

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE MINAS Y ENERGÍA

Titulación: INGENIERO TÉCNICO DE MINAS

PROYECTO FIN DE CARRERA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y COMBUSTIBLES

**EVALUACIÓN AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS
DE RECUPERACIÓN DE GAS EN FORMACIONES NO
CONVENCIONALES**

ÁLVARO LORENZO NSOLO MAYÉ

MARZO DE 2013

TITILACIÓN: INGENIERO TÉCNICO DE MINAS

Plan 2002

Autorizo la presentación del proyecto

**EVALUACIÓN AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE
RECUPERACIÓN DE GAS EN FORMACIONES NO
CONVENCIONALES**

Realizado por

Álvaro Lorenzo Nsolo Mayé

Dirigido por

D. Juan Francisco Llamas Borajo

Firmado:

Fecha:

Con la colaboración de

D. Luis Felipe Mazadiego Martínez

Firmado:

Fecha:

*A mis padres, por su esfuerzo y dedicación para hacerme
una persona de provecho*

*A mi Familia, Profesores y amigos, por lo que habéis
aguantado, interesado y, sobre todo, por vuestra ayuda*

ÍNDICE

RESUMEN	V
ABSTRACT	V
DOCUMENTO N° 1: MEMORIA.....	I
1 INTRODUCCIÓN	2
2 LEGISLACIÓN APLICABLE AL GAS NO CONVENCIONAL.....	3
2.1 ESTADOS UNIDOS	3
2.2 LEGISLACIÓN EUROPEA	5
2.3 ESPAÑA.....	6
3 EL GAS NO CONVENCIONAL Y SU PRODUCCIÓN A LARGO PLAZO.....	8
3.1 INTRODUCCIÓN	8
3.2 EL GAS NATURAL.....	8
3.3 FORMACIONES CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	10
4 RECURSOS Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE GAS.....	11
4.1 FUENTES NO CONVENCIONALES	11
4.1.1 <i>Gas en arenas compactas (tight gas)</i>	11
4.1.2 <i>Gas de esquisto (shale gas)</i>	12
4.1.3 <i>Metano en capas de carbón (CBM)</i>	14
4.1.4 <i>Hidratos de gas</i>	14
4.2 RECURSOS NO CONVENCIONALES	18
5 FRACTURACIÓN HIDRÁULICA Y DIRIGIDA: SU UTILIZACIÓN E IMPACTOS AMBIENTALES.....	19
5.1 PERSPECTIVA HISTÓRICA.....	19
5.2 EL PROCESO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA	19
5.3 CEMENTACIÓN Y REVESTIMIENTO.....	21
5.4 FRACTURACIÓN DIRECCIONAL.....	22
6 IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE APLICACIÓN AL GAS NO CONVENCIONAL: CONSIDERACIONES HACIA ALTERNATIVAS	23
6.1 CONTAMINACIÓN DE LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS.....	24

6.2	CONSUMO DE AGUA.....	25
6.3	RIESGO SÍSMICO	28
6.4	EL FLUIDO DE RETORNO Y SU POTENCIAL CONTAMINACIÓN.....	29
6.4.1	<i>Uso de los aditivos químicos.....</i>	30
6.5	CONTAMINACIÓN CAUSADA POR EL METANO.....	35
6.6	INTERCONEXIÓN DE LAS FRACTURAS CON LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS	37
6.6.1	<i>Flujo de fluidos en el subsuelo: ley de Darcy</i>	37
6.7	RADIATIVIDAD INDUCIDA	39
7	PRODUCCION ACTUAL CON EL EMPLEO DEL FRACKING	41
7.1	PRODUCCIÓN EN ESTADOS UNIDOS.....	41
7.1.1	<i>El Barnett Shale.....</i>	41
7.1.2	<i>Fayetteville Shale.....</i>	42
7.1.3	<i>Haynesville Shale.....</i>	43
7.1.4	<i>Marcellus Shale</i>	44
7.1.5	<i>Woodford Shale.....</i>	45
7.1.6	<i>The Antrim Shale</i>	46
7.1.7	<i>The New Albany.....</i>	47
8	ANÁLISIS DE INCIDENTES DE ZONAS EN PRODUCCIÓN.....	48
8.1	POTENCIALES CUENCAS ESTUDIADAS EN ESPAÑA	52
8.1.1	<i>Algunos permisos de investigación de gas no convencional en España.....</i>	53
9	EL PROBLEMA DE LA PROPIEDAD TERRITORIAL	56
10	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
11	REFERENCIAS	59
	DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO.....	1
1	PROYECCIÓN PRESUPUESTARIA	2

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Normativa europea aplicable al gas convencional.	5
Figura 2. Normativa española aplicable al gas no convencional.	7
Figura 3. Composición típica del gas natural. Fuente: www.naturalgas.org	9
Figura 4. Evolución de la producción doméstica del Shale gas en EEUU. Fuente: AIE	12
Figura 5. Estimación de la evolución de producción de los recursos no convencionales. Fuente: AIE	13
Figura 6. Principales cuencas de Shale en EEUU. Fuente: EPA.	13
Figura 7. Diagrama de fase de formación de los hidratos de metano. Fuente:	15
Figura 8. Distribución de formaciones de hidratos de gas. Fuente USGS	15
Figura 9. Diagrama de fase de equilibrio del hidrato de metano y sus métodos de disociación.	17
Figura 10. Costes y necesidad de tecnologías de estimulación según el tipo de reservorio Fuente: REPSOL	18
Figura 11. Proceso de cementación durante la perforación. Fuente: ALL Consulting	20
Figura 12. Cementación y protección de aguas subterráneas. Fuente: FFCDR	21
Figura 13. Fracturación hidráulica en un pozo horizontal. Fuente: TOTAL	22
Figura 14. Composición del fluido hidráulico. Fuente: Fracfocus	25
Figura 15. Representación porcentual del uso del agua por sectores. Fuente: FFCDR	26
Figura 16. Etapas del Ciclo del Agua en la Fracturación Hidráulica. Fuente: EPA	27
Figura 17. Fluido de fracturación. Fuente: FracFocus	29
Figura 18. Químicos de uso frecuente en el fracking y las consecuencias de su no utilización.	30
Figura 19. Contaminación de metano en aguas de consumo humano en relación con pozos de extracción de gas y fracking. Fuente: Osborn, et al, 20011	36
Figura 20. Mayor permeabilidad horizontal y baja permeabilidad vertical de las pizarras. Fuente: Fracfocus	38
Figura 21. Expresión esquemática de la ley de Darcy	39
Figura 22. Medidas de la radiactividad en el Marcellus Shale en mR/hr. El rango de exposición continua regulado por el gobierno de Estados Unidos para el público en general es de 0,011 mR/hr y para trabajadores relacionados con actividades con radiactividad es de 2,5 mR/hr.	40
Figura 23. Formaciones del Barnett Shale en EEUU.	41
Figura 24. Formación de Fayetteville Shale en EEUU.	42
Figura 25. Formación de Haynesville en EEUU.	43
Figura 26. Formación de Marcellus Shale en EEUU.	44
Figura 27. Formación de Woodford Shale en EEUU.	45
Figura 28. Formación de Antrim Shale.	46
Figura 29. Formación de New Albany en EEUU.	47
Figura 30. Total de incidentes registrados por las operadoras en el Marcellus Shale período 2008 - 2010. Fuente: Pennsylvania Land Trust Association	48
Figura 31. Análisis de 40 incidentes medioambientales denunciados en explotaciones de gas no convencional en 10 diferentes estados de EEUU. 28 en formaciones de pizarras, 8 en tight sands y 4 en coal bed methane. Fuente: Puls 2012	50
Figura 32. Mapa de permisos y concesiones autorizados en España. Fuente: Minetur	52
Figura 33. Permisos de investigación proyecto GRAN ENARA. Fuente: SHESA. www.shesa.es	53
Figura 34. Sondeos realizados del Proyecto GRAN ENARA. Fuente: SHESA	53
Figura 35. Permiso de investigación ENARA. Fuente: SHESA	54
Figura 36. Permiso de Investigación Usoa. Fuente: SHESA	54
Figura 37. Permiso de investigación MIRUA. Fuente: SHESA	55
Figura 38. Permiso de investigación Usapal. Fuente: SHESA	55
Figura 39. SONDEO VIURA de exploración de gas no convencional. FUENTE: Hidrocarburos de Euskadi	56

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Aditivos químicos de uso frecuente en la fracturación hidráulica</i>	<u>31</u>
<i>Tabla 2. Frecuencia de cada tipo de incidente registrado en el Marcellus Shale, período 2008- 2010</i>	<u>49</u>
<i>Tabla 3. Casos documentados de incidentes relacionados con la producción de gas en el Marcellus Shale</i>	<u>49</u>
<i>Tabla 4. Casos documentados de incidentes relacionados con la producción de gas en el Barnett Shale, Fayetteville Shale y Haynesville Shale</i>	<u>50</u>
<i>Tabla 5. Desglose presupuestario del Proyecto.</i>	<u>2</u>

RESUMEN

Este proyecto pretende ofrecer una visión general de una de las tecnologías más actuales de recuperación de gas en formaciones no convencionales: fracturación hidráulica o "fracking". El proyecto está motivado por la necesidad de responder a diferentes cuestiones sobre los efectos ambientales, sociales y en la salud humana derivados de la utilización de esa tecnología. Ofrece, además, una descripción del proceso y utilización de la tecnología haciendo especial mención de los riesgos inherentes de su uso, aunque también se intenta establecer una vía de aceptación para su desarrollo cuyo fin último, a parte de los beneficios económicos de quienes la usan, es el de posibilitar la transición hacia el uso de unos recursos (energías fósiles de extracción no convencional) que requieren de dichas técnicas para mantener, a lo largo del tiempo, el suministro de una energía que se supone más respetuosa con el medio ambiente: el gas natural.

En primer lugar se expone, a modo introductorio, la necesidad de utilización de nuevas técnicas de estimulación de pozos y su utilización para satisfacer las necesidades energéticas mundiales en los próximos años. A continuación se hace una revisión del marco regulatorio aplicable al gas no convencional. Seguidamente, se hace una descripción de los recursos y fuentes no convencionales de gas y la descripción del proceso de fracturación hidráulica. Se analizan los incidentes relacionados con su desarrollo y las posibilidades y mecanismos que pueden adoptarse para reducirlos. Finalmente, se proponen vías alternativas basadas en las mejores técnicas aplicables al uso de la tecnología, cuya finalidad sea la mayor consideración ambiental posible y el menor riesgo posible en la salud de las personas.

ABSTRACT

This project aims to provide an overview of the latest technologies in gas recovery unconventional formations: hydraulic fracturing or "fracking". The project is motivated by the need to respond to various questions on the environmental, social and human health arising from the use of this technology. It also offers a description of the process and use of technology with special mention of the inherent risks of their use, but also tries to establish a path of acceptance for development whose ultimate goal, apart from the economic benefits of those who use is of enabling the transition to the use of certain resources (fossil energy extraction unconventional) which require such techniques to maintain, over time, of an energy supply which is more environmentally friendly: natural gas. First discussed the need to use new well stimulation techniques and their use to meet the world's energy needs in the coming years. Below is a review of the regulatory framework applicable to unconventional gas. Next, there is a description of resources and unconventional sources of gas, and the description of the process of hydraulic fracturing. We analyze the incidents related to its development and the possibilities and mechanisms that can be taken to reduce them. Finally, we suggest alternative routes based on the best techniques applicable to the use of technology, aiming at the highest possible environmental consideration and the least possible risk to the health of people.

EVALUACIÓN AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN DE GAS
EN FORMACIONES NO CONVENCIONALES

DOCUMENTO N° 1: MEMORIA

1 INTRODUCCIÓN

La necesidad mundial de energías fósiles es, a día de hoy, todavía creciente. En un contexto en el que las grandes economías han basado su desarrollo tecnológico sobre el sustento de unos recursos abundantes y más baratos, la transición hacia el uso de energías alternativas más sostenibles y con mayor consideración ambiental supone un proceso lento que depende de diferentes aspectos como son, el mantenimiento del nivel de vida en los países desarrollados y de los países emergentes que surgen como los grandes consumidores mundiales de energía.

A pesar de los esfuerzos de los gobiernos por apostar por las energías renovables, la principal fuente de energía seguirá siendo el consumo de los combustibles fósiles. Las energías fósiles, y especialmente las más contaminantes, el carbón y el petróleo, son todavía de uso indispensable para la humanidad. Este aspecto es muy característico de prácticamente todos los países, pero muy especialmente de las economías emergentes. Sin embargo, en un futuro que se desea sostenible con el uso de recursos que se consideran limitados, se pretenderá que las energías de suministro energético sean baratas, o al menos asequibles para todos, sean abundantes y con garantía de suministro a largo plazo y con el menor impacto posible en el medio natural.

En la actualidad, de las fuentes de energía disponibles, sin duda, la que más se acerca a la consideración anterior es el gas natural. Estudios recientes han probado importantes reservas acumuladas y extraíbles de gas convencional que junto a las reservas de gas no convencional pueden cubrir varias décadas de consumo y, desde esa perspectiva, el gas natural se perfila como una de las fuentes importantes de energía para afrontar el futuro energético.

Existen varios motivos que demuestran los beneficios del uso del gas natural. El primero es que es el combustible fósil más limpio y el que menos cantidad de contaminantes emite; segundo, sus reservas están en constante aumento. Desde mediados de 1970, el aumento de las reservas de gas ha sido de un 5% anual y el número de países con reservas ha aumentado de forma significativa.

Por tanto, parece evidente un esfuerzo renovado en las técnicas de obtención del gas, muy especialmente el que se encuentra en formaciones no convencionales, cuyas reservas son cada vez más crecientes y con una mejor distribución a nivel planetario. En ese respecto, las industrias energéticas centran gran parte de su actividad en desarrollar técnicas que permitan una mayor producción y viabilidad económica de las formaciones no convencionales. No obstante, el desafío mundial de satisfacer la creciente demanda de energía no radica en los recursos del subsuelo sino en la superficie, en donde se ha de vencer una serie de obstáculos técnicos, económicos, medioambientales y políticos, que dificultan la conversión de recursos y reservas en flujos de producción listos para el consumo. Por lo que, un conocimiento profundo de las técnicas utilizadas para extraer gas de las formaciones no convencionales y de las garantías que existen para evitar daños al medio ambiente es fundamental para la evaluación de las fuentes y magnitudes de riesgo implicados en el desarrollo de gas no convencional.

2 LEGISLACIÓN APLICABLE AL GAS NO CONVENCIONAL

En ese primer capítulo se pretende analizar la situación de la legislación aplicable a la actividad de exploración y explotación del gas no convencional. Para ello, tendremos como referencia la experiencia adquirida en Estados Unidos, país donde se tiene importantes avances tecnológicos y una competitividad cada vez mayor en la explotación de los recursos del gas no convencional y que es, por consiguiente, el principal exportador de tecnología y la cartera normativa, tanto en sentido positivo como negativo.

En la unión europea, el interés por el gas no convencional parte de las evidencias de un descenso progresivo de gas convencional y la previsión de incremento de la demanda que supondría una dependencia al exterior cada vez mayor y a precios elevados. Por ello, y como cualquier actividad cuyo desarrollo permita una alteración del medio natural y riesgos para el entorno, es inteligente estudiar e implementar un marco legislativo que permita la reducción o eliminación de dichos riesgos, de tal forma que el desarrollo de la actividad sea compatible con el medio y con riesgos asumibles.

2.1 ESTADOS UNIDOS

La normativa aplicable en Estados Unidos para el gas no convencional es una mezcla de leyes federales, estatales, regionales y locales. Muchas de esas normas, aplicables al petróleo y gas antes del desarrollo a gran escala del gas no convencional, cubren prácticamente todas las fases de un desarrollo de los recursos no convencionales, desde la exploración hasta la restauración del emplazamiento, incluyendo disposiciones para la protección del medio natural alterado.

En el caso ambiental, la mayoría de las normas federales regulan aspectos ambientales concretos. Por ejemplo, el Acta de Agua Limpia regula los derrames en el subsuelo del agua utilizado en la perforación, incluyendo todos los usos y el tratamiento del agua de perforación; el Acta de Aire Limpio limita las emisiones de la maquinaria que se utiliza, equipos para el proceso de gas, y todas las asociadas al proceso de perforación y producción.

Por otra parte, los estados pueden obtener autoridad para hacer cumplir una ley federal; ya que, por lo general, suelen tener desarrollado su propio sistema de reglamentación que, en la mayoría de los casos, es más estricta que las leyes federales de la que derivan. Cabe destacar que en EEUU, y a diferencia de otros muchos países, los recursos minerales pueden ser poseídos no solo por el Estado o por el Gobierno federal sino por personas físicas que además pueden no coincidir con el propietario del terreno suprayacente y éste, a su vez, no puede denegar el acceso al propietario del mineral. Esto incorpora un estímulo positivo a nivel local para permitir el desarrollo de la actividad y reduce el grado en que los propietarios de la superficie

pueden influir para restringir el otorgamiento de permisos para desarrollar un área; ya que la ley favorece al propietario del mineral al tiempo que reconoce el derecho del propietario del terreno a una compensación.

A nivel Estatal los principales propietarios del terreno son la Oficina de Gestión del Suelo (BLM o *Bureau for Land Management*), el Servicio Forestal (USFS o *US Forest Service*) y el Servicio de Parques Nacionales (USNPS o *US National Parks Service*). Estas entidades pueden restringir la explotación de recursos cuando el valor ambiental de la superficie se considera de un orden superior al valor de su riqueza mineral y son, por otra parte, importantes mecanismos de control ambiental y conservación del medio natural.

Las normas establecidas en los estados donde la producción es significativa, en general, se centran en el control de la ubicación de las instalaciones y de los sondeos con relación a los límites de propiedad de los recursos minerales, al espacio de sondeos, a las tasas máximas de producción, el entubado y cementación de los sondeos y a la restauración del emplazamiento. Por tanto, los estados pueden regular, como se ha dicho anteriormente, aspectos como la inyección de fluidos en el subsuelo, aumento de las tasas de recuperación y mantienen registros públicos de los volúmenes producidos e inyectados en cada sondeo. Los estados también requieren, por parte de la compañía, una notificación a los propietarios afectados y al público en general, con el fin de ofrecer la oportunidad para presentar objeciones a los permisos de perforación. Las propuestas son luego investigados por la agencias de pruebas de los posibles daños adversos al desarrollo de la actividad. Normalmente la protección ambiental suele ser competencia de la Agencia de Protección Ambiental (EPA o *Environmental Protection Agency*), que, a modo de ejemplo, está realizando un estudio sobre el impacto potencial que posee la fracturación Hidráulica sobre el agua potable. Los resultados definitivos se esperan hasta 2014, aunque a finales del año 2012 se publicó un avance de este estudio.

Es importante mencionar que en Estados Unidos se realizan revisiones periódicas sobre la efectividad de las normas estatales y federales aplicables a la exploración y producción, así como en los programas de gestión de residuos y tratamiento de aguas, etc..., que ayudan a mejorar la coordinación y eficacia entre las agencias reguladoras estatales y federales. Algunos estados poseen varias agencias que pueden supervisar algunas facetas de las operaciones de producción de un recurso determinado. Estas estructuras están diseñadas dentro de cada estado para permitir que se adapte mejor a los ciudadanos y permitir una mejor regulación de acuerdo con la actividad existente.

2.2 LEGISLACIÓN EUROPEA

En Europa, el desarrollo de los recursos no convencionales puede situarse en una fase inicial dentro de la actividad, que se resume en la investigación y exploración del recurso, estimación y potencial del mismo, así como el potencial daño a la naturaleza y a las personas. Ésta primera aproximación permite concluir que la regulación europea actualmente vigente es adecuada para ese nivel actual de actividad. Sin embargo, cuando se tiene en cuenta un futuro desarrollo a nivel comercial en la explotación de ese recurso, parece evidente la necesidad de realizar un estudio de mayor detalle con las implicaciones ambientales y la implantación de un marco regulatorio más específico que tenga en cuenta todas las líneas de acción en el desarrollo del recurso no convencional.

No obstante, y a falta de una regulación general para la actividad y uso de la tecnología de fracturación hidráulica, muchos aspectos específicos en esa actividad ya están regulados para el gas no convencional. Como ejemplo, está la normativa aplicable en materia de aguas, de evaluación ambiental, la seguridad industrial y de protección natural, como se indica en la figura 1.

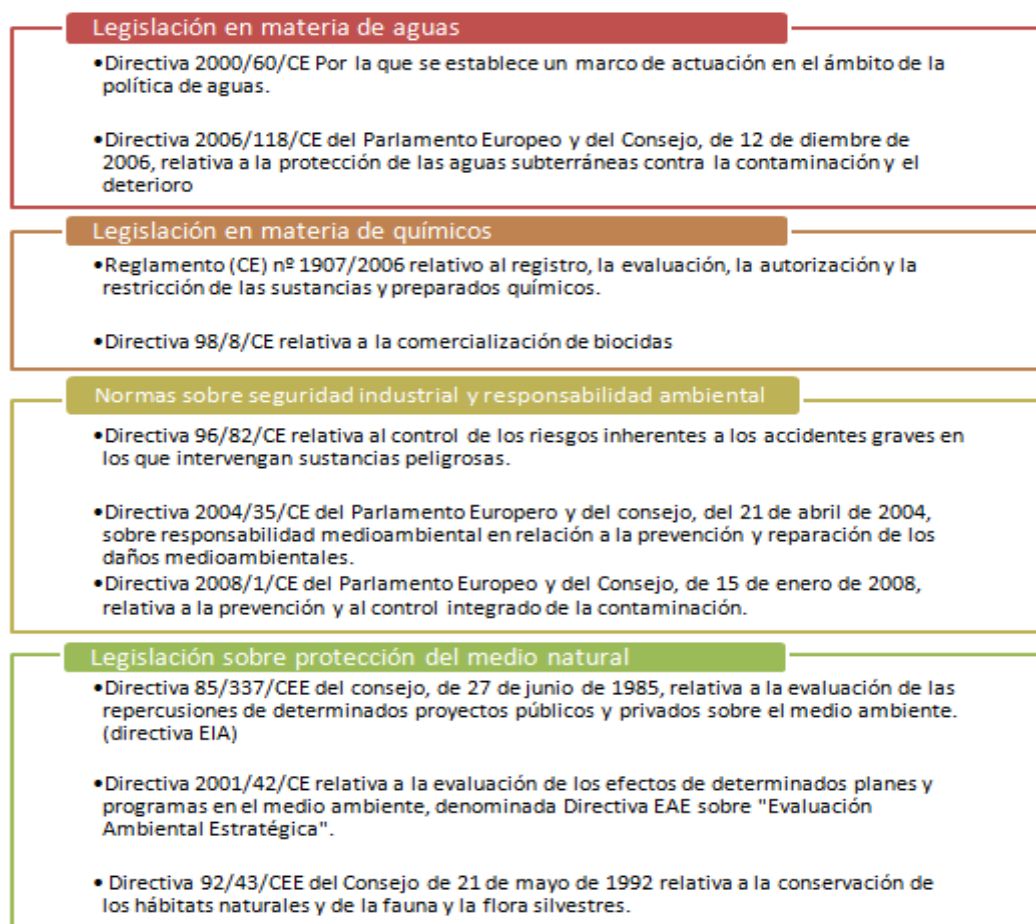


Figura 1. Normativa europea aplicable al gas convencional.

Cada una de las normativas anteriores regula aspectos concretos que ya suponen un importante avance hacia la regulación en el desarrollo no convencional, a pesar de haber sido introducidas antes del inicio de esta actividad en Europa. Estas normas priorizan las tareas a realizar en base a la salud pública, seguridad y protección del medioambiente que, en todo caso, es lo que se tiene en cuenta en el uso de una tecnología que, desde el punto de vista de su potencial daño al medio y a la salud humana, todavía requiere de un mayor conocimiento por parte de la opinión pública.

Por ello, no resulta apropiado afirmar que no existe un marco regulatorio aplicable a esa tecnología. No obstante, con una previsión de un desarrollo extenso en el largo plazo, es necesario hacer una revisión de la normativa para afrontar todos los aspectos regulables, que bien podría empezar por:

- El establecimiento de una directiva marco sobre minería
- Mayor información para la opinión pública
- Reducción y agilización de los trámites administrativos sobre permisos y licencias
- Implantación de un manual de mejores prácticas disponibles sobre fracturación hidráulica
- Análisis del coste/beneficio que ofrece esta actividad para la sociedad
- Estudios sobre incorporación y permanencia de compuestos químicos en el suelo y la obligación de declarar materiales peligrosos.

2.3 ESPAÑA

La legislación española aplicable a la exploración y explotación del gas no convencional se corresponde en mayor medida a la europea, en la medida en que la normativa comunitaria es extrapolable al ordenamiento jurídico español, ya sea de manera directa, en el caso de los reglamentos, como mediante transposición a las leyes internas en la normativa española. Eso permite que las normas europeas citadas anteriormente también sean de aplicación de forma sectorial en la normativa española.

Como bien de dominio público, a diferencia de lo que ocurre en los EEUU donde los hidrocarburos pueden ser propiedad de una persona física, las autoridades españolas que regulan y supervisan el desarrollo de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos son la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas con la participación de las Entidades locales de cada comunidad.

Como se ha venido mencionando, existe una serie de normas que si bien no regulan aspectos que por su especificidad no estén cubiertas por otras normativas de forma horizontal a la explotación del recurso no convencional, suponen un paso importante en la regulación del sector, teniendo en cuentas varios aspectos ambientales y de seguridad y calidad ambiental (figura 2).

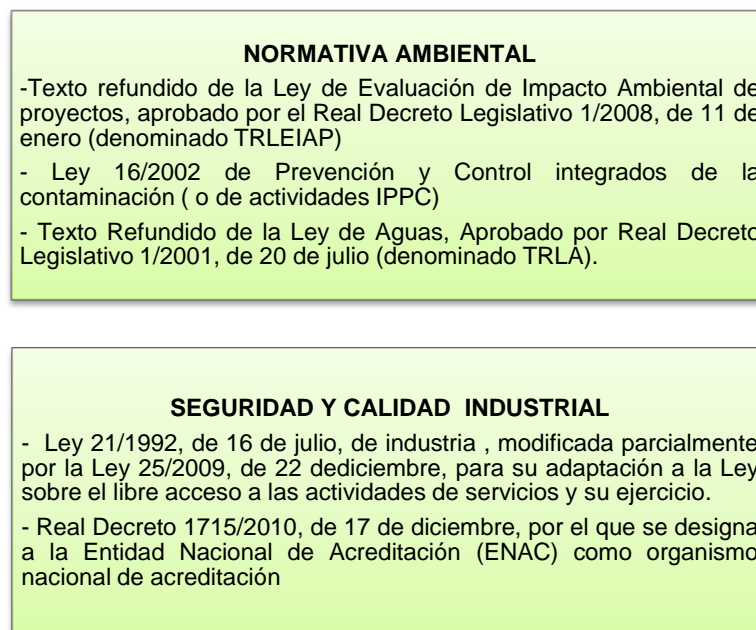


Figura 2. Normativa española aplicable al gas no convencional.

Si se comienza por analizar la regulación del sector de hidrocarburos, se tiene como referencia la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (denominada LSH) que regula, de forma vertical, todo el proceso comercial de hidrocarburos, desde la exploración hasta su distribución y consumo. La ley establece el reparto competencial entre la administración central y autonómica y los requisitos previos a la concesión de permisos a la investigación y explotación de hidrocarburos, así como de todas las líneas de actuación de la industria en general. En ella, las Comunidades Autónomas son las competentes para el otorgamiento de los permisos de investigación de hidrocarburos dentro de su ámbito territorial, mientras que la Administración General del Estado es responsable de los permisos que abarquen superficies que incluyan dos o más CCAA o que su ubicación sea en un medio marino.

También puede destacarse el Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, que aprueba el Reglamento de la Ley sobre investigación y explotación de hidrocarburos del 27 de junio de 1974, que detalla las actividades de exploración, explotación, refino, transporte, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluido el gas no convencional.

Dentro de la normativa ambiental, el TRLEIAP supone el marco básico de protección ambiental de los proyectos relacionados con recursos no convencionales, ya que determina y evalúa de forma apropiada, los efectos directos e indirectos de un proyecto en los siguientes aspectos: a) el ser humano, la fauna y la flora; b) el suelo, el agua, el aire, el clima y el paisaje; c) los bienes materiales y el patrimonio cultural; d) todas las interacciones entre los factores mencionados.

3 EL GAS NO CONVENCIONAL Y SU PRODUCCIÓN A LARGO PLAZO

3.1 Introducción

El éxito y la no dependencia que el desarrollo de gas no convencional está aportando en los Estados Unidos han animado a otros países a realizar estudios para evaluar el potencial de sus recursos no convencionales. Muchas empresas petrolíferas invierten gran parte de sus activos en el desarrollo del recurso no convencional, y es porque cada vez más parece evidente que la seguridad de suministro energético en los años venideros tiene un papel importante en los recursos no convencionales.

De acuerdo a estudios realizados por la Agencia Internacional de la Energía (EIA) el incremento de las reservas de gas no convencional superaría el 50% respecto a los niveles actuales y su distribución en la geografía mundial estará más equilibrada que los recursos actuales.

Sin embargo, a pesar de las recientes mejoras sobre la viabilidad económica de su explotación, muchos países estudian las implicaciones ambientales de su desarrollo, ya que se necesitan tecnologías de estimulación cuya consideración con el medio ambiente todavía está en proceso de diferentes estudios.

En este capítulo ofrecemos un resumen de la evolución previsible del desarrollo de los recursos no convencionales y su fortalecimiento para alterar la dependencia que tiene el petróleo y los recursos convencionales, hecho que resultaría relativamente fácil dada la probada declinación constante de estos recursos. También se describe los recursos y fuentes no convencionales de las que estamos hablando y su potencial estimado de reservas en cada una de ellas.

3.2 El gas natural

El gas natural es una mezcla de gases ligeros, hidrocarburos inflamables, compuestos principalmente de metano (CH₄), pero que también contiene un menor porcentaje de butano, etano, propano y otros gases (ver figura 3). Es inodoro, incoloro, y, cuando se inflama, libera una cantidad significativa de energía. El gas natural se origina a partir de restos orgánicos enterrados con otros sedimentos a grandes profundidades, por tanto sometido a altas presiones y temperaturas, por lo que forma parte de los combustibles fósiles. El gas natural se considera de combustión limpia, ya que emite cantidades mucho más pequeñas de gases potencialmente dañinos que el carbón o el petróleo.

Se encuentra en diferentes formaciones geológicas, y en algunos casos puede estar asociada con yacimientos de petróleo. Una vez extraído, se procesa para eliminar otros gases, agua, arena, y las impurezas. Algunos hidrocarburos, tales como el butano y propano, se capturan y se comercializan por separado. Una vez que se ha purificado, se distribuye, ya sea a través de un sistema de tuberías (normalmente de

varios kilómetros de longitud), o mediante transporte por barco donde se distribuye para uso residencial, comercial, industrial y de transporte.

El amplio uso de gas natural en los sectores industrial, residencial, comercial es en gran parte debido a su versatilidad, útil para muchas aplicaciones, de generación eléctrica para la calefacción residencial. Además, es de combustión eficiente y limpia. Con el énfasis actual sobre los efectos potenciales de las emisiones a la atmósfera en el cambio climático global, la calidad del aire y la visibilidad, combustibles más limpios como el gas natural son una parte importante del futuro energético mundial.

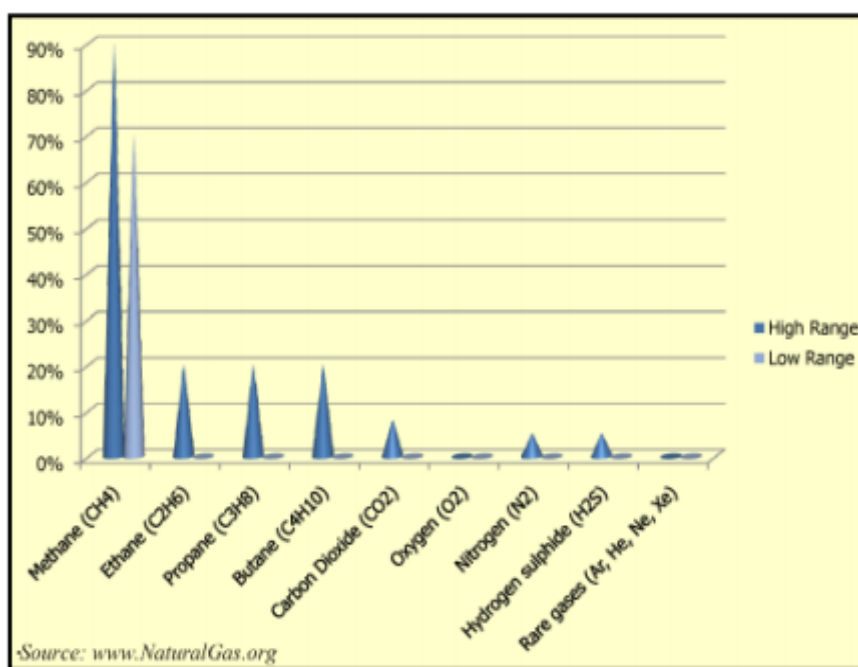


Figura 3. Composición típica del gas natural. Fuente: www.naturalgas.org

Desde hace pocos años el gas natural viene siendo considerado como una de las fuentes de energía del futuro debido a las importantes reservas que se han ido probando a lo largo de esos últimos años y la evidencia, cada vez más, de una disminución de las reservas de petróleo y otras fuentes convencionales de energía. Por otra parte, las estimaciones y estudios recientes han demostrado que el gas es menos dañino con el medio que el resto de energías fósiles, si bien es cierto que el metano liberado en su extracción contribuye mayormente al calentamiento del planeta; pero en menores proporciones. Este gas, cuyas mayores cantidades se encuentran en formaciones no convencionales, requiere, para su obtención, el desarrollo de unas técnicas que garanticen una viabilidad económica y una mayor consideración con el medio natural. Este objetivo es, para la industria actual, una meta al que han de llegar con el fin de disponer de una aceptación social para la consecución de sus actividades. Este esfuerzo por unas técnicas mejores lleva a la industria moderna a la utilización de diferentes tecnologías que, aunque consiguen incrementar la producción, todavía dejan en entredicho su consideración con el medio ambiente y las implicaciones en la salud humana.

Una de las tecnologías que se están utilizando recientemente, y a pesar de que lleva algo más de una década desde que apareció, es la fracturación hidráulica o “fracking” que permite un mayor flujo del gas mediante la estimulación del mismo en formaciones con menor permeabilidad y porosidad. El fracking se ha convertido en un estándar para la industrial actual, ya que es utilizada para crear la permeabilidad adicional en un yacimiento en producción.

3.3 Formaciones convencionales y no convencionales

En las formaciones convencionales, el gas natural se encuentra en rocas muy porosas y con una permeabilidad media alta y que, a su vez, están delimitadas por roca impermeable. Por tanto, la perforación consiste solo en perforar la roca impermeable, ya que el gas tiende a salir del pozo hacia la superficie, donde se recoge. Estas formaciones son relativamente sencillas de explotar y se obtienen mayor rentabilidad.

En las formaciones no convencionales no ocurre eso, ya que el gas está contenido en rocas de poca porosidad y muy poco permeables. Con estas condiciones de porosidad y permeabilidad se hacen más complejas y agresivas las técnicas de explotación que se utilizan para extraer el gas. Al ser poco porosa, el volumen de gas contenido en una roca determinada es menor que en rocas de mayor porosidad, por lo que suele ser necesario utilizar también la perforación horizontal o dirigida para aprovechar mejor toda la extensión que ocupa la formación que se está explotando. En estas formaciones, las explotaciones son mucho más costosas y los niveles de producción no son tan elevados como en extracciones convencionales. Por otra parte, la superficie que se cubre para obtener cantidades significativas de producción es bastante mayor. Como la permeabilidad es baja, el gas se encuentra atrapado en la roca y no puede fluir, debido a que los poros no están conectados. Eso hace imprescindible romper la roca para poder liberar el gas y extraerlo, lo que es posible gracias a la fractura hidráulica.

En la actualidad estas formaciones representan una importante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en yacimientos que se daban por agotados y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes.

Muchas tecnologías y buenas prácticas pueden minimizar el riesgo asociado a la producción de esas formaciones y, por supuesto, se están poniendo en práctica algunas de ellas. La industria, en colaboración con los gobiernos y agencias medioambientales y locales están trabajando para fomentar innovaciones tecnológicas y buenas prácticas que puedan reducir los riesgos ambientales derivados del desarrollo de formaciones de gas no convencional.

4 RECURSOS Y FUENTES NO CONVENCIONALES DE GAS

4.1 Fuentes no convencionales

4.1.1 Gas en arenas compactas (*tight gas*)

Se define como el gas encontrado en areniscas (o calizas) de baja porosidad y permeabilidad. Son formaciones geológicas similares a las convencionales y no suele ser fácil diferenciarlas. La definición estándar para ese tipo de yacimientos es la de que tiene una roca matriz con una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0,1 mDarcy (siendo un darcy igual a 10^{-12} m²). La baja permeabilidad se debe a la fina naturaleza de los sedimentos y la alta compactación de los mismos.

La producción en esos yacimientos suele ser menor que la de un yacimiento convencional y, para obtener un cantidad significativa de gas se ha de perforar un número mayor de pozos, además de utilizar técnicas de fractura múltiple y fractura horizontal.

En su exploración suelen ser reservorios continuos consistentes en una capa de sedimentos saturada de gas o petróleo. Los yacimientos convencionales suelen tener fronteras mucho más definidas y con frecuencia tienen contacto con acuíferos en su parte inferior. La mayoría de los yacimientos convencionales suelen estar saturados de gas, en lugar de petróleo.

En la producción de estos yacimientos suele ser clave localizar áreas y pozos de producción donde abunden fracturas naturales (conocidos como puntos dulces ó "sweet spots"). Aspectos como la orientación, densidad y distribución de estas fracturas son determinantes para una adecuada planificación y programación del pozo. La identificación de las mejores ubicaciones del pozo requiere una serie de técnicas de evaluación del yacimiento, incluyendo la interpretación sísmica, monitoreo y pruebas de producción del pozo.

La producción del gas en arenas compactas constituye la segunda fuente de energía doméstica en los Estados Unidos, con un promedio que se estima en 172,7 millones de metros cúbicos por año desde 2010 hasta 2035 (EIA, 2012).

Se han probado importantes yacimientos de tight gas en diferentes regiones del mundo, pero la mayor parte de las reservas se concentran en América del Norte, Rusia y China.

4.1.2 Gas de esquisto (shale gas)

Se conoce como el gas que se encuentra en yacimientos compuestos predominantemente de esquistos y pizarras (roca sedimentaria de grano que se fractura fácilmente en láminas finas y paralelas). A menudo alcanzan varios centenares de metros de espesor y en muchos casos se encuentran en zonas ricas en recursos convencionales de petróleo y gas. Los esquistos tienen poca permeabilidad, por lo que la producción de gas en cantidades comerciales requiere técnicas de estimulación hidráulica para aumentar la permeabilidad y obtener una producción de gas rentable.

El desarrollo de las tecnologías de estimulación ha permitido que desde septiembre de 2012, la producción del gas de esquisto en EEUU contribuya en un 35% a la producción total de gas en el país. La figura 4 muestra la evolución de la producción doméstica del shale gas en Estados Unidos para cada campo en producción.

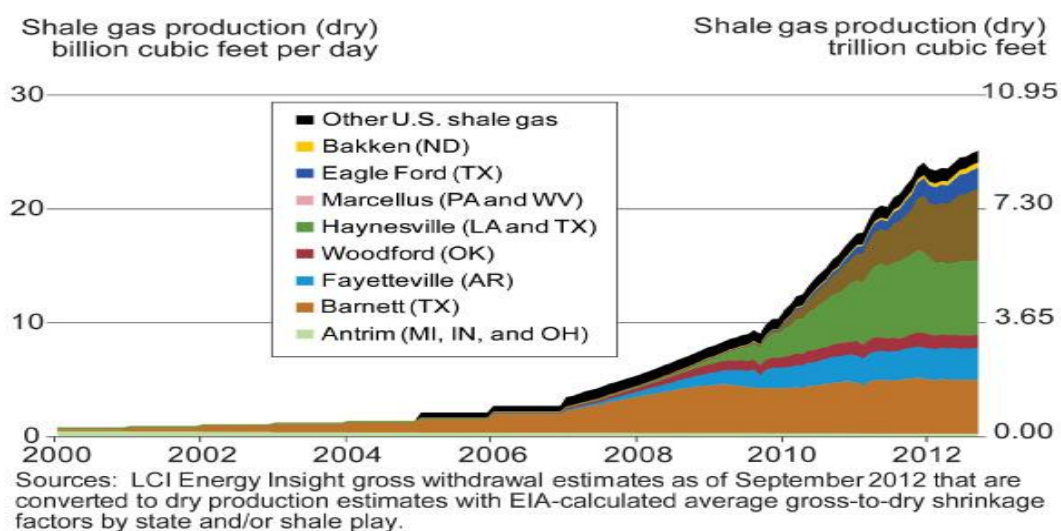
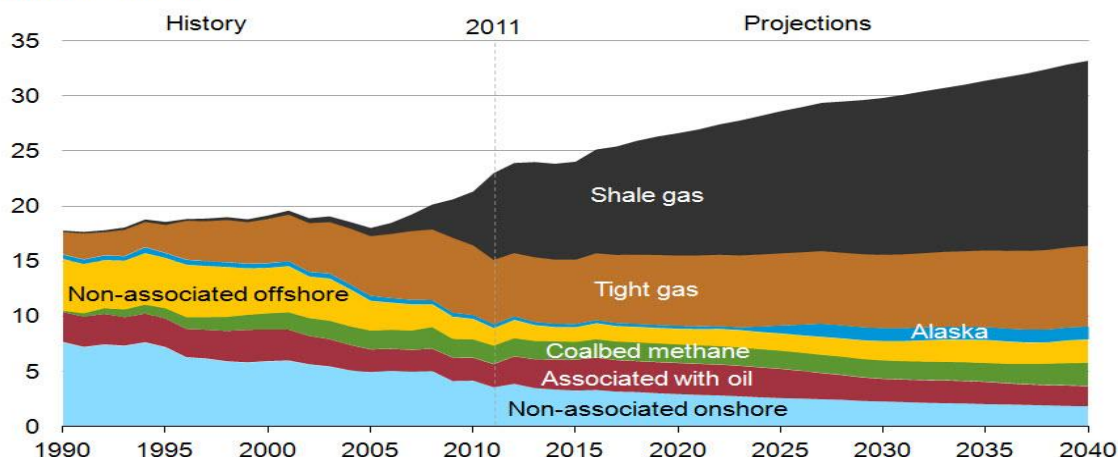


Figura 4. Evolución de la producción doméstica del Shale gas en EEUU. Fuente: AIE

De acuerdo a las estimaciones de la Administración de Información de Energía (AIE), se estima que la producción del gas natural en EEUU aumente de 651,3 millones de metros cúbicos en 2011 hasta 937,3 millones de metros cúbicos en 2040, un aumento del 44%. Casi todo este aumento de la producción del gas natural se deberá al crecimiento proyectado de la producción de gas de esquisto, que crecerá desde 221 millones de metros cúbicos en 2011 hasta 473 millones de metros cúbicos en 2040 (ver figura 5).

U.S. dry natural gas production trillion cubic feet



Source: U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2013 Early Release*

Figura 5. Estimación de la evolución de producción de los recursos no convencionales. Fuente: AIE

En cualquier caso, y a pesar de las prometedoras perspectivas, se ha de tener en cuenta las incertidumbres derivadas de la productividad estimada a largo plazo en las reservas probadas y del desarrollo futuro de la perforación de pozos y la tecnología. Por ello, muchos de los casos de incertidumbre están siendo analizados por la AEO (Annual Energy Outlook) y la AIE para evaluar las tendencias y cuestiones que implicarían cambios en las proyecciones en temas energéticos claves. Se espera que el estudio sea publicado en la primavera de 2013 y, con el fin de obtener una perspectiva sobre cómo las variaciones en las diferentes hipótesis puede dar lugar a diferentes puntos de vista en los mercados. En la figura 6 se distinguen las principales cuencas de shale en Estados Unidos.

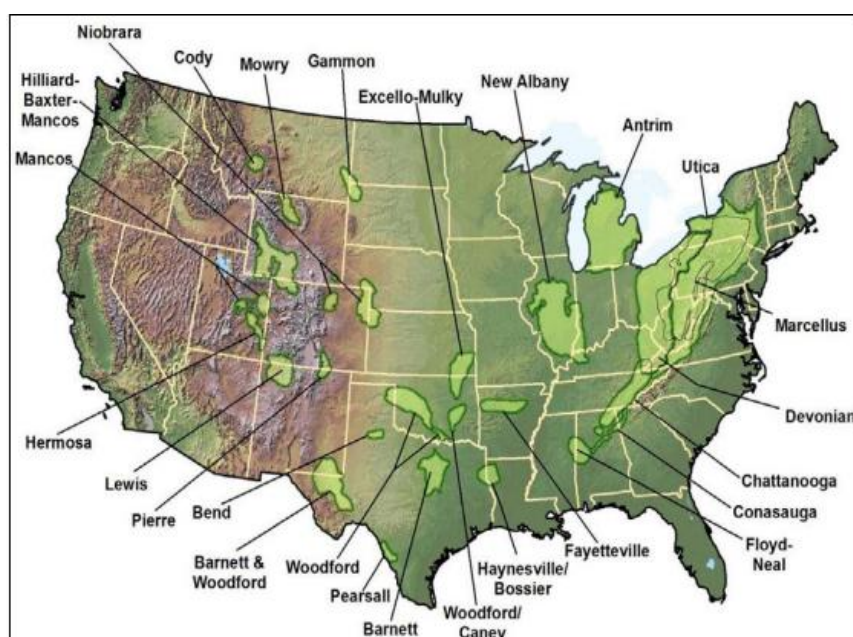


Figura 6. Principales cuencas de Shale en EEUU. Fuente: EPA.

4.1.3 *Metano en capas de carbón (CBM)*

Es un gas con alto contenido en metano que procede de yacimientos subterráneos de carbón. El gas queda adsorbido en la superficie granulada del carbón por la presión del agua que lo rodea. La mayor parte de las reservas del CBM se encuentran a profundidades en las que el trabajo de minería no es viable o imposible. En la explotación de las minas de carbón el metano asociado es considerado peligroso y perjudicial para el medio ambiente si es venteado a la atmósfera. Sin embargo, el CBM puede ser explotado mediante tecnologías de perforación similares a las utilizadas en la búsqueda y aprovechamiento de hidrocarburos convencionales, aunque su producción puede resultar muy difícil si las formaciones que lo contienen están muy compactadas y presentan baja permeabilidad, en cuyo caso hay que utilizar diversas técnicas, como la fracturación hidráulica, para mejorar la productividad del pozo. En este caso, el agua inyectada en los espacios porosos tiene que ser eliminada antes de proceder a la extracción del gas, lo que complica el proceso de producción, aumenta los costes y genera problemas medioambientales.

A pesar de estas dificultades, la producción del CBM en los Estados Unidos se ha incrementado considerablemente debido a los incentivos fiscales, las mejoras tecnológicas y la expansión de la actividad en nuevas cuencas.

Se conoce la existencia de cantidades significativas de metano en capas de carbón en Australia, Canadá, China, Alemania, India, Indonesia, Polonia, Rusia y Sudáfrica.

4.1.4 *Hidratos de gas*

Los hidratos de gas son una combinación de dos sustancias comunes, agua y gas natural. Si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y baja temperatura, se unen para formar una sustancia sólida semejante al hielo. La unidad básica de hidrato es un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior. En una estructura de hidrato completamente saturado, por cada molécula de metano existen 5.75 moléculas de agua. Si se considera un factor de expansión apropiado de los hidratos, 1 m³ de hidrato, en condiciones de depósito, puede contener hasta 164 m³ de gas metano en condiciones estándar de presión y temperatura a nivel del mar. Por eso, los hidratos de gas contienen más metano por unidad de volumen que el contenido como gas libre en el mismo espacio. Este hecho explica el enorme interés en los hidratos de gas como potencial de una fuente futura de recursos energéticos. No obstante, su desestabilización se asocia a riesgos geológicos submarinos en el margen continental y puede constituir un factor importante en el cambio climático global.

a) *Formación de los hidratos de gas*

Los hidratos de gas se forman en sedimentos de los fondos marinos y regiones continentales polares. El gas metano que se encuentra naturalmente en los hidratos se produce mediante descomposición de materia orgánica por bacterias anaeróbicas o por generación térmica, que es posteriormente transportado como gas disuelto en el agua o como flujo de gas libre y de difusión molecular hasta alcanzar las condiciones favorables de presión y temperatura. En este proceso, se producen otros subproductos

gaseosos como el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. Todas estas sustancias pueden incorporarse en la estructura del hidrato, pero entre ellos predomina el metano.

Se ha comprobado que la mayoría de los hidratos marinos se encuentran confinados en profundidades entre los 100 m y los 500 m, donde descargan material orgánico las aguas ricas en nutrientes, para que las bacterias las conviertan en metano. Cerca del 98% de ese recurso se concentra en sedimentos marinos, mientras que el 2% restante en tierras de las zonas polares.

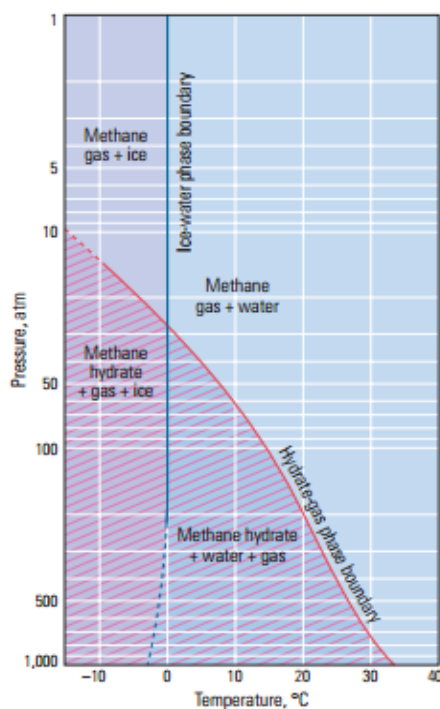


Figura 7. Diagrama de fase de formación de los hidratos de metano. Fuente: PNAS

Importantes acumulaciones de hidratos se han encontrado en las regiones de North Slope en Alaska, EEUU; en territorios del nordeste de Canadá, en el Golfo de México, en las aguas marinas de Japón, en India, Corea del Sur y China. (Figura 8).

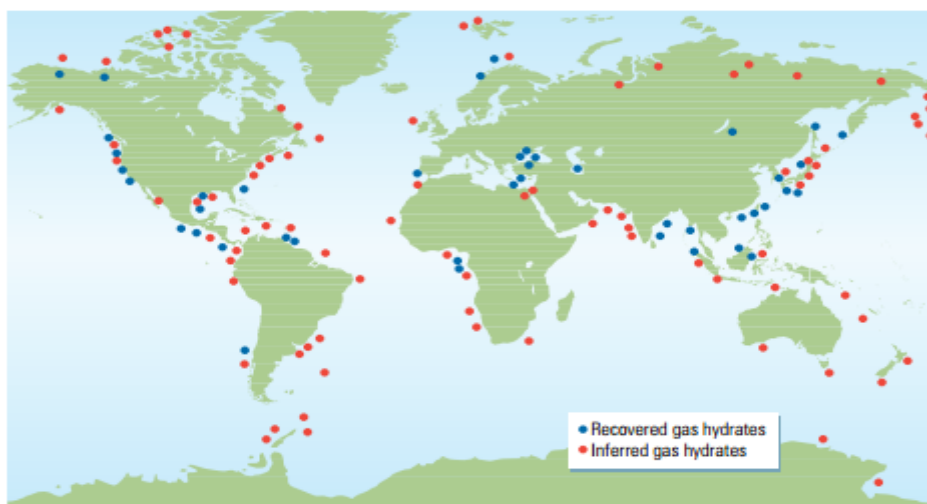


Figura 8. Distribución de formaciones de hidratos de gas. Fuente USGS

b) Implicaciones según las propiedades físicas de los hidratos de gas

Muchas de las propiedades físicas de los hidratos de gas determinan las funciones que podrían llegar a desempeñar tanto para la industria como para el medio ambiente. Su condición de poseer una densidad mayor que la de hidrocarburos típicos ofrece importantes implicaciones prácticas para el aseguramiento del flujo en las tuberías y la seguridad en los mismos. Por otra parte, el hecho de que los hidratos contengan la molécula huésped, por ejemplo el metano, dentro de una estructura compacta, puede dar lugar a tres implicaciones potenciales:

- Que el gas puede extraerse in situ mediante la estructura de hidrato
- Que la estructura de hidrato puede ser usado para transportar el gas en cadena
- Que los hidratos pueden ser un importante factor potencial para el cambio climático

b.1) Garantía de flujo

Uno de los problemas técnicos que presenta los hidratos es la de asegurar el flujo del gas en las tuberías. Por un lado, cuando se forma un hidrato lo hace en forma de una estructura sólida que no puede fluir en la tubería. Por otro lado, Los pozos de petróleo y gas casi siempre producen agua no deseada junto con los hidrocarburos que se desea recuperar. Al ponerse en contacto el gas que fluye con el agua a temperaturas muy bajas se forma el hidrato y se paraliza el flujo a lo largo de la tubería, causando paros costosos en la producción que puede llegar a meses de duración en grandes longitudes de tuberías, hasta que se disocie la estructura sólida formada. Para evitar esos paros y como parece coherente, la industria tiene como objetivo mantener todo el proceso fuera del rango de estabilidad de los hidratos para evitar su formación en las tuberías. Para ello, se utilizan modernos métodos termodinámicos que permiten una predicción de los rangos de estabilidad de temperatura y presión de los hidratos. Sin embargo, la baja temperatura y las demandas de alta presión para densidades de energía económicas obligan a que las tuberías se instalen, necesariamente, en las zonas de formación de hidratos. Por lo que, la producción de gas requiere de métodos de inhibición de hidratos.

b.2) Seguridad

La densidad relativa de una estructura de hidrato es típicamente de 0,9 en comparación con la densidad específica de otro fluido que contenga hidrocarburos, que suelen ser de 0,8 o menos. Esta alta densidad conduce al problema de garantizar la seguridad del hidrato y la prevención de accidentes que causen pérdidas humanas o materiales. Cuando se disocian los hidratos que han taponado el flujo en la tubería, la primera conexión con el exterior hará que cualquier gradiente de presión permita un flujo acelerado de hidratos de alta densidad (estimada en 300km/h) por la tubería. Este efecto, que comprimirá el gas aguas abajo, puede causar explosiones o erupciones en los gasoductos y en la superficie. Otro problema para la seguridad surge cuando la zona obstruida se calienta localmente (por ejemplo, usando un soplete en el exterior de la tubería) cuando comienza a disociarse. Con frecuencia el gas se concentra en el

extremo inferior a la zona taponada y la tubería puede llegar a estallar debido a la alta presión.

b.3) Cambio climático

Una preocupación cada vez creciente en la producción de los hidratos de gas se centra en su contribución potencial y significativo al cambio climático global. Estudios realizados sostienen que el cambio climático registrado durante el cuaternario tardío, hace aproximadamente 15000 años, fue causado por hidratos de gas. Esta hipótesis, comúnmente denominada "the hydrate gun hypothesis", resulta análoga con otra propuesta por Dickens, que sugirió que una masiva disociación de los hidratos de metano de los océanos puede explicar el aumento de temperatura entre 4 °C a 8 °C durante un breve intervalo de tiempo geológico (103 años aproximadamente).

Estos efectos sobre el calentamiento global es uno de los temas discutidos sobre el desarrollo y producción de los hidratos de gas. Muchos estudios sostienen que la disociación de la estructura de hidrato puede permitir grandes emisiones de metano a la atmósfera, generando cambios acelerados en la temperatura terrestre.

a) Producción de los hidratos de gas

En los casos donde se han realizado pruebas de producción de los hidratos metanos, se han utilizado principalmente dos tecnologías: la estimulación térmica y la despresurización (figura 9).

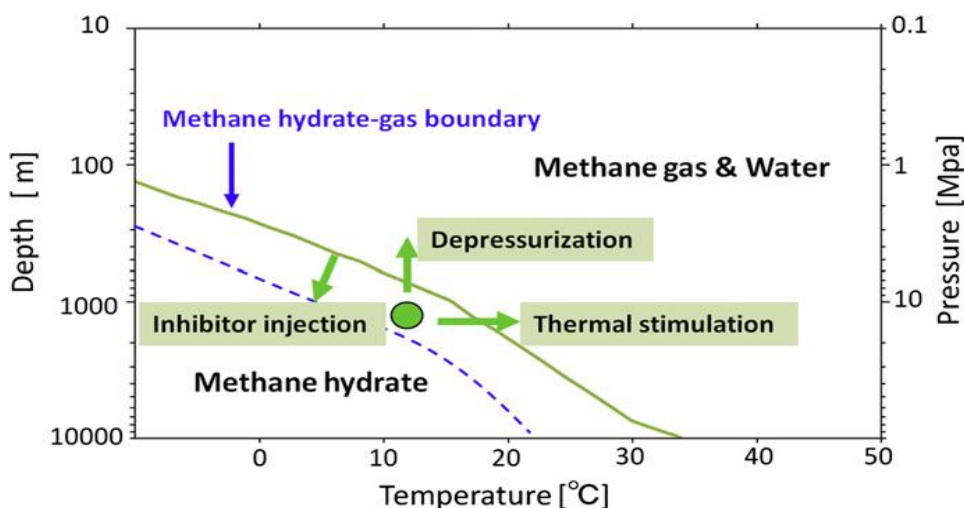


Figura 9. Diagrama de fase de equilibrio del hidrato de metano y sus métodos de disociación.

Fuente: ELSEVIER

En muchos de estos casos se han evaluado la posibilidad de reducir las emisiones de metano cuando se estimula térmicamente la zona de estabilidad de los hidratos. Los resultados demuestran que se requiere nuevas técnicas que permitan alcanzar este objetivo. Por tanto, el desarrollo de los hidratos de gas dependerá de las innovaciones

técnicas que reduzcan la emisión de un gas que contribuye de forma importante al cambio global de temperatura.

Por lo descrito anteriormente, y siendo que nuestro objeto se centra en la aplicación del “fracking” a los recursos no convencionales, la producción de los hidratos de gas queda fuera del alcance de este proyecto; ya que las técnicas de su extracción obedecen a otras consideraciones metodológicas y a otros riesgos puntualmente definidos que precisan de nuevas inventivas para reducirlos. No obstante, resulta importante señalar su potencial como fuente energética no convencional para los años venideros.

4.2 Recursos no convencionales

El potencial de gas de esquisto, gas compacto, CBM se conoce desde hace siglos, ya que los primeros pozos de gas de esquisto fueron perforados en la década de 1820. Sin embargo, es sólo con las recientes mejoras tecnológicas que la extracción de estos recursos se ha convertido en una opción económicamente viable.

En la actualidad, el gas natural tiene aproximadamente 60 años de reservas probadas en los niveles de demanda actuales, pero de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (AIE), se eleva a más de 250 años, si se añade el potencial de gas no convencional. Claramente, el gas no convencional puede desempeñar un papel importante en garantizar la seguridad del suministro energético mundial en los próximos años

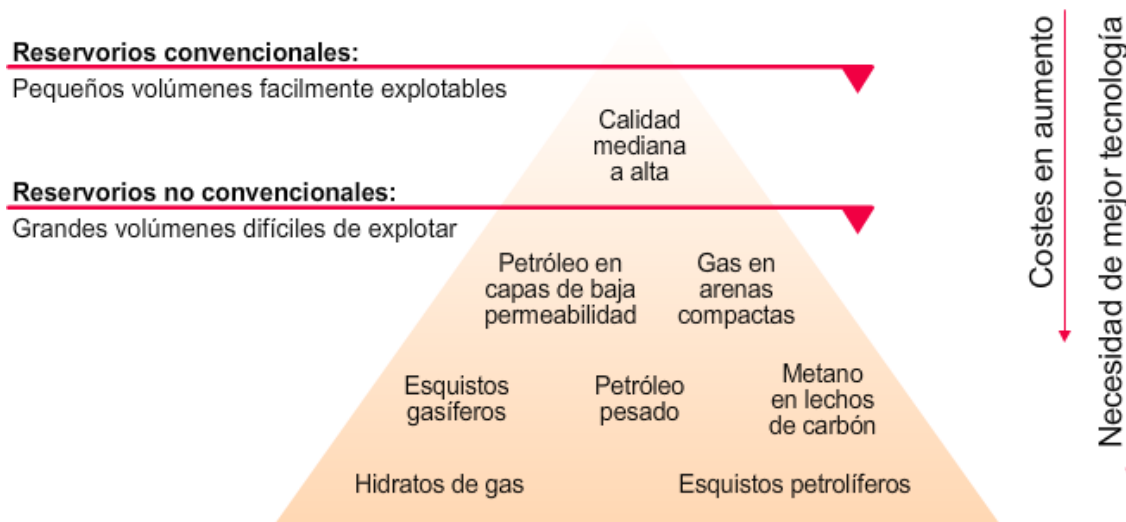


Figura 10. Costes y necesidad de tecnologías de estimulación según el tipo de reservorio Fuente: REPSOL

En la pirámide (figura 10), se aprecia un incremento de los costes de extracción así como su dificultad y necesidad de emplear mejores tecnologías conforme nos acercamos a la base.

5 FRACTUARCIÓN HIDRÁULICA Y DIRIGIDA: SU UTILIZACIÓN E IMPACTOS AMBIENTALES

5.1 Perspectiva histórica

La utilización de la fracturación hidráulica no es ni mucho menos reciente. Se estima que la primera aplicación comercial de esa tecnología ocurrió en los campos de Hugoton, Kansas en 1946 o cerca de Duncan Oklahoma en 1949. En los siguientes sesenta años, la utilización de la fracturación se ha venido realizando de forma rutinaria sin alcanzar el auge reciente, debido sobre todo, a las limitaciones por los costos en los que se incurría y el menor margen respecto a los precios del mercado de los productos finales. El proceso se ha utilizado en más de 1 millón de pozos de producción y, a medida que la tecnología continúa desarrollándose y mejorando, a demás de márgenes económicos aceptables para la industria, el número de fracturas realizadas se ha disparado en los últimos años. La fracturación hidráulica ha tenido un enorme impacto en la historia de la energía de Estados Unidos, sobre todo en los últimos tiempos. La capacidad de producir más petróleo y gas natural de los pozos más antiguos y desarrollar una nueva producción que se pensaba imposible ha transformado la producción doméstica de energía en EEUU. Sin la fracturación hidráulica, la explotación de las importantes reservas de recursos energéticos no convencionales hubiera sido imposible desde un punto de vista práctico.

5.2 El proceso de fracturación hidráulica

Es utilizada para aumentar la longitud de las fracturas creadas mediante explosivos en unos varios cientos de metros mediante la inyección de un fluido a elevada presión. La fracturación hidráulica o “fracking” se utilizó por primera vez en la década de 1940, y desde entonces se ha convertido en una técnica común para mejorar la producción de formaciones de baja permeabilidad, especialmente los reservorios no convencionales, como arenas compactas, el contenido en capas de carbón y formaciones de esquisto.

El proceso de fracturación hidráulica es técnicamente complejo, ya que las formaciones son de perfil más extenso y de grandes longitudes, lo que permite su realización por etapas y mediante la utilización de la perforación horizontal. Por ello, hay pozos que se extienden a varios kilómetros de longitud horizontal que podrían ser fracturados hidráulicamente por 10 ó 15 etapas de varios metros de longitud.

Es importante recordar que la fracturación hidráulica no es un proceso de perforación, a diferencia de ciertas afirmaciones, ya que se realiza después de finalizar la perforación del pozo. Se ha de entender el “fracking” como la utilización del fluido hidráulico, 99% de agua y arena y un 1% de aditivos químicos, para crear fracturas en una formación con el fin de estimular la producción. Durante su uso, se incluyen pasos para proteger los suministros de agua tanto del fluido inyectado como del fluido de

retorno con el gas que se produce. Para ello, se utilizan tuberías de acero para separar la parte externa, donde puede haber algún acuífero, de la parte interna, por donde circulan los fluidos utilizados para la fracturación.

Este mecanismo de separación cuyo objeto es evitar el contacto del fluido hidráulico con las aguas subterráneas de uso humano es uno de los puntos de interés de este proyecto, ya que su incorrecta realización puede tener implicaciones en la salud de las personas. Por ello, varios estudios se centran en encontrar formas más precisas de conocer y verificar la integridad de los pozos cuando han sido cementados.

La cementación es un paso casi obligado para la perforación de los pozos, ya sea para evitar pérdidas en los niveles de producción así como posibilitar la aceptación social del uso de la fracturación hidráulica, con el fin de evitar consecuencias negativas en el medioambiente y en la salud de las personas. Por eso, el proceso de cementación es de mayor importancia conforme se avanza en la perforación y se realiza de forma metódica, donde se determinan aspectos como el tipo de cemento a utilizar, que dependerá de las características del pozo como los rangos de presión a los que estará sometido, la temperatura, tipos de fluidos que se van a utilizar, etc...., luego se realizaría el diseño y planificación para garantizar la integridad del pozo.

En el proceso, una vez realizado los pasos descritos anteriormente, puede distinguirse:

- Cementación de la zona entre el agujero perforado y la carcasa circundante.
- Una vez fraguado el cemento, continuación de la perforación desde la parte inferior de la superficie o acero cementado.

Este proceso de cementación puede extenderse a más de mil metros en profundidad (figura 11), donde son de ayuda las técnicas que permiten conocer mejor las diferentes formaciones o la presencia de bolsas de agua subterráneas, a demás del uso de las mejores técnicas operacionales disponibles.

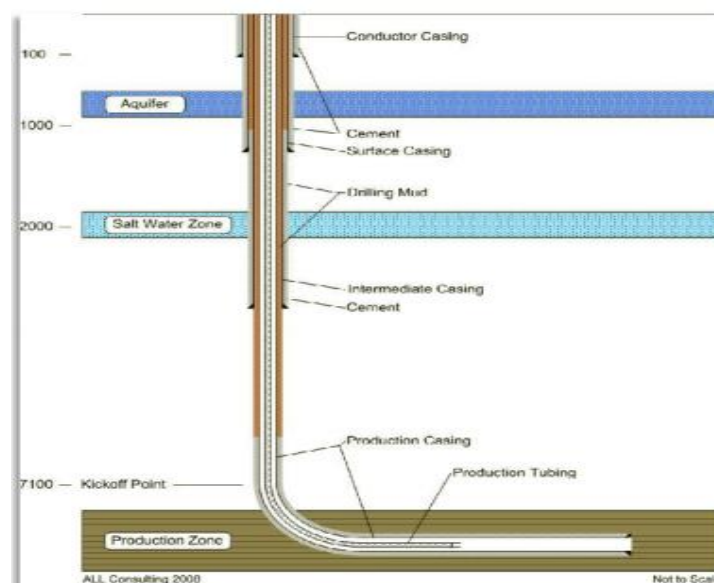


Figura 11. Proceso de cementación durante la perforación. Fuente: ALL Consulting

5.3 Cementación y revestimiento

En general, la carcasa o tubería de revestimiento utilizado para alinear el interior del pozo y esencial para la protección de las aguas subterráneas y acuíferos, se utiliza en varias etapas desde el diámetro más grande al más pequeño. La primera etapa implica a menudo la configuración de conductor de tubería y constituye la primera barrera al exterior del pozo.

Después de introducir y fijar esta primera carcasa, se continúa la perforación en la zona inferior de los conductores hasta la profundidad diseñada para realizar la primera cementación. El cemento se bombea hacia el interior de la carcasa, forzándolo a ascender desde la parte inferior de la superficie de la carcasa en el espacio entre el exterior de la carcasa de la superficie interna del pozo. Este espacio se denomina el espacio anular.

Al bombear el volumen suficiente de cemento, y comprobar el llenado de la zona anular, se inicia de nuevo la perforación de la siguiente etapa con un diámetro de la carcasa inferior a las anteriores etapas.

Este proceso puede continuar hasta alcanzar profundidades donde se tiene total seguridad de la no presencia de aguas subterráneas o acuíferos. En la figura 12 se distinguen las diferentes etapas en las que se ha realizado la cementación, a demás de garantizar una mayor protección al acuífero exterior al pozo.

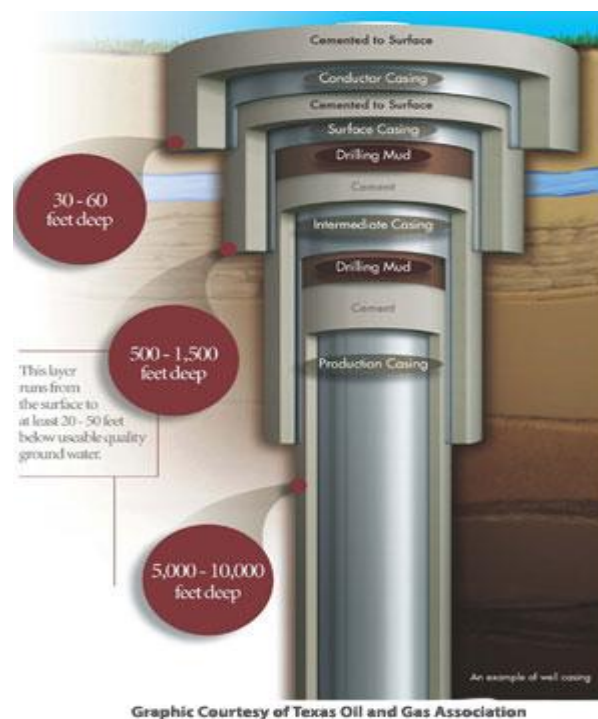


Figura 12. Cementación y protección de aguas subterráneas. Fuente: FFCDR

5.4 Fracturación direccional

Las perforaciones horizontales, realizadas por primera vez en Texas en el año 1930, son de uso estándar para la industria petrolera y gasista. Esta tecnología fue adaptada, en un primer momento, para desarrollar el gas no convencional con el fin de proporcionar una mayor exposición del pozo en el yacimiento. Su uso está relacionado con dos temas principales: el primero es el rendimiento de los pozos horizontales en los yacimientos de gas y, segundo, su rendimiento en la fracturación hidráulica, particularmente en las fracturas múltiples.

Los pozos perforados horizontalmente, que pueden extenderse a miles de metros de distancia (figura 13), normalmente entre 1000 y 2000 metros, permiten un mayor aprovechamiento del pozo respecto a los pozos verticales. Además, permiten reducir el número de pozos necesarios para producir un campo de gas, disminuir los caminos de acceso, las instalaciones de superficie y la maquinaria requerida, permitiendo menor impacto al paisaje circundante.

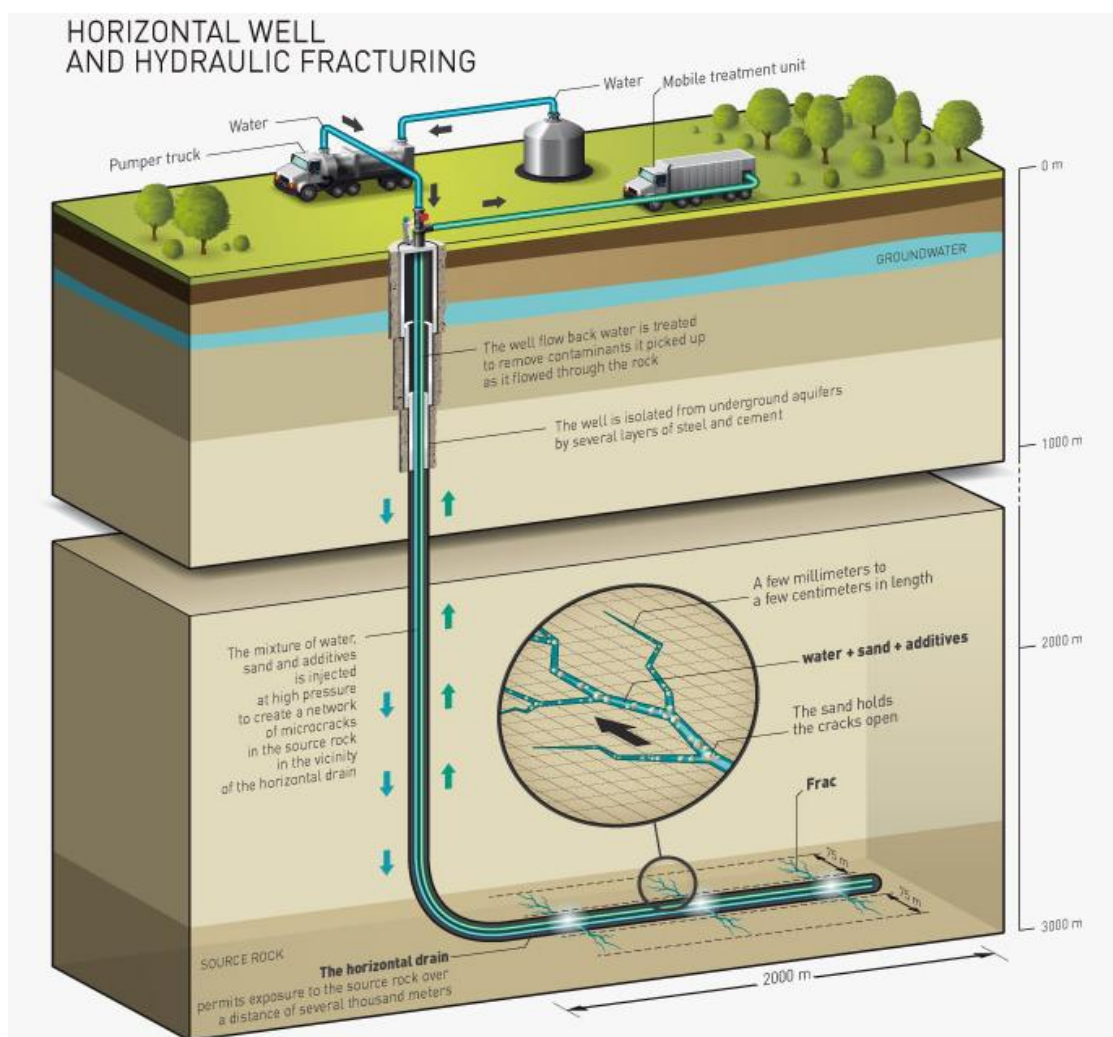


Figura13. Fracturación hidráulica en un pozo horizontal. Fuente: TOTAL

6 IMPACTOS AMBIENTALES DE LAS TECNOLOGÍAS DE APLICACIÓN AL GAS NO CONVENCIONAL: CONSIDERACIONES HACIA ALTERNATIVAS

La evaluación de los impactos ambientales de la fracturación hidráulica aplicada a la recuperación del gas no convencional, principal objetivo de este proyecto, se encuentra relacionada dentro de un proceso global de investigación de medidas que puedan mitigar o eliminar los riesgos en cada una de las etapas del proceso.

El desarrollo de la técnica de fracturación hidráulica ha recibido especial atención recientemente por los posibles efectos negativos que su desarrollo puede tener en el medioambiente y, sobre todo, en las comunidades donde se realiza. Los casos de contaminación del agua, contaminación del aire y los terremotos han sido atribuidos a las actividades de extracción de gas en zonas donde se han utilizado ésta tecnología.

En consideración con lo anterior, sin hacer valoraciones con las atribuciones mencionadas anteriormente, no es menos inteligente pensar en ellas, incluso cuando se ha venido utilizando de forma sistemática y controlada en la industria extractiva y como técnica de remediación de suelos contaminados desde hace varias décadas; ya que como venimos mencionando, al tratarse de una actividad que interactúa con el medio ambiente, requiere la adopción de medidas preventivas que permitan reducir o evitar los riesgos asociados a ella.

Lo anterior permite recordar que, cualquier actividad humana que precisa riesgos para la salud, la seguridad y el medioambiente ha de ser gestionada con mayor responsabilidad y de manera eficiente a través de la implementación de sistemas regulatorios, la investigación hacia procesos que reduzcan los riesgos y el uso de buenas prácticas y técnicas disponibles. No obstante, también es demostrable la actitud preventiva que muestran las personas hacia lo desconocido, ya sea por falta de información o simplemente por lo novedosa de la actividad. Muchas veces la sola determinación de los potenciales riesgos y la definición de medidas para reducirlos o evitarlos pueden llegar a disuadir las controversias asociadas.

En diferentes Estados y regiones se ha llegado incluso a prohibir el uso de la fracturación hidráulica (o “fracking”) antes de que diferentes estudios que se están realizando para conocer los daños reales derivados de la utilización de esta tecnología hayan publicado sus conclusiones. Como ejemplo reciente, podemos mencionar el gobierno de Cantabria, que ha prohibido el uso de la técnica de fracturación hidráulica en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria mediante un anteproyecto de ley publicado en octubre del año en curso. También se han aprobado moratorias y prohibiciones en países como Francia, Dinamarca, Bulgaria y Rumanía. Sin embargo, el estudio realizado por la EPA sobre la contaminación potencial de las aguas subterráneas a partir de esta tecnología prevé tener los resultados en el 2014, si bien es cierto que se hará pública parte de este estudio a finales de este año. Este hecho, sin menoscabo de la medida preventiva que incluye, también ratifica la necesidad de un mayor conocimiento del proceso y, como cualquier actividad humana, definir las líneas de actuación que eviten lamentar consecuencias negativas.

Con el objeto de determinar los mayores aspectos discutidos en el uso de la tecnología y efectivamente siendo los más sensibles por el daño que podría causar su incorrecta realización, iniciamos este capítulo considerando:

- la contaminación de acuíferos,
- la utilización y consumo del agua,
- la fuga de gases a la atmósfera,
- la contaminación del agua de retorno,
- la radiactividad y la sismicidad inducidas.

6.1 Contaminación de las aguas subterráneas

Una de las preocupaciones del desarrollo de las técnicas de extracción del gas en formaciones no convencionales es que las operaciones bajo superficie del proceso de fracturación hidráulica podrían ponerse en contacto con acuíferos que serían contaminados por los fluidos de perforación, el metano y los contaminantes naturales del agua de formación subterránea. Una cementación defectuosa o una fractura en el cemento que separa la tubería del pozo suponen un riesgo para los suministros de agua subterránea. Si se produce una fractura en la zona donde el pozo entra en contacto con bolsas de agua subterráneas gran cantidad de los sólidos disueltos y el lodo de perforación pueden transmitirse directamente al exterior del pozo. Por ello, como ya hemos dicho anteriormente, las tuberías de revestimiento son un elemento importante de la terminación del pozo respecto a la protección de los recursos de aguas subterráneas debido a que proporcionan aislamiento entre el agua subterránea y los fluidos del interior del pozo. El estudio realizado por la EPA responde a cinco preguntas fundamentales asociadas a la fracturación hidráulica y el ciclo de vida del agua destinado para el consumo humano:

- **Adquisición de agua:** ¿Cuáles son los impactos potenciales de las grandes extracciones de volumen de las aguas subterráneas y superficiales sobre los recursos de agua potable?
- **Su Mezcla Química:** ¿Cuáles son los posibles impactos de los derrames superficiales y de los fluidos de fracturación hidráulica en los recursos de agua potable?
- **Inyección al pozo:** ¿Cuáles son los posibles efectos de la inyección y el proceso de fractura en recursos de agua potable?
- **Producción y reflujo del agua:** ¿Cuáles son los posibles impactos de los derrames superficiales del flujo de retorno sobre los recursos hídricos?
- **Tratamiento de aguas residuales y eliminación de residuos:** ¿Cuáles son los posibles efectos del tratamiento inadecuado de las aguas residuales de fracturación hidráulica en los recursos de agua potable?

Para responder a estas preguntas, la EPA ha identificado un conjunto de actividades de investigación asociados a cada etapa del ciclo de vida del agua destinada a la fracturación hidráulica; desde la adquisición de agua, la mezcla de los diferentes aditivos, su inyección en el proceso de producción, la recuperación y el tratamiento de la misma.

6.2 Consumo de agua

El agua es el componente más importante del fluido utilizado en la fracturación, que junto con la arena, forman el 99,5% de dicho fluido (figura 14). Los grandes volúmenes de agua que se requieren para el proceso de fracturación de gases de pizarra también es un tema de preocupación en ese proceso. Por un lado, es importante que el agua sea de buena calidad porque las impurezas pueden llegar a reducir la efectividad de los aditivos utilizados en el proceso; por otra parte, gran parte de esa agua proviene de fuentes superficiales, tales como lagos y ríos, que a su vez, suelen ser las fuentes de suministros municipales.

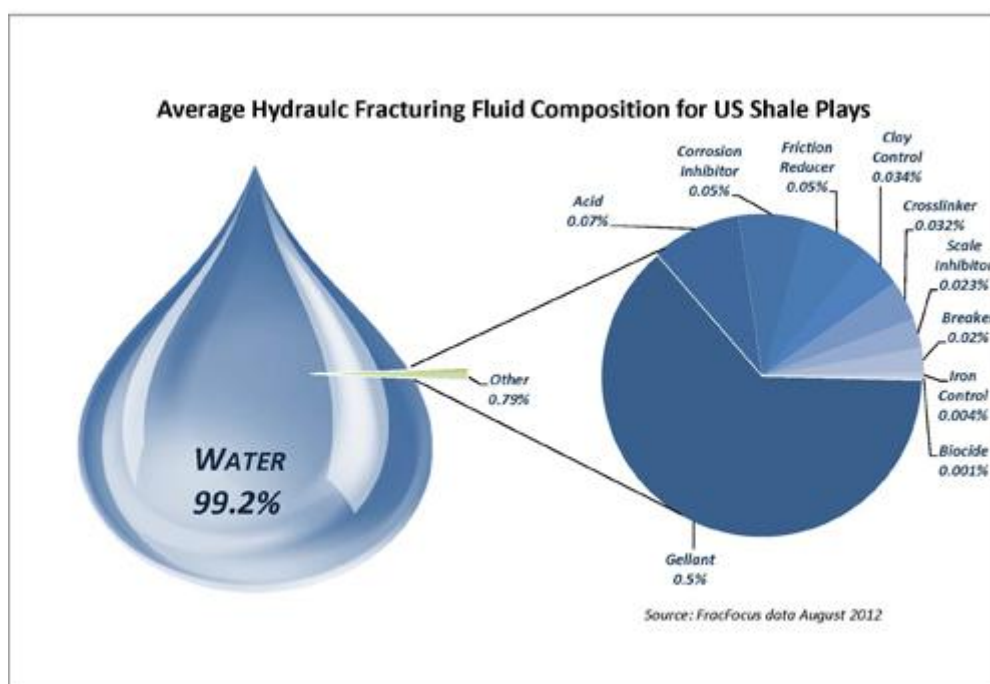


Figura 14. Composición del fluido hidráulico. Fuente: Fracfocus

Como primera consideración, resulta interesante diferenciar los términos de “uso” del agua de extracción, que según el Servicio Geológico de Estados Unidos, “es el agua extraída del suelo o adquirida de una fuente superficial”, y el “consumo” del agua, “la parte del agua extraída que se evapora, transpira, o se incorpora en productos o cultivos, consumida por el ganado y los seres humanos, o en otro modo eliminado del entorno inmediato del agua. Se ha considerado que el agua utilizada en el proceso de

fracturación se consume y no es reutilizada para otros usos y como puede entenderse, muchas de las críticas al uso de esa tecnología han sido fundamentadas por el riesgo a una escasez en el suministro del agua consumible por las personas. En ese caso, no es menos cierto que si nos centramos sólo en comparar el uso del agua en la fracturación con otras actividades ya instauradas, nos encontramos con unos rangos no muy diferenciables de magnitud (figura 15), incluso con la certeza de que la demanda de agua en la fracturación hidráulica es menor en comparación con otros usos de ella, como la agricultura, fabricación y suministro del agua municipal. Como ejemplo, la demanda total proyectada en la explotación de gas no convencional del Marcellus Shale, en Texas es de 31,8 millones de litros por día, mientras que la generación eléctrica en la misma zona utiliza cerca de 567,8 millones de litros. Esto se explica por el hecho de que el agua utilizada por esos sectores es fácilmente reutilizable, tal es el caso de las centrales nucleares, que sólo utiliza el agua para la refrigeración y la misma puede ser utilizada para otros fines; por lo que, en términos de consumo, se necesita menores cantidades de agua que en la fracturación hidráulica, que consume *a priori*, la totalidad del agua que utiliza.

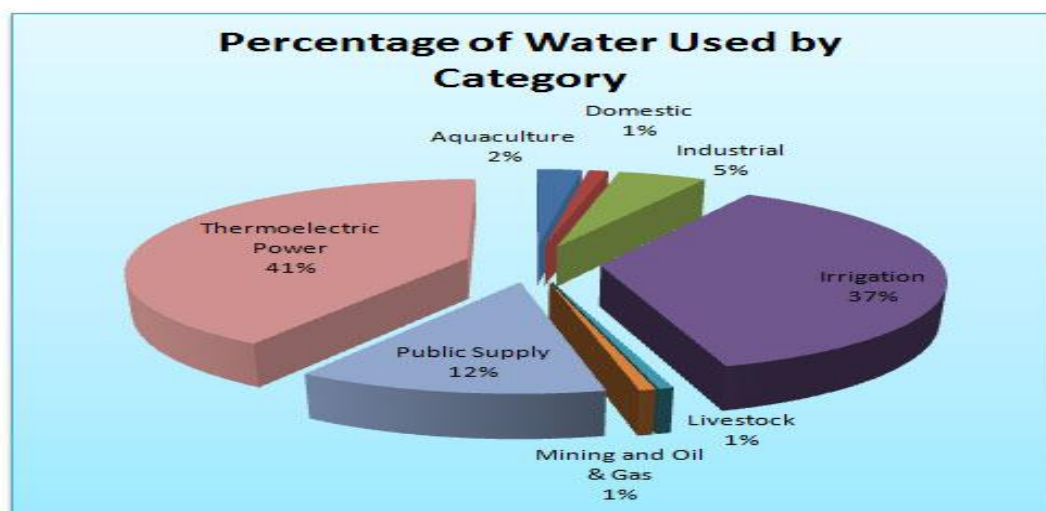


Figura 15. *Representación porcentual del uso del agua por sectores. Fuente: FCCDR*

En un primer momento puede decirse, a partir de esa diferenciación, que esa actividad afectaría de forma significativa los suministros hídricos superficiales de la zona donde se realiza y, probablemente no sea una afirmación errónea si se tiene en cuenta sólo la actividad sin tener en cuenta las condiciones fluviales o el régimen de precipitaciones de la región. No obstante, si empezamos por determinar la cantidad exacta de agua que se utiliza en el proceso de fracturación nos encontramos que no es posible debido a que los volúmenes requeridos de agua varían en función de las características del pozo, de la profundidad de la formación a explotar y el número de etapas de fracturación hidráulica. Por lo que, nos manejamos mediante la estimación de rangos de consumo en función de los requerimientos de cada emplazamiento.

No obstante, considerando la espera de los nuevos estudios sobre las estimaciones en el consumo de agua y recordando el esfuerzo de los investigadores por reducir la

necesidad de uso del agua consumible, podemos aproximar la idea de que el consumo de agua en ese proceso tiene las mismas implicaciones que el resto de actividades que ya están aceptadas, por el hecho de que, al ser un recurso limitado y tan imprescindible para las personas, tiene que ser utilizado de forma responsable, evitando mayores consumos o en su caso posibilitar su uso para otros fines.

Es importante señalar también, que son muchas las alternativas que se están ejecutando para reducir los efectos de mayor consumo de agua en la fracturación hidráulica. Una de las alternativas que se está llevando a cabo es la de aprovechar los cambios estacionales en el caudal de los ríos para la obtención del agua, de tal forma que cuando los ríos experimentan crecidas, ya sea por lluvias o aportación de aguas subterráneas, se realiza la adquisición del agua. Con ese mecanismo se consigue planificar y seleccionar el mejor momento para retirar el agua y evitar consecuencias como el suministro de agua potable a las zonas pobladas.

Otra alternativa a destacar es que las técnicas de tratamiento han hecho posible que el agua de retorno de la fracturación pueda volver a ser reutilizada para nuevos procesos de fractura, lo que permite el establecimiento de un ciclo, reduciendo los efectos de mayor consumo (figura 16).

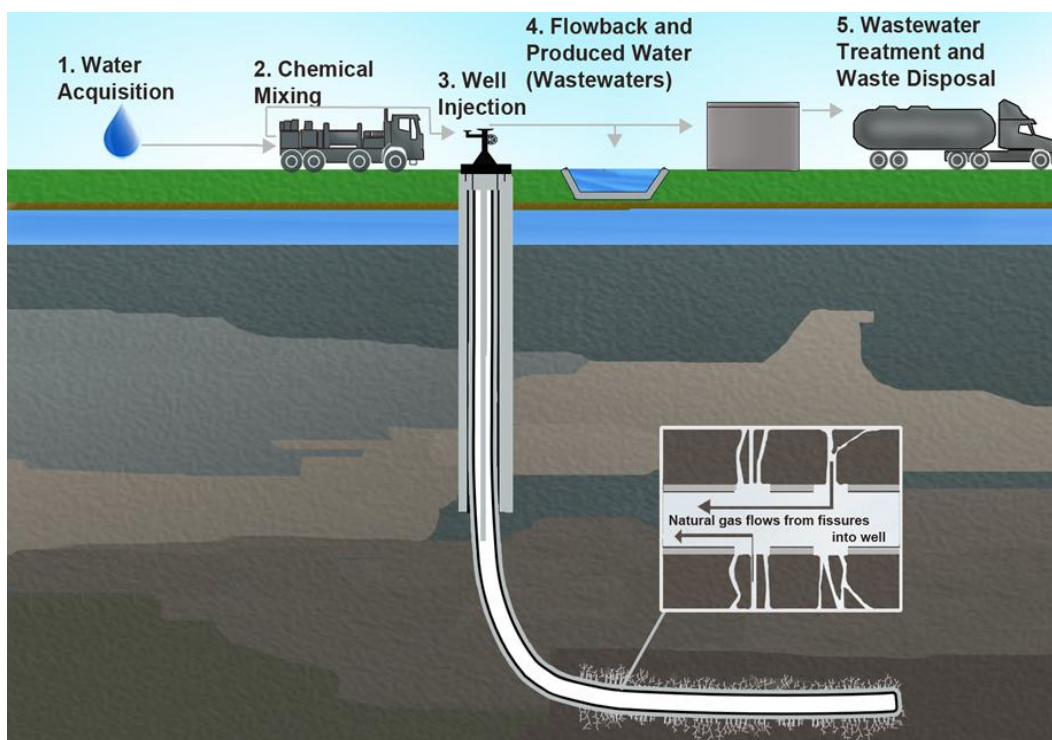


Figura 16. Etapas del Ciclo del Agua en la Fracturación Hidráulica. Fuente: EPA

Por último, no sólo se ha minimizado el uso del agua dulce mediante la reutilización del agua de retorno, sino que las técnicas también están permitiendo el uso de aguas salobres y de las aguas salinas procedentes de acuíferos profundos.

6.3 Riesgo sísmico

Otro de los riesgos que ha tomado especial atención recientemente es la posibilidad de que la fracturación hidráulica podría causar terremotos de baja magnitud. La preocupación por el riesgo de que la fracturación hidráulica pueda provocar terremotos de baja intensidad encuentra su justificación en los siguientes hechos:

- Temblores en abril y mayo de 2011 en la zona de Preese Hall, cerca de Blackpool, Reino Unido, después de que una investigación del gobierno británico los haya relacionado con los trabajos de fracturación hidráulica que se realizaban en la zona. El mayor de los temblores tuvo una magnitud de 2,3 en la escala Richter.
- Conjunto de microsismos en la región de Oklahoma, de magnitud comprendida entre 1 hasta los 2,8 en la escala Richter, cuya ocurrencia coincidía con la realización de actividades extractivas con la utilización del “fracking” el 18 de enero de 2011.

Si nos disponemos a buscar otras actividades susceptibles de generar sismos de magnitudes similares, nos encontramos que la energía liberada en el colapso de los huecos abiertos de las antiguas explotaciones mineras es mayor que la liberada en un proceso de fracturación hidráulica. Como prueba de ello, el informe reciente de la Real Sociedad de Ingeniería del Reino Unido indica que la sismicidad relacionada con la minería de carbón es menor que la natural y fija su límite superior de magnitud 4 en la escalara Richter; mientras que el límite superior de la sismicidad inducida a la fracturación hidráulica es de magnitud 3 en la misma unidad (Gren Shale et al 2012).

Por otra parte, las conclusiones de las investigaciones llevadas a cabo sobre los casos de sismicidad anteriores, determinaron que, en el caso de Blackpool, fueron originadas por la transmisión de fluidos de inyección a una falla cercana, que liberó mayor energía que la provocada en un proceso de fracturación.

Las consideraciones anteriores sobre el límite superior de sismicidad de la fracturación y las conclusiones a las investigaciones sobre los casos asociados al proceso hacen necesario que se adopten las siguientes medidas preventivas, muchas de las cuales sugeridas también por el autor Zoback:

- a) Evaluación geológica preliminar del emplazamiento, ya que es evidente que la falla anterior no fue identificada en las investigaciones previas a la realización de las operaciones extractivas.
- b) Establecer mecanismos que permitan minimizar los cambios de presión en profundidad.
- c) Establecer metodologías flexibles en función de los datos obtenidos en las compañías de control sísmico.
- d) Evitar la inyección en zonas con fallas activas. Para ello, servirán de ayuda los métodos geofísicos para su identificación.

- e) Tomar las medidas correctoras que eviten la repetición de los casos estudiados.

6.4 El fluido de retorno y su potencial contaminación

Entre el 15% y el 85% del fluido inyectado durante la fracturación alcanza de nuevo la superficie en los primeros días, cuando el pozo es despresurizado. Este fluido contiene, como resulta evidente, compuestos orgánicos e inorgánicos naturales y los aditivos químicos usados en la fracturación. También contiene metano y agua salada que contiene minerales procedentes del interior del pozo y, algunos casos, material radiactivo de tipo natural, debido al mayor contenido en elementos radiactivos que suelen presentar las pizarras y el carbón respecto a otros tipos de rocas.

Como puede entenderse fácilmente, la gestión de este fluido (figura 17) debe realizarse de forma responsable. Su manejo adecuado es de vital importancia para la protección de las aguas superficiales y subterráneas, la fauna y la flora de la zona circundante y las posibles emisiones a la atmósfera.

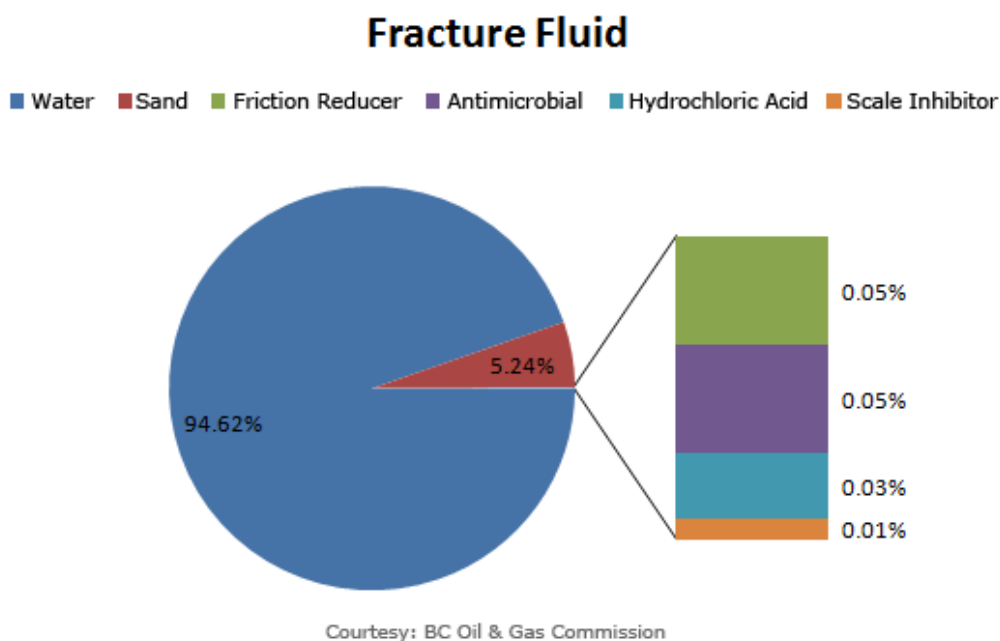


Figura 17. Fluido de fracturación. Fuente: FracFocus

En la actualidad, el fluido de retorno de la fracturación hidráulica no es reutilizable para un consumo diferente a una nueva fracturación y por ello, muchas investigaciones se están promoviendo para encontrar otros usos.

Recientemente, muchas compañías han comenzado a reciclar el fluido de retorno de fracturaciones anteriores, lo cual reduce el consumo de agua y permite un movimiento cíclico del agua utilizada.

Otra alternativa muy extendida en EEUU es la inyección del fluido en acuíferos profundos, técnica que requiere de adecuados estudios geológicos y comprobaciones de campo para conocer mejor la formación y lugar idóneo que pueda contener los fluidos inyectados. En ocasiones es discutida esa técnica cuando se considera la contaminación de las formaciones litológicas que la imposibilitarían para posibles usos futuros. Sin embargo, esa idea pierde credibilidad si se tiene en cuenta que muchas impurezas y materiales inyectados proceden del interior del yacimiento perforado; como es el caso del residuo sólido resultante de la evaporación del agua antes de ser inyectado.

6.4.1 Uso de los aditivos químicos

Los aditivos químicos son de uso necesario para garantizar que el proceso de fracturación se realice de manera eficaz y eficiente. Los químicos cumplen funciones importantes que van desde limitar el crecimiento de las bacterias para evitar la corrosión de las tuberías de revestimiento hasta posibilitar una mayor movilidad de los fluidos inyectados mediante la reducción de la fricción, entre otras importantes funciones. La figura 18 muestra el uso genérico de los químicos utilizados en la fracturación hidráulica, su función en el proceso y las consecuencias de no usarlos.

Chemicals Commonly Used in Shale Fracturing and consequences of not using the chemical

Chemical	Use	Consequences of not using chemical
Acid	Removes near well damage	Higher treating pressure, slightly more engine emissions.
Biocides	Controls bacterial growth	Increased risk of souring the formation (H ₂ S gas from sulfate reducing bacteria growth) and increasing corrosion.
Corrosion Inhibitor	Used in the acid to prevent corrosion of pipe	Sharply increased risk of pipe corrosion from acid. Well integrity compromised.
Friction Reducers	Decreases pumping friction	Significantly increases surface pressure and frac pump engine emissions.
Gelling Agents	Improves proppant placement	Increased water use. Natural gas recovery may decrease in some cases by 30 to 50% where frac fluids must be gelled (conventional fracs).
Oxygen scavenger	Prevents corrosion of well tubulars by oxygen	Corrosion sharply increased and well integrity (containment) compromised.

Figura 18. Químicos de uso frecuente en el fracking y las consecuencias de su no utilización. Fuente: Fracfocus

Existen varios cientos de químicos que pueden utilizarse como aditivos químicos, aunque habitualmente se utiliza un número limitado de ellos en la fracturación. En ocasiones las compañías, por motivos de competitividad y eficiencia, no suelen especificar cuál de esos químicos suelen utilizar y los porcentajes de la mezcla de esos aditivos, aunque se sabe que constituyen menos del 1% en todo el fluido de fracturación. En la tabla siguiente se muestra una lista de los aditivos de uso frecuente:

Tabla 1. Aditivos químicos de uso frecuente en la fracturación hidráulica

<u>Nombre químico</u>	<u>CAS</u>	<u>Purpose</u>	<u>Función del producto</u>
Ácido clorhídrico	007647-01-0	Ayuda a disolver los minerales e iniciar las grietas de la roca	Ácido
Glutaraldehído	000111-30-8	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Cloruro de amonio cuaternario	012125-02-9	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Cloruro de amonio cuaternario	061789-71-1	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Tetraquis hidroximetil-fosfonio Sulfato	055566-30-8	Elimina las bacterias en el agua que produce subproductos corrosivos	Biocida
Persulfato de amonio	007727-54-0	Permite una rotura retardada abajo del gel	Interruptor automático
Cloruro de Sodio	007647-14-5	Producto Estabilizador	Interruptor automático
El peróxido de magnesio	014452-57-4	Permite un descanso por el retraso en gel	Interruptor automático
Óxido de Magnesio	001309-48-4	Permite un descanso por el retraso en gel	Interruptor automático
Cloruro de calcio	010043-52-4	Producto Estabilizador	Interruptor automático
Cloruro de colina	000067-48-1	Evita que las arcillas de la hinchazón o el paso de	Clay Estabilizador
Cloruro de tetrametil amonio	000075-57-0	Evita que las arcillas de la hinchazón o el paso de	Clay Estabilizador
Cloruro de Sodio	007647-14-5	Evita que las arcillas de la hinchazón o el paso de	Clay Estabilizador
Isopropanol	000067-63-0	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente	Inhibidor de la corrosión
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente	Inhibidor de la corrosión

<u>Nombre químico</u>	<u>CAS</u>	<u>Purpose</u>	<u>Función del producto</u>
Ácido fórmico	000064-18-6	Previene la corrosión de la tubería	Inhibidor de la corrosión
El acetaldehído	000075-07-0	Previene la corrosión de la tubería	Inhibidor de la corrosión
Destilado de Petróleo	064741-85-1	Vehículo fluido para reticulador de borato o zirconato	Crosslinker
Destilado hidrotratado éter de petróleo	064742-47-8	Vehículo fluido para reticulador de borato o zirconato	Crosslinker
Metaborato de potasio	013709-94-9	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	Crosslinker
Trietanolamina zirconato	101033-44-7	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	Crosslinker
Tetraborato de sodio	001303-96-4	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	Crosslinker
Ácido bórico	001333-73-9	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	Crosslinker
Complejo de circonio	113184-20-6	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	Crosslinker
Borato	N / A	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	Crosslinker
Glicol etileno	000107-21-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Crosslinker
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Crosslinker
Poliacrilamida	009003-05-8	"Slicks" el agua para minimizar la fricción	Reductor de Fricción
Destilado de Petróleo	064741-85-1	Vehículo fluido para reductor de fricción de poliacrilamida	Reductor de Fricción
Destilado hidrotratado éter de petróleo	064742-47-8	Vehículo fluido para reductor de fricción de poliacrilamida	Reductor de Fricción

<u>Nombre químico</u>	<u>CAS</u>	<u>Purpose</u>	<u>Función del producto</u>
Glicol etileno	000107-21-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Reductor de Fricción
Goma de Guar	009000-30-0	Espesa el agua con el fin de suspender la arena	Agente gelificante
Destilado de Petróleo	064741-85-1	Vehículo fluido para goma guar en geles líquidos	Agente gelificante
Destilado hidrotratado éter de petróleo	064742-47-8	Vehículo fluido para goma guar en geles líquidos	Agente gelificante
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Agente gelificante
Polisacárido Mezcla	068130-15-4	Espesa el agua con el fin de suspender la arena	Agente gelificante
Glicol etileno	000107-21-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Agente gelificante
Ácido Cítrico	000077-92-9	Evita la precipitación de óxidos de metales	Control de Hierro
Ácido Acético	000064-19-7	Evita la precipitación de óxidos de metales	Control de Hierro
Ácido tioglicólico	000068-11-1	Evita la precipitación de óxidos de metales	Control de Hierro
Eritorbato sódico	006381-77-7	Evita la precipitación de óxidos de metales	Control de Hierro
Lauril sulfato	000151-21-3	Se utiliza para evitar la formación de emulsiones en el fluido de fractura	No Emulsionante
Isopropanol	000067-63-0	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	No Emulsionante
Glicol etileno	000107-21-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	No Emulsionante
Hidróxido de Sodio	001310-73-2	Ajusta el pH del fluido a mantiene la eficacia de otros componentes, tales como reticulantes	agente de ajuste del pH
Hidróxido de potasio	001310-58-3	Ajusta el pH del fluido a mantiene la eficacia de otros componentes, tales como reticulantes	agente de ajuste del pH

<u>Nombre químico</u>	<u>CAS</u>	<u>Purpose</u>	<u>Función del producto</u>
Ácido Acético	000064-19-7	Ajusta el pH del fluido a mantiene la eficacia de otros componentes, tales como reticulantes	agente de ajuste del pH
Carbonato de Sodio	000497-19-8	Ajusta el pH del fluido a mantiene la eficacia de otros componentes, tales como reticulantes	agente de ajuste del pH
Carbonato de Potasio	000584-08-7	Ajusta el pH del fluido a mantiene la eficacia de otros componentes, tales como reticulantes	agente de ajuste del pH
Copolímero de acrilato de sodio y acrilamida	025987-30-8	Previene las incrustaciones de cal en el tubo	Inhibidor de la escala
Policarboxilato de sodio	N / A	Previene las incrustaciones de cal en el tubo	Inhibidor de la escala
Sal de ácido fosfónico	N / A	Previene las incrustaciones de cal en el tubo	Inhibidor de la escala
Lauril sulfato	000151-21-3	Se usa para aumentar la viscosidad del fluido de fractura	Surfactante
Etanol	000064-17-5	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Surfactante
Naftalina	000091-20-3	Vehículo fluido para los ingredientes tensioactivos activos	Surfactante
Metanol	000067-56-1	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Surfactante
Alcohol isopropílico	000067-63-0	Producto estabilizador y / o acondicionamiento para el invierno agente.	Surfactante
2-Butoxietanol	000111-76-2	Producto estabilizador	Surfactante

Fuente: Fracfocus

La utilización de estos químicos también ha recibido importantes críticas al ser consideradas nocivas para el ser humano en caso de que entren con bolsas de aguas subterráneas, o su potencial contaminación al aire y al entorno cuando son vertidos en la superficie junto con el agua de retorno. Tales opiniones no son erróneas y, siendo conscientes de las consecuencias de un manejo negligente de estos productos, se

precisa de un uso racional y responsable para evitar lamentar situaciones no deseadas.

Con el fin de evitar su uso indebido, se han desarrollado normativas que permiten notificar la fabricación de productos químicos peligrosos y tóxicos y reconocer el derecho a notificar a la opinión pública. Como ejemplo, en EEUU se promulgó la Ley de Planeación de Emergencia y Derecho a Saber de la Comunidad (EPCRA, por sus siglas en inglés), que establece los requisitos para que los gobiernos federales, estatales y regionales y la industria adopten medidas respecto a la planificación de emergencias y el derecho de la comunidad a ser informada sobre los productos peligrosos y tóxicos que se utilizan. En virtud de las secciones 311 y 312 de la EPCRA, instalaciones de fabricación, procesamiento o almacenamiento de sustancias químicas peligrosas designadas deben hacer las Hojas de Seguridad (MSDS), describiendo las propiedades y efectos sobre la salud de estas sustancias químicas, a disposición de las autoridades estatales y locales y los departamentos de bomberos locales. Esta misma Ley autoriza a la EPA realizar un Inventario de Emisiones tóxicas (TRI, en inglés), que es una base de datos pública que contiene información sobre la emisión de sustancias químicas y desechos tóxicos y las actividades de gestión reportados anualmente por ciertas industrias, así como instalaciones federales.

Hasta la fecha, la EPA no ha incluido la extracción de petróleo y gas como una industria que tiene que reportar bajo el TRI. Esto no es una excepción en la ley. Más bien se trata de una decisión de la EPA motivada por el hecho de que la mayor parte de la información solicitada en el TRI ya se ha informado por los productores a los organismos del Estado que lo hacen disponible al público. Además, los informes del TRI de los miles de pozos de petróleo y gas abrumarían el actual sistema de presentación de informes y resultaría difícil extraer datos significativos a partir de la enorme cantidad de información presentada.

Por otro lado, muchos estados han desarrollado o están desarrollando normas en materia de divulgación relacionados con la fracturación hidráulica y, aunque el contenido de estas normas sea diferente, la intención final es la de proporcionar al público la información acerca de los productos químicos que se utilizan para fracturar pozos. En cualquier caso, son frecuentes los cambios de las normas estatales de divulgación pública para adaptarse a las nuevas exigencias de la opinión pública.

6.5 Contaminación causada por el metano

Las propiedades físicas del gas metano, baja viscosidad y baja densidad, facilitan su migración hacia la superficie cuando la integridad del pozo presenta deficiencias. Su migración hacia las capas superiores es posible incluso cuando no existen grandes fracturas incontroladas en la estructura maciza del pozo y la propia caña del pozo suele ser su vía de escape preferente.

Aunque el metano disuelto en agua no es actualmente clasificado como un peligro para la salud en caso de ingestión, es un asfixiante y constituye un riesgo importante de explosión e incendio. Algunas evidencias han demostrado la presencia de gas metano disuelto en los abastecimientos de agua potable en áreas cercanas a las explotaciones de gas mediante técnicas de estimulación y fracturación hidráulica (en un radio aproximado de 1 km), donde la concentración de metano se encontraba por encima de la media permitida (figura 19).

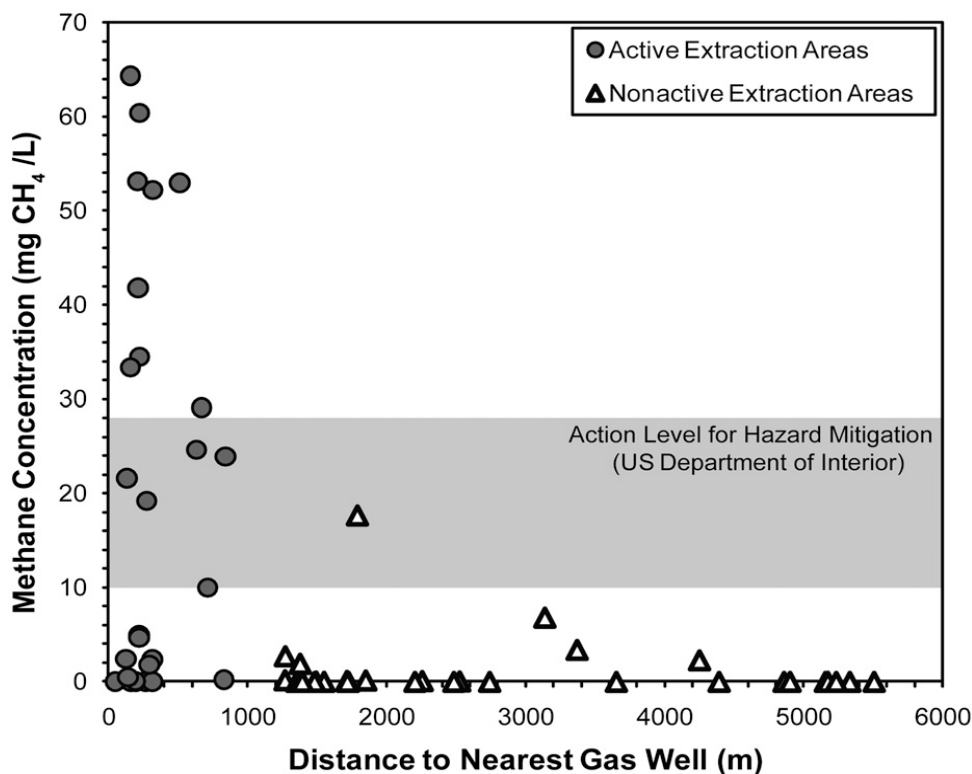


Figura 19. Contaminación de metano en aguas de consumo humano en relación con pozos de extracción de gas y fracking. Fuente: Osborn, et al, 20011

Sin embargo, las emisiones de metano y CO₂ asociadas a la explotación y desarrollo de gas no convencional se pueden minimizar de forma significativa. De hecho, desarrollos técnicos como la descarga y quema controlada de gas, además de equipos para capturar y condensar el gas para su comercialización (green completion) se utilizan siempre que sea posible. De esa manera se puede garantizar que el metano sea capturado y no llegue a la atmósfera. Durante la fase de investigación, y particularmente durante los test preliminares de evaluación, al no existir posibilidad de conexión a la red, el gas producido por el pozo debe quemarse en antorcha, similarmente a como se hace en el caso de pozos convencionales. Como prueba de ello, un estudio reciente de la Comisión Europea indica que la generación de electricidad a partir del shale gas emite entre un 41% y un 49% menos de gases de efecto invernadero que las centrales eléctricas de carbón. Por otro lado, según la Agencia Internacional de la Energía, el auge del shale gas en los Estados Unidos ha coincidido con la reducción de hasta 450 millones de toneladas las emisiones de CO₂ en los últimos cinco años.

6.6 INTERCONEXIÓN DE LAS FRACTURAS CON LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS

Otra de las vías por la que se estima una posible contaminación es mediante las fracturas creadas tras la inyección del fluido hidráulico. La longitud de las fracturas suelen ser de varios cientos metros y su objetivo es la de cubrir el espesor de la formación a explotar. Como hemos visto anteriormente, el fluido inyectado a presión para incrementar la longitud de las fracturas creadas mediante explosivos, contiene diferentes aditivos químicos que podrían llegar a contaminar las bolsas de aguas subterráneas en las zonas más superiores. Hecho que, efectivamente, justificaría las opiniones que han denunciado esa posibilidad de contaminación. Sin embargo, la experiencia demuestra que las probabilidades de que se produzca una contaminación posibilitada por la interconexión de las fracturas creadas con los acuíferos en las capas más superficiales son mínimas y se justifica por los siguientes motivos:

- No se produce ninguna interconexión entre las fracturas creadas y los acuíferos dada la profundidad en la que realiza la inyección de fluidos (2000 a 6000 metros), respecto a las aguas subterráneas (100 – 500 m).
- El flujo entre ambas formaciones es poco probable debido a la menor permeabilidad vertical que presentan las formaciones de pizarras: Ley de Darcy

6.6.1 Flujo de fluidos en el subsuelo: ley de Darcy

La explicación a la menor probabilidad de flujo entre el agua de las formaciones subterráneas y el fluido hidráulico inyectado se encuentra mediante la comprensión de la Ley de Darcy, que explica cómo se mueven los fluidos en el subsuelo.

El estudio realizado por Darcy define la capacidad de un líquido para fluir a través de un medio poroso como la roca. Se basa en el hecho de que la cantidad de flujo entre dos puntos está directamente relacionado con la diferencia de presión entre los puntos, la distancia entre los puntos, y la interconectividad de los caminos de flujo en la roca entre los puntos. La medición de la interconexión se denomina permeabilidad. En el subsuelo, la roca se deposita en capas. El movimiento del fluido entre dichas capas está determinado por la permeabilidad. Sin embargo, para tener en cuenta la permeabilidad, debe medirse en ambas direcciones, vertical y horizontal. Por ejemplo, las formaciones de pizarras poseen permeabilidades que son mucho más bajas verticalmente que horizontalmente, como se indica en la figura 20. Esto significa que es difícil que el líquido fluya de forma vertical a través de una capa de lutitas, pero con mayor facilidad cuando lo hace de un lado a otro, horizontalmente.

Lo anterior demuestra que el fluido inyectado encontrará mayor facilidad en desplazarse a lo largo de los planos de estratificación horizontal, donde existen vías naturales, y mayor dificultad si el movimiento es vertical. En cualquier caso, si la diferencia de presión entre la zona fracturada y el acuífero no es demasiado grande, que normalmente sí lo es, la distancia relativamente grande y las formaciones intermedias con menor permeabilidad vertical, existe una probabilidad menor entre ambas zonas.

La excepción a esta ley sólo puede darse cuando hay una vía de flujo previa entre ambas formaciones, como puede ser un pozo abierto o una falla que interconecta las dos formaciones.



Figura 20. Mayor permeabilidad horizontal y baja permeabilidad vertical de las pizarras. Fuente: Fracfocus

Bajo cualquiera de estas circunstancias, la diferencia de presión y la distancia serán los factores determinantes en cuanto a si el fluido puede migrar desde la zona inferior a la zona superior.

El estudio de Darcy puede expresarse de la siguiente manera:

$$Q = -KA \frac{dh}{dl}$$

Donde:

- Q es la tasa de flujo agua (volumen por unidad de tiempo)
- K es la conductividad hidráulica de un área de la columna
- A es el área de la columna
- Dh/dl es el gradiente hidráulico, es decir, el cambio desde la superficie hasta la formación de interés.

La figura siguiente muestra la expresión esquemática de la Ley de Darcy:

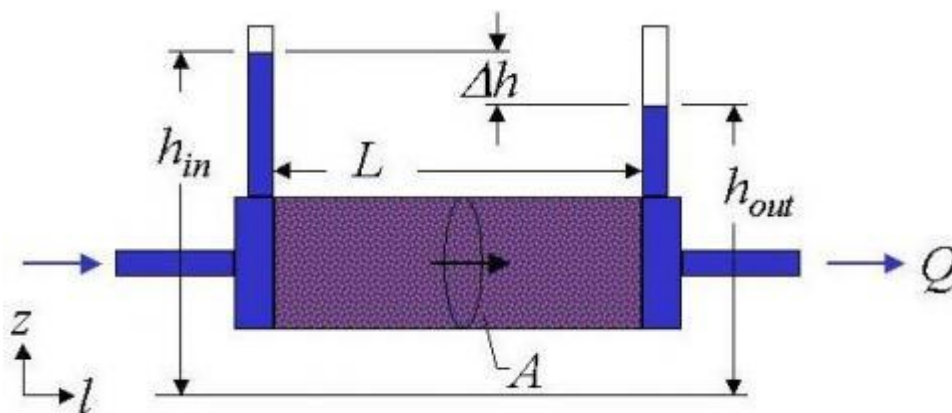


Figura 21. Expresión esquemática de la ley de Darcy

La aplicación de la Ley de Darcy resulta fundamental para determinar la posibilidad de que el fluido inyectado en la fracturación pueda alcanzar los acuíferos de agua dulce.

6.7 Radiactividad inducida

La radiactividad es la capacidad que tienen algunas sustancias para transformar sus partículas inestables en otras estables, emitiendo radiaciones y liberando energía. La radiación se convierte en una preocupación cuando las partículas y la energía emitidas entran en contacto con moléculas de los seres vivos, debido a que la interacción entre ellas puede resultar en daños o muerte celular.

La radiactividad se puede encontrar en todas partes de nuestro entorno, ya sea en los alimentos, en el aire, el agua de mar, cualquier tipo de material y todos los seres vivos. Todo y todos somos de alguna manera radiactivos y contribuimos en mayor o menor medida a la radiactividad natural. Sin embargo, sólo la dosis define el umbral entre lo beneficioso y lo perjudicial de la radiactividad para las personas.

La cantidad de exposición a la radiación se expresa normalmente en una unidad llamada milirem, 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 para los distintos tejidos y órganos por el factor de ponderación de cada uno de ellos y sumando los productos). No obstante, la EPA permite superar el límite en 50 veces para trabajadores relacionados con actividades con radiactividad.

Recientes análisis que se han realizado del fluido de retorno han mostrado niveles de radiactividad en algunos casos (ver figura 22). El bajo nivel de material radiactivo registrado procede de fuentes naturales que se encuentran en el suelo, el agua, el aire y en los alimentos. Como se ha mostrado anteriormente, la tecnología de extracción no incorpora ningún elemento radiactivo al proceso. La radiactividad es natural, presente en la formación de pizarra, no sólo en aquella que es explotada comercialmente, sino en toda la que se extiende, por ejemplo, por el estado de Nueva York, donde los niveles de radicación natural (NORM, ó *Naturally Occurring Radioactive Material*) son elevados sin operaciones extractivas cercanas.

No obstante, al identificar el riesgo es conveniente minimizarlo. El tratamiento más utilizado del agua procedente de las formaciones de Marcellus fue la evaporación. El residuo sólido resultante es fundamentalmente en cloruro sódico, que lleva incorporado algunas sales de ^{226}Ra . Estas sales suelen ser destinadas para ser esparcidas por el suelo cuando se producen grandes heladas, con el fin de rebajar el punto de congelación del agua para hacer seguro el tránsito seguro de vehículos y personas.

En cualquier caso, los NORM, en concentraciones naturales, no son peligrosos, excepto cuando se concentren dentro del pozo, a través de cambios de presión y temperatura, por reacciones del ^{226}Ra y ^{228}Ra con sulfato de bario originándose incrustaciones. Para evitar los potenciales riesgos de esos elementos concentrados, se deben descontaminar y limpiar los equipos periódicamente.

Por tanto, los niveles de radiación registrados en los campos de de producción de gas son lo suficientemente bajos que no se espera que afecten al público ni a los trabajadores de los mismos.

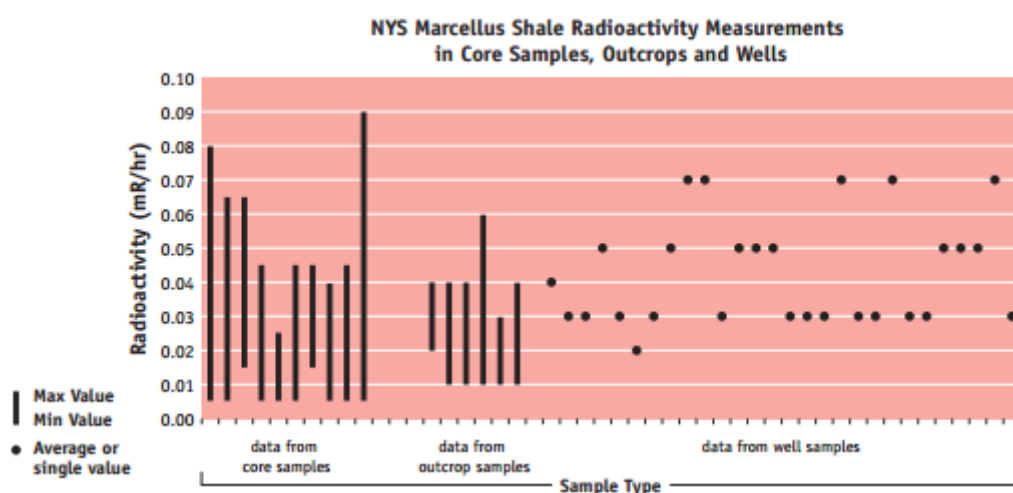


Figura 22. Medidas de la radiactividad en el Marcellus Shale en mR/hr. El rango de exposición continua regulado por el gobierno de Estados Unidos para el público en general es de 0,011 mR/hr y para trabajadores relacionados con actividades con radiactividad es de 2,5 mR/hr.

7 PRODUCCION ACTUAL CON EL EMPLEO DEL FRACKING

7.1 Producción en Estados Unidos

7.1.1 El Barnett Shale

Formación localizada en la cuenca Fort Worth del centro-norte de Texas. Perteneciente a la era carbonífera del missisiense y con una profundidad comprendida entre los 2000 hasta 2600 metros (figura 23). Está limitada de formaciones de calizas Marble Falls Limestone, en la parte superior, y por debajo, Chappel Limestone.

Se han perforado más de 10000 pozos y constituye una de las cuencas más importantes para la extracción de gas de lutitas y ha servido como un campo de pruebas para el desarrollo de las nuevas tecnologías. La combinación de la perforación horizontal junto con la fracturación hidráulica ha sido utilizada para incrementar el número de etapas de fracturación a través de la formación y aumentar los volúmenes de producción, a demás de evitar mayores ocupaciones de terreno en la superficie.

Con una extensión de 8000 kilómetros cuadrados y un espesor que va desde los 30 a más de 180 metros, el Barnett Shale posee un papel importante para la producción doméstica en Estados Unidos, con una estimación de 9260 millones de metros cúbicos, de los cuales 1246 millones son recuperables con la tecnología actual.

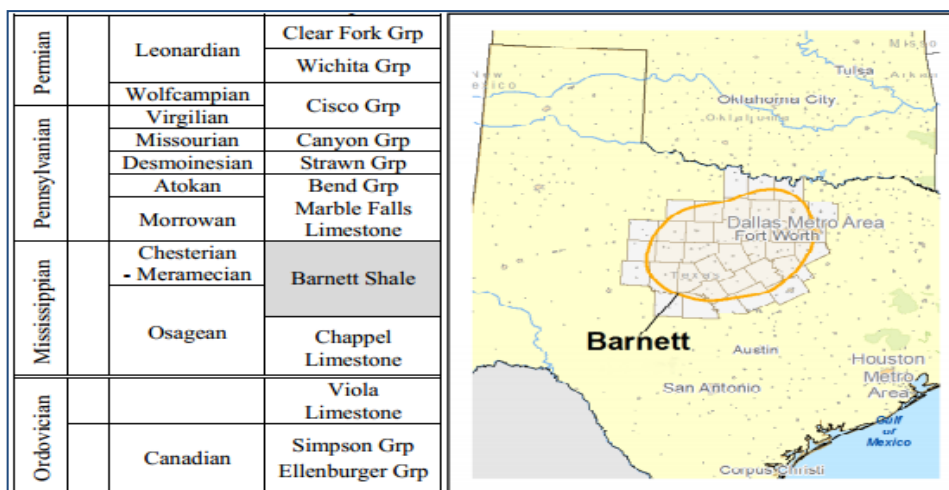


Figura 23. Formaciones del Barnett Shale en EEUU.

7.1.2 Fayetteville Shale

Situada en la cuenca de Arkoma del norte de Arkansas y Oklahoma oriental posee una profundidad de entre 300 y 2100 metros. Al igual que la Barnett Shale, pertenece al missisipiense y limitada con formaciones de calizas. Su desarrollo comenzó en la década de 2000, ya que las empresas que operaban en la Barnett Shale encontraban paralelismo entre ésta formación y la Fayetteville Shale en términos de edad y características geológicas.

Con más de 1000 pozos produciendo y una extensión casi el doble que la de Barnett Shale de 14400 kilómetros cuadrados, las formaciones de pizarra de Fayetteville se están convirtiendo en una de las zonas más activas a nivel productivo en Estados Unidos (ver figura 24)

Su contenido en gas, con una estimación inferior que la de Barnett, es de unos 1472,5 millones de metros cúbicos de los que 1178 millones son técnicamente recuperables.

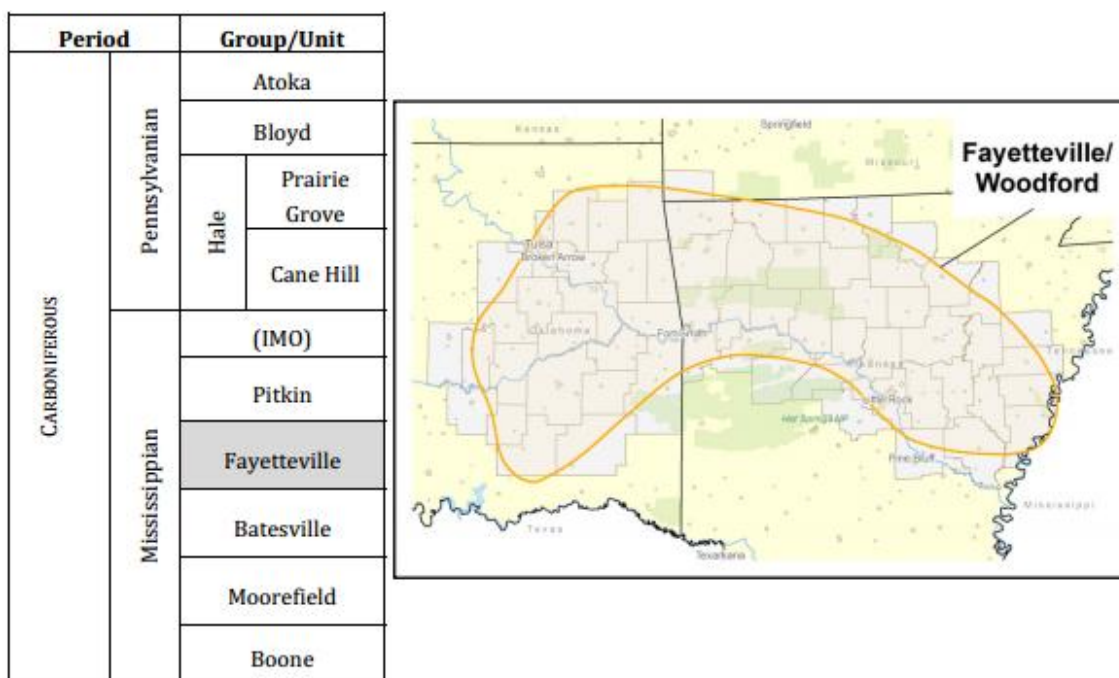


Figura 24. Formación de Fayetteville Shale en EEUU.

7.1.3 Haynesville Shale

Cuenca localizada en la zona norte del estado de Louisiana y Texas Oriental. Posee una profundidad comprendida entre 3200 y 4200 metros. Con formaciones del Jurásico superior y limitado por areniscas y calizas en la zona superior e inferior respectivamente.

Con estimaciones de gas significativos, comprende una extensión aproximada de 14500 kilómetros cuadrados, con un espesor medio de 60 y 95 metros (figura 25). El gas técnicamente recuperable es de 7362,4 millones de metros cúbicos sobre una estimación inicial de 20303,2 millones de metros cúbicos.

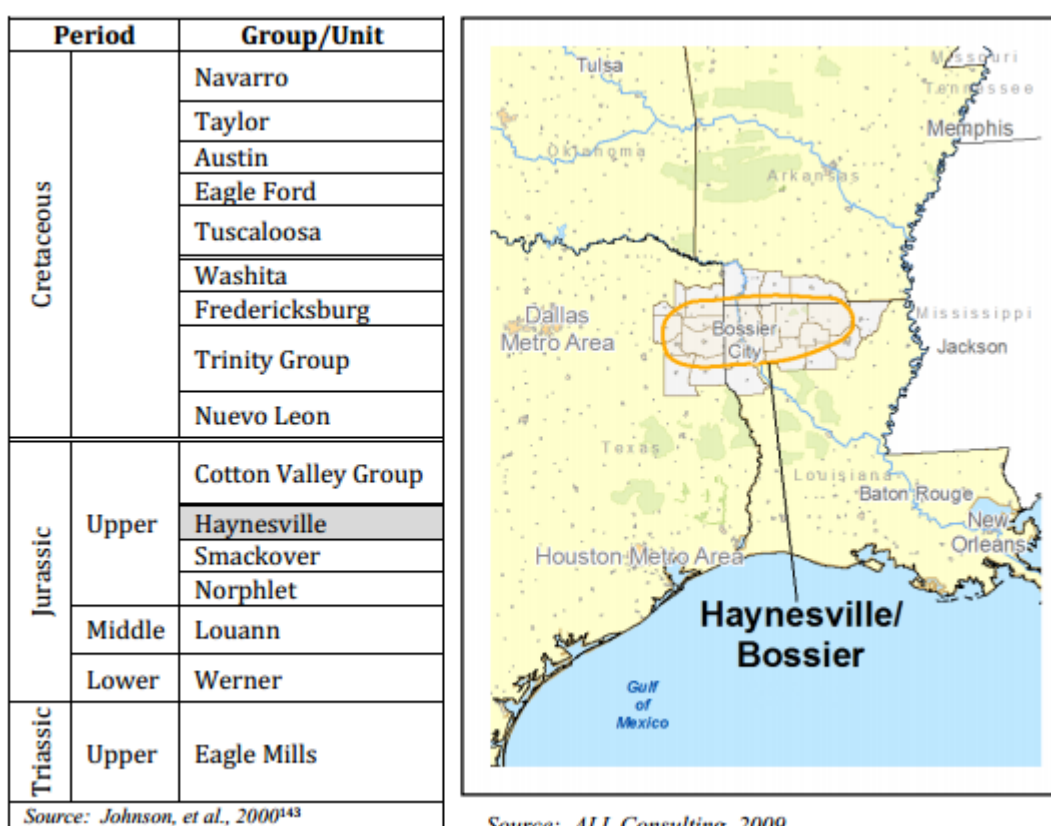


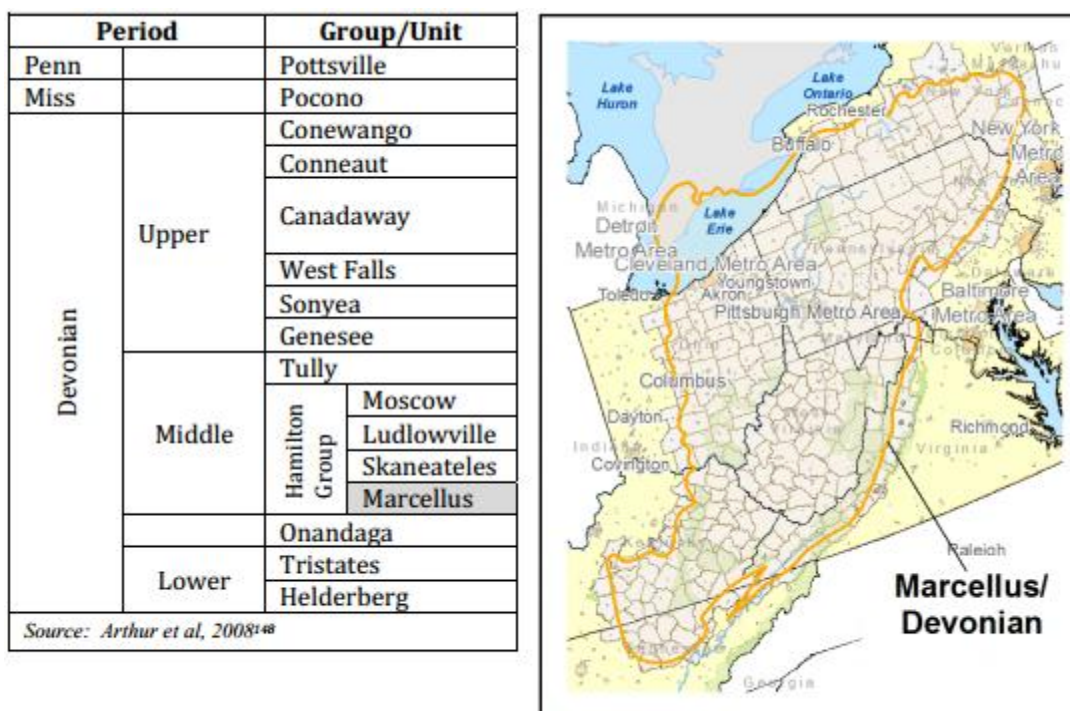
Figura 25. Formación de Haynesville en EEUU.

7.1.4 Marcellus Shale

Pertenece al Devónico medio y con una extensión de 152890 kilómetros cuadrados, constituye la mayor área de desarrollo de gas no convencional. Abarca seis estados en el noreste de Estados Unidos y la profundidad media de producción es de 1200 hasta 2600 metros (figura 26).

La utilización de las técnicas de fracturación hidráulica y la perforación horizontal, hicieron rentable la producción de gas en esa zona desde el año 2003, dado que en los años anteriores la producción disminuyó por los precios bajos del gas y la falta de técnicas que permitieran una producción rentable.

Las estimaciones de gas ascienden a los 42475,3 millones de metros cúbicos, de los cuales 7419 millones son técnicamente recuperables.



Source: ALL Consulting, 2009

Figura 26. Formación de Marcellus Shale en EEUU. Fuente: All Consulting

7.1.5 Woodford Shale

Situada en el centro sur de Oklahoma, varía en profundidad de 1800 a 3300 metros. Como el Marcellus, corresponde al Devónico y está limitada con formaciones de piedras calizas (figura 27).

Posee una extensión de casi 18000 kilómetros cuadrados y, a diferencia de las anteriores cuencas, su desarrollo se encuentra en una fase temprana. Las estimaciones de gas ascienden a los 651,3 millones de metros cúbicos, de los que 323 millones son recuperables con las técnicas actuales.

	Period	Group/Unit	
Permian	Ochoan	Cloyd Chief Fm	
	Guadalupian	White Horse Grp	
		El Reno Grp	
	Leonardian	Enid Grp	
	Wolfcampian	Chase Grp	
		Council Grove Grp	
Admire Grp			
Penn.	Atokan	Atoka Grp	
	Morrowan	Morrow Grp	
Mississippian	Chesterian	Chester Grp	
	Meramecian	Miss Lime	Meramec Lime
	Osagean		Osage Lime
	Kinderhookian		
Devonian		Woodford Shale	
	Upper		
	Middle	Undifferentiated	
	Lower	Hunton Grp	Haragan Fm Henryhouse Fm

*Source: Cardott, 2007¹⁵²
AAPG, 1983¹⁵³*



Source: ALL Consulting, 2009

Figura 27. Formación de Woodford Shale en EEUU.

7.1.6 The Antrim Shale

Estas formaciones se localizan en la zona sur de la cuenca de Michigan. Corresponden a un devónico tardío y se limitan con formaciones de esquistos y calizas (ver figura 28).

Aparte del Barnett, el Antrim Shale también es de las cuencas que más activamente ha sido desarrollada y juega un papel importante en la expansión de la producción de gas en ese tipo de formaciones.

Ocupa un área aproximada de 19000 kilómetros cuadrados y su contenido estimado de gas es de 2152 millones de metros cúbicos, de los cuales 566,4 pueden recuperarse actualmente.

Period		Group/Unit		
Quaternary	Pleistocene	Glacial Drift		
Jurassic	Middle	Ionia Formation		
Pennsylvanian	Late	Grand River Formation		
	Early	Saginaw Formation		
		Parma Formation		
Mississippian	Late	Bayport Limestone		
		Michigan Formation		
	Early	Marshall Sandstone		
		Coldwater Shale		
		Sunbury Shale		
Devonian	Late	Ellsworth Shale	Berea Sandstone	
			Bedford Shale	
				Antrim Shale
		Upper Member		
		Lachine Member		
		Paxton Member		
Norwood Member				
Squaw Bay Limestone				

Source: Catacosinos, et al., 2000¹³⁷



Source: A.I. Consultino 2009

Figura 28. Formación de Antrim Shale. Fuente:

7.1.7 The New Albany

El esquisto de “New Albany” se sitúa en la zona sureste de la cuenca de Illinois, la región suroeste de Indiana y el Nordeste de Kentucky (ver figura 29).

La profundidad de la formación de esquisto oscila entre los 150 hasta los 600 metros y la superficie total es de 43500 kilómetros cuadrados. Las estimaciones de gas determinan unos 566,4 millones de metros cúbicos recuperables de 4530,7 millones de estimación inicial.

Period		Formation	
Mississippian	Chesterian	Tobinsport	
		Branchville	
		Tar Springs	
		Glen Dean Limestone	
		Hardinsburg	
		Haney Limestone	
		Big Clifty	
		Beech Creek Limestone	
		Cypress	Elwren
		Reelsville Limestone	
		Sample	
		Beaver Bend Limestone	
		Bethel	
	Paoli Limestone		
	Ste. Genevieve Ls.		
	St. Louis Limestone		
	Valmeyeran	Salem Limestone	
		Harrodsburg Limestone	
		Muldraugh	Ramp Creek
		Edwardsville	
Spickert Knob			
New Providence Sh.			
Kinderhookian		Rockford Ls	Coldwater Sh.
		New Albany Shale	Sunbury Sh.
	Ellsworth Sh.		
Devonian	Senecan Chautauquan	Antrim Sh.	
		Erian	North Vernon Ls.
	Jeffersonville Ls.		Detroit River

Source: Indiana Geological Survey, 1986¹⁵⁸



Source: ALL Consulting, 2009

Figura 29. Formación de New Albany en EEUU.

8 ANÁLISIS DE INCIDENTES DE ZONAS EN PRODUCCIÓN

Al mostrar alguno de los campos que actualmente están en producción y conocido el número de pozos perforados en cada uno de ellos, resulta razonable realizar un análisis de los incidentes que se hayan registrado en los mismos, para determinar cuáles son los que ocurren con mayor frecuencia y encontrar los mecanismos que se han de adoptar para evitarlos. Con este objetivo, analizamos varios de los incidentes registrados en los campos de Marcellus Shale y el Barnett Shale, que son los de mayor número de pozos perforados, aunque también se añaden incidentes de otras zonas, ya que no afecta a los resultados que vayan a obtenerse.

Partiremos identificando dos tipos de incidentes: a) los que no presentan relación directa con la fracturación hidráulica y, b) aquellos incidentes que tienen relación con ella. Una vez tengamos los dos grupos, nos centraremos en los que sí tienen potencial de impacto resultado de la fracturación hidráulica para determinar su frecuencia e identificar cuáles son las posibles causas de su ocurrencia. Un estudio que nos servirá de gran ayuda es el realizado por la *Pennsylvania Land Trust Association*, que identificó, durante un período de dos años, un total de 1614 incidentes cometidos por 45 petroleras que operan en el Marcellus Shale. Estos incidentes fueron agrupados en función de las posibles causas que pudieran haberlos producido y del número de veces en que se habían registrado. Cabe mencionar que de ese total de incidentes, se consideró poco probable que 558 de los mismos tuvieran relación directa con el fracking o que puedan causar daño al medio ambiente. Por tanto, nos centraremos en los 1056 restantes (ver figura 30) para, en función de los grupos clasificados, determinar qué aspectos del proceso de fracking fueron realizados de forma incorrecta y qué acciones habría que realizar para evitarlos.

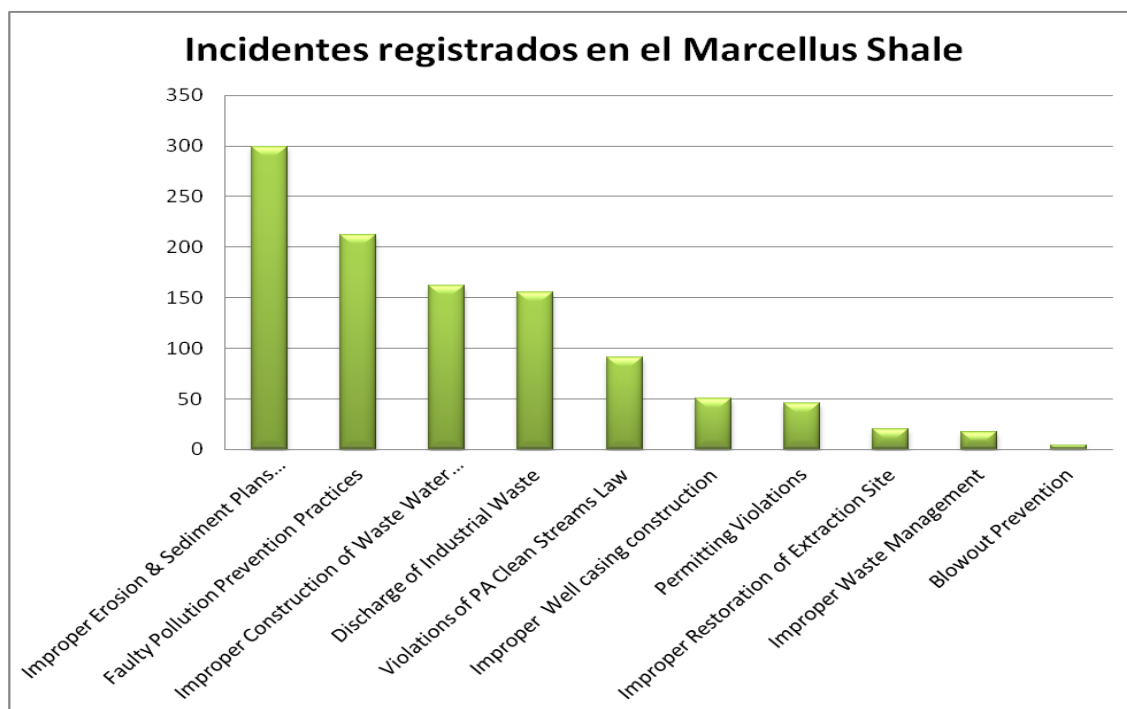


Figura 30. Total de incidentes registrados por las operadoras en el Marcellus Shale período 2008 - 2010.

Fuente: Pennsylvania Land Trust Association

Tabla 2. Frecuencia de cada tipo de incidente registrado en el Marcellus Shale, período 2008-2010

Improper Erosion & Sediment Plans Developed/Implemented	299
Faulty Pollution Prevention Practices	212
Improper Construction of Waste Water Impoundments	162
Discharge of Industrial Waste	155
Violations of PA Clean Streams Law	91
Improper Well casing construction	50
Permitting Violations	46
Improper Restoration of Extraction Site	20
Improper Waste Management	17
Blowout Prevention	4
TOTAL	1056

Fuente: Pennsylvania Land Trust Association (October 1, 2010)

En la tabla siguiente también se describe alguno de estos incidentes

Tabla 3. Casos documentados de incidentes relacionados con la producción de gas en el Marcellus Shale

ALGUNOS INCIDENTES REGISTRADOS Y RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN EN EL MARCELLUS SHALE				
TIPO DE INCIDENTE	CASOS DESTACADOS	CIUDADES	AÑO	Relación directa con el fracking?
Escapes, explosiones y errores operacionales	Explosiones de un pozo de la compañía Enron Oil & Gas Co.	Clearfield County, PA	2010	NO, control del pozo y necesidad de cualificación técnica
	Explosión de un pozo de gas de la compañía Chief Oil & Gas en el Oeste de Virginia	Marshal County, WV	2010	
	Incendio en un depósito de almacenamiento de fluido hidráulico de la compañía Atlas	Hopewell Township, PA	2010	
	explosión en una vivienda sin víctimas mortales causada por las operaciones de perforación de la compañía OVESC	Bainbridge Township, OH.	2007	
Contaminación del agua y mecanismos de eliminación ilegales	concentraciones altas de metano en cuatro pozos cercanos a las perforaciones por fracking de la compañía Cabot Oil & Gas	Dimock, PA.	2009	Puede ocurrir en cualquier pozo de gas: convencional o no convencional
	Tres pozos contaminados con metano. Perforaciones cercanas de Chesapeake	Bradford County, PA	2010	
	pozos contaminados con metano cerca de la operaciones de Shreiner Oil & Gas	McKean County, PA	2009	
Derrames en la superficie de fluido hidráulico	séis casos de derrames de las compañías Talisman Energy, Atlas, Range Resources, Fortuna Energy, Tapo Energy	Bradford County, PA ; Hopewell Township, PA ; Troy, PA and Buckeye Creek, WV	2010	SI control del agua de retorno
Tratamiento inadecuado de fluidos de perforación	Dos casos de violación de proceso de tratamiento del fluido de perforación a dos compañías de tratamiento	Jersey Shore, PA; Monongahela River, PA	2010 2008	NO, pero se manejaba fluido de retorno del fracking
Migración y escapes de gas	quince casos de migración y escapes de gas relacionados con el fracking	Jefferson County, PA Lycoming County, PA McNett Township Armstrong County, PA Erie County, PA McKean County, PA Washington County, PA Forest County, PA. McCalmont Township, F	2004/2009 2009 2009 2007/2008 2007 2007/ 2008 2006 2005 2008	SI, pero también puede ocurrir en pozos de gas convencionales
Operaciones ilegales y Violación de Permisos	Cuatro operaciones llevadas a cabo sin los permisos pertinentes por las compañías Synd Enterprises and Vertical Resources, U.S. Energy, Ultra Resources Inc. and Fortuna Energy Inc	Pensylvania	2010 2009 2006	NO, irresponsabilidad y violación de la legislación

Fuente: RIVERKEEPER

Tabla 4. Casos documentados de incidentes relacionados con la producción de gas en el Barnett Shale, Fayetteville Shale y Haynesville Shale

ALGUNOS INCIDENTES REGISTRADOS Y RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN EN EL BARNET, FAYETTEVILLE Y HAYNESVILLE SHALE				
IMPACTOS	CASOS DESTACADOS	CIUDADES	AÑO	¿Relación directa con el fracking?
Impactos en el agua	Contaminación elevada de cromo hexavalente en un pozo privado	Midland, TX	2009	Sí, en caso de que la contaminación es causada por los aditivos químicos utilizados en el fracking. La contaminación por el gas metano también registrarse en pozos convencionales
	Concentraciones elevadas de arsénico, plomo, cromo, butanol, acetona, disulfuro de carbono y	Dish, TX	2009	
	Contaminación del suelo y arroyos	Arkansas	2010	
	muerte de 17 cabezas de ganado que pastaba en las inmediaciones de pozos de gas por altas concentraciones de hidróxido de potasio.			
Impactos en el aire	Concentraciones elevadas de benceno, xileno, disulfuro de carbono, naftaleno, disulfuro de dimetilo, metil-etil disulfuro y piridina	Dish, TX	2009	
	casos de contaminación del aire	Cleburne	2009	
Impactos geológicos	registros de sismicidad de magnitudes despreciables	Dallas - Fort Wort, TX	2009	los movimientos de tierra causados por el fracking no son apreciables
		Cleburne, Johnson County, TX		

Fuente: RIVERKEEPER

Antes de empezar a analizar los datos anteriores, también resulta interesante considerar 45 casos de incidentes registrados en diferentes regiones de Estados Unidos que también fueron agrupados como se muestra en la figura siguiente.

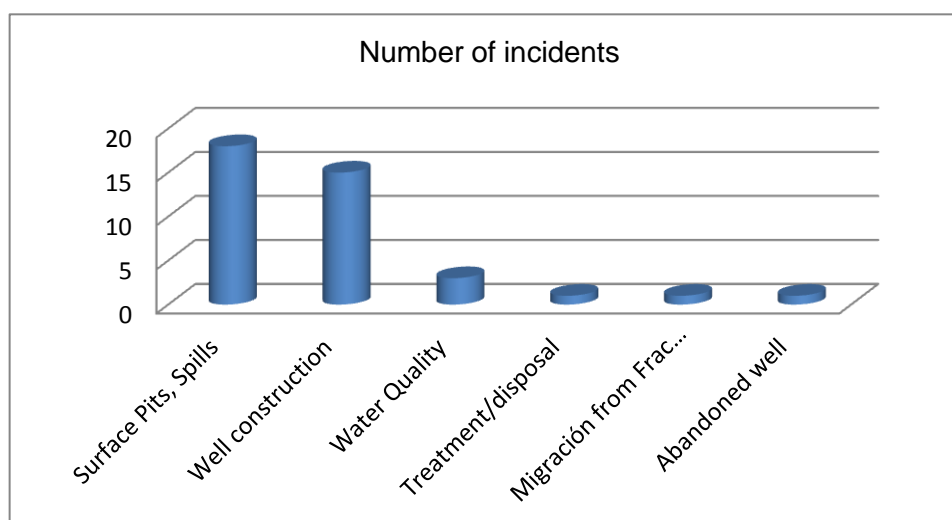


Figura 31. Análisis de 40 incidentes medioambientales denunciados en explotaciones de gas no convencional en 10 diferentes estados de EEUU. 28 en formaciones de pizarras, 8 en tight sands y 4 en coal bed methane. Fuente: Puls 2012

Una primera certeza que puede sacarse de las figuras anteriores es que muchos de los incidentes presentados pueden llegar a producirse en cualquier pozo de gas, ya sea el procedente de las perforaciones convencionales o de gas no convencional. También resulta evidente el hecho de que varios de los incidentes encuentran sus causas en cada uno de los aspectos que hemos destacado en ese trabajo, con especial consideración a la integridad y control del pozo, que lleva a los problemas de contaminación y explosiones en el pozo. Es destacable también, que en comparación con el número de pozos perforados, se registre un número reducido de incidentes que, si bien es cierto que no se ha mostrado todos los incidentes que hayan ocurrido, se considera el mayor número de ellos en períodos que van entre dos y tres años. En cualquier caso, a pesar del menor número de los mismos, no es menos cierto que poseen el potencial de un daño significativo al medio ambiente y a las personas. Sin embargo, y quizá lo más destacable, es que las posibles causas son identificadas y ya se han analizado los mecanismos que pueden reducirlos.

Por otra parte, se observa que un mayor número de incidentes corresponde a violaciones a normativas y actuaciones inadecuadas, lo que presenta la necesidad de responsabilidad y compromiso ambiental que han de tener todos los actores que intervienen en todas las líneas de actividad del proceso productivo. Por ello, se han de implementar mecanismos de vigilancia para hacer cumplir las leyes y evitar los daños por negligencia.

Como primera conclusión a este análisis, se observa la importancia vital de garantizar la integridad del pozo, que precisa de mayor atención, revisión, control y mantenimiento preferente. La disponibilidad de personal técnico con mejor conocimiento en control de pozos también resulta necesaria para evitar los accidentes por errores operacionales como derrames, contaminación o explosiones en la cabeza del pozo.

Por otro lado, muchos de los incidentes presentados fueron relacionados directamente con la fracturación hidráulica en el momento en que ocurrieron, aunque investigaciones posteriores no encontraron, en algunas de ellas, relación alguna con el fracking. Como ejemplo, están los casos de contaminación de pozos por productos químicos no utilizados en el fracking.

Finalmente, realizar estudios hidrogeológicos previos para determinar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar, también puede llegar a reducir muchos accidentes, evitando casos como la contaminación de pozos. Es por ello importante el conocimiento del estado real del emplazamiento a explotar, con el fin de conocer los verdaderos impactos de la explotación de gas a las operaciones reales de desarrollo y producción.

8.1 Potenciales cuencas estudiadas en España

Actualmente España se encuentra en una fase de exploración para evaluar el potencial de sus recursos no convencionales. Para ello, el objetivo de los permisos concedidos es determinar la cantidad existente de los recursos de gas no convencional para luego determinar su viabilidad técnica, económica y medioambiental que resultaría de su extracción y posterior producción. En esta fase preliminar, con una duración prevista entre 3 ó 4 años, no se autorizan ni la extracción, ni la producción de gas. Por tanto, para nuestro caso, sólo reflejamos algunos de los permisos vigentes y los resultados obtenidos de las investigaciones realizadas hasta la fecha en cuanto al potencial de los recursos de los que se dispone; por lo que, la evaluación de incidentes relacionados con el desarrollo del “fracking” en España resulta, todavía, innecesaria. En la figura 32 se muestra el mapa de permisos y concesiones que están autorizados actualmente en España.

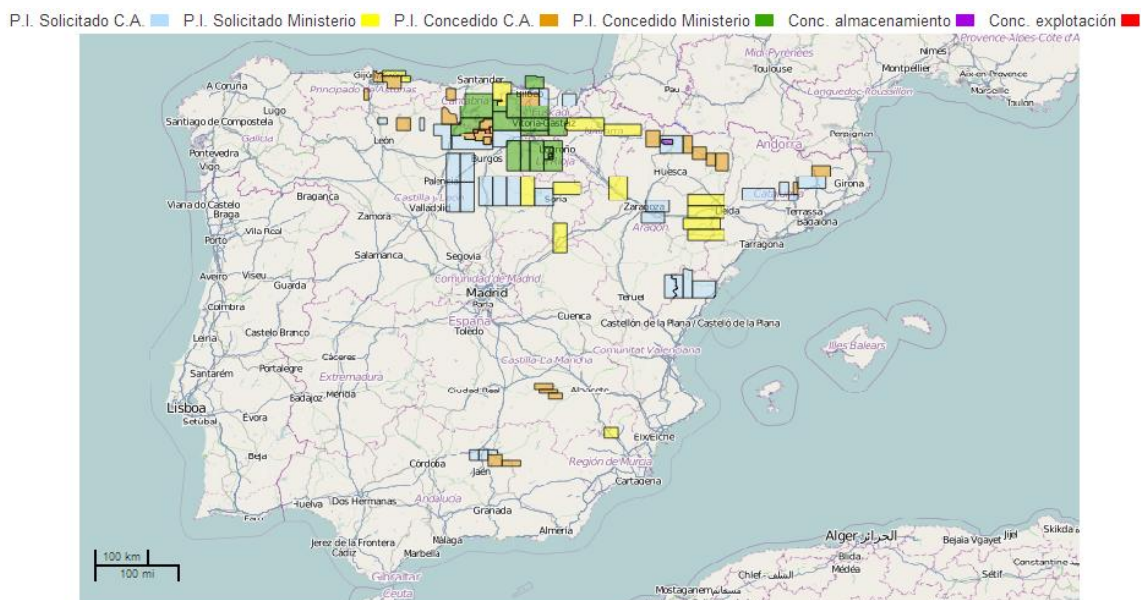


Figura 32. Mapa de permisos y concesiones autorizados en España. Fuente: Minetur

8.1.1 Algunos permisos de investigación de gas no convencional en España

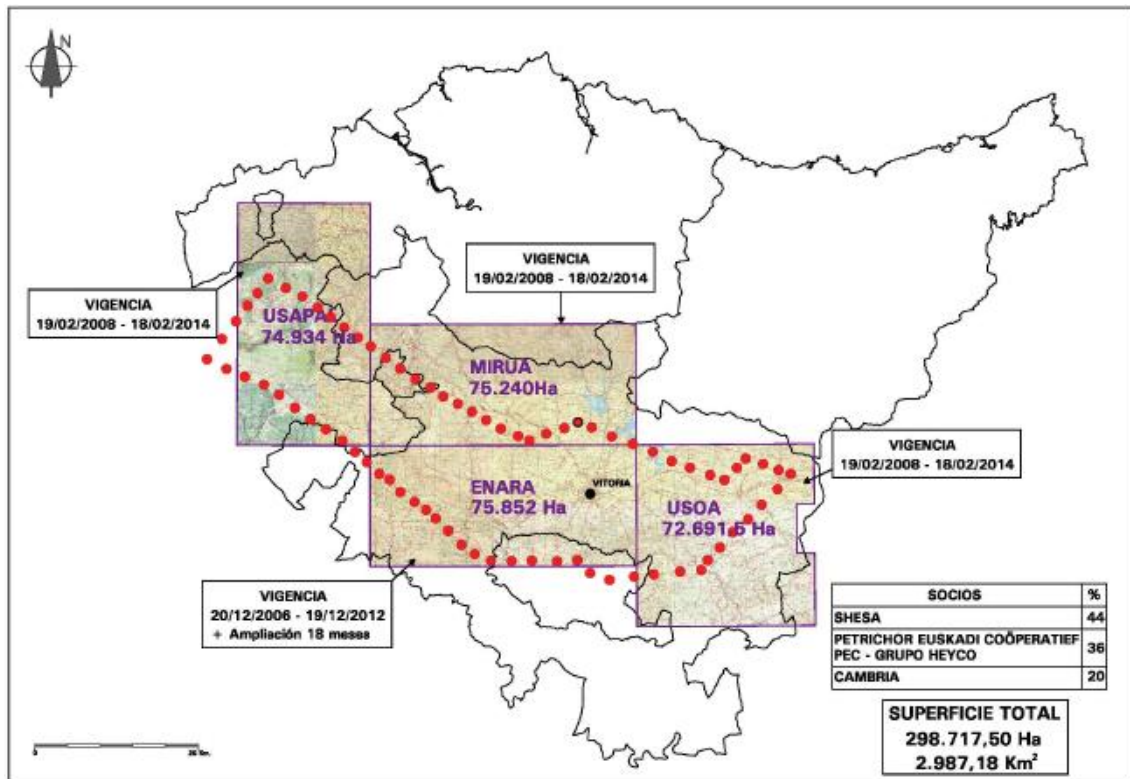


Figura 33. Permisos de investigación proyecto GRAN ENARA. Fuente: SHESA. www.shesa.es

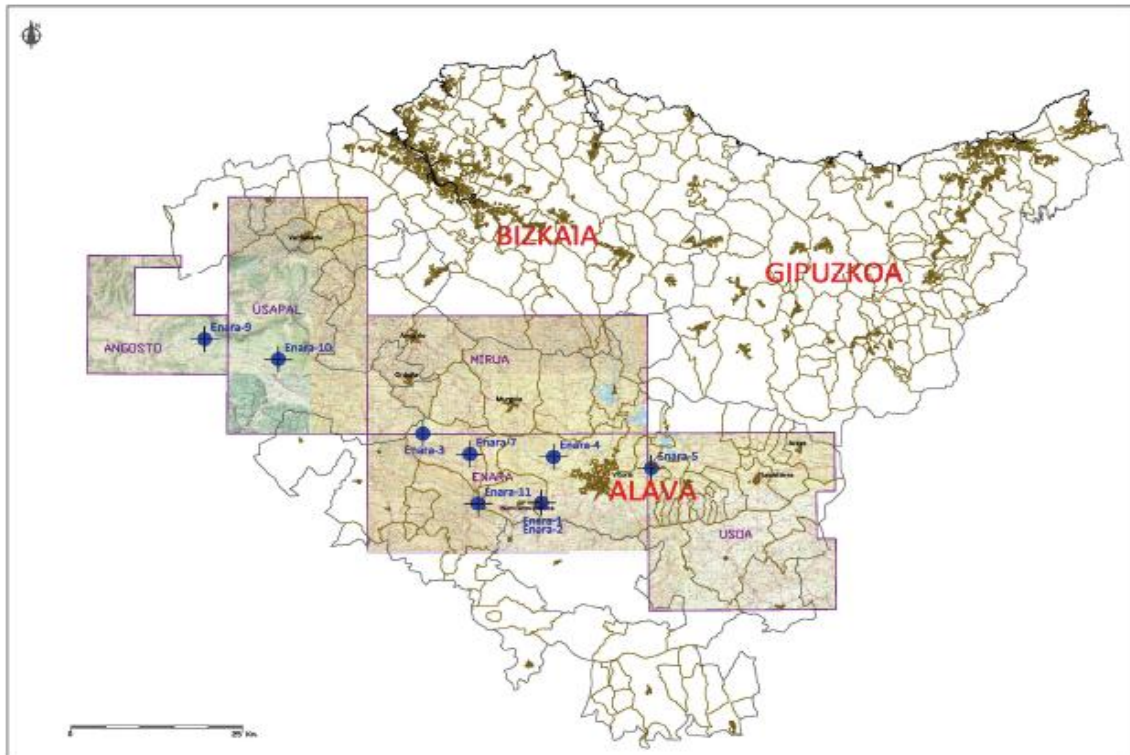


Figura 34. Sondeos realizados del Proyecto GRAN ENARA. Fuente: SHESA

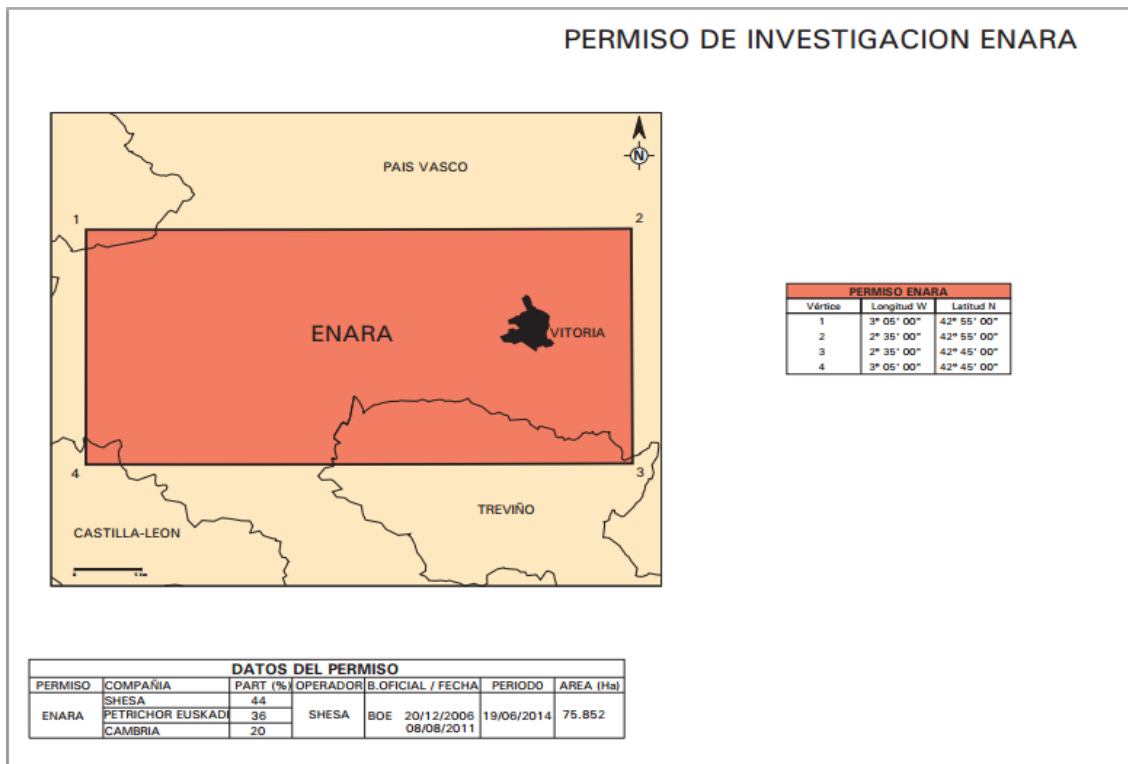


Figura 35. Permiso de investigación ENARA. Fuente: SHESA

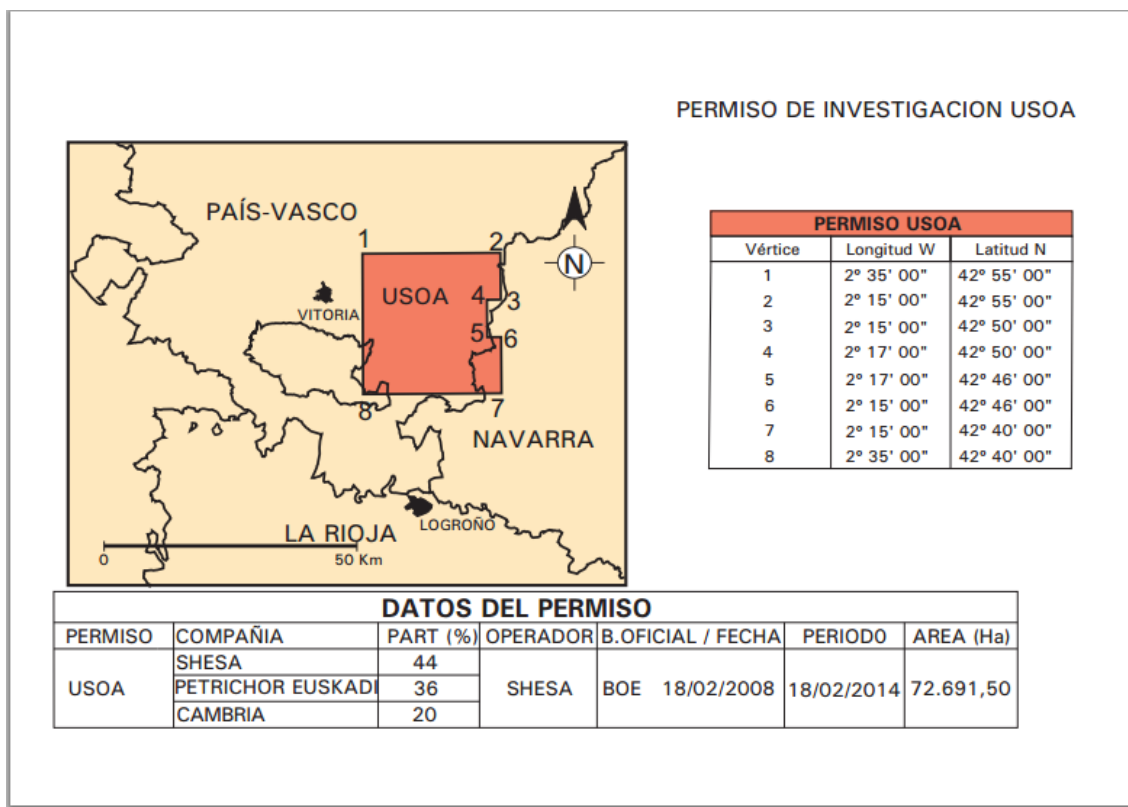


Figura 36. Permiso de Investigación Usoa. Fuente: SHESA

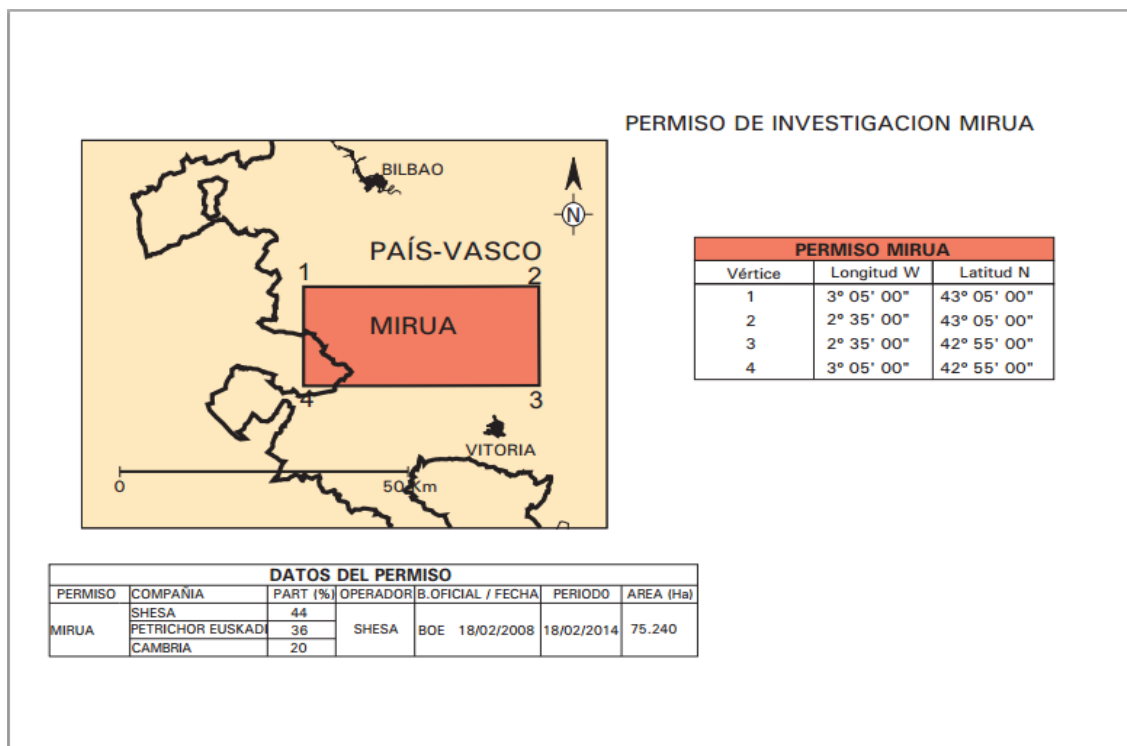


Figura 37. Permiso de investigación MIRUA. Fuente: SHESA

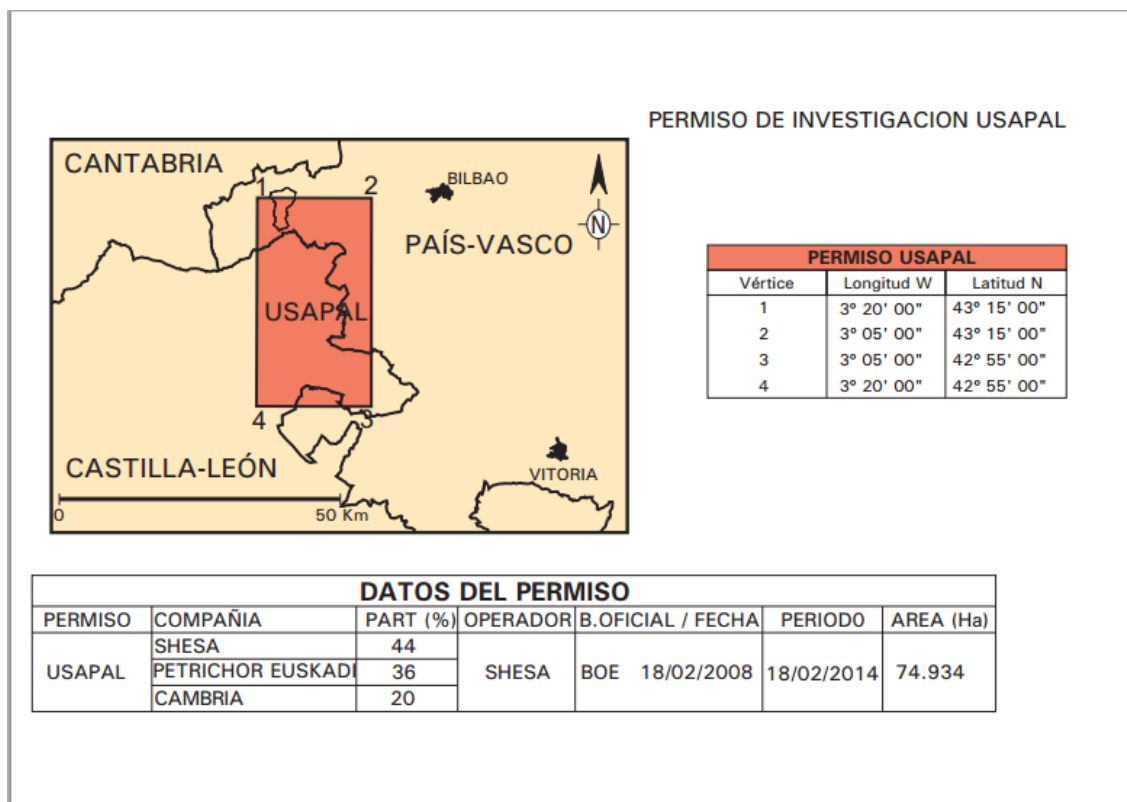


Figura 38. Permiso de investigación Usapal. Fuente: SHESA

9 EL PROBLEMA DE LA PROPIEDAD TERRITORIAL

Una observación que venimos puntualizando sobre las controversias relacionadas a la ocupación de la superficie en instalaciones de extracción con la aplicación del fracking es la de conocer las implicaciones de los conceptos “propietario del terreno” y “propietario del mineral suprayacente al terreno”. En un primer caso, si un único individuo representa los dos conceptos, como ocurre en EEUU, la posibilidad de extraer el mineral contenido en el terreno resulta fácil porque el individuo obtiene beneficios al ser el propietario del terreno y del mineral; por tanto, generaría pocas críticas a cómo se extrae el mineral del que se beneficia; sin embargo, cuando los propietarios son diferentes, como ocurre en Europa, donde el propietario del terreno es un individuo y el dueño del mineral contenido en él es el Estado, la situación pasa a ser diferente. En este caso, el propietario del terreno, al no beneficiarse de la extracción del mineral contenido en su terreno y, conociendo los riesgos relacionados a la producción de dicho mineral, tenderá a oponerse a su extracción incluso si los riesgos son admisibles y, por supuesto, reducibles o que puedan evitarse.

Aplicado al gas no convencional, el primer caso permite que el número de pozos en producción y el terreno ocupado sea mucho mayor en Estados Unidos, donde cada propietario obtiene beneficios tanto del terreno como de la extracción del mineral contenido en él; mientras que en Europa, la producción se ve reducida, ya que los propietarios del terreno se oponen a la producción del mineral al sentirse con el derecho a una compensación. Esta oposición suele traducirse, muchas veces, en una feroz consideración a los riesgos e impactos derivados de la extracción del gas y la aplicación del fracking que, como hemos descrito anteriormente, puede reducirse a niveles admisibles.



Figura 39. SONDEO VIURA de exploración de gas no convencional. FUENTE: Hidrocarburos de Euskadi

10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las controversias ambientales generadas por el desarrollo de los recursos no convencionales de gas y relativas a la utilización de la fracturación hidráulica en su extracción obedecen en mayor medida a un menor conocimiento en el desarrollo real de la tecnología y a la urgente necesidad a una mayor información hacia la opinión pública sobre la verdadera realidad de esta actividad que, como cualquier otra, no es más peligrosa que otras con las que convive el ser humano.

No se pretende, para los fines de este proyecto, argumentar a favor o en contra de la fracturación hidráulica como tecnología. Más bien, se realiza un análisis de los riesgos asociados a su utilización y la importancia de encontrar las vías de actuación para reducirlos o eliminarlos.

La opinión pública tiene un papel importante en ese proceso, ya que cuando disponga de una información suficientemente clara, transparente y objetiva se tendrá una respuesta social que responda a la realidad dada. Para ello, la información proporcionada debe proceder de organismos independientes cuyo objetivo sea la de identificar los riesgos y determinar si los mismos son asumibles con el desarrollo y uso de las tecnologías actuales.

Por tanto, al identificar los riesgos asociados al desarrollo de la fracturación hidráulica y mostrando los mecanismos y medidas de control, podemos llegar a las siguientes afirmaciones:

- a) Que el consumo de agua puede reducirse mediante el aprovechamiento de los ciclos hídricos de las zonas extractivas y la reutilización del agua de fracturaciones anteriores; de esta manera el suministro a las poblaciones cercanas no se verá afectada.
- b) El fluido de retorno puede ser tratado y gestionarse de forma que no entre en contacto con la fauna y flora circundante. Las técnicas de tratamiento y la inyección a grandes profundidades son opciones razonables.
- c) Una buena integridad del pozo garantiza la no contaminación de los acuíferos subterráneos y la distancia entre la zona fracturada y las bolsas de aguas subterráneas es tal que los fluidos de fracturación no llegan a entrar en contacto.
- d) Las emisiones de gas pueden ser fácilmente controladas mediante canalización en superficie y reducirse con la cementación y control del pozo.
- e) Las actividades sísmicas obedecen a previos estudios geológicos antes de iniciar la perforación del pozo, en el que se ha de identificar fallas o huecos de antiguas explotaciones, ya que el mismo proceso no permite movimientos de suelo apreciables.
- f) Los niveles de material radiactivo de origen natural no son peligrosos a menos que se concentren en el interior del pozo; lo que puede evitarse mediante la limpieza periódica de las tuberías.

Por ello, la tecnología del fracking puede utilizarse de forma que no se comprometa en mayor medida el entorno ambiental de la zona, en comparación con otras actividades humanas ya aceptadas, ya que se han adoptado medidas que permiten reducir los riesgos asociados en su desarrollo, al igual que ocurre con otras actividades.

Las aportaciones de este proyecto se han centrado en encontrar los aspectos más controvertidos en el desarrollo de la tecnología y hacer alusión a las medidas de mitigación que pueden adoptarse para ofrecer una visión real de la técnica utilizada. Todo ello, debe ir acompañado de importantes cambios en los siguientes aspectos:

- Una revisión de la legislación existente y la implantación de una normativa específica para el gas no convencional que, como en Europa, no se dispone de una regulación destinada de forma sectorial al desarrollo no convencional de gas.
- Reforzar una opinión pública argumentada. Con mención a que el desarrollo mundial todavía está sustentado con el consumo de energías fósiles y que las energías alternativas, a demás de lo costosas que siguen siendo, resultan insuficientes para los consumos actuales y el previsible, a demás de que dependen de otros factores naturales que reducen su absoluta seguridad. Por lo que, la producción del gas no convencional supondría un alivio al régimen de consumo mundial durante varios años y debe tenerse en cuenta.

Cabe mencionar que no sería justo dar por hecho que los técnicos del sector, geólogos e ingenieros de minas tengan el interés de contaminar los acuíferos y el medio ambiente. Es verdad que en el desarrollo de la tecnología se conocen los riesgos y se puede llegar a lamentar accidentes como en cualquier otro campo de actividad, pero el objetivo se centra en evitarlos o reducirlos.

11 REFERENCIAS

- Documento del Grupo de Trabajo 13 de CONAMA-12. *Explotación de Gas no Convencional*. Versión 7.1. 2012
- Arthur, J.D., Langhus, B., Alleman, D. (2008). *An overview of modern shale gas development in the United States*. ALL Consulting.
- Mark, Z., Saya, K., Brad, C. (2010). *Addressing the environmental risks from shale gas development*. Worldwhatch institute
- Suárez, A.A., (2010). *La expansión de la producción de gas natural en yacimientos no convencionales*. Comisión Nacional de Energía (CNE).
- 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 CO2*. Instituto Geológico y Minero de España, Madrid.
- Fracfocus. Hydraulic fracturing. Chemical disclosure registry. <http://fracfocus.org>
- Golden rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special report on Unconventional Gas. International Energy Agency OECD/IEA 2012.
- U.S. Energy Information Administration. (EIA). 2012. Shale gas: How is work
- U.S Department of Energy (DOE), NETL. (2011). Shale gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges.
- Stephen G. Osborn, Avner Vengosh Nathaniel R. Warner and Robert B. Jackson. (2011). *Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing*. Center of Global Change, Nicholas school of the environment
- Perry, S.A., PRI Marcellus Shale Team. (Junio 2011). *Understanding Naturally Occurring Radioactive Material in the Marcellus Shale*. Paleontological Research institution Marcellus Shale.
- Vázquez, D.N., (febrero 2013). *Yacimientos de gas*
- Michaels C., L. Simpson J., Wegner W. (September 2010). *Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling*. Fractured communities. RIVERKEEPER
- Davis Vaughan A., Pursell D., (July, 8 2010). *Risks, Hype and financial reality of hydraulic fracturing in the Shale plays*. Reservoir Research Partner and tudorpickering Holt & Co. Frac attack.
- *Overview and Analysis of Publicly Reported Incidents Related to Gas Well Drilling*. MIT Study on the future of Natural Gas
- *Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008*. Pennsylvania Land Trust Association (October 1, 2010).
- Stevens P., (August 2012). *The 'Shale Gas Revolution': Developments and Changes*. Energy, Environment and Resources
- Lechtenböhmer S., Altmann M., Capito S., Matra Z., Weindorf W., Zittel W., (junio 2011). *Repercusiones de la extracción de gas y petróleo de esquisto en el medio ambiente y la salud humana*. EUROPEAN PARLIAMENT. Dirección General de Políticas Interiores.
- *DIRECTIVA 2000/60/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de octubre de 2000 por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas*. (Diario Oficial para las Comunidades europeas del 22 de diciembre del 2000, L 327/1).

- *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. (Diario Oficial de la Unión Europea del 27 de diciembre del 2006, L 372/19).*
- *REGLAMENTO (CE) N.º 1907/2006 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 18 de diciembre de 2006 relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH), por el que se crea la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos, se modifica la Directiva 1999/45/CE y se derogan el Reglamento (CEE) no 793/93 del Consejo y el Reglamento (CE) n.º 1488/94 de la Comisión, así como la Directiva 76/769/CEE del Consejo y las Directivas 91/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE y 2000/21/CE de la Comisión. (Diario Oficial de la Unión Europea del 29 de mayo de 2007, L 136/3).*
- *DIRECTIVA 98/8/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 16 de febrero de 1998 relativa a la comercialización de biocidas. (Diario Oficial de las Comunidades Europeas del 24 de abril de 1998, L 123/1).*
- *DIRECTIVA 2012/18/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 4 de julio de 2012 relativa al control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas y por la que se modifica y ulteriormente deroga la Directiva 96/82/CE. (Diario Oficial de la Unión Europea de 24 de julio de 2012, L 197/1).*
- *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. (Diario Oficial de la Unión Europea de 30 de abril de 2004, L 143/56).*
- *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. (Diario Oficial de la Unión Europea del 29 de enero de 2008, L 24/8).*
- *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. (Diario Oficial de la Unión Europea del 5 de mayo de 1985, L 175, pág.0040 – 0048).*
- *DIRECTIVA 2001/42/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de junio de 2001 relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente. (Diario Oficial de las Comunidades Europeas del 21 de julio de 2001, L 197/30).*
- *Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres. (Diario Oficial n.º L 206 de 22/07/1992 p. 0007 – 0050).*
- *REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos. (Real Decreto Legislativo del 11 de enero de 2008).*
- *LEY 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación. (Boletín Oficial del Estado, BOE del martes 2 de julio de 2002. N.º 157).*

- *REAL DECRETO LEGISLATIVO 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.* (Boletín Oficial del Estado, BOE del martes 24 de julio de 2001. Nº 176).
- *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.* (Boletín Oficial del Estado del miércoles 23 de diciembre de 2009, BOE nº 308, Sec. I. Pág. 108507).
- *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 de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (CE) nº 765/2008 del Parlamento Europeo y el Consejo, de 9 de julio de 2008, por el que se establecen los requisitos de acreditación y vigilancia del mercado relativos a la comercialización de los productos y por el que se deroga el Reglamento (CEE) nº 339/93.* (Boletín Oficial del Estado del sábado 8 de enero de 2011, BOE Nº 7, Sec. I. Pág. 1670).

EVALUACIÓN AMBIENTAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN DE GAS EN
FORMACIONES NO CONVENCIONALES

DOCUMENTO N° 2: ESTUDIO ECONÓMICO

1 PROYECCIÓN PRESUPUESTARIA

En este último estudio, intentaremos mostrar una proyección presupuestaria de las necesidades en términos monetarios para realizar este trabajo.

La estimación total del presupuesto para la realización del trabajo realizado asciende a:

TOTAL GASTO: 4500 euros

El desglose para este presupuesto es el siguiente:

Tabla 5. Desglose presupuestario del Proyecto.

ESTIMACIÓN TOTAL DEL PRESUPUESTO			
Actividad	Coste de Unidad (en euros)	COSTE TOTAL	
Dedicación Autor	30 euros/día por 90 días totales	2700	
Dedicación Director	40 euros/día por 15 día totales	600	
Equipamiento	PC	699	
Servicios	WIFI*	40 euros/mes por 3 meses	120
	LUZ*	70 euros/ meses por 3 meses	210
	Mesa Oficina	70	70
Transporte	45 euros/ mes por 3 meses	135	
TOTAL GASTO ESTIMADO		4500	

* estimación de una media mensual en función de los precios actuales de estos servicios