llegar a reducir la incorporación de compuestos no deseables a las aguas de retorno toda vez que no disuelven sales, metales pesados ni materiales naturales radiactivos (NORM).

Por último, cabe mencionar que están desarrollándose programas de investigación para establecer metodologías de gestión eficaz y sostenible del agua utilizada durante la fracturación hidráulica. A la ya mencionada iniciativa del Gobierno de los Estados Unidos (*Estimated Use of Water in the United States-2014*), pueden añadirse los estudios iniciados por el *British Geological Survey* por el *Investor Responsibility Research Center Institute* (*CERES Aqua Gauge: A frame work for 21st Century Water Risk Management*).

## 6.5. La radiactividad en las aguas de retorno

Los análisis de aguas de retorno procedentes de procesos de fracturación hidráulica han mostrado niveles de radiactividad en algunos casos. Debe comentarse a este respecto que se trata de una radiactividad de tipo natural, debida a que las pizarras y el carbón suelen contener más elementos radioactivos que otros tipos de roca. Estos elementos son conocidos por el acrónimo inglés NORM (*Naturally Occurring Radioactive Material*), y suelen encontrarse en la naturaleza en concentraciones muy inferiores a los límites de seguridad exigidos.

Como escribió Rafael Núñez-Lagos, la radiactividad es la capacidad que tienen algunas sustancias para transformar sus partículas inestables en otras estables, emitiendo radiaciones y liberando energía. Como puede comprobarse en la figura siguiente, la mayor parte de la radiactividad es natural. A modo de ejemplo podríamos decir que mientras que una persona está leyendo este texto, se están desintegrando núcleos de  $^{40}\text{K}$ , presentes en la sal común y en el agua de mar. También lo están haciendo núcleos de  $^{14}\text{C}$  que están en el aire y en las moléculas de nuestro organismo. Todos somos de alguna manera radiactivos, cada persona contribuye a la radiactividad natural al ritmo de doscientas sesenta mil millones de desintegraciones por hora. Pero, además, la silla donde está sentado el lector, las paredes de la habitación en que se encuentra, la ropa que viste, todo, en mayor o menor medida, es radiactivo.

El aire que nos sirve para respirar no sólo tiene  $^{14}\text{C}$ ; también tiene  $^{222}\text{Rn}$ , el gas radón, procedente de la serie radiactiva del  $^{238}\text{U}$ , y emisor de partículas  $\alpha$ . Por si todo esto fuera poco, recibimos también radiactividad desde el exterior, la denominada radiación cósmica. En un año el ser humano está expuesto a una radiación natural estimada en 620 milirems, que es lo que se considera como radiación de fondo. Sin embargo, la radiación real recibida por una determinada persona puede ser notablemente superior si se hace unas radiografías, viaja en avión o se realiza un TAC. Casi la mitad de esa radiación de fondo es debida al gas radón. En definitiva, no se trata de afirmar que la radiactividad en sí misma es nociva o peligrosa. Es la dosis la que define un umbral entre lo beneficioso y lo perjudicial.



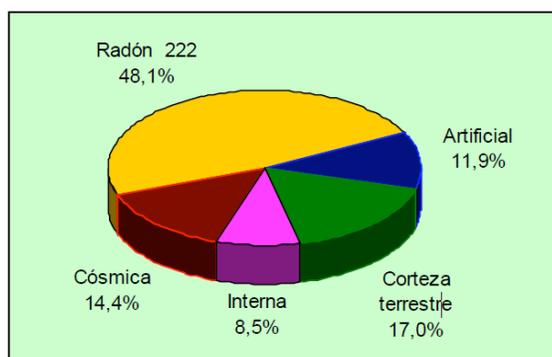


Figura 6.7. Distribución de la procedencia de la radiactividad que recibe de media una persona

En los Estados Unidos, la *Environmental Protection Agency* (EPA) establece que la máxima radiación a que debe estar expuesta cualquier persona, derivada de su actividad normal, no debe alcanzar los 100 milirems al año, a la que habría que sumar la radiación de fondo, siendo 100 milirem igual a 1 miliSievert. El Sievert (Sv) es la unidad empleada en el Sistema Internacional para medir la Dosis Equivalente (valor obtenido al multiplicar la dosis absorbida por un factor de ponderación del daño biológico de los tejidos en función de las distintas radiaciones ionizantes) y la Dosis Efectiva (multiplicación de las dosis equivalentes por los distintos tejidos y órganos por el factor de ponderación de cada uno de ellos y sumando los productos). No obstante, para trabajadores de la *Occupational Safety and Health Administration*, la EPA permite superar el límite en 50 veces.

Hace unos años se detectaron concentraciones anómalas de radiactividad debida al  $^{226}\text{Ra}$  que se incorporaba al agua de retorno de determinados pozos de la Formación Marcellus. Este yacimiento de pizarras se extiende por los estados norteamericanos de Ohio, Pennsylvania, Virginia del Oeste y por el sudeste de Nueva York con una extensión de 246.000 km<sup>2</sup>, equivalente a la superficie del Reino Unido. La presencia de  $^{226}\text{Ra}$  sólo se da en aquellos pozos en los que el fluido de fracturación entra en contacto con el agua de la formación.

Inicialmente la concentración de NORM en el agua de retorno es de pequeña magnitud. Sin embargo, a pesar de que el caudal del agua de retorno de un pozo decrece de un modo sustantivo con el paso del tiempo, la concentración de NORM suele aumentar al incrementarse la proporción de agua de formación. En cualquier caso, se comprobó que los trabajadores que explotaban la formación Marcellus no alcanzaban el límite de los 100 milirems al año.



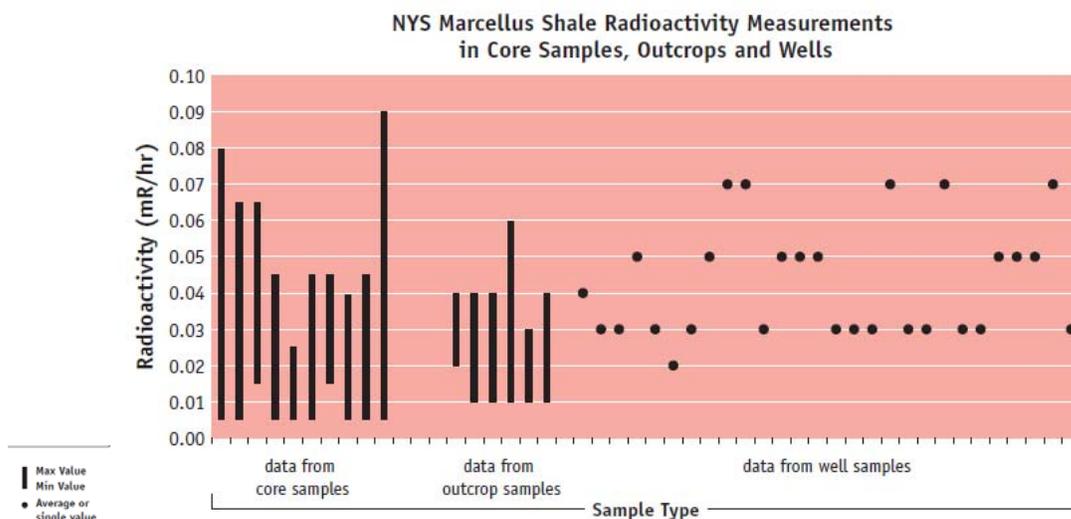


Figura 6.8. Medidas de la radiactividad dentro de Marcellus Shale en mR/hr. El valor máximo registrado es 0,09 mR/hr = 0,09 mrem/hr. El gobierno de los Estados Unidos regula el rango de exposición adicional continua para el público en general a 0,011 mR/hr (100 mrem/año) y para trabajadores relacionados con actividades con radiactividad a 2,5 mR/hr=5000 mrem/año

Debe subrayarse al llegar a este punto que la radiactividad detectada en dichas aguas de retorno no es causada por la fracturación hidráulica. Esta tecnología de extracción no incorpora ningún elemento radiactivo al proceso. La radiactividad es natural, presente en la formación de pizarras, no sólo en aquellas que es explotada comercialmente, sino en toda la que se extiende, por ejemplo, por el estado de Nueva York, donde los valores NORM son elevados sin mediar operación extractiva alguna.

### Medidas de mitigación y control

En cualquier caso, identificado el riesgo se trata de minimizarlo. El tratamiento elegido para las aguas de retorno procedentes de la Formación Marcellus fue la evaporación. El residuo sólido que queda es fundamentalmente cloruro sódico, que lleva incorporado algunas sales de <sup>226</sup>Radio. El destino final de estas sales es para ser esparcidas por el suelo con ocasión de las grandes heladas, con el fin de rebajar el punto de congelación del agua y hacer seguro el tránsito de vehículos y viandantes. Los estudios realizados mostraron que en concentraciones débiles no es perjudicial.

En cualquier caso, los NORM, en concentraciones naturales, no son peligrosos, excepto cuando se concentren (a través de cambios de presión y temperatura dentro del pozo, por reacciones del <sup>226</sup> Ra y <sup>228</sup> Ra con sulfato de bario originándose incrustaciones). Debido a los potenciales riesgos de estos elementos concentrados, se deben descontaminar y limpiar los equipos periódicamente.



## 6.6. La sismicidad inducida

Hay dos tipos de sismicidad asociada con la fracturación hidráulica atendiendo a la magnitud de su intensidad:

- Una de menor intensidad, son *microsisimos* provocados por la propia fracturación de la roca madre, inducidos por la energía liberada por los sucesivos eventos de apertura de la fractura, que son rutinarios y que la geofísica se vale de ellos para determinar la geometría y extensión de la fractura. Siendo su magnitud local  $M_L$  o de Richter de  $-1,5 M_L$  e imposibles de ser apreciados a no ser por los geófonos próximos.
- Y otra, muy rara, pero relevante, inducida por las operaciones de fracturación hidráulica en zonas falladas del subsuelo y sometidas previamente a esfuerzos y que pueden inducir sismos de baja intensidad, pero apreciables en la localidad

Un sismo hasta que no supera la magnitud e a  $3 M_L$ , no es perceptible. En el mundo tienen lugar alrededor de 1.000 sismos al día de magnitud entre 2 y  $2,9 M_L$ .

La energía liberada durante la operación de fracturación hidráulica es considerablemente menor que la energía liberada por el colapso del hueco abierto en la explotación clásica de una capa de carbón.

El reciente informe, ya mencionado, de la Real Sociedad de Ingeniería del Reino Unido indica que en el Reino Unido nunca se han superado el nivel de  $4M_L$  por los efectos derivados de la minería tradicional y fija en  $3 M_L$  el límite superior esperado para la sismicidad inducida por las operaciones de fracturación hidráulica (Green et al 2012) derivado de la experiencia ganada en EE.UU.

Según algunos estudios (Green et al., 2012), el mayor valor puede alcanzar 3 en la Escala Richter, que no siempre se percibe en la superficie, no sólo por su pequeño valor sino por tener lugar a grandes profundidades.

Por otra parte, pudieran producirse fenómenos sísmicos, muy ocasionalmente, inducidos por la fracturación hidráulica en zonas con fallas y de debilidad estructural.

En el año 2011, en las proximidades de la localidad de Blackpool se registró un evento sísmico de magnitud 2,3 en la Escala Richter poco después de que la empresa *Cuadrilla Resources* realizara fracturaciones hidráulicas en un pozo. Semanas después otro episodio sísmico, esta vez de magnitud 1,5 fue medido, coincidiendo también con las labores de exploración.

Por ser la región de Blackpool un área de baja sismicidad natural, la empresa *Cuadrilla Resources* ordenó la apertura de una serie de investigaciones que condujeron a constatar



que la razón de dicha sismicidad estaba originada por la transmisión del fluido de inyección en una cercana falla, que liberó una energía varios órdenes de magnitud mayor que la provocada por la fracturación hidráulica.

Es necesario puntualizar que dicha falla no había sido identificada en las investigaciones previas a la puesta en marcha de la extracción del gas de pizarra.

**Medidas de mitigación y control**

a) Evaluación geológica preliminar

Procediendo a monitorizar el área antes, durante y después de la fracturación hidráulica. En paralelo a estas investigaciones científico-técnicas, es fundamental una política de transparencia respecto de las comunidades cercanas.

b) Toma de medidas correctoras

La empresa *Cuadrilla Resources* antes mencionada, tras los estudios que encargó a diversos centros de investigación, estableció unos valores límites (de Pater y Beisch, 2011), que se resumen en la tabla adjunta.

MAGNITUD (Escala Richter)	DECISIONES
Menor de 0	Operaciones habituales. Sin cambios.
Entre 0 y 1,7	Se continúa monitorizando después de la inyección, al menos durante 2 días, hasta que el número de sismicidad baje a 1 episodio por día.
Mayor de 1,7	Se paraliza la inyección.

Tabla 6.III. Criterios propuestos por la empresa Cuadrilla Resources a raíz de los fenómenos sísmicos detectados en el pozo Preese Hall





Figura 6.9. Equipos de monitorización móviles (“Technical monitoring vehicle”, TMV) son utilizados para supervisar y controlar todas las operaciones relativas a la explotación de gas no convencional. La figura procede de la explotación de la Formación Marcellus Shale.

Fuente: ALL Consulting (2008)

En la misma línea planteada por dicha compañía de exploración, algunos autores (Zoback, 2012) sugieren diversas actuaciones:

- **Evitar la inyección en zonas con fallas activas.** Será necesaria la identificación de las mismas con campañas con métodos geofísicos.
- **Minimizar los cambios de presión en profundidad.**
- **Establecer metodologías flexibles** en función de los datos obtenidos en las campañas de control sísmico.

En cualquier caso, debe afirmarse que la sismicidad inducida por fracturación hidráulica es un riesgo altamente improbable y de escaso impacto, siendo apenas perceptible en superficie y que casos como el expuesto suceden sólo si se carece de la suficiente información geológica previa.

## 6.7. Emisiones incontroladas de metano

Las emisiones incontroladas de metano a la atmósfera es otro de los riesgos potenciales y aunque no supone un problema para la salud pública, el gas metano tiene un potente efecto invernadero, 23 veces superior al del CO<sub>2</sub>, aunque con una vida más corta en la atmósfera.

Debemos de señalar que nos referimos en este capítulo a emisiones incontroladas de metano, y no a los gases (vapor de agua y CO<sub>2</sub>) derivados de los múltiples autoconsumos

de gas (compresión, *boil-off*, calderas,...) que pueden tener lugar en el transporte y procesado del gas.

De un modo similar a la contaminación de acuíferos por los fluidos de fracturación el metano también puede ser un agente contaminante, aunque no venenoso. La fuga de metano teóricamente puede ser:

**a)** En las operaciones en superficie:

1. En los momentos iniciales de la apertura del pozo, posteriores a la fracturación, durante la operación de limpieza de los fluidos de retorno, cuando la mezcla de fluido de fracturación y gas no se suele pasar por el separador de pruebas.
2. Durante el tratamiento del gas en la planta de proceso o en las estaciones de compresión.

**b)** En las operaciones de subsuelo:

1. Debido a la migración a la atmósfera causada, supuestamente, por una fracturación incontrolada, y que permitiera percolar al gas a través de todo el macizo rocoso suprayacente hasta la superficie.
2. Debido a la infiltración de metano en los acuíferos causada por deficiencias en la estanqueidad en el pozo

El venteo de gas metano durante los primeros momentos del periodo de limpieza de un pozo fracturado, dura en el entorno de unos minutos hasta un máximo de unas horas, hasta que se estabiliza el flujo, y ya se puede circular por el separador de pruebas. Esta fracción de tiempo, que se puede estimar como máximo en una o dos horas, y asumiendo que se realizan 10 etapas de fracturación, supone el 4/10.000 del tiempo operativo de un pozo y asumiendo que se re-fracturaría cada 5 años.

En las plantas de tratamiento y en las operaciones de compresión, como es normal, el flujo de gas de todo el proceso, se realiza de un modo controlado.

Y sí es cierto que todos los equipos a presión están equipados con una válvula de seguridad, que está calibrada para que se abra a una presión superior a la normal del proceso y muy inferior a la de seguridad del equipo. El flujo de gas de estas válvulas de seguridad se deriva a la antorcha en donde se quema. Mencionar que no es usual el disparo de una válvula de seguridad. Otra fuente de posible venteo, son los tanques de estabilización de líquidos, y que en condiciones normales, el gas que se desprende se deriva también a la antorcha, en donde también se quema. Consecuentemente en la operación normal de una planta el gas no se ventea gas, se quema.

Otro de los temores derivados de la fracturación hidráulica es la posibilidad de escapes incontrolados de metano a la atmósfera, supuestamente inducidos por la fracturación, y



que permitiría percolar al gas a través de todo el macizo rocoso suprayacente hasta la superficie, contribuyendo en gran escala al efecto invernadero y contrarrestando todas las ventajas medioambientales que tiene el gas como combustible limpio. Mencionar que este efecto entra dentro de algunos mitos medioambientales en los que se pretende envolver la explotación de gas no convencional.

Los motivos que hacen de ese efecto un mito son bastante evidentes:

- a) Las fracturas están diseñadas para afectar solamente a la formación que contiene el gas que ha permanecido estanco, en esa formación, durante millones de años. La fracturación no modifica el macizo suprayacente para facilitarle a una molécula de metano, en la escala de tiempo humano, la migración a superficie. La fracturación induce una mejora de permeabilidad en la formación almacén, de un modo semejante a como la tectónica induce en los yacimientos naturalmente fracturados
- b) Por otra parte, la explotación da lugar a un gradiente de presión desde la formación al pozo, y que hace viajar al gas de un modo controlado, desde la formación hacia el fondo de pozo y de ahí hacia la superficie por la tubería de producción
- c) Así como hay evidencias de la presencia de metano en acuíferos superficiales, y justo en las proximidades de los pozos de extracción. No hay ninguna evidencia de que el metano percole hacia la superficie sin disponer de una vía de escape previa, como puede ser la caña de un pozo defectuoso

En la explotación de un yacimiento no convencional, el control de las fugas de metano es mucho más exhaustivo que, por ejemplo, en la minería tradicional del carbón, en donde el gas ocluido en el carbón se ventea sistemáticamente, mediante un sistema de ventilación forzada en el frente de extracción, para que el grisú no alcance la concentración de mezcla explosiva.

No hay que olvidar que en una explotación de gas no convencional, el gas metano es el producto a comercializar, y cualquier operador pone absolutamente todo el empeño en la eliminación de las fugas, tanto en el subsuelo como en las conducciones y procesos de superficie a que es sometido el gas.

Hay autores que estiman que entre el 3,5% y el 7% del gas producido en un pozo escapa a la atmósfera<sup>20</sup>. Después de haber accedido a esa publicación, nos ofrecen muchas dudas las cifras mencionadas, todo indica que los autores asumen que el gas de limpieza en su totalidad se ventea y que no se quema, a nuestro juicio la realidad puede estar entre uno y dos órdenes de magnitud inferior.

---

<sup>20</sup>Robert W. Howarth, et alt. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Abril 2011



En nuestra misma línea el MIT<sup>21</sup> ha realizado un reciente estudio en el que concluye que las emisiones de metano pueden ser notablemente inferiores a las inicialmente estimadas.

Por último, indicar que la explotación de un yacimiento de gas no convencional en el territorio europeo, y particularmente en España, sería altamente eficiente desde un punto de vista energético y consecuentemente medioambiental, por tener muy próximas los puntos de consumo, evitando los largos transportes, tanto por tubería de miles de kilómetros, como por barco, y que en todo el proceso puede superar ampliamente el 15% de autoconsumo.

En cualquier caso, las mejores prácticas consisten en recuperar y comercializar el todo gas producido, por ello resulta fundamental considerar la imposición de restricciones al venteo o quemado del gas.

## 6.8. Uso del suelo

Finalmente, un foco de preocupación, que no de riesgo, es la utilización de terreno, debido al considerable número de pozos requerido para explotar un yacimiento, en comparación con la explotación de gas convencional.

El impacto relevante es durante la fase de explotación. En la fase exploratoria la superficie (en el entorno a una o dos Ha) se ocuparían de forma temporal, durante la perforación de los pozos exploratorios y las pruebas de producción, no existiendo una diferencia sustantiva con la exploración para recursos no convencionales.

En Estados Unidos, al pertenecer los recursos en exclusiva al dueño del terreno, ha dado lugar, en ocasiones, a un exceso de emplazamientos de pozos considerablemente superior al técnicamente necesario, mostrando una anómala ocupación del suelo lejos del óptimo.

---

<sup>21</sup> O'Sullivan, F. and S. Paltsev. Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. MIT. Noviembre 2012



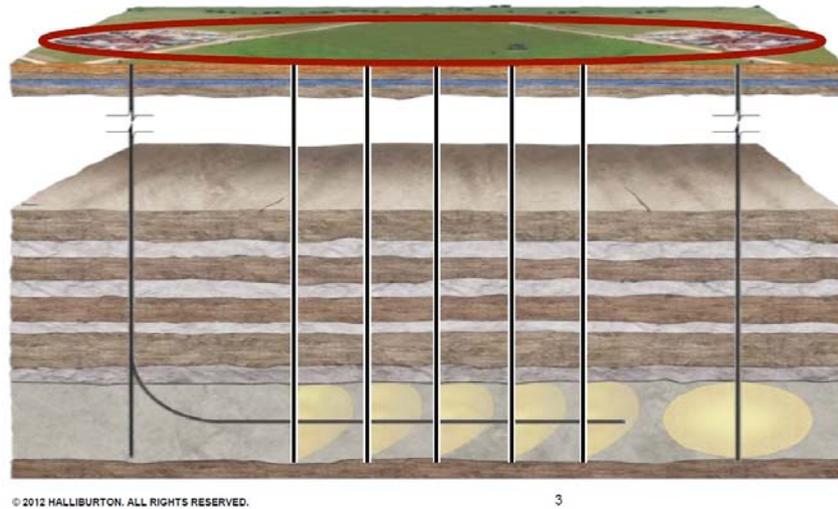


Figura 6.10: Esquema comparativo de área de acción de un pozo horizontal versus un pozo vertical. Cortesía de Halliburton

El desarrollo de la perforación horizontal, con secciones de hasta 2 km, junto con la práctica de desarrollar múltiples pozos desde un único emplazamiento (“paddrilling”) ha supuesto un hito en la reducción del uso de superficie, minimizando tanto el impacto superficial como la afección a la población local, al disminuir la necesidad de nuevas vías de acceso y tráfico rodado adicional.

Traducido a cifras, un emplazamiento de 2,5 hectáreas o menos, puede cubrir un área de explotación de 5 km<sup>2</sup> o más.

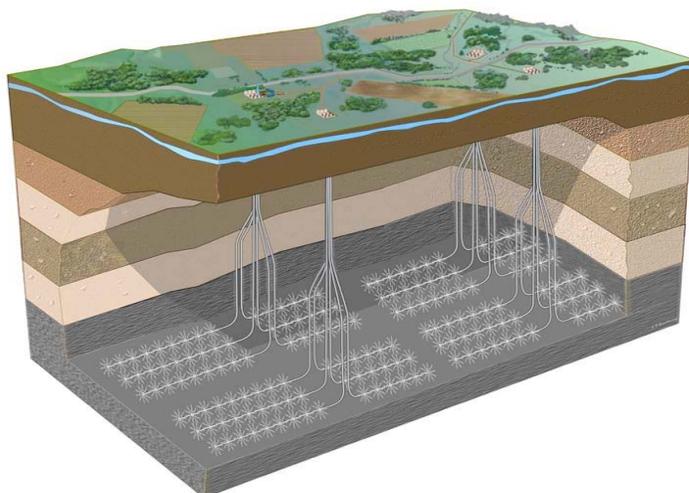


Figura 6.11: Campo de GNC en producción. Paddrilling

En cualquier caso se echa de menos un procedimiento, que sin gravar más a las compañías titulares de los permisos, pero que incentive a las poblaciones afectadas por la futura explotación de recursos no convencionales, en el sentido de que el que soporta la molestia debe de recibir su justa compensación. Sin duda éste es uno de los factores de éxito, como lo ha demostrado el considerable desarrollo de la energía eólica en España

## 6.9. Conclusiones relativas al medioambiente

Del análisis de los principales temas de debate respecto de la incidencia de la explotación de gases no convencionales sobre el medio ambiente, merece destacarse la urgente necesidad de comunicar a la opinión pública, con los datos y experiencias existentes, que no se trata de una actividad más peligrosa que otras que lleva el ser humano como por ejemplo: conducir, vivir en una zona sísmicamente activa o realizar una radiografía.

Esta información debe proceder de órganos independientes (centros de investigación, universidades y otros organismos de prestigio). De esta manera, se conocerá la verdadera realidad del tan controvertido "*fracking*". Sin duda, esta información ha de proceder de investigaciones acerca de todos aquellos temas que son motivo de discusión y que de una forma sucinta se han abordado en las páginas anteriores. Para ello han de adoptarse métodos de trabajos basados en las "*buenas prácticas*". La industria debe asumir un papel proactivo en la investigación del binomio "*medio*

*ambiente vs gas no convencional*”, tal y como está sucediendo en Estados Unidos, donde agencias gubernamentales como la EPA, en asociación con centros de investigación (*Advanced Research Center*, por ejemplo) y universidades (*Texas University*, por citar una) están investigando conjuntamente con empresas para reducir el impacto ambiental de esta tecnología.

Además, tal y como se comentó en un capítulo precedente, se dispone, en lo fundamental, de un amplio marco regulatorio que asegura la protección pública y medioambiental, que podría ser objeto de alguna matización en los detalles. En Estados Unidos, por ejemplo, algunos aspectos de la explotación de los gases no convencionales están regulados por *Clean Water Act*, *Safe Drinking Water Act*, etc.

Es fundamental que las empresas y las administraciones, a la luz de la reglamentación y normativa vigentes, y de aquellas otras que puedan llegar a establecerse, arrojen información suficientemente clara, transparente y objetiva para que los ciudadanos construyan sus propias opiniones al respecto.

Asumiendo que esta actividad, al igual que cualquier otra de tipo industrial, ni más ni menos, tiene una serie de riesgos medioambientales, se trata, primero, de demostrar, como se viene ya llevando a cabo en aquellos países, en los que vienen explotándose gas no convencional desde hace tiempo, la importancia relativa de esos riesgos y las medidas de mitigación disponibles para minimizarlos o evitarlos y mostrando cómo la tecnología actual tiene los medios disponibles para ello.



## 7. BIOMETANO

El biometano es biogás depurado hasta alcanzar una calidad semejante a la del gas natural, por lo que puede utilizarse para las mismas aplicaciones: usos térmicos, generación eléctrica y transporte. La principal ventaja del uso del biogás es su origen biológico reciente, por lo que se trata de una fuente de energía renovable. Es, por tanto, una fuente de energía que contribuye no sólo a disminuir la dependencia energética del exterior, ya que España importa la práctica totalidad de su consumo de gas natural, sino que contribuye a la protección del medio ambiente por su contribución nula al cómputo de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 7.1. Fuentes de generación de biogás y uso actual

El biogás es un gas que resulta de someter a una materia biodegradable a un proceso biológico o termoquímico. Tanto la materia prima como el proceso pueden condicionar la composición del gas resultante. En este documento se contemplan los procesos biológicos, que son los que obtienen como producto un gas con alto contenido en CH<sub>4</sub>. Las principales fuentes de generación de biogás son las siguientes:

- Vertederos: Los residuos eliminados en los vertederos tienen un contenido en materia orgánica en torno al 60%. Este material, a lo largo del tiempo, es degradado por bacterias que actúan en una atmósfera anaerobia, generándose un gas compuesto mayoritariamente por CH<sub>4</sub>, y CO<sub>2</sub>. En la actualidad, los vertederos deben estar sellados para evitar emitir este gas a la atmósfera, ya que el CH<sub>4</sub> es 21 veces más activo que el CO<sub>2</sub> en términos de efecto invernadero. El gas generado es captado a través de pozos situados en el vertedero, y puede ser empleado para fines energéticos, una vez tratado.

Actualmente debe reducirse la cantidad de materia orgánica destinada a vertedero, de acuerdo con las políticas en materia de residuos. Por ello, ésta es una fuente que perderá relevancia en el futuro.

- Digestión anaerobia: Los residuos biodegradables deben ser destinados a un proceso de valorización, de acuerdo con la legislación vigente en materia de residuos y medio ambiente. El proceso más eficiente energéticamente es la digestión anaerobia, que consiste en someter al material a un proceso biológico anaerobio controlado en un reactor, del que se extrae el biogás y el material digerido, empleado como fertilizante. Los materiales susceptibles de ser sometidos a este proceso son, principalmente, fracción orgánica de los residuos urbanos, residuos agroganaderos, lodos de estaciones depuradoras e incluso cultivos energéticos.



En Europa, de acuerdo con los objetivos establecidos de energías renovables y de gestión de residuos, se ha fomentado el uso del biogás, alcanzando en 2010 los valores de energía primaria procedente del biogás que se muestran a continuación



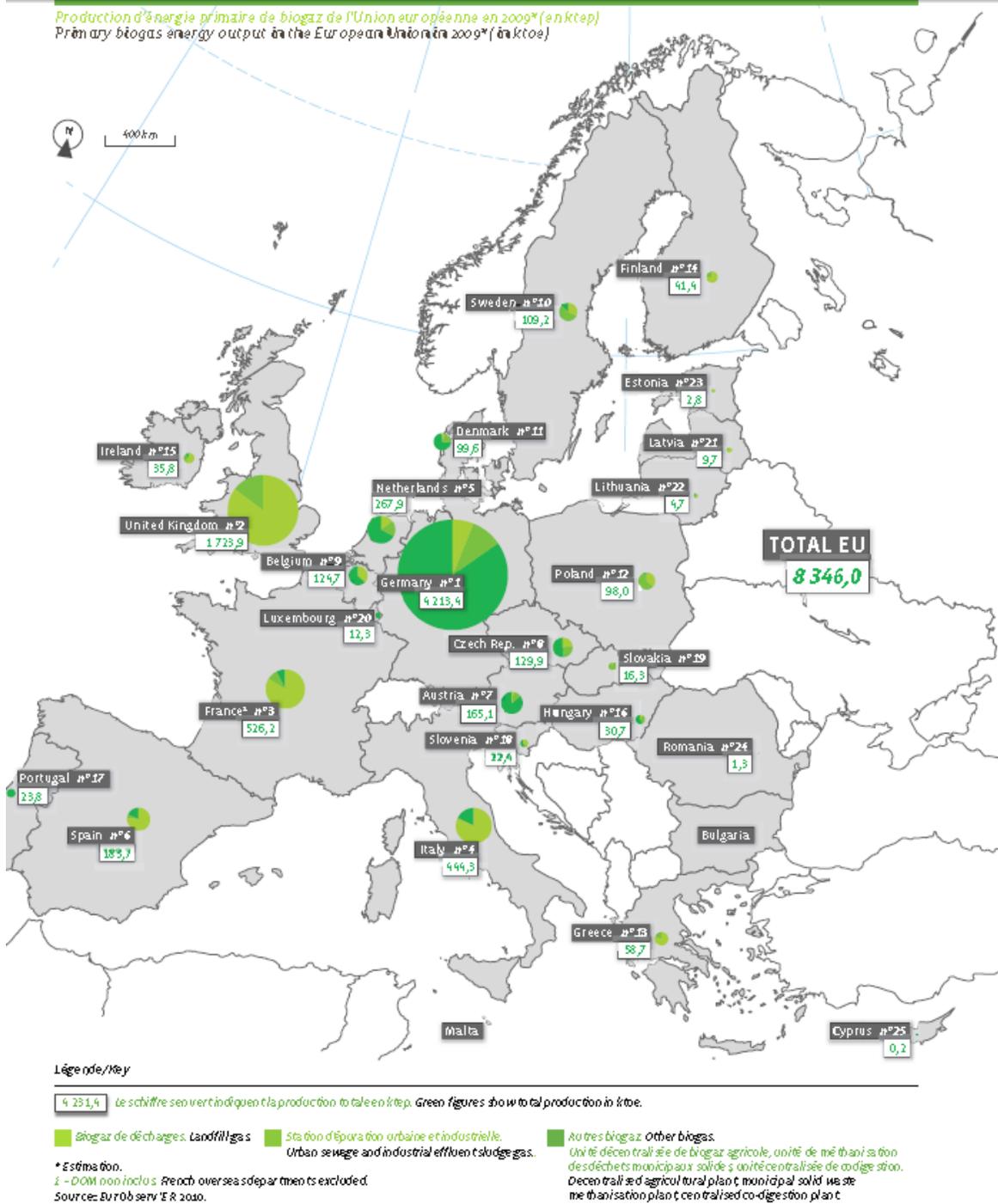


Figura 7.1. Valores de energía primaria procedentes del biogás en el año 2010. Fuente: Euroserv'ERbiogasbarometer 2010



En la mayor parte de los casos este biogás está siendo utilizado para generación eléctrica o cogeneración en motores. Debido a la ubicación de estas instalaciones, en muchos casos lejanas a posibles usuarios de energía térmica, la cogeneración a menudo no es posible, por lo que parte del contenido energético del biogás está siendo desperdiciado. Es por ello que se busca una optimización en la eficiencia, que se puede alcanzar mediante su depuración y uso como gas natural, ya sea mediante su inyección en la red gasista, su uso en vehículos o en redes dedicadas de gas.

## 7.2. Potencial del biogás en Europa y España

De acuerdo con diversos estudios, el potencial alcanzable de biogás en Europa es de 1TWh de energía primaria por cada millón de habitantes. Este biogás, si fuera utilizado por ejemplo como combustible en vehículos, podría alcanzar el 10% del objetivo de energías renovables en el sector del transporte para el año 2020.

Biogas potential in 2020

Origin (according to template for National Renewable Energy Action Plans)	Potential Billion m <sup>3</sup> Biomethane	2020		
		Assumed percentage of use until 2020	Primary energy Billion m <sup>3</sup> Biomethane	Primary energy Mtoe
<b>Agriculture</b>	58,9	62%	36,4	31,3
Agricultural crops directly provided for energy generation (5% of arable land; calculation in annex)	27,2	100%	27,2	23,4
Agricultural by-products / processed residues	31,7	28%	9,2	7,9
• straw	10,0	5%	0,5	0,4
• manure	20,5	35%	7,2	6,0
• rest (landscape management)	1,2	40%	0,5	0,4
<b>Waste</b>	19,0	50%	9,5	8,2
Biodegradable fraction of municipal solid waste including biowaste (biodegradable garden and park waste, food and kitchen waste from households, restaurants, caterers and retail premises, and comparable waste from food processing plants) and landfill gas	10,0	40%	4,0	3,4
Biodegradable fraction of industrial waste (including paper, cardboard, pallets)	3,0	50%	1,5	1,3
Sewage sludge	6,0	66%	4,0	3,4
<b>Total</b>	<b>77,9</b>	<b>59%</b>	<b>45,9</b>	<b>39,5</b>

Figura 7.2. Potencial del biogás en España y Europa. Fuente: A BiogasRoadmap for Europe (AEBIOM)



En cuanto a España, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) llevó a cabo un estudio del potencial del biogás para la elaboración del Plan de Energías Renovables 2011- 2020, en el cual se evalúan distintos tipos de potenciales:

- Potencial total: Derivado de materias primas que técnicamente pueden producir biogás
- Potencial accesible: Derivado de materias primas cuya recogida es gestionable
- Potencial disponible: Es la parte del potencial accesible que no tiene usos alternativos (por ejemplo, alimentación animal)

Los resultados de dicho estudio son los siguientes:

	Potencial total (ktep/año)	Potencial accesible (ktep/año)	Potencial disponible (ktep/año)
Biogás de la fracción orgánica de residuo sólido urbano (FORSU)	778,1	311,2	124,5
Biogás de vertedero (VER)	957,9	208,8	145,6
Biogás de estaciones depuradoras urbanas de aguas residuales (EDAR)	164,4	123,3	N.D.
<b>Subtotal biogás FORSU+VER+EDAR</b>	<b>1.122,3</b>	<b>434,5</b>	<b>270,1</b>
Ganadería	2.925,5	1.361,6	1.130,3
Industrias alimentarias (origen animal)	135,7	135,7	81,4
Industrias alimentarias (origen vegetal)	215,9	215,9	117,1
Industrias alimentarias (todos EDARI)	15,9	15,9	12,7
Distribución alimentaria (DAL)	33,8	27,0	27,0
Hoteles, restaurantes y catering (HRC)	47,4	37,9	37,9
Plantas de biocombustibles	93,3	93,3	18,7
<b>Subtotal biogás agroindustrial</b>	<b>3.467,5</b>	<b>1.887,4</b>	<b>1.425,1</b>
<b>Total biogás</b>	<b>4.589,8</b>	<b>2.321,9</b>	<b>1.695,2</b>

Tabla 7.I. Resumen de resultados potencial total, accesible y disponible (ktep/año) Fuente: IDAE



Este potencial disponible representa el 5% del consumo de gas natural de España en 2010, en términos de energía primaria.

### 7.3. Fomento del uso del biogás

El uso del biogás supone uno de los objetivos establecidos en la UE desde dos aspectos relacionados con la protección del medio ambiente y el autoabastecimiento energético. Por esta razón, se contempla tanto en la legislación relativa a residuos como la relativa al fomento de energías renovables:

- Directiva 2008/98/CE sobre residuos, transpuesta a la legislación española a través de la Ley 22/2011: Se establece una jerarquía de residuos que determina, por orden de prioridad, la gestión a la que deben someterse los mismos. Para dar cumplimiento a esta jerarquía se plantea como objetivo el impulsar la valorización de los residuos biodegradables a través de la digestión o compostaje.
- Directiva 2009/28/CE de energías renovables: Establece un objetivo del 20% de energía renovable y un 10% de energía renovable en el transporte y emplaza a los estados miembros a desarrollar en consecuencia sus propios planes de energías renovables.
- Plan de Energías Renovables 2011-2020: En aplicación de la Directiva de energías renovables, El PER 2011-2020 contempla el biogás como una de las fuentes renovables con un alto potencial. Plantea fundamentalmente un objetivo de potencia eléctrica instalada. En cuanto a los usos térmicos, que deben fomentarse para mejorar la eficiencia, se considera de gran relevancia la inyección de biometano en la red gasista. No obstante, se identifican una serie de barreras que deben ser superadas para que la inyección de biometano pueda desarrollarse en España.

### 7.4. Depuración del biogás

El biogás está compuesto mayoritariamente por CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub>, variando su composición en función del origen del mismo.

Composición del biogás	
CH <sub>4</sub> (%vol)	50-65
CO <sub>2</sub> (%vol)	35-50
H <sub>2</sub> O (%vol)	4-12



H <sub>2</sub> S (mg/m <sup>3</sup> )	50-10000
NH <sub>3</sub> (mg/m <sup>3</sup> )	<100
Cl, F (mg/m <sup>3</sup> )	<0,2
Hidrocarburos (mg/m <sup>3</sup> )	<10
Componentes de Si	trazas

Tabla 7.II. Composición del biogás

Para alcanzar una calidad semejante a la del gas natural, dicho biogás debe ser sometido a un proceso de depuración que elimine, fundamentalmente, el CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y H<sub>2</sub>O. Existen varios procesos en el mercado que pueden conseguir este fin, basados en distintos fundamentos físicoquímicos. La desulfuración se lleva a cabo mediante precipitación, absorción, adsorción o tratamientos biológicos, métodos empleados habitualmente en otros procesos. Igualmente ocurre con el secado, que se lleva a cabo mediante enfriamiento, compresión, adsorción o absorción. Es en la eliminación del CO<sub>2</sub> donde se han desarrollado diversas tecnologías, que se exponen a continuación.

#### 7.4.1. Pressure swing adsorption (PSA)

En este proceso, el CO<sub>2</sub> es separado del biogás mediante su adsorción a alta presión en la superficie de un material adsorbente, normalmente carbón activo o zeolitas. El material adsorbente se regenera mediante varias etapas de despresurización para ser empleado en un nuevo ciclo. Esta tecnología es particularmente sensible a la calidad del biogás de entrada, ya que el H<sub>2</sub>S queda adsorbido en el material adsorbente y el agua puede inutilizarlo, por lo cual requiere una robusta etapa previa de desulfuración y secado. Así mismo, el gas exhausto debe ser tratado (o quemado) para evitar la emisión de metano a la atmósfera, ya que parte del mismo va en dicho flujo.



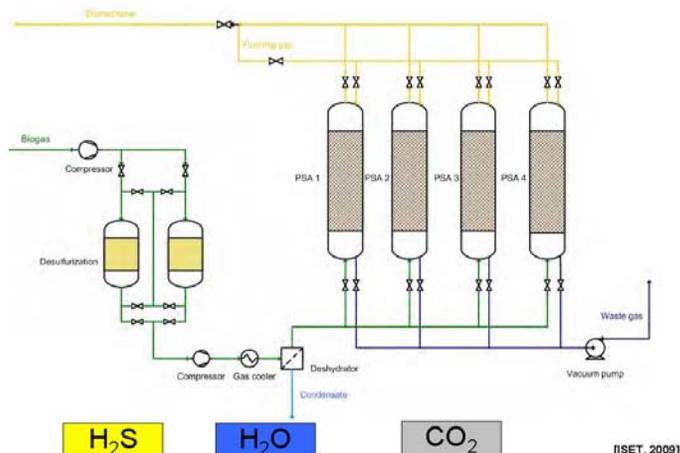


Figura 7.3. Pressure swing adsorption. Fuente: Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, Biogasmax

#### 7.4.2. Presurized water scrubbing (PWS)

El fundamento fisicoquímico en el que se basa este proceso es la absorción del  $\text{CO}_2$  en el agua debida a su diferente solubilidad frente al  $\text{CH}_4$ . El biogás atraviesa un flujo del solvente a contracorriente en una columna con relleno plástico. Debido a la mayor solubilidad del  $\text{CO}_2$  en el agua, ésta se satura del mismo, aumentando por tanto la concentración de  $\text{CH}_4$  en el gas. El grado de depuración del metano depende fundamentalmente de la temperatura y la presión de proceso.

El PWS es la tecnología de depuración de biogás más probada y disponible comercialmente a través de diferentes proveedores.



Figura 7.4. Esquema de funcionamiento del PWS. Fuente: Greenlane



### 7.4.3. Absorción física en fluido orgánico

Basado en el mismo fundamento que la PSW, con la diferencia de que en este caso el fluido absorbente es un compuesto orgánico tal como el polietilén glicol. En este proceso, además del  $\text{CO}_2$ , pueden quedar absorbidos también el  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  y otros compuestos, por lo que es posible que el biogás no requiera depuración adicional.

### 7.4.4. Absorción química

En este proceso se emplean soluciones de aminas para llevar a cabo no sólo una absorción física, sino también reacciones químicas. El proceso es altamente selectivo, por lo que el contenido en  $\text{CO}_2$  en el gas exhausto es mínimo. El proceso requiere una desulfuración previa para evitar reacciones químicas indeseadas.

Este proceso requiere altas temperaturas para la regeneración de la amina.

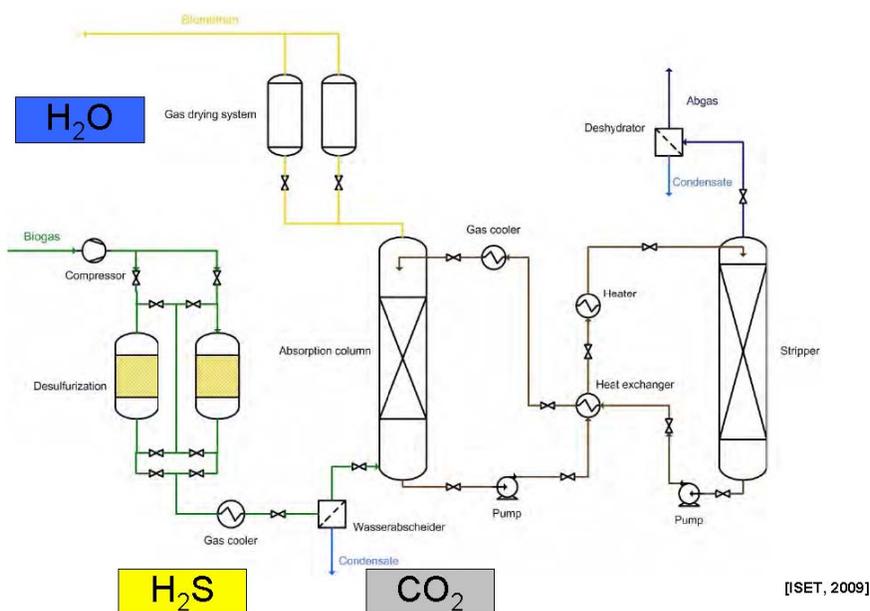


Figura 7.5. Absorción química. Fuente: Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, Biogasmax

### 7.4.5. Membranas

Este proceso se lleva a cabo haciendo pasar el biogás a través de unas membranas selectivas permeables al  $\text{CO}_2$  y otros compuestos, generalmente en dos etapas. El proceso más comúnmente utilizado es la separación a alta presión y en ausencia de humedad. El sistema requiere una eliminación previa de  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{H}_2\text{S}$  con el fin de no dañar las membranas.

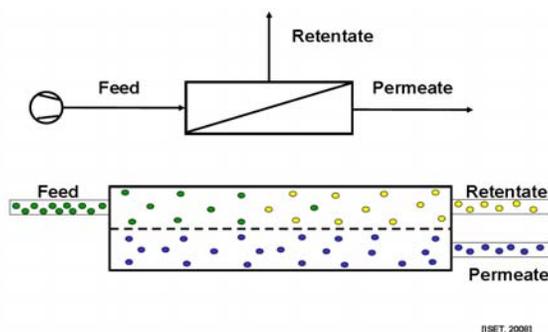


Figura 7.5. Membranas. Fuente: Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems, Biogasmax

### 7.4.6. Tratamiento criogénico

Se trata de un sistema en desarrollo basado en los distintos puntos de ebullición y sublimación de los gases, en varias etapas, cada una de las cuales elimina un componente.

La elección del sistema de depuración en cada caso vendrá dada por diversos factores tales como pérdidas admisibles de  $\text{CH}_4$  en el gas exhausto (o posible aprovechamiento térmico del mismo), disponibilidad de energía térmica, costes de inversión y O&M, consumo de aditivos químicos, presiones de operación y de inyección, etc. A continuación se resumen varios parámetros orientativos relativos a las diferentes tecnologías de depuración. Estos parámetros pueden variar en función del flujo, calidad del biogás bruto, condiciones ambientales (estos son valores en Alemania, cuya temperatura ambiente difiere de la de España), diseño de la planta, condiciones de operación y requisitos de calidad y presión del biometano en el punto de inyección.

Criteria	PSA	Water wash	Polyglycol scrubber	Amine scrubber	Membrane technology	Hybrid Membrane/ Cryogenic
Fine desulphurization of RBG required	Yes	No	Recommended	Yes*	Yes	Yes
Gas quality of product gas [CH <sub>4</sub> content in %]	> 96%	> 97%	> 97%	> 99%	>98 %	>97%
Methane slip [% of RBG]	<3%**	1-2%	1-2%	< 0,1%	0,6-6%**	0,004%
Operation pressure [bar]	4-7	5-10	4-7	0-5	5-11	Membrane: 6-10 Cryogenic: 17
Electricity consumption [kWh/Nm <sup>3</sup> RBG, @product gas 7bar]	0,26	< 0,25	0,24-0,33	<0,15	0,2-0,23	0,35-0,37***
Heat demand (temperature level)	No	No	Yes (55-80 °C)	Yes (110-160 °C****)	No	No
Demand for chemicals	No	No	Yes	Yes	No	No
References in Germany (ca.)	25	28	11	32	1	0

\* dependent on type of amine  
 \*\* strongly dependent on plant set up and mode of operation  
 \*\*\* energy recovery from CO<sub>2</sub> condensation  
 \*\*\*\* dependent on operation pressure  
 RBG - raw biogas

Tabla 7.III. Parámetros principales para distintas tecnologías de depuración de biogás. Fuente: Fraunhofer UMSICHT

## 7.5. Usos del biometano

El biogás extraído de los vertederos y el generado en plantas de digestión anaerobia, tras un secado y desulfuración, se ha empleado fundamentalmente en equipos específicamente diseñados para su uso con el objeto de producir electricidad, calor o ambos (cogeneración). A menudo este uso está limitado exclusivamente a la generación de electricidad, ya que el posible centro consumidor de la energía térmica está alejado de la instalación de generación.

La depuración del biogás hasta una calidad de gas natural amplía enormemente el campo de aplicación y por tanto permite un uso más eficiente. El biometano puede tener las siguientes aplicaciones:

- Inyección en la red de distribución, transporte o redes aisladas
- Combustible para vehículos
- Materia prima para la industria química
- Pilas de combustible.

Actualmente se está avanzando en el uso del biometano mediante su inyección en la red o como combustible para vehículos.



## 7.6. Calidad del biometano para inyección en la red y uso en vehículos

Para posibilitar el uso del biometano en sustitución del gas natural, debe garantizarse que no supone ningún cambio en cuanto a calidad del producto, seguridad y salud pública. Así mismo, para permitir un comercio europeo de biometano, deben armonizarse las características del producto. Esto sucede también con el gas natural, ya que en la actualidad cada país tiene sus especificaciones de calidad propias.

Actualmente se están desarrollando en el CEN una serie de normas técnicas relativas al sector del gas natural, así como de uso del biometano para la inyección en la red y su uso en vehículos. Los comités encargados de desarrollar esta normativa son:

- CEN/TC 234 *Gas infrastructure*: Resultado del mandato M400 de la Comisión Europea, encargado de desarrollar toda la normativa relativa a las infraestructuras del sistema gasista. Su WG11, *Gas quality*, desarrollará lo relativo a la calidad del gas natural. Todos aquellos parámetros comunes del biometano y gas natural serán competencia de este comité.
- CEN/PC 408 Biometano: Resultado del mandato M475 de la Comisión Europea, desarrolla la normativa específica del biometano para su inyección a la red y su uso como combustible en vehículos.

La primera tarea de ambos comités ha sido determinar la situación actual de los diferentes países, encontrándose que existen exigencias muy diferentes en los mismos. En el caso del biometano, incluso no hay exigencias específicas para el mismo en algunos países, por lo que existe un vacío técnico y legal respecto a su uso. El objetivo de ambos comités es determinar unas exigencias comunes que no pongan en riesgo equipos, seguridad y salud pública, generándose así un sistema y mercado europeo armonizados de gas natural y biometano.

## 7.7. Proyectos europeos: Biogasmax y GreenGasGrids

Con el objeto de analizar las posibilidades en el uso del biometano, se han desarrollado varios proyectos europeos financiados por la Comisión Europea. Los más importantes son Biogasmax y *Green Gas Grids*.

### 7.7.1. Biogasmax



Proyecto cofinanciado por la Comisión Europea dentro del 6º Programa Marco cuyos socios provienen de distintos sectores: Universidades, sector industrial, administraciones



públicas (comunidades) e institutos tecnológicos. El proyecto se llevó a cabo entre los años 2006 y 2010 e incluía varias instalaciones de depuración.

Los objetivos fundamentales del proyecto fueron:

- Demostración a gran escala de unidades de producción y depuración de biogás.
- Demostración de la extensión de flotas de vehículos a gas natural en transporte público y privado (autobuses, servicios,...)
- Probar la viabilidad técnica, coste-beneficio y beneficios sociales y medioambientales del biogás
- Difusión del conocimiento

En el proyecto se identificaron barreras que dificultan el desarrollo del biometano

Se puede encontrar toda la información del proyecto en su página web [www.biogasmx.eu](http://www.biogasmx.eu)



#### 7.7.2. GreenGasGrids

Green Gas Grids es un proyecto cofinanciado por el programa *Intelligent Energy for Europe* (IEE) coordinado por la agencia alemana de energía y cuyo objetivo es lanzar el mercado de biometano. Tiene una duración de 3 años y durará hasta el año 2014. El consorcio incluye agencias nacionales de energía, institutos tecnológicos y sector industrial relacionados con el biometano, gas natural y energías renovables.

Los principales objetivos del proyecto son:

- Transferencia de conocimiento de los países avanzados a los países sin desarrollo en biometano.
- Búsqueda de soluciones a las barreras existentes
- Agrupar posibles socios dentro del sector
- Promoción del biometano en países con alto potencial pero baja o nula actividad
- Fomentar el biometano en el marco europeo.

Para conseguir dichos objetivos, el proyecto se centra en los siguientes aspectos fundamentales:

- Estándares técnicos
- Legislación
- Comercio



- Agrupar diversos agentes del sector con capacidad de llevar a cabo el desarrollo del biometano, tanto desde el punto de vista tecnológico como económico y político.

Se puede encontrar toda la información del proyecto en su página web, [www.greengasgrids.eu](http://www.greengasgrids.eu).

## 7.8. Instalaciones de biogás y biometano en Europa

En Europa existen 177 plantas de depuración de biogás, la mayoría de ellas en Alemania, debido a que existe un esquema de incentivos a su uso.

Country	Biomethane plants	Biomethane plants feeding the grid	Biogas plants total	Agricultural	Biowaste (incl. organic MSW)	Sewage	LFG
Austria	10	7	503	300	55	134	14
Croatia	-	-	4	2	-	1	1
France	3	1	283	40	98	74	71
Germany	84	82	8.792	approx. 7000	92	1.700	
Hungary	1	-	58	36	-	14	8
Italy	-	-	667	300	32	135	200
Netherlands	13	13	130				
Poland	-	-	219	17	2	approx. 200	
Slovakia	-	-	24	12	-	12	-
UK	2	2	360		60	100	> 200
Sweden	47	8	229	14	23	135	57
Switzerland	17	15	600		140	460	
TOTAL	177	128	11.869				

Tabla 7.IV. Plantas de biometano en Europa en 2011. Fuente: Fraunhofer UMSICHT

## 7.9. Aspectos económicos y estratégicos del uso del biometano

Los costes de producción del biometano dependen de diversos factores tales como el tipo de sustrato a partir del cual se genera el biogás, tamaño de planta, tecnología utilizada, condiciones del emplazamiento, tipo de red de inyección, etc. Los costes de depuración pueden variar en torno a  $1-2\text{c€/kWh}_{\text{PCS}}$ <sup>22</sup> y los costes totales de biometanización en torno a  $6-8\text{c€/kWh}_{\text{PCS}}$ <sup>23</sup>. Por tanto, el biometano en la actualidad no es competitivo en condiciones de mercado frente al gas natural.

<sup>22</sup>Fuente: Fraunhofer UMSICHT

<sup>23</sup>Fuente: Fraunhofer UMSICHT



No obstante, hay una serie de aspectos que deben considerarse para fomentar el uso del biometano:

- El biometano es una energía 100% renovable, lo cual ayuda a alcanzar los objetivos 20/20/20 establecidos en la Directiva de energías renovables.
- El biometano es una energía autóctona, por lo que reduce la dependencia energética
- El biometano supone una valorización de residuos que en otro caso podrían acabar en vertedero, con lo que esto supone en cuanto a uso del terreno, contaminación y emisión de gases de efecto invernadero.

El precio del gas natural es volátil, depende en gran medida de mercados externos y está aumentando considerablemente en los últimos años. La generación de biometano debe alcanzar un óptimo técnico-económico que permita minimizar los costes de producción.

## **7.10. Marco regulatorio**

El desarrollo del biometano debe sustentarse en un marco regulatorio estable, tanto desde el punto de vista técnico, definiendo condiciones de inyección de acuerdo con el sistema gasista, como económico.

### **7.10.1. Condiciones técnicas de uso del biometano**

Como se ha comentado antes, en Europa existen diferentes especificaciones técnicas y requisitos del sistema gasista. Así mismo, los requisitos específicos para el biometano no están definidos en todos los países, y hay gran variabilidad de unos países a otros.

En España, el sistema gasista viene regulado por las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista, desarrolladas en protocolos de detalle. El PD-01, "Medición, calidad y odorización del gas", recoge los requisitos que deben cumplirse para llevar a cabo una correcta medición, los parámetros que definen la calidad del gas y los límites admisibles por el sistema. Así mismo recoge los parámetros específicos que deben cumplir los gases procedentes de fuentes no convencionales, tales como el biogás, para su inyección en red.

El objetivo de la Comisión Europea es armonizar todos estos requisitos tanto para gas natural como para biometano, mediante desarrollo normativo en los CEN/TC 234 y CEN/PC 408.



### 7.10.2. Marco económico

En la actualidad la generación, depuración y uso del biogás/biometano no es competitivo económicamente con el gas natural. Sin embargo, se reconoce que su uso supone un beneficio desde el punto de vista medioambiental y de independencia energética dado su carácter renovable. Por esta razón, en algunos países de la UE se ha establecido un incentivo económico para su uso que facilitará el desarrollo de este tipo de infraestructuras. Este incentivo puede establecerse en forma de prima directa a la inyección, como en Francia o el Reino Unido, importantes primas al uso de alta eficiencia, como en Alemania, incentivos fiscales o herramientas de mercado, por ejemplo en forma de cuotas de consumo de energía renovable y certificados verdes.

En España ha existido desde hace años un marco retributivo a la energía eléctrica procedente de fuentes renovables, aunque desde enero de 2012 este marco retributivo ha sido suspendido indefinidamente para instalaciones nuevas. En el caso del biogás, existen primas a la generación y a la cogeneración eléctrica. Sin embargo, el uso térmico de fuentes renovables no se ha incentivado y tampoco la inyección de biometano en la red (para uso térmico o comercialización del mismo con una instalación de generación o cogeneración eléctrica). A pesar de que la inyección del biometano figura como un posible aprovechamiento de energías renovables en el PER 2011-2020, la situación económica actual no favorece su incentivación a corto plazo.

### 7.11. Barreras para el desarrollo de un mercado de biometano

Las barreras que existen actualmente para el desarrollo del biometano son técnicas/legales y económicas:

- Barreras técnicas: En la actualidad existen grandes diferencias en cuanto a las exigencias técnicas en la inyección de biogás en diferentes países europeos. En algunos países, algunas de estas exigencias son difícilmente alcanzables. Deben revisarse los requisitos exigidos, siempre garantizando la calidad, seguridad y salud pública
- Barreras legales: En algunos países existe un vacío legal en cuanto a la posibilidad de inyección del biometano. Así mismo, en algunos casos, a pesar de estar permitido, no se facilitan herramientas legales que favorezcan que el sistema gasista admita dicho gas. Deben desarrollarse estas herramientas.
- Barreras económicas: En la actualidad la producción de biometano no es competitiva económicamente con el gas natural. Debe desarrollarse un sistema de incentivos que hagan competitivo su uso frente al del gas natural. Estos incentivos pueden adoptar diversas formas, ya sea como prima a la producción e inyección, ya sean incentivos fiscales, apoyos financieros, en forma de obligaciones de consumo de renovables y certificados, etc.



El establecimiento de estos esquemas de incentivos junto con una armonización de requisitos técnicos y legales favorecerán el desarrollo de un mercado internacional de biometano basado en sistemas de certificación.

### **7.12. Conclusiones relativas al biometano**

- El biometano supone una fuente importante de energía renovable y como tal ayuda a la consecución de los objetivos relativos al cambio climático y autoabastecimiento energético. Además, en muchos casos supone la mejor vía de valorización de residuos, en coherencia con los objetivos medioambientales relativos a la gestión de los mismos.
- En la actualidad existen más de 170 plantas de depuración de biogás con una experiencia de varios años en explotación y que cumplen los requisitos de calidad exigidos en sus respectivos países. Así mismo, están en fase de I+D otras tecnologías.
- El desarrollo de un mercado de biometano depende de la superación de una serie de barreras de carácter fundamentalmente político- económico.



## 8. CONCLUSIONES RELATIVAS AL GAS NO CONVENCIONAL

1. En materia de hidrocarburos convencionales, España es un país semiexplorado. Hecho que surge al comparar con otros países europeos cualquiera de los ratios utilizados en la industria, tales como número de sondeos perforados por km<sup>2</sup> de superficie sedimentaria ó número km de líneas sísmica por km<sup>2</sup> de superficie sedimentaria. En relación con la prospección de recursos no convencionales, el grado de reconocimiento del subsuelo español, es aún menor que para los hidrocarburos convencionales. Prácticamente en relación con los hidrocarburos no convencionales está todo por hacer.
  
2. Un hecho que avala el potencial exploratorio español es el reciente y notable interés de las compañías nacionales y extranjeras en adquirir nuevo dominio minero en nuestro país. En los últimos cinco años, entre el estado y las comunidades autónomas, han sido otorgados más de 70 permisos exploratorios, estando pendientes de otorgar más de 40 solicitudes, que actualmente están en curso de tramitación. Este interés por el subsuelo español, no se había visto desde los años setenta. Más de la mitad de los permisos están orientados a la prospección de recursos no convencionales.
  
3. En España se importa el 99% de los hidrocarburos consumidos. En 2011 la factura derivada de la importación de productos energéticos (petróleo, gas y carbón) ascendió a 56.000 millones de €, aproximadamente el 4% de PIB. Cualquier actuación tendente a revertir esta situación, tiene el beneficioso doble efecto de mejorar nuestra balanza de pagos y la creación de numerosos puestos de trabajo.
  
4. En este sentido resulta difícil comprender como en España, habiendo:
  - a) Notables recursos exploratorios de hidrocarburos, convencionales y no convencionales, pendientes de reconocer.
  - b) Numerosas compañías que están dispuestas a invertir, sin solicitar ninguna subvención, aplicando en sus planes de labores las mejores prácticas utilizadas en otros países de la OCDE en donde ya trabajan.
  - c) Y en un país, como es España, con una dependencia exterior del 99% en materia de hidrocarburos y casi 6 millones de parados.

Sin embargo la actividad exploratoria está paralizada. Las compañías no han podido desarrollar sus planes de labores con normalidad, dentro de los plazos establecidos por la vigente Ley de Hidrocarburos. Estando prácticamente todas las inversiones exploratorias, comprometidas y no comprometidas, paralizadas.



5. El motivo es la notable contestación pública a la actividad de exploración y producción de los hidrocarburos, en el sentido más amplio. La contestación se extrema cuando la actividad se centra en los hidrocarburos no convencionales, derivada de un recelo a los efectos de la fracturación hidráulica, como origen de todo tipo de riesgos, tanto reales como supuestos. Al recelo se une un activismo divulgativo por parte de grupos ecologistas, que no se ha visto en otras partes, en donde la industria desarrolla su actividad. Esta notable contestación pública, ralentiza a las administraciones responsables de dar los correspondientes permisos y licencias, paralizando, a su vez, o demorando “sine diae”, que es lo mismo, los trabajos exploratorios.
6. En cuanto a la tecnología, se considera que es una tecnología probada, con un amplio desarrollo, fundamentalmente en los EE.UU., en donde se han perforado unos 40.000 pozos específicamente en formaciones con hidrocarburos no convencionales, la mayoría a partir del año 2002 y basados en dos tecnologías más antiguas: la fracturación hidráulica (años 40’s) y la perforación horizontal (años 80’s). Lo que no quita para que las nuevas técnicas de fracturación continúen avanzando a un considerable ritmo, tendiendo a realizar fracturaciones más focalizadas, menos demandantes en agua y con productos más amigables para el medioambiente.
7. No todos los riesgos son iguales. Al objeto de realizar una prelación de los riesgos teniendo en cuenta la ya notable experiencia acumulada en los EE UU, junto con la frecuencia e impacto de los incidentes ocurridos e investigados por la EPA han sido clasificados en las cuatro categorías abajo indicadas:
  - **La categoría I** corresponden a riesgos que requieren medidas preventivas a ser mantenidas y supervisadas de un modo continuo durante la operación, a la par que controles continuos de los posibles efluentes. Los riesgos de la categoría I, al menos en EE. UU. han sido notablemente más frecuentes, por ello sus medidas preventivas deberán tener un considerable grado de redundancia
  - **La categoría II** corresponden también a riesgos que requieren medidas preventivas a ser mantenidas y supervisadas de un modo continuo durante la operación, a la par que controles continuos de los posibles efluentes. La diferencia ente las categorías I y II es que la II, al menos en EE. UU. ha sido notablemente menos frecuente.
  - **La categoría III**, la frecuencia de sus incidentes ha sido muy baja, una vez identificado el riesgo, es relativamente fácil establecer los procedimientos *a priori* para mitigarlo e incluso eliminarlo, aunque no por eso debe eliminarse su monitorización
  - **La categoría IV**, corresponde a riesgos muy remotos o incluso hipotéticos, que deben ser prevenidos muy al inicio de la exploración y que no requieren una supervisión en continuo, aunque se deben de monitorizar en aquellos momentos que pueden ser considerados como más críticos



8. A lo largo del documento se han revisado los diversos riesgos asociados a la actividad de exploración y producción de gas no convencional, teniendo en cuenta el doble criterio arriba indicado de frecuencia e impacto, y apoyándonos en la experiencia de la EPA en EE UU.
- I. **En la categoría I estarían: las fugas en superficie de los fluidos almacenados y la contaminación de acuíferos con metano derivada de una deficiente integridad de los pozos.** Las primeras no son específicas de la actividad extractiva del gas no convencional y la segunda puede ser prevenida tomando las adecuadas medidas preventivas relativas a la extensión de las fracturas y estanqueidad del pozo.
  - II. **En la categoría II estaría el consumo excesivo de agua junto con el tratamiento y evacuación de las aguas de retorno.** El primero tampoco es específico de la industria extractiva del gas no convencional, el uso racional del agua es común a multitud de actividades humanas, el segundo es un riesgo controlable que se realiza en superficie y la industria tiene experiencia en tratar este tipo de efluentes.
  - III. **En la categoría III estarían la contaminación de acuíferos derivada de una fractura incontrolada, junto con la radiactividad en las aguas de retorno.** Ambos son riesgos con una frecuencia muy baja pero que tienen un notable impacto ambiental. La contaminación de un acuífero por fluido de fracturación ha ocurrido hasta ahora una sola vez en EEUU y en unas circunstancias con ausencia total de prudencia. La radiactividad de la aguas de retorno es de baja intensidad y dentro de los límites de la radiactividad a que estamos sometidos los seres vivos.
  - IV. **En la categoría IV incluiríamos la sismicidad inducida y la emisión de gases efecto invernadero.** También ambos riesgos con un notable impacto ambiental, pero de muy baja frecuencia y de reducido impacto; incluso con impacto positivo en el caso del efecto invernadero al contribuir el gas a la sustitución de otros combustibles fósiles de mayor emisión de CO<sub>2</sub>, se considera que son fácilmente controlables precisando solo una supervisión durante el desarrollo de la operación.
9. En cualquier actividad humana, y por su puesto la industria, ya sea extractiva (petróleo, gas, minerales) o transformadora (agroalimentaria, química, automovilística, etc.) para la prevención de los riesgos relativos a la salud, la seguridad y el medio ambiente, no es suficiente contar con las últimas tecnologías. Como se ha puesto de manifiesto en multitud de ocasiones, el factor humano es de capital importancia, debiendo ser gestionados los riesgos de manera eficiente a través de operaciones basadas en las mejores prácticas, la implementación de sistemas regulatorios, el



control *ex post* y la investigación en la optimización y la mejora de los procesos llevados a cabo. En definitiva, se trata de conocer cuáles son los hipotéticos riesgos y definir las líneas de actuación para minimizarlos, mitigarlos e, incluso, evitarlos.

10. Existe un marco regulatorio para el gas no convencional que resulta de aplicación a esta tecnología, si bien con carácter horizontal. Como es el caso, por ejemplo, de la normativa en materia de aguas, de evaluación de impacto ambiental o de seguridad industrial. Consecuentemente, teniendo en cuenta la fase preliminar en que se encuentran las prospecciones en nuestro país, podría afirmarse que la legislación actual puede ser suficiente en el corto plazo.
  
11. No obstante, en un horizonte temporal más amplio y con vistas a una futura explotación comercial, será necesaria una revisión de la normativa para afrontar diversas exigencias del sistema de explotación y del entorno, tales como:
  - I. Agilización en la tramitación administrativa de los permisos y licencias necesarios, pasando de un esquema actual basado en la evaluación caso por caso, prácticamente pozo a pozo, a otro que se adapte a la realidad de la explotación del gas no convencional, en donde se requiere la perforación de gran número de sondeos de manera sistemática y repetitiva y donde, además, debe de existir una cierta flexibilidad en la elección de emplazamientos, respetando paralelamente a los vecinos y su entorno.
  - II. En línea con lo anterior, se deberá reforzar el papel de las comprobaciones *ex post*, mediante las oportunas auditorías medioambientales y técnicas, frente al papel de la autorización administrativa previa, que en las primeras etapas puede ser una herramienta muy útil para garantizar la seguridad de las personas y del medio ambiente.
  - III. En este sentido, se deberían desarrollar normativas específicas para regular aquellos aspectos técnicos que por su especificidad no estén cubiertos por otras normativas horizontales. Un análisis a nivel comunitario puede ser el más adecuado para conseguir el objetivo de “*legislar mejor*” y alcanzar así el intercambio de mejores prácticas en:
    - i. las políticas de ejecución y planificación;
    - ii. la eliminación del exceso de cargas administrativas en la expedición de permisos;
    - iii. la facilitación de las actividades de exploración;
    - iv. la promoción del desarrollo sostenible en la ampliación de los yacimientos de extracción,
    - v. y la protección de los yacimientos minerales.



- IV. Y en la misma línea, siguiendo el modelo de éxito de EE. UU., se deberán explorar fórmulas para reforzar el incentivo local de esta actividad, no solo a través de la propia responsabilidad social de las compañías sino mediante esquemas impositivos/incentivos que aseguren la adecuación de los retornos económicos al ámbito de generación de los impactos, en conformidad con las reglas de equidad y sin la necesidad de gravar más a la industria.
12. Por otra parte, los importantes beneficios que la explotación de gas no convencional ha supuesto en EEUU, en términos de empleo y actividad económica, justifican por si mismo la necesidad de permitir a esta industria su desarrollo en Europa. No obstante, dicho desarrollo deberá realizarse sin menoscabo de los intereses de los ciudadanos que viven en los lugares potencialmente afectados por lo que el desarrollo, implementación y verificación del cumplimiento de un marco normativo estricto es particularmente relevante.
13. En España la actividad de exploración y producción de hidrocarburos sufre de un incremento impositivo en el impuesto de sociedades, en comparación con el régimen general, y por el contrario, la actividad de exploración goza de las ventajas del denominado Factor de Agotamiento siempre que la base imponible sea positiva y se invierta en exploración exitosa. La explotación del gas no convencional no precisa de una inversión exploratoria continuada "*sensu stricto*", y podría darse la paradoja de que una industria joven que debería ser estimulada, sea gravada a tasas superiores al régimen general.



## 9. ALGUNAS EQUIVALENCIAS VOLUMÉTRICAS Y ENERGÉTICAS

### 9.1. Volumétricas:

- $1\text{ m}^3 = 35,315$  pies cúbicos (cf) = 6,29 barriles (bbl)
- 1 *Billion Cubic Meters* (Bcm) = 1.000 millones de  $\text{m}^3$
- 1 *Billion Cubic Meters* (Bcm) = 35,315 *Billion cubic feet* (Bcf)
- 1 Trillion Cubic Feet (Tcf) =  $10^{12}$ cf = 28,3 Bcm
- 1 Bcf =  $10^9$ cf
- 1 Bcm/año = 2,74 Millones de  $\text{m}^3/\text{día}$  = 96,7 Millones de cf/día

### 9.2. Energéticas:

- 1 termia =  $10^6$  calorías = 3967 British thermal units (Btu)
- 1 millón de Btu  $\cong$  1.000 cfde gas  $\cong$  28,3  $\text{m}^3$  de gas
- 1  $\text{m}^3$  de gas  $\cong$  10 termias = 11,63 kWh
- 1 millón de toneladas de Gas Natural Licuado (GNL)  $\cong$  1,37 Bcm de gas natural
- Generar 1 kWh eléctrico consume aprox. 2 kWh de gas en central de ciclo combinado (CCC)



## 10. REFERENCIAS

1. Arthur, J.D., Langhus, B., Alleman, D. (2008). An overview of modern shale gas development in the United States. ALL Consulting.
2. Blum Texas. (n.d.). “Barnett Shale Maps”. Disponible en: <http://blumtexas.blogspot.com>
3. BNK Petroleum. (2011). BNK Petroleum Corporate Presentation. Disponible en: [http://ddata.over-blog.com/xxxyyy/4/72/27/39/Breves-du-10-septembre-2011/LECERCLEDEGINDOU/Current\\_Presentation-BNK-petroleum.pdf](http://ddata.over-blog.com/xxxyyy/4/72/27/39/Breves-du-10-septembre-2011/LECERCLEDEGINDOU/Current_Presentation-BNK-petroleum.pdf)
4. Chesapeake Energy. (n.d.). The Facts and Process of Saltwater Disposal in the Barnett Shale. Disponible en: [http://www.askchesapeake.com/Barnett-Shale/Multimedia/Publications/Brochure\\_SaltwaterDisposal.pdf](http://www.askchesapeake.com/Barnett-Shale/Multimedia/Publications/Brochure_SaltwaterDisposal.pdf)
5. Cienfuegos, P., Pendas, F. (2010). Informe Recursos No Convencionales. Inédito. Departamento de Explotación y Prospección de Minas. Universidad de Oviedo.
6. Curtis, J.B. (2002). Fractured shale-gas systems. AAPG Bulletin, v. 86, no. 11. Noviembre de 2002, pp. 1921–1938.
7. Hill, D.G., Lombardi, T.E., Martin, J.P. (2010). “Fractured shale gas potential in New York”. TICORA Geosciences, Inc., Arvada, Colorado, USA. New York State Energy Research and Development Authority, Albany, New York, US.
8. Holditch, 2011
9. Kenter, J.A.M., Verwer, K., Bahamonde, J.R. (2007). “Pricaspian Basin Carbonate Analogs in the Pennsylvanian of Northern Spain (Cantabrian Mountains)”. Field trip sponsored by Tengiz. ChevronOil Future growth Concepts team. VrijeUniversiteit. Amsterdam.
10. Law, B.E. & Curtis, J.B. (2002). Introduction to unconventional petroleum systems: AAPG Bulletin, v. 86, p. 1851-1852.
11. Magoon, L. Dow, W.G. (1994). “The Petroleum System. From Source to Trap”. AAPG, Memory 60.
12. Martin, J.P., D.G., Lombardi, T.E., Nyaha, R. (n.d.). A primer on New York’s gas shale. New York state energy research and Development Authority. Albany, New York; EnCana Oil & Gas (USA) Inc. Denver, Colorado; BONCARBO Resources, LLC. Arvada, Colorado; GASTEM USA Montreal, Quebec.



13. Pollastro, R.M., Hill, R.J., Jarvie, D.M., Henry, M.E. (2003). "Assessing Undiscovered Resources of the Barnett-Paleozoic Total Petroleum. System, Bend Arch-Fort Worth Basin Province, Texas".
14. Pollastro, R.M., Jarvie, D.M., Hill, R.J, and Adams C.W. (2007). Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend arch-Fort Worth Basin, Texas. AAPG Bulletin, v. 91, no. 4 (April 2007), pp. 405-436.
15. Quesada, S. (2010). El sistema petrolífero Jurásico en el norte de España: Una evolución desde la exploración convencional a la no convencional. Conferencias invitadas: Congresos del Jurásico.
16. U.S Department of Energy (DOE), NETL. (2011). Shale gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges.
17. Zapatero, M.A., Martínez Orio, R. y Suárez Díaz, I. (2004). Inventario de metano en capa de carbón, CBM-CMM en España. Posibilidades de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Instituto Geológico y Minero de España, Madrid.
18. Steve Thomson et al. Case History of Fayetteville Shale Completions. SPE 152621. May 2012
19. Golden rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas. International Energy Agency. OECD/IEA 2012
20. From Shale to Shining Shale. A primer on North American natural gas shale plays. Deustch Bank. Julio, 2008
21. Are we entering a golden age of gas?. Special Report. OECD/IEA 2011. Pag. 74
22. Annual Energy Outlook 2012. With Projections to 2035. DOE/EIA-0383(2012)/June 2012
23. A Decade of Drilling. The impact of the Barnett Shale on Business Activity in the Surrounding Region and Texas: An assessment of the First Decade of Extensive Development. Prepared for the Fort Worth Chamber of Commerce. The Perryman Group. August 2011
24. Strategic perspectives of unconventional gas: A game changer with implication for the EU's energy security. Maximilian Kuhn/Frank Umbach. EUCERS. May 2011
25. "A Biogas Road Map for Europe" – AEBIOM
26. "Biogas upgrading technologies – developments and innovations" – IEA Bioenergy. A. Petersson, A. Wellinger.



27. "Guidelines for the implementation and operation of biogas upgrading systems" – BIOGASMAX.
28. "Discussion Paper on Biomethane Focus Issues: Sustainability, Technical Standards, Trade and Country Targets" – GREEN GAS GRIDS - A. Wellinger, A. Kovacs, J. Baldwin, W. Mezzullo
29. "Biogas upgrading technologies – Technical and financial aspects" – Fraunhofer UMSICHT.
30. "EurObserv'ER Biogas barometer 2010"
31. "Steve Thomson et al. Case History of Fayetteville Shale Completions.SPE 152621. May 2012
32. Golden rules for a Golden Age of Gas.World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas.International Energy Agency. OECD/IEA 2012
33. "From Shale to Shining Shale. A primer on North American natural gas shale plays. Deustch Bank. Julio, 2008
34. Golden rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas. International Energy Agency. OECD/IEA 2012
35. Are we entering a golden age of gas?.Special Report.OECD/IEA 2011.Pag. 74
36. Annual Energy Outlook 2012.With Projections to 2035. DOE/EIA-0383(2012)/June 2012
37. Annual Energy Outlook 2012.With Projections to 2035. DOE/EIA-0383(2012)/June 2012
38. Golden rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas. International Energy Agency. OECD/IEA 2012
39. Golden rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas. International Energy Agency. OECD/IEA 2012.Pag 83
40. Golden rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas. International Energy Agency. OECD/IEA 2012.Pag 91
41. A Decade of Drilling. The impact of the Barnett Shale on Business Activity in the Surrounding Region and Texas: An assessment of the First Decade of Extensive Development. Prepared for the Fort Worth Chamber of Commerce. The Perryman Group. August 2011



42. Strategic perspectives of unconventional gas: A game changer with implication for the EU's energy security. Maximilian Kuhn/Frank Umbach. EUCERS. May 2011. Pag 9
43. Golden rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas. International Energy Agency. OECD/IEA 2012.Pag 75-80

