GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE AGRICULTURA, ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y COMPETITIVIDAD
Instituto Geológico y Minero de España

RECOMENDACIONES AMBIENTALES EN RELACIÓN CON LAS MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS A CONSIDERAR EN PROYECTOS RELACIONADOS CON LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS MEDIANTE TÉCNICAS DE FRACTURA HIDRÁULICA

ENERO **2014**

Esta guía ha sido realizada en el marco de la Encomienda de Gestión de la Dirección General de Calidad, Evaluación Ambiental y Medio Natural al Instituto Geológico y Minero de España, habiendo sido sus autores:

Capítulo 1. Introducción. Lucas Vadillo Fernández

Capítulo 2. Legislación ambiental. Lucas Vadillo Fernández.

Capítulo 3. Recursos no convencionales de gas natural. Alicia Arenillas González.

Capítulo 4. Perforación profunda. Celestino García de la Noceda Márquez.

Capítulo 5. Fracturación radial. Lucas Vadillo Fernández.

Capítulo 6. Problemática Ambiental: Apartado 6.1. Condicionantes físico-químicos del medio. Lucas Vadillo Fernández.

Capítulo 6. Problemática Ambiental: Apartado 6. 2. Agua de retorno. Lucas vadillo Fernández

Capítulo 6. Problemática Ambiental: Apartado 6.3. Repercusiones de la fracturación hidráulica en las aguas subterráneas (excepto 6.3.5). Alfredo García de Domingo.

Capítulo 6. Problemática Ambiental: Apartado 6.3.5. Caracterización y seguimiento de la contaminación de acuíferos y aguas superficiales. Lucas Vadillo Fernández.

Capítulo 6. Problemática Ambiental: Apartado 6.4. Contaminación Ambiental. Lucas Vadillo Fernández.

Capítulo 6. Problemática Ambiental: Apartado 6.5. Sismicidad inducida. Diana Ponce de León Gil.

Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones. Alfredo García de Domingo, Diana Ponce de León Gil, Lucas Vadillo Fernández.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN…….... 1

2. MARCO LEGAL…… 3

2.1. LEGISLACIÓN SUSTANTIVA……. 3

2.2. LEGISLACIÓN AMBIENTAL…….. 4

3. RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL……. 6

3.1. TIPOS DE RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL…… 6

3.2. PROCESO DE GENERACIÓN DEL GAS…… 8

3.2.1. Diagénesis…….. 9

3.2.2. Catagénesis…….. 10

3.2.3. Metagénesis…… 11

3.3. YACIMIENTOS CONVENCIONALES FRENTRE A NO CONVENCIONALES…… 12

3.4. SHALE GAS O GAS DE PIZARRA…… 14

3.5. EXPLORACIÓN DE SHALE GAS. PARÁMETROS FUNDAMENTALES…… 16

3.5.1. Parámetros geoquímicos…… 16

3.5.1.1. Contenido en carbono orgánico total (TOC)…… 17

3.5.1.2. Los resultados del ensayo Rock-Eval…… 18

3.5.1.3. El tipo de kerógeno…… 19

3.5.1.4. La maduración térmica…… 20

3.5.2. Parámetros petrofísicos…….. 20

3.6. FRACTURACIÓN HIDRAÚLICA (FRACKING)…… 22

4. PERFORACIÓN PROFUNDA…… 27

5. FRACTURACION RADIAL…… 33

5.1. LONGITUD E IMPLICACIONES DE LAS FRACTURAS VERTICALES…… 34

5.2. TECNOLOGÍAS DE SEGUIMIENTO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA…… 37

6. PROBLEMÁTICA AMBIENTAL…… 38

6.1. CONDICIONANTES FISICO-QUÍMICOS DEL MEDIO…… 38

6.1.1. Elementos y componentes químicos asociados al fondo natural o fondo geoquímico…… 38

6.1.1.1. Componentes y elementos químicos inorgánicos…… 39

6.1.1.2. Componentes y elementos químicos orgánicos…… 40

6.1.1.3. Bacterias…… 41

6.1.2. Caracterización físico-química de la formación geológica…… 41

6.1.3. Aditivos utilizados en la fracturación hidráulica…… 42

6.2 AGUA DE RETORNO…… 48

6.3. REPERCUSIONES DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA EN LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS…… 50

6.3.1. Afecciones desde el emplazamiento…… 51

6.3.2. Afecciones durante la perforación y fracturación…… 53

6.3.3. Consumo de agua…… 55

6.3.4. Procedimientos para la protección de las aguas subterráneas…… 56

6.3.4.1. Procedimientos para el pozo de perforación…… 56

6.3.4.2. Estudio hidrogeológico…… 57

6.3.4.3. Red de control…… 58

6.3.5. Caracterización y seguimiento de la contaminación físico-química de acuíferos y aguas superficiales…… 61

6.4. CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA…… 63

6.5. SISMICIDAD INDUCIDA…… 66

6.5.1. Sismicidad inducida por fracturación hidráulica…… 66

6.5.1.1. Factores que afectan a la sismicidad inducida por fracturación hidráulica…… 69

6.5.1.2. Mitigación de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica…… 71

6.5.1.3. Daños en la integridad del pozo…… 76

6.5.2. Sismicidad inducida por eliminación de fluidos residuales…… 76

6.5.2.1. Mitigación de la sismicidad inducida por eliminación de fluidos residuales…….. 77

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES…….…….…… 78

7.1. RESPECTO A LAS AGUAS SUBTERRANEAS…….…….. 78

7.2. RESPECTO A LA CALIDAD DEL AIRE…… 81

7.3. RESPECTO A LA SISMICIDAD INDUCIDA…….…….. 82

8. BIBLIOGRAFÍA…….…… 85

1. INTRODUCCIÓN

Las técnicas de perforación horizontal y fracturación hidráulica para la estimulación y producción de gas comenzaron y se han desarrollado en los EE.UU. de América.

La técnica de estimulación del gas de pizarra mediante fracturación hidráulica en pozos verticales se desarrolló por primera vez en 1950, pero no fue aplicado a gran escala hasta 1986 en el yacimiento de Barnett Shale (Texas). En 1992, se realiza por primera vez la perforación horizontal en este mismo yacimiento. En dos décadas la tecnología de fracturación hidráulica y perforación dirigida se ha desarrollado rápidamente hasta alcanzar un sofisticado proceso de estimulación del gas natural de pizarra y tight gas (gas no convencional).

Este avance tecnológico, desarrollado exclusivamente en los EE.UU., no se podría entender sin el aumento generalizado del precio del gas y de la dependencia de los EE.UU. de otros países. Si en el 2009, la importación neta de gas había disminuido, gracias a la extracción de gas no convencional, hasta llegar al 11 % del gas consumido, se espera que antes del 2035. EE.UU. sea autosuficiente y virtual exportador de gas gracias a la producción de gas no convencional. Se espera que la producción de shale gas (14 %, año 2009) y tight gas (28%, año 2009) se incremente hasta llegar al 45 % y 22 % en 2035, respectivamente. La producción de gas no convencional en EE.UU. ha dado lugar a una caída del 75 % del precio del gas desde el despegue del gas no convencional, hasta el punto que hoy en día se comienza a hablar de una posible burbuja del gas de pizarra (Shale gas).

Europa ha tardado varias décadas en incorporarse a la investigación del gas no convencional. Mientras Europa extrae algunos millones de metros cúbicos diarios, exclusivamente de tight gas, EE.UU. extrae solamente en shale gas, aproximadamente, 800 mil millones de metros cúbicos por día, en 2012. Se abren, por tanto, grandes posibilidades en diversos países de la Unión Europea de disminuir la importación de este combustible, con el consiguiente ahorro en divisas. No obstante, la oposición social a la explotación de este tipo de yacimientos en algunos países de Europa y de Norte América, o en España, donde no se ha pasado del estado de investigación y exploración, no se puede considerar despreciable.

Las referencias bibliográficas de escenarios ambientales (contaminación de acuíferos, contaminación atmosférica, microsismos, etc.) son numerosas. Situaciones que han dado lugar a moratorias temporales de varios años, con el fin de llevar a cabo estudios de investigación de los procesos contaminantes en el medio ambiente [estados de Pensilvania y Nueva York (EE.UU), Quebec (Canadá), Sudáfrica, etc.] y prohibiciones que podrían ser o no definitivas, de acuerdo con el estado de conocimiento del momento (Francia y Bulgaria).

El estado del conocimiento sobre cada una de las fases operativas de la explotación del gas no convencional evoluciona rápidamente. Desde hace tiempo algunas operadoras están investigando una técnica alternativa a la utilización de agua y aditivos mediante la fracturación con propano en forma líquida o de gel, propano que sería casi íntegramente reciclado y reutilizado. Actualmente, la investigación se centra en técnicas de fracturación menos agresivas con el medio ambiente como son: la electrofisuración o fisuración de la roca mediante corrientes eléctricas; la fracturación térmica; la utilización de otra sustancia que no sea el agua, como podría ser CO_2 supercrítico, helio o nitrógeno, etc. Todas ellas suplirían la utilización de agua y aditivos.

Especialmente interesante y actualmente en fase de experimentación, es la técnica de fracturación mediante helio (gas inerte). La inyección se realizaría en forma de helio líquido que al llegar a la profundidad requerida, debido al aumento del gradiente geotérmico, pasaría de forma natural de líquido a gas, aumentando 700 veces su volumen y fracturando la roca sin necesidad de aditivos ni agua.

Es necesario recalcar que la experiencia fuera de los Estados Unidos es prácticamente nula, por lo que la mayor parte de fuentes de información tratadas proceden de Norteamérica, por lo que no son necesariamente trasladables, para bien o para mal, al caso español o europeo, debido a circunstancias legales, geológicas, demográficas, económicas o culturales.

También debe reseñarse que el desarrollo tecnológico en torno a las explotaciones de gas de pizarra es extremadamente rápido, por lo que algunos de los aspectos que se mencionan en este documento pueden ser superados en un futuro próximo. Por este

motivo, se pretende que estas recomendaciones sean constantemente actualizadas y complementadas mediante la realización y análisis de nuevos avances científico–técnicos.

2. MARCO LEGAL

Los proyectos de exploración y explotación con fracturación hidráulica deben cumplimentar, por una parte, la legislación sustantiva relativa a los permisos necesarios para la exploración y explotación, y, por otra, la legislación ambiental que obliga a este tipo de proyectos a someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, a la Directiva Marco del Agua y a cumplir unos criterios de calidad del aire. Asimismo, existen otras legislaciones ambientales aplicables, en función de su ubicación y otras posibles circunstancias, como pudiera ser la Directiva 92/43/CEE del Consejo de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres, etc.

2.1. LEGISLACIÓN SUSTANTIVA

Las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos están reguladas por:

Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

El Reglamento sobre investigación y explotación de hidrocarburos, aprobado por Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, en aquello que no se oponga a la Ley34/1998.

En particular, el Título II de la Ley 34/1998 establece el régimen jurídico de:

a) La exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.

b) La exploración, investigación y explotación de los almacenamientos subterráneos para hidrocarburos.

c) Las actividades de transporte, almacenamiento y manipulación industrial de los hidrocarburos obtenidos, cuando sean realizados por los propios investigadores o explotadores de manera accesoria y mediante instalaciones anexas a las de producción.

Asimismo y de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y el artículo 11 del vigente Reglamento sobre investigación y explotación de hidrocarburos, los titulares de autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación están obligados a proporcionar a la Administración competente que los hubiera otorgado copia de toda la documentación generada por las actividades de prospección. Esta documentación se incorpora a un Archivo Técnico Especial. El objetivo es que las empresas que deseen investigar un área en la que ya se ha trabajado dispongan, si ha dejado de ser confidencial, de la información existente sobre dicha área.

2.2. LEGISLACIÓN AMBIENTAL

Los proyectos relacionados con la fracturación hidráulica se encuentran sometidos a la siguiente legislación.

En lo que se refiere a evaluación ambiental, este tipo de proyectos deberá cumplimentar la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. En esta ley se recogen el procedimiento, alcance de la evaluación, elaboración del estudio de impacto ambiental, declaración de impacto ambiental, etc., de aquellos proyectos recogidos en el Anexo I y II que deben ser sometidos a evaluación de impacto ambiental. En el caso considerado, este tipo de proyectos se encuentra recogido en el Anexo I: Grupo 2. Industria extractiva, aparatado d) Los proyectos consistentes en la realización de perforaciones para la **exploración, investigación o explotación de hidrocarburos**, almacenamiento de CO2, almacenamiento de gas y geotermia de

media y alta entalpia, **que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica.**

La Directiva 2000/60/CE del parlamento europeo y del consejo de 23 de octubre de 2000 por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas, y la correspondiente transposición a la legislación española de dicha Directiva. En relación a esta Directiva, el Estado español deberá garantizar, entre otras, la protección y conservación de las aguas continentales y subterráneas, medidas de control de captación de aguas superficiales y subterráneas y de embalse, etc.; así como considerar el correspondiente permiso de autorización de inyección de aguas con aditivos. La directiva está traspuesta al ordenamiento español mediante varios decretos: Real Decreto 1514/2009, de 2 de octubre, por el que se regula la protección de las aguas subterráneas contra la contaminación y el deterioro; y el Real Decreto 60/2011, de 21 de enero, sobre las normas de calidad ambiental en el ámbito de la política de aguas, etc.

Por último, la Administración deberá hacer cumplir los niveles de calidad del aire en aquellos casos en los que se diera una alta concentración de pozos o sondeos de fracturación hidráulica. Lo referente a contaminantes en el aire se encuentra legislado por el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire. En este Real Decreto se establecen los objetivos de calidad del aire para diversos contaminantes; determinación de los requisitos necesarios para la evaluación de las concentraciones de diversos contaminantes; evaluación de la calidad del aire y ubicación de los puntos de muestreo para la medición de las concentraciones; criterios de determinación del número mínimo de puntos para la medición fija de las concentraciones, etc.

3. RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL

3.1. TIPOS DE RECURSOS NO CONVENCIONALES DE GAS NATURAL

Durante cientos de millones de años, en las eras paleozoica y mesozoica de la historia geológica de nuestro planeta, se han ido acumulando grandes volúmenes de gas natural en ambientes geológicos que difieren de las trampas de hidrocarburos convencionales. Estas acumulaciones constituyen los denominados "*recursos no convencionales de gas natural".* La Agencia Internacional de la Energía (IEA) define estos recursos como "*el gas que es tecnológicamente más difícil o más caro de producir que el gas convencional* ". El *National Petroleum Council* de Estados Unidos define el gas no convencional como "*aquel gas que no puede ser producido con rentabilidad, a menos que el yacimiento sea estimulado mediante fracturación hidráulica masiva o recurriendo a la perforación de pozos multilaterales desde un pozo principa*l".

Se distinguen principalmente tres grandes tipos de recursos no convencionales de gas natural (Figura 1):

a) Gas de pizarra o "shale gas", cuando el gas se encuentra almacenado en lutitas, en forma libre en las fracturas y diaclasas y en forma adsorbida en las paredes de los poros.

b) Metano en capa de carbón o "coal bed methane" (CBM), gas en las capas de carbón que se encuentra en forma adsorbida sobre las micropartículas carbonosas y en forma libre en los poros y en las microfracturas del carbón.

c) Gas en arenas de baja permeabilidad o "tight gas", cuando el gas se localiza en rocas sedimentarias, clásticas o carbonatadas con muy baja permeabilidad.

Figura 1.- Tipos de recursos no convencionales de gas: gas de pizarra, gas en capa de carbón y gas de baja permeabilidad

Existe también un cuarto tipo d) el gas de hidratos. Los hidratos de gas natural son sólidos cristalinos formados por gas (principalmente metano) y agua a altas presiones y bajas temperaturas. Se encuentran en zonas de permafrost y en cuencas offshore de márgenes continentales. Pueden presentarse en diversas modalidades dentro de los sedimentos: diseminados o como nódulos, vetas, capas masivas o rellenando fracturas. El gas contenido en los hidratos procede de la descomposición de materia orgánica por bacterias anaeróbicas debajo del fondo del mar (origen biogénico), aunque también existen casos de hidratos de gas de origen termogénico, generados a partir de fuentes emplazadas a mayor profundidad.

Los hidratos de gas constituyen un recurso de gran relevancia, tanto por los enormes volúmenes de metano que encierran así como por el gas libre que suele estar acumulado debajo de ellos. Dado que su explotación plantea numerosos desafíos, diversos países han implementado proyectos de evaluación de diferentes tecnologías que permitirían disociar el agua del gas natural almacenado en los hidratos, tal es el

caso de Japón que tiene como meta realizar las primeras pruebas para su explotación offshore a partir del año 2016. Por lo tanto, hasta el momento, ninguno de los recursos de los yacimientos de este cuarto tipo ha pasado a la categoría de reservas, por no disponer de la tecnología necesaria para su explotación comercial.

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

3.2. PROCESO DE GENERACIÓN DEL GAS

Los hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos, se originan principalmente en cuencas sedimentarias marinas, especialmente en mares someros, de poca profundidad. Proceden, en general, de la materia orgánica marina, fundamentalmente plancton, depositada y acumulada durante el proceso de sedimentación a través de una serie de transformaciones que se producen en el subsuelo que, en su conjunto, se denominan proceso de maduración. Algunos hidrocarburos pueden formarse en cualquier tipo de sedimento, pero las mayores acumulaciones están asociadas a ambientes reductores (ambientes poco oxigenados como cuencas de circulación restringida), ya que en ambientes oxidantes (con oxígeno), la materia orgánica es consumida por bacterias. Las mejores rocas madres (aquellas que se sedimentan junto a la materia orgánica) son los sedimentos muy finos como las lutitas, en especial las lutitas negras, que deben su color al alto contenido de materia orgánica. Esto se debe a que los sedimentos finos son impermeables y evitan que la materia orgánica sea destruida, preservándola.

El proceso de la maduración está controlado principalmente por el aumento de temperatura que conlleva el aumento de profundidad como consecuencia del gradiente geotérmico y/o fuentes locales de calor. Sin embargo, se trata de un proceso de baja temperatura que no supera los 200-250° C.

De una manera muy general, el proceso de maduración consiste en la pérdida de O y N en forma de H_20, CO_2 y NH_3 y en el enriquecimiento relativo en H y C. Aunque el proceso lo inician ciertas bacterias anaerobias, a medida que aumenta la profundidad de enterramiento, éstas desaparecen, quedando controlado a partir de entonces por el aumento de temperatura, en forma de destilación natural de dicha materia orgánica.

En este proceso se distinguen tres etapas, en función de la temperatura: diagénesis, catagénesis y metagénesis (Figura 2).

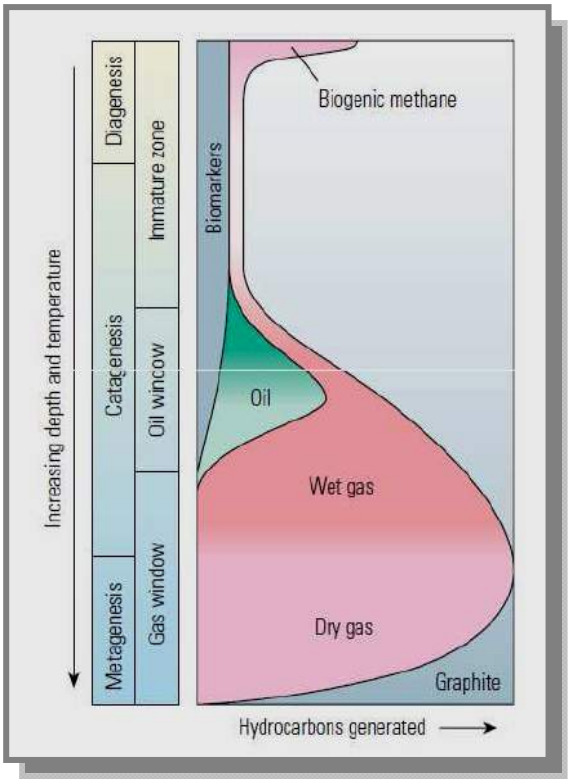

Figura 2.- Ventana de generación de hidrocarburos (reproducido de Alexander et al., 2011).

3.2.1. Diagénesis

Esta etapa abarca desde la sedimentación de la materia orgánica, a temperatura ambiental, hasta 65°C, y en ella se producen las primeras transformaciones, que consisten esencialmente en la eliminación de los productos solubles (glúcidos y prótidos) y de N y O (en forma de NR, RO y CO_2), y en la concentración de los productos insolubles.

También se forman cantidades importantes de metano (CH_4), que por proceder de la actividad bacteriana, recibe el nombre de «gas biogénico» o «gas de los pantanos», por ser también típico de las regiones pantanosas. El residuo orgánico que se va concentrando con los productos insolubles se denomina «Kerógeno» y está constituido por una mezcla compleja de moléculas orgánicas de gran número de C. Es lógico pensar que son también necesarias condiciones reductoras o anaerobias en el ambiente de sedimentación que impidan la proliferación de vida bentónica y en particular de organismos excavadores o limícolas que destruyan la materia orgánica acumulada.

A lo largo de esta etapa no se generan hidrocarburos, a excepción del gas biogénico mencionado anteriormente. Sólo se produce un aumento paulatino de temperatura hasta alcanzar los 65°C en que comienza la destilación del kerógeno, y que se considera arbitrariamente como la separación entre ambas etapas. Es interesante señalar que en última instancia sólo un 10 % del kerógeno original se transforma en hidrocarburos.

3.2.2. Catagénesis

A partir de 65° C, y hasta los 150° C, se produce la destilación del Kerógeno y en consecuencia la generación de hidrocarburos, cuyo máximo se localiza entre 90° y 110° C. Este proceso, que se denomina catagénesis, consiste en la rotura de las moléculas orgánicas para formar cadenas de hidrocarburos. Dichas cadenas seguirán rompiéndose a su vez en otras más sencillas según un proceso de destilación natural al aumentar la temperatura, hasta que hacia el final de esta etapa sólo quedan hidrocarburos gaseosos (metano a pentano). La máxima generación de gas se localiza precisamente hacia el final de esta etapa, procediendo tanto de la generación directa del kerógeno como de la continua rotura de las cadenas de hidrocarburos líquidos.

Hay que tener en cuenta además que los distintos tipos de hidrocarburos que se generan dependen también de la composición del kerógeno, y en consecuencia del tipo de materia orgánica original. Se distinguen así cuatro tipos diferentes de kerógenos, denominados I, II, III y IV (diagrama de Van Krevelen): el tipo I procede casi exclusivamente de la acumulación de algas unicelulares (también se denomina

«alginita») y es el que genera mayor cantidad de petróleo; el tipo IV, por el contrario, es el más rico en C, y procede casi exclusivamente de la acumulación de vegetales superiores (también se denomina «vitrinita») y está más cerca de generar carbón que hidrocarburos, generando a lo sumo gas; finalmente, los tipos II y III son intermedios. En líneas generales, se considera que los tipos I y II son excelentes generadores de petróleo, el tipo III originará petróleo y gas, y el tipo IV sólo gas. Este diagrama permite asimismo prever el tipo de hidrocarburos que se generarán en una cuenca si se conoce la composición de la materia orgánica existente en las posibles rocas madre.

3.2.3. Metagénesis

A partir de 150° C y hasta 200° C comienza la destrucción de los hidrocarburos al continuar su destilación. El kerógeno produce cantidades cada vez menores de gas, exclusivamente metano, y los hidrocarburos existentes se van rompiendo en cadenas cada vez más cortas, para dar metano, y en última instancia convertirse toda la fracción orgánica (kerógeno e hidrocarburos) en grafito. Sin embargo, si no existen condiciones fuertemente reactivas en profundidad, el metano, que es muy estable, puede permanecer incluso a temperaturas superiores a 300ºC.

3.3. YACIMIENTOS CONVENCIONALES FRENTRE A NO CONVENCIONALES

El gas generado puede dar lugar a yacimientos convencionales o a los denominados no convencionales (Figura 3).

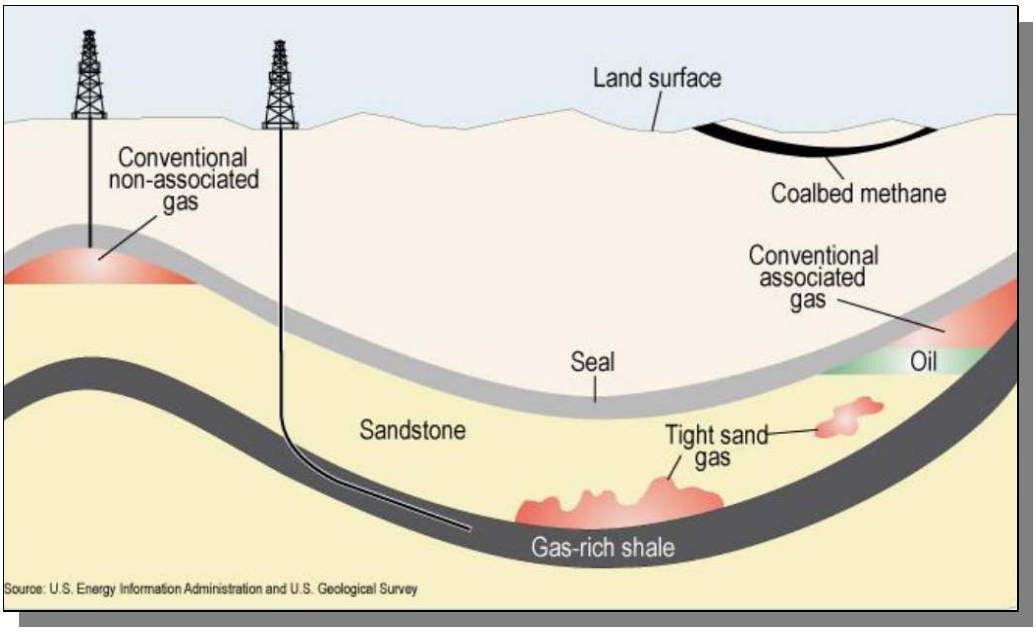

Figura 3.- Yacimientos convencionales y no convencionales de gas natural. Reproducido de U. S. Energy Information Administration y U. S. Geological Survey.

Para dar lugar a un yacimiento convencional, el gas generado debe migrar de la roca madre donde se ha generado (que es impermeable) a rocas porosas y permeables denominadas rocas almacén, como las areniscas o calizas fracturadas, donde se acumula llenando sus poros (originados en gran parte durante la diagénesis, porosidad secundaria), siempre y cuando exista alguna condición geológica, denominada trampa, como la presencia de otro estrato impermeable por encima, llamado roca sello, que impida que el hidrocarburo siga migrando y llegue a la superficie en cuyo caso se pierde.

En 1994 se estableció el concepto de "sistema petrolífero" o *petroleum system*, (Magoon, 1994), entendiéndose desde entonces que, "para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además es preciso que haya habido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas". Es decir, el concepto comprende todos

los elementos y procesos necesarios, y en el orden adecuado, para que los hidrocarburos se generen, se acumulen y queden preservados. Por tanto, en un yacimiento convencional de gas, el gas natural se encuentra atrapado en una estructura de roca porosa limitada por una capa de roca impermeable que evita que el gas escape a la superficie (trampas estratigráficas o estructurales).

En cambio, los yacimientos no convencionales de gas suelen ser continuos, consistentes en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad saturadas de gas.

Algunas de las características de los hidrocarburos no convencionales son:

- La formación prospectiva y productiva, puede ser roca madre y roca almacén a la vez, aunque presente una permeabilidad muy baja (micro o nano darcies).

- Una roca madre, y simultáneamente roca almacén, puede producir gas o petróleo, en cantidades comerciales, si se consigue desarrollar en la misma una red de fracturas artificiales (fracturación hidráulica).

- En rocas con abundante materia orgánica (como carbones y lutitas), además de un gas libre, comprimido en las fracturas y poros, existe un gas adsorbido con una capacidad de almacenamiento comparable a la del gas libre.

- No hace falta que existan las clásicas trampas estratigráficas o estructurales para producir comercialmente los hidrocarburos.

- Una formación prospectiva conteniendo hidrocarburos puede ocupar grandes extensiones superficiales, formando un “gran yacimiento continuo”.

En los yacimientos no convencionales de “shale gas” y en los de CBM, el gas está presente en estado libre, en los poros y fracturas de la roca, y en estado adsorbido en la materia orgánica que forma parte de la roca madre y roca almacén simultáneamente. El gas está atrapado en la propia “roca madre”, que hace simultáneamente de “almacén”, “sello” y “trampa” al no haber existido un proceso de “migración” para el gas. Sin embargo, en los yacimientos de “tight gas”, el gas, que

procede de rocas madres muy próximas, está libre en las fracturas y poros de las areniscas con muy baja permeabilidad.

3.4. SHALE GAS O GAS DE PIZARRA

Los yacimientos de shale gas se localizan en múltiples formaciones paleozoicas y mesozoicas desde el Cámbrico al Cretácico. Estas formaciones han dado lugar a yacimientos de distintas propiedades, en función del entorno geológico en que sedimentaron.

Desde un punto de vista de ambiente sedimentario, las “shale gas”, en general, se depositan normalmente en cuencas de antepaís en aguas profundas y anóxicas o con circulación de agua muy restringida. Uno de los ambientes sedimentarios más típicos se produce en cuencas euxínicas que fueron influenciadas por el desarrollo de rampas carbonatadas y cuencas de antepaís. Numerosos procesos sedimentarios se activan en estas cuencas, junto con una variación de los procesos físicos, geoquímicos y biológicos, dando lugar a una arquitectura estratigráfica compleja y a yacimientos heterogéneos, aspectos a tener en cuenta en su exploración.

El gas de pizarra o “shale gas” se encuentra almacenado en lutitas gasíferas, rocas sedimentarias de grano fino, ricas en materia orgánica y capaces de generar y retener gas, el cual puede ser explotado a través de métodos no convencionales. Esta roca actúa a la vez como fuente y reservorio del gas, no presentando trampas ni sellos, lo que le confiere generalmente una distribución regional. Asimismo, presenta muy baja permeabilidad (en el rango de micro a nano darcy), dificultando la extracción del gas y haciendo necesaria la utilización de métodos no convencionales tales como fracturación hidráulica (fracking) y perforación horizontal.

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

- *Adsorbido* (Figura 4). La adsorción permite al metano adherirse a la superficie de componentes orgánicos y de los minerales arcillosos de las lutitas. Este

mecanismo conduce a que las capacidades de almacenamiento sean en ocasiones incluso más eficientes que en los yacimientos convencionales. El mecanismo de almacenamiento es completamente distinto a los yacimientos convencionales, donde el gas está comprimido ocupando el espacio poral entre los granos de arena o en las fracturas. *Gas libre en* el espacio poral de roca, dentro de los micro-poros de la matriz y en el sistema de microfracturas, también conocidas como "cleat system" y que durante la explotación facilitan el camino al gas para alcanzar el pozo.

- *Gas libre en* el espacio poral de roca, dentro de los micro-poros de la matriz y en el sistema de microfracturas, también conocidas como "cleat system" y que durante la explotación facilitan el camino al gas para alcanzar el pozo.

En general, el gas absorbido suele ser el predominante en las lutitas de poca profundidad y ricas en materia orgánica mientras que el gas libre suele predominar en el caso de lutitas de mayor profundidad y con mayores contenidos clásticos.

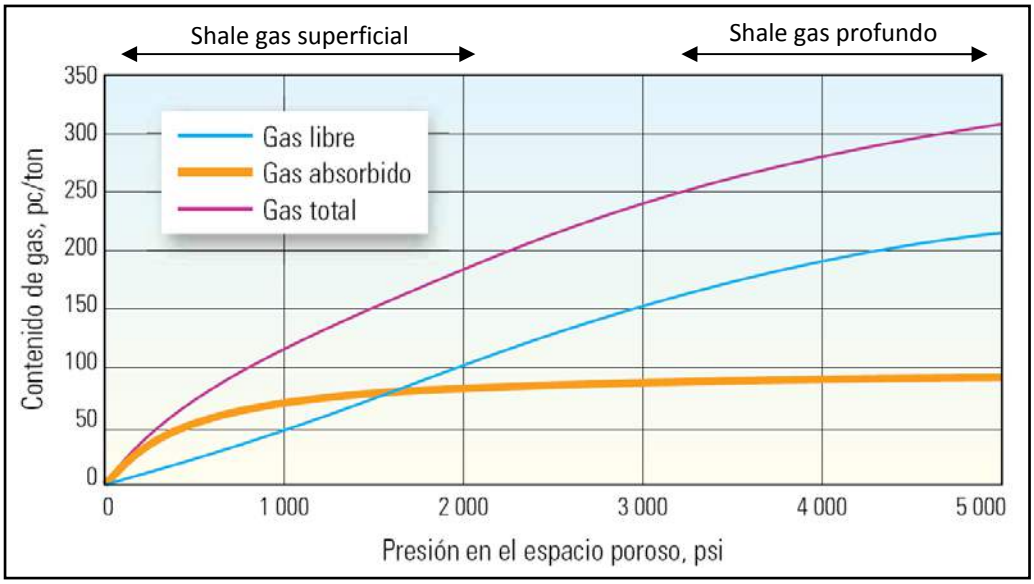

Figura 4.- La desorción del metano se mide mediante un ensayo de laboratorio que da lugar a una curva denominada isoterma de Langmuir (reproducido de Alexander et al., 2011).

Este hecho condiciona el diseño del método de explotación. Para explotar eficientemente los yacimientos de shale gas es necesario:

- Crear una red artificial de fracturas, con el fin de favorecer la interconexión del sistema poral y de micro fracturas con el pozo de extracción.

- Reducir la presión en el yacimiento, al objeto de crear un gradiente de presión para favorecer la desorción y que el metano adsorbido migre al espacio poral, y de ahí al sistema de microfracturas, para pasar posteriormente al sistema artificial de fracturas y, por último, poder alcanzar el pozo productor.

3.5. EXPLORACIÓN DE SHALE GAS. PARÁMETROS FUNDAMENTALES

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

Entre los parámetros relevantes para prospectar y evaluar los recursos de shale gas destacamos:

3.5.1. Parámetros geoquímicos

En el proceso de la exploración y posterior desarrollo del campo, es relevante el análisis de los elementos que conforman el *petroleum system*: “roca madre”, “migración”, “roca almacén”, “sello” y “trampa”. Todos los elementos son importantes si bien, en el caso de los yacimientos de shale gas, al estar atrapado el gas en la propia roca madre, que hace simultáneamente de almacén, sello y trampa y al no haber habido proceso de migración para el gas, lo relevante es el conocimiento de la geoquímica de la roca madre.

Esta es la razón por la que la exploración se centra en la identificación de la roca madre potencialmente prospectiva, su extensión y profundidad, el grado de maduración de la misma, el tipo de gas (seco o húmedo) y su contenido en gas.

Para la identificación de la roca madre potencialmente prospectiva, así como su geometría, se utilizan técnicas clásicas en exploración como son la geología de

superficie y la sísmica de reflexión, de un modo muy similar a la investigación clásica de hidrocarburos.

Los parámetros a tener en cuenta relacionados con la geoquímica orgánica son:

3.5.1.1. Contenido en carbono orgánico total (TOC)

El origen del carbono orgánico presente en las rocas generadoras es la suma de tres tipos de carbono:

a) El asociado al petróleo y al gas que la roca ha generado pero que no ha sido expulsado de la roca madre.

b) El asociado al kerógeno y que si continuara el proceso de maduración podría dar lugar a volúmenes adicionales de gas y petróleo.

c) El carbono residual que se corresponde con el kerógeno agotado, también llamado pirobitumen.

El TOC es un indicador de la cantidad de la materia orgánica (se mide en % sobre el total de roca), no de la calidad. En la Tabla 1, se indican los contenidos en TOC que cualifican a una roca como potencial generadora de gas.

Tabla 1.- Potencial generador de hidrocarburo en función del contenido en TOC y del tipo de roca madre (reproducido de Ayres, 2011).

Potencial Generador de Hidrocarburos en función del Carbono Orgánico Total (TOC) **Basado en una ventana de petróleo de maduración temprana**		
Potencial Generador de Hidrocarburos	**TOC en Pizarras, % en peso**	**TOC en Carbonatos, % en peso**
Pobre	**0,0 a 0,5**	**0,0 a 0,2**
Aceptable	**0,5 a 1,0**	**0,2 a 0,5**
Bueno	**1,0 a 2,0**	**0,5 a 1,0**
Muy bueno	**2,0 a 5,0**	**1,0 a 2,0**
Excelente	**> 5,0**	**> 2,0**

Una lutita con un TOC de 2% o mayor presenta buenas posibilidades para la generación de gas de lutita (shale gas), en tanto alcance las condiciones de maduración apropiadas.

Sin embargo, no es suficiente un elevado TOC para asegurar el potencial generador de una determinada roca, siendo imprescindible tener en cuenta otras variables como el contenido en hidrógeno, el tipo de kerógeno y el grado de maduración.

Es importante tener en cuenta que el TOC no es una constante de la roca. A medida que una misma roca generadora tiene un mayor grado de maduración térmica, su TOC disminuye, debido al proceso de migración de los hidrocarburos generados.

3.5.1.2. Los resultados del ensayo Rock-Eval

Se trata de un ensayo que permite conocer el origen y la calidad del TOC. Fue desarrollado por el Instituto Francés de Petróleo (IFP) y se ha convertido casi en un estándar en la industria.

Tiene por objeto analizar los gases emitidos por una muestra sometida a un proceso de pirólisis y posteriormente de oxidación. El ensayo se desarrolla en dos fases (Figura 5):

- En la primera fase, la muestra de roca se calienta a 300 ºC en una atmósfera inerte, para después ir incrementando la temperatura a razón de 25 ºC por minuto hasta los 850ºC aproximadamente. Se mide respectivamente la masa de los hidrocarburos gaseosos emitidos (en microgramos por gramo de muestra), concentrados en tres picos denominados: S1, S2 y S3.

  El S1 se corresponde con los hidrocarburos libres presentes en la muestra y que han sido generados, pero que no han sido expulsados de la roca madre. El S2 se corresponde con los hidrocarburos resultantes del proceso de cracking del kerógeno y otros hidrocarburos pesados presentes en la muestra, representa el potencial generador, de la muestra en cuestión, en el caso de haber continuado el proceso de maduración térmica. Finalmente, el tercer pico, denominado S3, se corresponde con el CO_2 que se libera como resultado del cracking térmico del kerógeno residual presente en la muestra.

- La segunda fase del ensayo se realiza en una atmósfera oxidante y se utiliza el residuo del ensayo anterior pero en un horno distinto, resultando otros dos picos más de gas, el S4 y el S5. Este cuarto pico se corresponde con el CO2 y CO resultante de la combustión del carbono orgánico residual presente aún en la muestra, mientras que el quinto pico se corresponde con el CO2 resultado de la descomposición de los carbonatos.

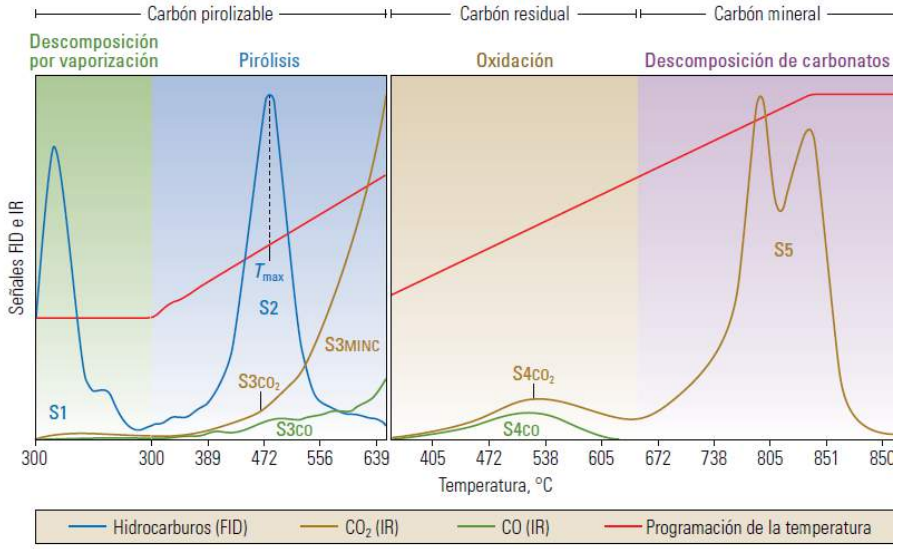

Figura 5.- Resultados de un ensayo Rock-Eval. Reproducido de McCarthy et al. (2011).

3.5.1.3. <u>El tipo de kerógeno</u>

La composición de los hidrocarburos generados por una roca madre viene determinada por el tipo de kerógeno presente en la roca sedimentaria. Inicialmente, el kerógeno, se clasificaba en función de las relaciones atómicas entre hidrógeno y carbono (H/C) y entre oxígeno y carbono (O/C) de una determinada roca madre, mediante unos análisis caros y complicados. Actualmente, se utilizan el índice de hidrógeno "HI"y el índice de oxígeno "OI", que están relacionados respectivamente, con los S1 y S2 del ensayo Rock-Eval.

Los tipos básicos de kerógeno son: tipo I (alto HI, bajo OI), tipo III (bajo HI y alto OI) y el tipo II que se encuentra entre los dos anteriores. En los yacimientos no convencionales suele estar presente el kerógeno de tipo II o III.

3.5.1.4. La maduración térmica

Mide el grado de temperatura al que ha estado expuesta la formación. Son necesarias altas temperaturas para que se produzca la descomposición de la materia orgánica y se formen hidrocarburos. Se usa la Reflectividad de la Vitrinita, Ro, como indicador de maduración térmica, la cual predice, no solo cuando una roca madre está en la ventana de gas, si no también el tipo de gas (Figura 6). En términos generales, la zona a prospectar debe tener un Ro mayor de 1. Si es de 1,3 se considera área de mayor calidad. Valores más altos indican la presencia de nanoporos que contribuyen a dotar a las lutitas de una porosidad adicional.

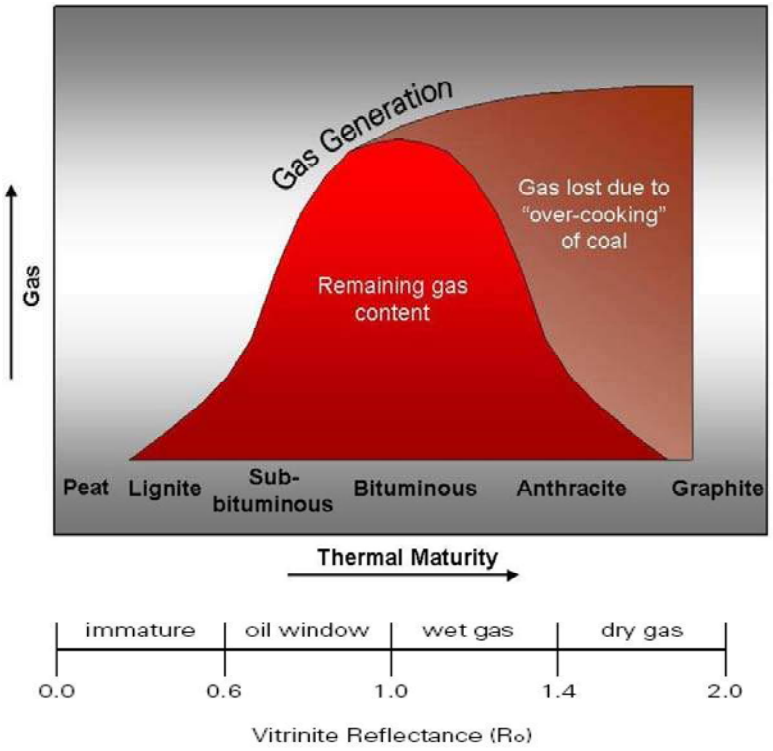

Figura 6.- La maduración térmica de la roca es indicada por la reflectancia de la vitrinita. Modificado por Loftin (2009), a partir de Boyer (1989).

3.5.2. Parámetros petrofísicos

Es fundamental determinar parámetros como la porosidad y la permeabilidad, así como las características estructurales de la roca, ya que determinarán en gran medida la capacidad de almacenamiento de gas en sus dos formas, libre y adsorbido.

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

Una vez definida el área prospectiva (*prospect*), se perforan varios sondeos verticales o desviados, con el objetivo de determinar los distintos parámetros petrofísicos. Para ello se recuperan los testigos de perforación y se realizan los correspondientes *logs* o registros de pozo abierto para su posterior análisis. En los yacimientos no convencionales, un pozo no es suficiente para declarar la no prospectividad de un área, debiendo realizarse varios pozos.

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

El cálculo de la porosidad se lleva a cabo mediante la interpretación de los registros en pozo abierto, normalmente mediante la correlación entre el TOC y las lecturas de rayos gamma, junto con una estimación de la densidad de grano.

Sobre los testigos, se suelen realizar ensayos para medir la porosidad y la permeabilidad, así como un análisis mineralógico detallado, que permite predecir la friabilidad de la formación, esto es la facilidad para ser fracturada. La mineralogía está íntimamente relacionada con el ambiente de deposición y con la historia deposicional, controlando la estructura de la roca y la distribución del gas libre y gas adsorbido en las lutitas. El rango de valores de porosidad oscila entre 0.1 y 0.005 µm. Así, en las lutitas con poros más pequeños, la fracción de gas adsorbido es mayor que la presente en estado libre.

La identificación de los <u>sistemas de fracturas naturales</u> es un elemento clave. Aspectos como la orientación, distribución, tamaño e intensidad de las fracturas, junto con la

friabilidad (capacidad de una roca para ser fracturada) de la formación prospectiva, son capitales. Debido a la baja permeabilidad matricial de los yacimientos no convencionales, las micro fracturas naturales contribuyen al flujo de gas, pero no son suficientes para alcanzar una producción comercial, siendo necesario estimular la formación mediante fracturación hidráulica.

En la Figura 7 pueden observarse los parámetros fundamentales de las shale gas.

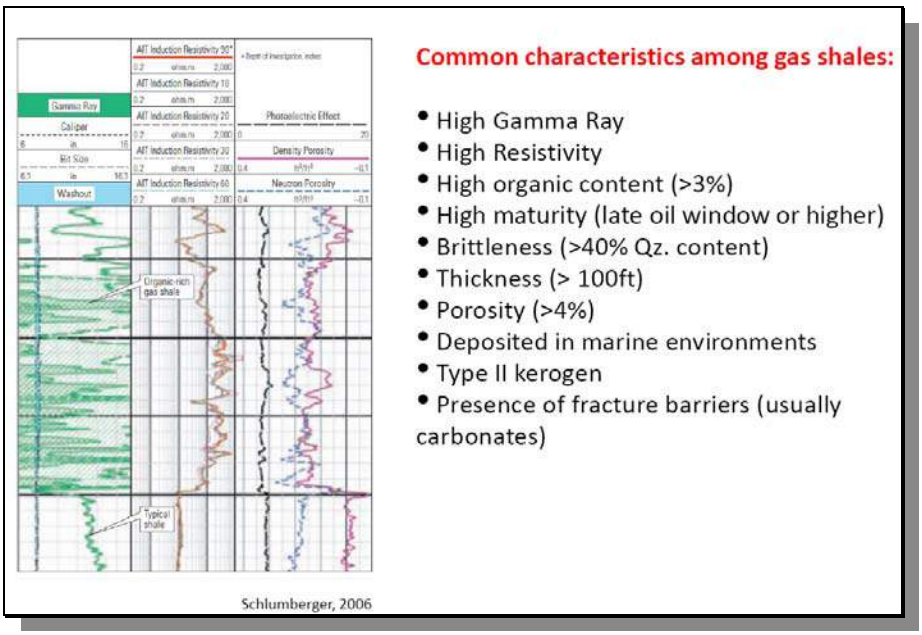

Figura 7.- Parámetros característicos de las shale gas. Reproducido de Alexander et al. (2011).

3.6. FRACTURACIÓN HIDRAÚLICA (FRACKING)

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

La fracturación hidráulica es una técnica desarrollada en EE.UU. a inicios de siglo XX al objeto de mejorar el caudal de los pozos de muy baja productividad. Al final de los años 70´s, la fracturación hidráulica era una tecnología probada, aplicada de un modo

estándar para transformar en comerciales pozos de baja productividad, fundamentalmente de gas y en yacimientos convencionales.

La combinación de perforación horizontal junto con varias etapas de fracturación hidráulica en un mismo pozo, comenzó a ser usada para la extracción de gas en yacimientos no convencionales en Norteamérica en los años 2002-2003. No se trata de una técnica novedosa, en el mundo se han sobrepasado el millón de operaciones de fracturación hidráulica de pozos.

El proceso para extraer el gas natural no convencional consiste, a muy grandes rasgos, en la perforación vertical del pozo hasta llegar a la formación de interés (lutitas que contienen el gas) para, a continuación, llevar a cabo la perforación horizontal a lo largo de dicha formación para crear la máxima superficie de contacto posible, pudiendo llegar hasta longitudes de algo más de tres kilómetros (Figura 8).

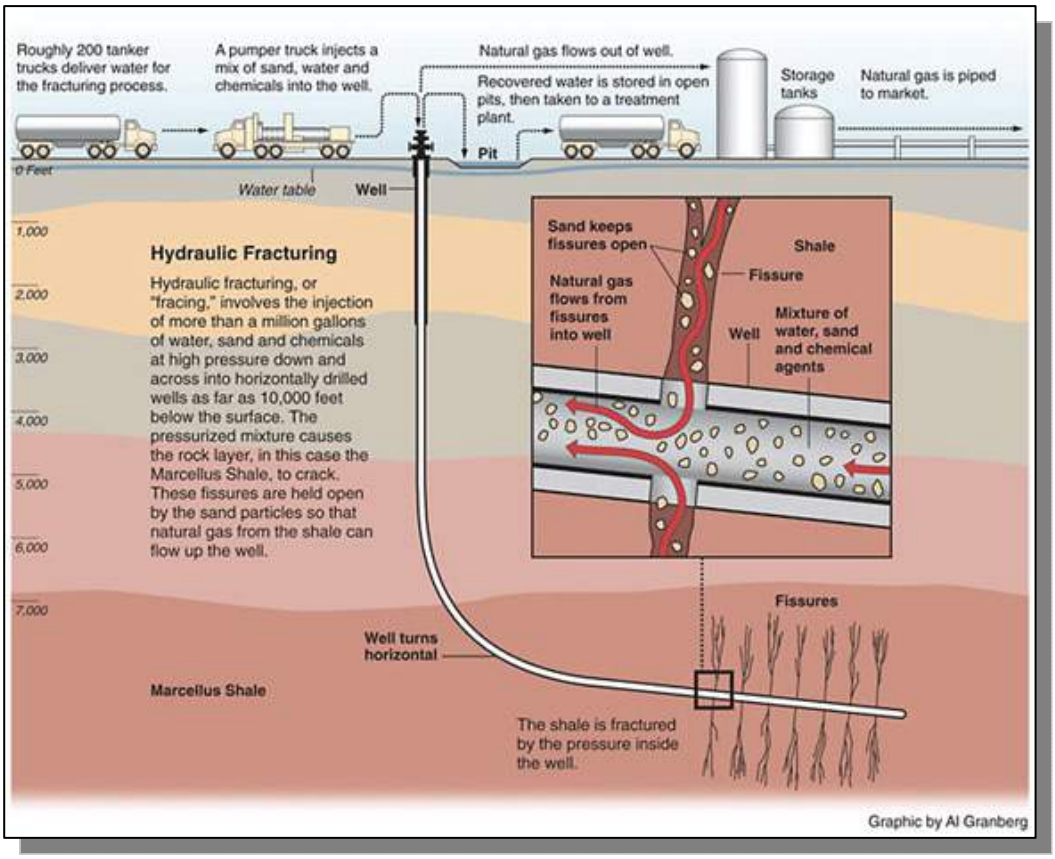

Figura 8.- Esquema de operación de fracturación hidráulica con perforación horizontal (gráfico de Al Granberg/ProPublica)

El siguiente paso es el de la fracturación hidráulica de la roca (fracking), que consiste en la inyección en el pozo de una mezcla de agua, arena y productos químicos a alta presión. Este proceso provoca que la roca se fracture (microfracturas) y permite que el gas fluya hacia la superficie.

La mezcla mencionada contiene partículas de arena, cerámica sintética (llamadas propantes[1]), muy resistentes a la profundidad y a la presión con que se inyecta la mezcla, que funcionan como material de soporte y, además, mantienen los canales abiertos, permitiendo que fluya el gas.

Cuando la mezcla ha terminado su trabajo, se extrae del pozo para que sea tratada y pueda volver a usarse, ya que esta mezcla de agua, arena y productos químicos es contaminante, y no debe mezclarse con el agua dulce. El volumen del agua de retorno ("flowback") recuperado puede variar entre el 25% y el 75% del agua inyectada (Pickett, 2009; Veil, 2010; Horn, 2009).

El agua de retorno se trata en superficie para: ser reutilizada en nuevas fracturaciones hidráulicas, inyectarla en acuíferos salados profundos, evaporarla para obtener un residuo sólido, o ser vertida, siempre y cuando cumpla las especificaciones requeridas. La tecnología está avanzando en el sentido de reducir el volumen de agua necesario para la fracturación mediante el reciclado del agua de retorno, la utilización de aguas no potables y la realización de fracturaciones más selectivas y menos demandantes en agua.

En cuanto a la composición del fluido de perforación pueden variar según las distintas fuentes consultadas. Por ejemplo, en el yacimiento de Fayetteville Shale, las cantidades inyectadas varían entre 98-99,5 %, proporción en la que se incluye el propante (arena), y 2-0,5 % de productos químicos, tales como bactericidas, reductores de fricción, espesantes, etc., (Modern Shale Gas, 2009); otras fuentes indican volúmenes semejantes 90 % agua, 9,5 de arenas, 0,5 de aditivos químicos (American Petroleum Institute, 2010).

[1] Se ha querido traducir el término ingles proppant como propante, término usado para aquellos aditivos inertes que tienen como función el sostenimiento de las fracturas abiertas durante el fracking. En algunos documentos en castellano también se traduce como propagante.

Dado el secretismo que las operadoras de fracturación en Estados Unidos sobre la composición y concentraciones de los aditivos químicos utilizados, lo cual no hacía sino incentivar la preocupación ciudadana, el Gobierno Federal de EE.UU a través de Bureau of Land Management propuso, con fecha de febrero de 2012, una Ley para hacer público los productos químicos utilizados en la fracturación hidráulica en terrenos o territorios federales e indios pero solo si se determina que la información no está protegida por la ley Federal.

Actualmente se ha puesto en marcha el registro de sustancias FracFocus Chemical Disclosure Registry gestionada por Ground Water Protection Council and Interstate Oil and Gas Compaction Commision donde se puede consultar las sustancias utilizadas por las operadoras pozo por pozo así como la ficha de seguridad CAS de cada una de estas sustancias; este registro es voluntario.

Con un objetivo distinto pero con el fin de dar transparencia a los productos químicos fabricados, en Europa se dispone de un reglamento conocido como "REACH" que es un sistema integrado de registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos, siendo la información contenida de carácter público; el Reglamento, exige (Art. 5: **No hay comercialización sin registro**) a aquellas empresas de productos químicos con producciones superiores a una tonelada/año, entre otros, los siguientes requisitos a efectos de identificación de la sustancia: Nombre u otro identificador de la sustancia; Nombre o nombres que figuran en la nomenclatura de la IUPAC u otro nombre o nombres químicos internacionales; Otros nombres (nombre común, nombre comercial, abreviatura); Número EINECS o ELINCS (cuando exista y proceda); Nombre CAS y número CAS (cuando exista); Otro código de identidad (cuando exista); Información relacionada con la fórmula molecular y estructural de la sustancia; Fórmula molecular y estructural (incluida la notación Smiles, cuando exista); Información sobre actividad óptica y la proporción típica de (estereo) isómeros (cuando exista y proceda); Peso molecular o rango de pesos moleculares; Composición de la sustancia; Grado de pureza (%); Naturaleza de las impurezas, incluidos los isómeros y subproductos; Porcentaje de las principales impurezas (significativas); Naturaleza y orden de magnitud (... ppm, ... %) de los aditivos (por ejemplo, agentes

estabilizantes o inhibidores); Datos espectrales (ultravioleta, infrarrojo, resonancia magnética nuclear o espectro de masa).

Cualquier pozo para la explotación de hidrocarburos (convencional o no convencional) conlleva, inevitablemente, una serie de posibles riesgos asociados. Las medidas de control, prevención y mitigación desarrolladas tienen como misión minimizar el riesgo de que se produzca cualquier efecto no deseado y si fuera así, llevar a cabo medidas correctoras con la mayor premura posible. Lo importante es desarrollar todas estas técnicas con responsabilidad, pero cualquier explotación conlleva un riesgo inherente.

Para minimizar esos riesgos se llevan a cabo procedimientos de seguimiento y control del yacimiento, junto con los de las instalaciones de superficie, con el fin de prevenir cualquier incidencia, siguiendo los rigurosos estándares de la industria, tal y como marca la ley. En este punto, es importante asegurar la integridad del pozo y el exhaustivo control del comportamiento de las zonas fracturadas. Todos estos proyectos han de someterse a la legislación vigente.

Las principales preocupaciones en relación con el medio ambiente que se plantean respecto a la explotación del gas no convencional mediante la técnica de la fracturación hidráulica son: contaminación de los acuíferos (bien sea por el fluido de fracturación empleado o por el metano), el consumo de agua necesaria utilizada durante la fracturación hidráulica, el tratamiento, control y posible radiactividad de las aguas de retorno, problemas de sismicidad inducida por la fracturación hidráulica y contaminación atmosférica por emisiones incontroladas, especialmente metano.

4. PERFORACIÓN PROFUNDA

En este apartado se señalarán los aspectos esenciales de la perforación profunda en cuanto a los dispositivos y medidas que permitan garantizar el aislamiento de las formaciones permeables y la estanqueidad de la obra con respecto al subsuelo circundante.

Un reciente informe sobre la exploración y explotación de recursos de gas no convencional en EE.UU. señala que, de cuarenta incidentes informados a la EPA en un periodo de cinco años en explotaciones de gas no convencional, la mayoría de los incidentes estaban relacionados con: vertidos en superficie y con la construcción de los pozos (Figura 9).

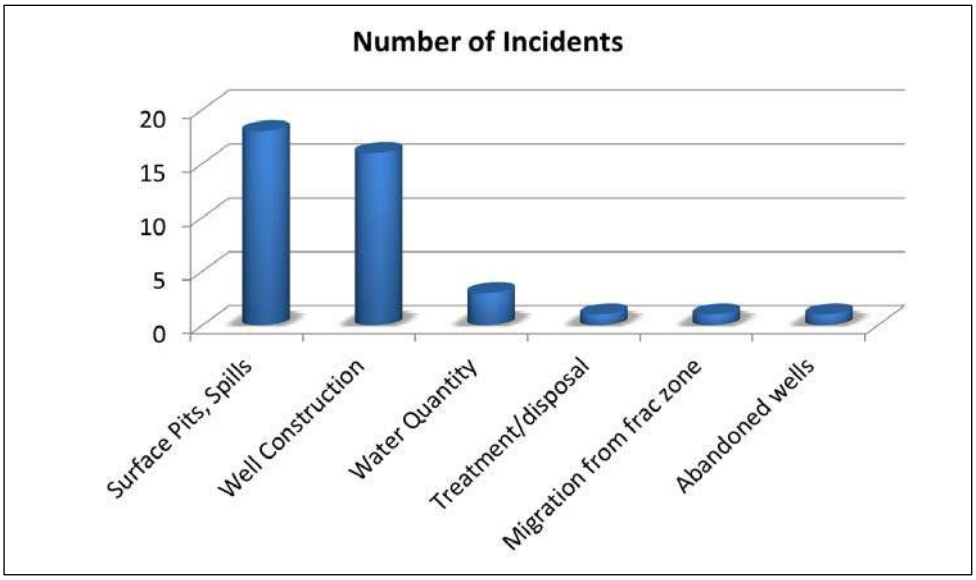

Figura 9.- Análisis de 40 incidentes medioambientales denunciados en explotaciones de gas no convencional en 10 estados diferentes de EE.UU.: 28 en formaciones de pizarras, 8 en tight sands y 4 en coal bed methane. Reproducido de Puls (2012).

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

Por esta razón, es extremadamente relevante la integridad del pozo. La estructura de cada uno de los pozos productores está diseñada para impedir los escapes de gas y prevenir el riesgo de la contaminación de los acuíferos suprayacentes e incluso infrayacentes, en la medida que se conozcan.

Por tanto, resulta absolutamente imprescindible contar con un detallado estudio hidrogeológico previo que debe indicar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y el estado de las diversas fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar.

Lógicamente, para la correcta realización de la obra será preciso contar con empresas y equipos de perforación de reconocida solvencia e igualmente en lo que se refiere a las empresas de servicios especializadas que realizan funciones críticas en la perforación (control de lodos, cementaciones, estimulación, mediciones, etc.).

Con el fin de garantizar la estanquidad de pozo, se disponen de una serie de barreras mecánicas al objeto de impedir que los acuíferos puedan ser afectados por los propios lodos de perforación, el gas y los fluidos utilizados en la fracturación. Dichas barreras consisten en varios *casing* o tuberías de acero concéntricas de alta resistencia, con los espacios anulares existentes entre las tuberías, y entre el terreno y las tuberías, cementados del modo que se indica en la Figura 10.

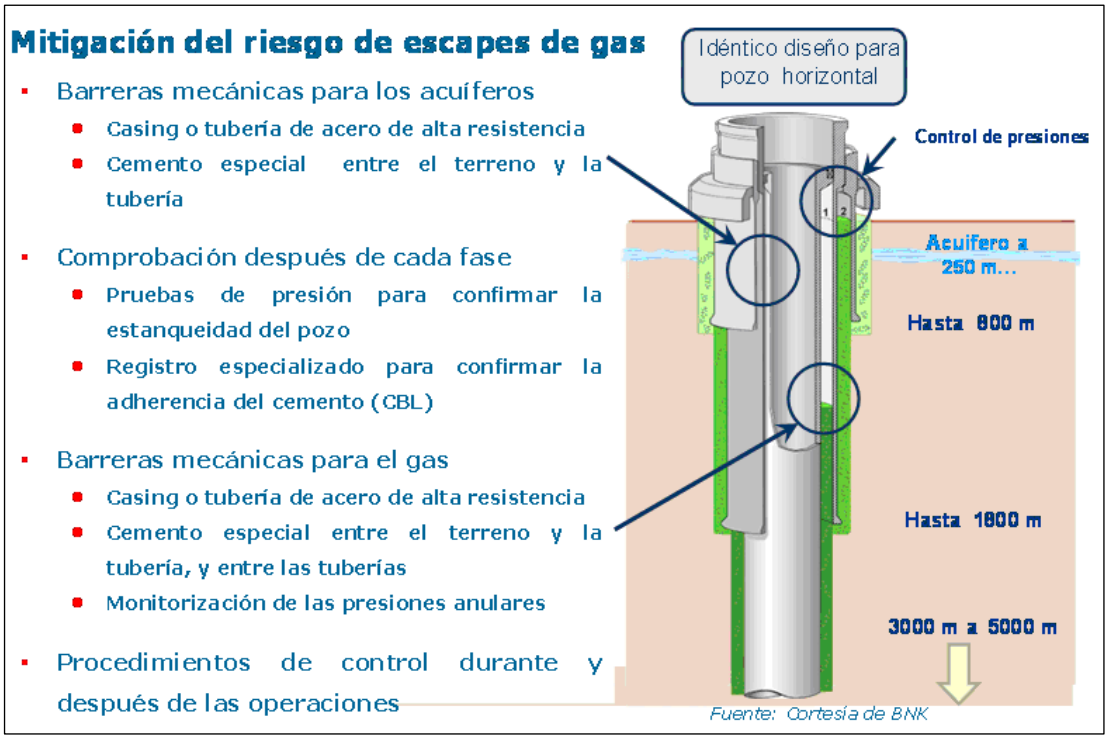

Figura 10.- Diseño de un pozo productor de gas no convencional

En cualquier perforación profunda, y en particular cuando se trata de sondeos para exploración/explotación de gas no convencional, se requiere un estudio detallado y la pertinente comprobación de los elementos siguientes:

- Diseño y aislamiento del emplazamiento donde se realiza la perforación.
- Programa de lodos y dispositivos para su preparación y almacenamiento.
- Programa de testigos, control de muestras y pruebas correspondientes.
- Programa de revestimientos (casing) basados en criterios geológico/hidrogeológicos.
- Programa de cementaciones.
- Programa de estimulación del yacimiento.
- Programa de medidas, pruebas, registros y controles.
- Elementos de seguridad en superficie.

Desde el punto de vista del aislamiento de los niveles permeables, varios de estos elementos pueden ser de gran importancia:

El emplazamiento del sondeo, considerando toda la superficie ocupada por la plataforma de perforación y las instalaciones auxiliares donde se descargan, almacenan y manipulan productos y materiales que pueden ser delicados, debe ser objeto de estudios previos y debe ser equipado con medidas de seguridad exigentes, cuando en los niveles superficiales se localizan materiales permeables. Estos materiales, en general, se consideran acuíferos de menor entidad y por ello no son objeto de la necesaria prevención en muchos casos, aún cuando se reconoce que pueden ser origen de contaminaciones laterales de importancia y afectar a zonas protegidas y entornos de especial interés.

No se debe olvidar que en el entorno del pozo tienen que operar vehículos de gran tamaño en diferentes fases de la perforación y que algunos de los productos que se transportan pueden producir daños en el entorno en casos de accidentes o manipulaciones inadecuadas.

Para ello será preciso disponer de los niveles de aislamiento adecuados para evitar la percolación de cualquier vertido al subsuelo. Igualmente, la adecuada cementación de la boca del pozo y todo el emboquille del sondeo debe proteger y aislar cualquier nivel permeable superficial con garantía, mediante el revestimiento y cementación correspondiente. Por ello, la profundidad que debe tener este primer tramo será objeto de un análisis concreto y adecuado.

En cuanto a los lodos de perforación, la tarea suele encomendarse a una compañía especializada. Deberá prestarse especial importancia a la composición de los mismos y a los aditivos que se emplean para mantener sus características en las condiciones de trabajo durante la perforación, así como a los dispositivos en superficie y las posibles fugas de materiales.

Como ya se ha señalado anteriormente, para prevenir cualquier afección a las formaciones permeables que se atraviesan durante la perforación se debe proyectar con especial detalle el programa de entubación (casing) y fundamentalmente la

cementación de los distintos tramos permeables que se van a atravesar a lo largo del sondeo, con significativo énfasis en aquellas formaciones que constituyan fuentes de suministro de agua subterránea.

Además de los correspondientes protocolos de actuación necesarios sobre los materiales y en su caso aditivos utilizados, sobre la introducción de las tuberías y de los procesos de cementación, deberá prestarse atención a las pruebas de resistencia e integridad correspondientes que deberán hacerse para verificar que ambas operaciones de entubado y cementado cumplen las especificaciones de aislamiento y resistencia requeridas. Las diagrafías de adherencia de la cementación son una técnica adecuada para verificar la calidad de las cementaciones efectuadas. En caso de que la verificación no sea adecuada se procederá a una cementación a presión en los tramos en que ésta sea defectuosa, volviendo a repetir los ensayos de adherencia.

Las operaciones pueden ser realizadas por el propio operador del pozo o contratadas a empresas de servicios especializadas que llevan a cabo las correspondientes operaciones. En ningún caso se podrá aceptar los trabajos que no hayan superado las oportunas pruebas de verificación que garantizan la estanqueidad de la obra.

La realización de disparos en el casing en los tramos productivos de las formaciones objetivo constituye una técnica habitual que no afecta a la integridad del revestimiento del pozo.

La estimulación de los yacimientos comprende una serie de técnicas destinadas a incrementar la productividad de las formaciones objetivo. Son diversas las tecnologías empleadas y su empleo depende de las características geológicas de la formación. Las dos técnicas más empleadas son la acidificación, que consiste en la inyección de ácido (habitualmente clorhídrico) que reacciona con los componentes de algunas rocas produciendo gas, lo que incrementa la presión y abre las fisuras existentes; y la fracturación hidráulica que consiste en la inyección de fluido en la formación de forma que modifica el estado tensional de la formación abriendo fisuras en la formación. En ambos casos, se incrementa la permeabilidad de la formación lo que permite aumentar la productividad de la misma. Estas técnicas, que se han empleado desde hace bastantes décadas en el mundo de la perforación (incluso en los sondeos para

captación de agua subterránea se viene usando con frecuencia la acidificación o el desarrollo con “nieve carbónica”) para conseguir hacer productivos tramos de formaciones permeables que localmente tienen menores permeabilidades, se han ido desarrollando en las últimas décadas para su empleo en formaciones de baja permeabilidad como es el caso de los hidrocarburos contenidos en formaciones prácticamente impermeables.

Un tipo particular de acidificación habitual en muchos sondeos perforados con lodos y que no debe ser confundido con las técnicas de estimulación, es el tratamiento con lodos ácidos o limpieza de lodos que consiste en la introducción de aditivos en los lodos para la limpieza de la formación objetivo, lo que permite la extracción del lodo que se ha introducido en los poros de la formación durante la perforación.

Dado que las técnicas de estimulación de yacimientos tienen como objetivo aprovechar la fisuración/fracturación natural de la formación para incrementar la productividad de la misma, se debe prestar especial importancia a los estudios previos de fracturación y estado tensional de la misma, de forma que se pueda predecir en la medida de lo posible el efecto de la estimulación.

Asimismo, durante la estimulación se debe controlar el avance de la zona estimulada. Las técnicas de sísmica pasiva suponen la mejor herramienta para localizar la zona que está siendo estimulada, permitiendo evitar el avance y la extensión de la misma hacia formaciones próximas que puedan ser vulnerables.

En lo relativo a los elementos de seguridad en superficie, se debe señalar la cabeza de pozo que deberá quedar ajustada al revestimiento del sondeo (casing), así como a las tuberías de producción (tubbing) cuando existan.

Igualmente, deberá contar con un sistema de seguridad para evitar erupciones (blow-out), así como el equipamiento necesario para evitar vertidos o escapes imprevistos incluso durante las pruebas, ensayos y medidas.

5. FRACTURACION RADIAL

Los sondeos de fracturación hidráulica pueden tener una profundidad vertical entre 1.000-4.000 m, aproximadamente. Una vez alcanzada la formación geológica que contiene el gas, el sondeo horizontal en el que se realiza la fracturación hidráulica, propiamente dicha, puede alcanzar una longitud aproximada de 2.000-3.000 m (Figura 11).

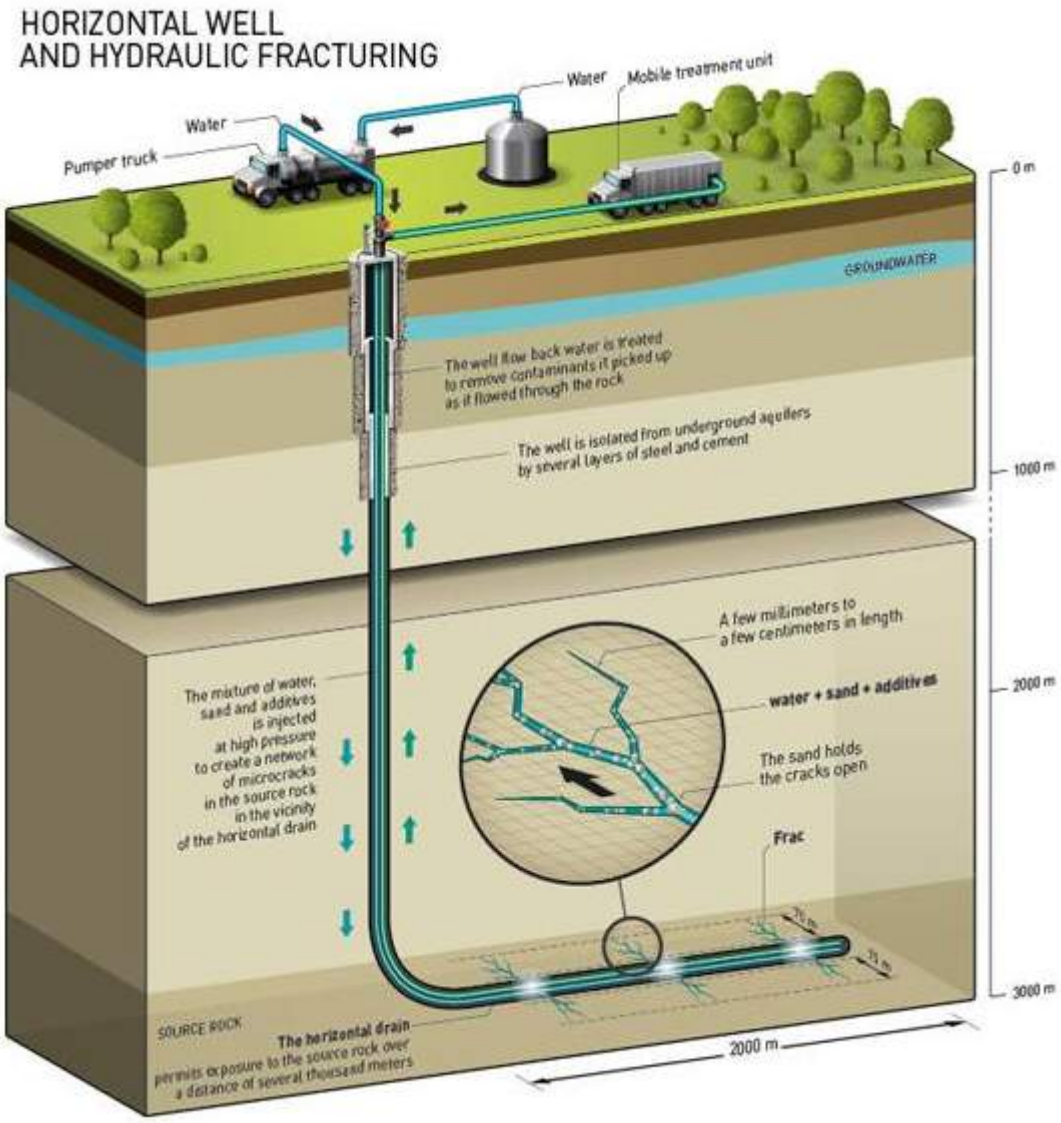

Figura 11.- Sondeo horizontal y fracturación hidráulica. Reproducido de Total Group.

Una vez ejecutado el sondeo horizontal, se efectúan una serie de áreas de fracturas (Frac Zone). Estas áreas suelen estar constituidas por 12 fracturas con un desarrollo horizontal entre 250-500 pies (75-150 m.), y de 50-100 pies (15- 30 m.) de separación

entre cada cluster (Figura 12). Una vez finalizada la inyección, se habrán formado una serie de fracturas radiales de un determinado desarrollo. El principal problema ambiental se presenta en las fracturas verticales, especialmente cuando encuentran una falla natural que pudiera afectar a un acuífero.

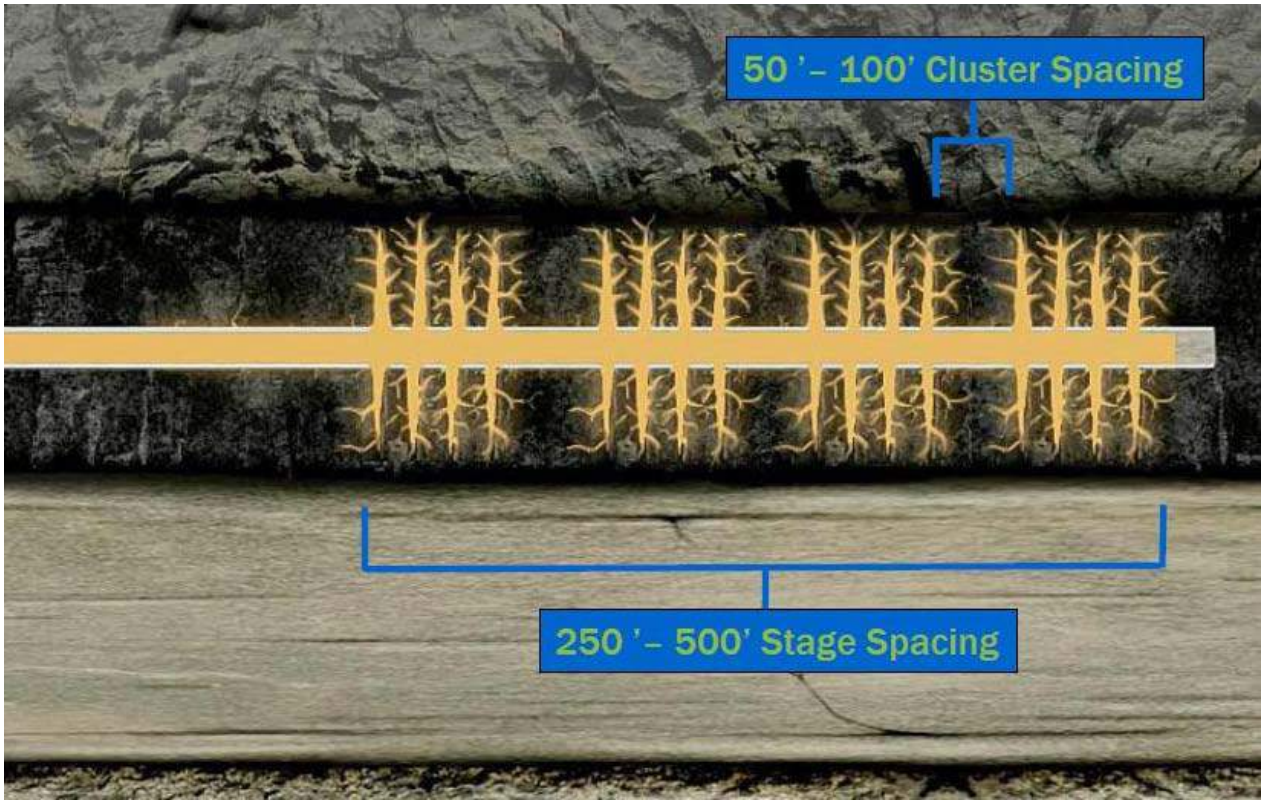

Figura 12.- Dimensiones de las áreas de fractura. Reproducido de Beard (2011).

5.1. LONGITUD E IMPLICACIONES DE LAS FRACTURAS VERTICALES

Uno de los problemas ambientales de la fracturación radial se presenta cuando las fracturas verticales originadas por la fracturación hidráulica pudieran intersectar una falla natural vertical o subvertical, en cuyo caso, podría poner en contacto los fluidos usados en la fracturación, especialmente, gas metano, así como las salmueras del yacimiento y los elementos asociados al fondo natural o geoquímico en disolución si un acuífero fuera alcanzado (Myers, 2012).

La extensión vertical de las fracturas depende del tiempo necesario para que la presión del fluido inyectado pueda conseguir romper y propagar las fracturas. La presión del

agua, el tiempo necesario en el que se inyecta agua a alta a presión, de manera continua, dependerá de las características del yacimiento consecuencia de variaciones litológicas, estado tensional, profundidad, presión de poro, etc. O, expresado de otra forma, contra más grande es el volumen de agua más altas serán las presiones, a mayor rapidez de inyección se generan mayores presiones (The Royal Society and The Royal Academy of Engineering 2012).

Existe una gran controversia científica acerca de si la fracturación vertical, directamente o al intersectar una falla, pude alcanzar un acuífero. Algunos autores (Osborn and McIntosch, 2010) sugieren que el paso de metano termogénico encontrado en acuíferos podría realizarse a través de las fracturas o fallas. Osborn sostiene que la presencia de metano termogénico (profundo), diferenciable del metano microbiano (superficial) por la desviación del isótopo del carbono 13 ($\delta 13C_{CH4}$), en áreas cercanas a los pozos de fracturación hidráulica puede ser debido a:

- La presencia de fallas que podría permitir la migración del metano.
- Fugas en juntas, válvulas y tuberías de la instalación de superficie.
- Pérdidas por pequeñas fisuras en el cemento.

Otros autores (Fisher and Warpinski, 2001), mediante técnicas de monitoreo microsísmico, concluyen que el desarrollo máximo de la fracturación vertical que se ha producido, hasta el momento, fue de 1500 pies (457 m) en el yacimiento de Marcellus Shale, y que las fallas están cerradas y son por tanto impermeables, ya que si hubieran fallas abiertas en el yacimiento, el gas habría emigrado. Por el contrario, otro estudio (The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, 2012) consideran que la migración de gas a través de fallas abiertas es posible en yacimientos convencionales pero no en pizarras en que dada su baja permeabilidad el gas no puede fluir sin condiciones de presión adecuadas y que debido a este condicionante se realiza la fracturación.

Incluso, en el caso de fallas cerradas pequeños sismos de Magnitud local de 2,3, como el de Blackpool (UK), debido a la sismicidad inducida por la fracturación, podrían haber

dado lugar a pequeños deslizamientos de falla al disminuir la presión efectiva de la falla (The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, 2012). Un terremoto, de magnitud local 2,3, podría dar lugar a un deslizamiento de falla de 1 cm en una falla de 100 m para una presión de 10 Mpa (Zoback and Steven, 2012) de longitud por donde puede fluir el gas.

Myers modelizó las condiciones del yacimiento de Marcellus Shale mediante varios escenarios, en condiciones preopercionales y operacionales. Esta última, en el supuesto de fallas con diversas permeabilidades y distintos volúmenes de inyección, datos tomados del yacimiento de Marcellus Shale. Myers concluye que el tiempo requerido para que flujo natural de gas del yacimiento a través de fallas puede ser alterado mediante la fracturación hidráulica, pasando de decenas de miles de años a diez años o menos, respectivamente.

De acuerdo con la experiencia de datos obtenidos a lo largo de los últimos años usando modelos de simulación del Panel de Expertos en Hydrofracking Risk Assessment (Ewen et al., 2012), la posibilidad de contaminación de acuíferos superpuestos a la formación puede tener lugar cuando:

- Las fracturas inducidas por la estimulación hidráulica puedan extenderse más allá de los límites de la formación en la que se producen con una longitud de más de 300 metros en altura y que intercepten una falla geológica.

- Existan fallas con una longitud de más de 1.000 metros, que pueden dar lugar a una rápida migración del fluido.

Según esta misma simulación, el fluido inyectado solo ascenderá 50 m y solamente durante el tiempo que el bombeo está funcionando, con la siguiente excepción, cuando el acuífero en el que se inyecta está a más presión que el acuífero del que se está tomando agua.

De acuerdo, con el Panel de Expertos en Hydrofracking Risk Assessment (Ewen et al., 2012) la técnica de fracturación hidráulica debería ser prohibida en las siguientes tipos de zonas:

- Áreas afectadas por una intensa tectónica.
- Áreas protegidas (con perímetros de protección) de aguas de boca y fuentes termales.
- Áreas de acuíferos artesianos o acuíferos profundos con vías preferenciales de flujos de agua.

5.2. TECNOLOGÍAS DE SEGUIMIENTO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

La técnica geofísica más novedosa para el seguimiento de la fracturación hidráulica es denominada microsismicidad en tiempo real en 3D, habiéndose convertido en una técnica de rutina para evaluar la geometría de las fracturas, proporcionando la siguiente información:

- Trazado de la posición, desarrollo y efectividad de los tratamientos de fractura hidráulica.
- Trazado de las vías de extracción e inyección, desarrollo del tratamiento y migración de fluidos.
- Análisis de la fuente microsísmica y concentración de eventos para identificar estructuras activas y conexión entre zonas.
- Información acerca de la orientación de fracturas, espaciado, persistencia y acumulación de daño.

Esta técnica es de una alta complejidad y para su interpretación es necesaria la realización de modelos basados en datos geomecánicos empíricos y no simulados de las rocas obtenidas en los sondeos: propiedades mecánicas, relación de Poisson y módulo de Young; propiedades petrofísicas; información de esfuerzos y fracturas obtenidos a partir de imágenes de la pared del pozo; etc.

Para aplicar las técnicas de microsismicidad en tiempo real en 3D es preferible la realización de pozos de observación profundos y paralelos al pozo de explotación a cualquier otro sistema de disposición de geófonos en superficie, para evitar el ruido de fondo del sondeo de explotación. Estos pozos de observación están dotados de un

inclinómetro que mide la inclinación o la deformación de las formaciones geológicas debido a las fracturas, deduciendo localización, geometría y dimensiones del sistema de fracturas. Asimismo, los pozos de observación van dotados de una serie de acelerómetros de geófonos triaxiales que permiten calcular el número de eventos, la distancia, profundidad, así como un modelo del ángulo azimutal de la red de fracturas.

6. PROBLEMÁTICA AMBIENTAL

6.1. CONDICIONANTES FISICO-QUÍMICOS DEL MEDIO

En la formación geológica considerada se encuentran elementos y componentes químicos inorgánicos, asociados a las pizarras, componentes químicos orgánicos, que componen el gas natural, y bacterias, asociadas a la materia orgánica-gas.

Así mismo se encuentra agua asociada a la misma formación donde se formó el gas o petróleo, este agua puede tener concentraciones en solidos disueltos totales (TDS) que puede oscilar de agua salobre (5.000 a 35.000 ppm), salina (35.000 a 50.000 ppm), a supersaturada o brine (50.000 a 200.000 ppm) (American Petroleum Institute, 2010).

Por otra parte, se encuentran sustancias y componentes químicos que se inyectan durante la fracturación y que son de origen orgánico e inorgánico. En esta fase, como ya se ha citado en el aparatado 3.6 se inyecta una masa fluida de agua, propantes (arenas) y aditivos (Modern Shale Gas, 2009; American Petroleum Institute, 2009).

6.1.1 Elementos y componentes químicos asociados al fondo natural o fondo geoquímico

Los elementos y componentes químicos asociados al fondo natural son aquéllos que se formaron durante la diagénesis y catagénesis de la materia orgánica hasta su transformación, en parte, en gas. Entre estos componentes y elementos químicos, los hay inorgánicos (elementos metálicos), orgánicos (componentes del gas natural) y seres vivos del Reino Monera (bacterias sulfato reductoras).

6.1.1.1. Componentes y elementos químicos inorgánicos

Estos elementos están asociados a la materia orgánica y a los sulfuros vinculados a las pizarras de la formación geológica, que al ser fracturada mediante agua a presión podrían pasar en disolución al agua residual que se queda en la formación y al agua de retorno del sondeo. Entre dichos elementos químicos, algunos muestran una mayor correlación con la materia orgánica, otros con los sulfuros y en otros casos la correlación no está tan clara ni definida (Leventahl et al., 1981).

Entre los elementos químicos asociados a la materia orgánica y a los sulfuros, encontramos: Uranio (U), Radio (Ra), Molidebno (Mo), Cobalto (Co), Níquel (Ni), Vanadio (V), Mercurio (Hg), Arsénico (As), Cobre (Cu), Plomo (Pb), Cinc (Zn), Cromo (Cr), Antimonio, (Sb), Torio (Th), etc. Otros como Mg, Ca, Al, Si, etc., corresponden a los silicatos de las pizarras.

La disponibilidad de estos elementos químicos en el agua depende del contenido total de metales asociados a las pizarras y a la materia orgánica, así como a la especiación pH-Eh del elemento químico correspondiente. Su toxicidad depende, en todo caso, de la concentración de cada elemento en el agua residual y de retorno, que a su vez depende principalmente del pH y del contenido total de metales en la formación. Dichas concentraciones pueden ser estimadas sometiendo las muestras sólidas, obtenidas en sondeos, a ensayos de lixiviación en la relación 10:1 (L/Kg) durante 24 horas con agua desionizada (EN 12457-2: Characterization of waste-leaching-compliance test for leaching of granular waste material and sludge).

Entre los componentes inorgánicos en forma de gas, encontramos ácido sulfhídrico (SH_2), componente habitual en las formaciones anaerobias. El ácido sulfhídrico es un gas más pesado que el aire, incoloro, con el característico olor a huevos podridos es ligeramente soluble en agua y actúa como un ácido débil, acidificando el agua. Este gas puede acceder en disolución en el agua de retorno. Para evitar su toxicidad en superficie, se inyectan biocidas que eliminan las bacterias que reducen los sulfatos a ácido sulfhídrico.

Por otra parte, entre los elementos inorgánicos se encuentra el uranio, elemento radiactivo. Al ser éste un elemento muy pesado, su núcleo tiende a desintegrarse emitiendo radioactividad y dando lugar a otro elemento radiactivo, así hasta que aparezca un núcleo estable, en este caso el plomo. Entre los elementos radiactivos de trasmutación de la serie del uranio podemos encontrar: U 238 (^{238} U), Th 234 (^{234} Th), Th 230 (^{230} Th), Ra 226 (^{226} Ra), Rn 222 (^{222} Rn) y Po 218 (^{218} Po).

De todos estos elementos radiactivos, el radón (^{222} Rn) es un gas inodoro, incoloro e insípido, muy soluble en agua, por lo que puede ascender disuelto en el agua de retorno, pudiendo pasar al aire por descompresión. Las partículas α (alfa) emitidas por el radón tienen poco poder de penetración. Sin embargo, son altamente ionizantes, por lo que una vez en el aire se adhieren a aerosoles, polvo y otras partículas suspendidas en el aire. Por esta razón, cuando respiramos, el radón y especialmente sus descendientes (^{218} Po) se depositan en las células del epitelio que reviste las vías respiratorias, donde las partículas alfa pueden dañar el ADN y causar cáncer pulmonar.

En al menos 12 de un total de 22 sondeos muestreados en el yacimiento de Marcellus Shale se ha medido, en el agua de retorno, concentraciones de radio (^{226}Ra y ^{228}Ra) entre 74 a 6540 picoCuries/L (pCi/L) (Haluszcak et al., 2013), siendo el nivel umbral de radiación del Radio en el agua potable de 5 pCi/L en EEUU. Como ya se ha comentado, el Radio es el precursor del radón en la serie de trasmutación del uranio y torio. Esta medida de la radiactividad, es la radiactividad natural de las pizarras del yacimiento de Marcellus Shale, radiactividad que sale a superficie en el agua de retorno.

En el caso del sondeo de Cuadrilla Resources, en Bowland, la radiactividad del agua de retorno fue para el Radio 226 (^{226} Ra) 14-90 Bequerelios/L (Environment Agency U.K. 2011).

6.1.1.2. Componentes y elementos químicos orgánicos

Los componentes orgánicos son hidrocarburos alifáticos y aromáticos. La composición del gas varía de un yacimiento a otro, aunque como término medio se pueden señalar los valores que aparecen en la Tabla 2.

Tabla 2.- Porcentajes medios del contenido en componentes orgánicos.

Componente	%
Metano	95,08
Etano	2,138
Propano	0,288
n-butano	0,0842
i-butano	0,0326
n-pentano	0,0124
i-pentano	0,0152
Benceno	0,0050
Ciclohexano	0,0050
Nitrógeno	1,9396
CO_2	0,3854
Otros	0,0124

6.1.1.3. Bacterias

Entre los componentes vivos presentes en el conjunto materia orgánica-gas se encuentran las bacterias sulfato-reductoras anaerobias del género Desulfovibrio, Desulfomicrobium, Desulfobulbus, Desulfobacter, Desulfobacterium, Desulfococcus, Desulfosarcina, Desulfomonile, Desulfonema, Desulfobotulus y Desulfoarculus (Castro, 1999), cuyo ambiente de proliferación es máximo a pH entre 5,5–9. Su metabolismo reduce los sulfatos a SH_2. Como ya se ha comentado, este gas puede ascender en disolución en el agua de retorno y de ésta al aire, por lo que para evitar su toxicidad en superficie se inyectan biocidas que eliminan las bacterias que reducen los sulfatos a ácido sulfhídrico.

6.1.2. Caracterización físico-química de la formación geológica

Durante la fase de exploración e investigación del proyecto se pueden caracterizar las sustancias y componentes inorgánicos de la formación. A partir de las muestras sólidas obtenidas de los sondeos de investigación se pueden realizar las siguientes analíticas:

- Determinación del azufre en forma de sulfuros S ($S\text{-}S^{2-}$). Determinación de sulfuros solubles en ácido (Norma UNE-EN-1744-1). Solubilización con ácido

clorhídrico en un medio reductor, transformación en sulfuro de hidrógeno, precipitación del sulfuro de cinc y valorización iodométrica.

- Determinación de pH, Eh, conductividad, sólidos totales disueltos, sulfatos, cloruros, bromatos, alcalinidad, Na, K, Be, V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, As, Se, Mo, Ag, Cd, Sb, Ba, Ti, Pb, Th, U, Hg. Mediante la realización del ensayo EN 12457-2[2], que puede ser aplicado a diversas muestras sólidas representativas obtenidas en los sondeos. Se trata de un ensayo de lixiviación 10:1 (L/kg) durante 24 horas con agua desionizada sobre muestras trituradas de tamaño inferior a 4 mm.

6.1.3. Aditivos utilizados en la fracturación hidráulica

Entre los componentes químicos introducidos en la fracturación hidráulica existe una gran diversidad según la función de cada fase del sondeo. Algunos son compuestos químicos inorgánicos, mientras que la mayoría son compuestos químicos orgánicos, siendo abundantes entre estos últimos los alcoholes y derivados del petróleo (Tabla 3).

Según un estudio del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Naturaleza, Conservación y Seguridad Nuclear de Alemania, la cantidad media de aditivos que se inyecta en cada fracturación es de 7,3 toneladas, de las cuales 30 kg son de biocidas. Al menos 88 productos diferentes han sido inyectados en los sondeos de los que se disponen datos. De estos 88, 80 han podido ser identificados con su hoja de seguridad, revelando éstas que 6 productos son clasificados como tóxicos, 6 como perjudiciales para el Medio Ambiente, 25 como peligrosos, 14 como irritantes, 12 como corrosivos y 27 como no peligrosos (Meiners et al., 2012).

[2] EN 12457-2: *Characterization of waste-leaching-compliance test for leaching of granular waste material and sludge-Part 2: One stage batch test at a liquid to solid ratio of 10 L/kg for materials with high solid content and with particle size below 4 mm (without or with size reduction).*

Según datos del Comité de Energía y Cambio Climático de la Cámara de los Comunes del Reino Unido (U.K.) sobre Shale Gas, asumiendo una producción del 10% del gas consumido en el 2008, se requerirían entre 2.500-3.000 sondeos horizontales sobre una superficie de 140 a 400 km2 con unas necesidades de agua de 23 a 113 millones de m3 de agua, 495 plataformas de sondeo (Well pad) y un volumen de productos químicos de fracturación entre 534.600-1.772.600 m3 (2% de agua inyectada), generándose un volumen de agua de retorno entre 3.920.400-67.953.600 m3 y un volumen de productos químicos en el agua de retorno de 78.210 a 1.359.270 m3 (2% de agua de retorno).

Entre 2005-2009 las operadoras americanas de fracturación hidráulica utilizaron 750 sustancias químicas diferentes (U.S House of Representatives, 2011). De acuerdo con Study of the potential impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resouces, 12 eran carcinógenos y 24 eran contaminantes atmosféricos peligrosos (EPA, 2011)

Tabla 3.- Aditivos empleados en los procesos de fracturación hidráulica (Fuente: Earthworks'Oil and Gas Accountability Project, FracFocus y elaboración propia).

TIPO DE ADITIVOS	FUNCIONES	PRODUCTOS QUÍMICOS (Acrónimos); [otros nombres]	CAS. (Numero registro del Chemical Abstracts Service)	ICSC. (International Chemical Safety Cards)
Proppant	Soporta, apuntala las fracturas abiertas, actúa como un filtro impidiendo el cierre y permitiendo que el gas salga libremente al sondeo.	Sílice, oxido de circonio, etc	14808-60-7	
Acido	Limpia las paredes de la perforación de restos de cemento y lodos	Acido clorhídrico en solución 3% a 28% [ácido muriático]	7647-01-0	
Bactericidas / Biocidas	Inhibe el crecimiento de las bacterias que producen gases (particularmente el acido sulfhídrico) que contaminan el gas. También inhibe el crecimiento de bacterias en las fracturas que reducirían la disponibilidad del metano.	Gluteraldehido	111-30-8	0158
		2-Bromo-2-nitro-1,3-propanodiol (Bronopol);	52-51-7	0415
		2,2-dibromo-3-nitrilopropionamida (DBNPA);	10222-01-2	
		dibromoacetonitrilo	Ausencia de datos. En pruebas por National Toxicology Program de los EE. UU	
		Cloruro de amonio	12125-02-9	
		Compuestos de amonio cuaternario (QUATS) [Quaternary Ammonim Chloride]	61789-71-1	
		Sulfato tetrakis-hidoximetil-fosfonio (THPS)	55566-30-8	
Solución tampón /modificador del pH	Modifica el pH en el fluido aumentando la efectividad de otros aditivos.	Carbonatos de sodio o potasio, ácido acético		
Estabilizadores de arcillas	Reduce el hinchamiento de las arcillas y la posibilidad de migrar de éstas, imposibilitando la reducción de la porosidad creada por la fracturación.	Cloruro de tetrametil amonio [Cloruro de tetramina]	75-57-0	1099
		Cloruro sódico	7647-14-5	
		Cloruro de colina [Cloruro de metil amonio]	67-48-1	0853

TIPO DE ADITIVOS	FUNCIONES	PRODUCTOS QUÍMICOS (Acrónimos); [otros nombres]	CAS	ICSC
Inhibidores de corrosión	Previenen a corrosión de los elementos metálicos del pozo.	Alcohol propargilico [2-propin-1- ol]	107-19-7	0673
		N,N- dimetilformamida (DMF)	68-12-2	
		Isopropanol [alcohol isopropílico]	67-63-0	0554
		Metanol	67-56-1	0057
		Acido fórmico	64-18-6	0485
		Acetaldehido	75-07-0	0009
Crosslinker	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura se incrementa.	Destilados de petróleo	64741-85-1	
		Destilados de petróleo ligeros hidrotratados [Queroseno]	64742-47-8	1379
		Metaborato potásico	13709-94-9	
		Circonato de trietanolamina	101033-44-7	
		Tetraborato de sodio	1303-96-4	
		Acido bórico	1333-73-9	
		Boratos (sales de boro)	No hay	
		Etilenglicol (etano diol, glicol de etileno, glicol)	107-21-1	0270
		Metanol	67-56-1	0057
Breaker (Reductores de viscosidad)	Se utilizan para reducir la viscosidad del fluido de fracturación disminuyendo las pérdidas de de carga durante la operación de bombeo.	Poliacrilamida (PAM)	9003-95-8	0091
		Destilados de petróleo	64741-85-1	
		Destilados de petróleo ligeros hidrotratados	64742-47-8	1379
		Etilenglicol (etano diol, glicol de etileno, glicol)	107-21-1	0270
		Metanol	67-56-1	
		Persulfato de amonio	7727-54-0	
		Cloruro sódico	7647-14-5	
		Peróxido de magnesio	14452-57-4	
		Cloruro cálcico	10043-52-4	
Gelificantes	Confieren y mantienen las propiedades del fluido de fracturación en forma de gel cuando esta propiedad se requiera	Guar gum (goma guar)	9000-30-0	
		Destilados de petróleo	64741-85-1	
		Destilados de petróleo ligeros hidrotratados [Queroseno]	64742-47-8	1379
		Etilenglicol (etano diol, glicol de etileno, glicol)	107-21-1	
		Metanol	67-56-1	0057
		Mezcla de polisacáridos	68130-15-4	

TIPO DE ADITIVOS	FUNCIONES	PRODUCTOS QUÍMICOS (Acrónimos); [otros nombres]	CAS	ICSC
Controladores del hierro	Impiden la precipitación del hierro disuelto en forma de hidróxidos, carbonatos.	Cloruro de amonio	12125-02-9	
		Etilenglicol (etano diol, glicol de etileno, glicol)	107-21-1	0270
		Poliacrilatos	No CAS	
		Acido cítrico	77-92-9	
		Acido acético	64-19-7	
		Acido tioglicolico (Ácido mercaptoacético, 2-Ácido 1-tioetanol, Ácido 2-Mercaptoetanoico)	68-11-1	
		Eritorborato de sodio [Isoascorbato de sodio, sal de sodio del ácido D-isoascórbico, D-ácido sórbico o ácido eritórbico araboa]	6381-77-7	
Disolventes	Aditivos solubles en petróleo, agua, ácidos, bases que son usados para controlar la humectabilidad (tendencia a adherirse a las paredes).	Condensados de gas natural o Mezcla de hidrocarbonos, benceno, tolueno, xileno, n-hexano.	Hidrocarbonos... C2-C20. CAS 64741-47-5	
			Tolueno. CAS 108-88-3	0078
			Benceno. CAS 71-43-2	0015
			n-hexano. CAS 110-54-3	
			Xileno. CAS 1330-20-7	0084
Surfactantes	Reducen la tensión superficial del líquido al que se añaden. Permiten el desplazamiento más libre del agua	Metanol	67-56-1	
		Isopropanol [alcohol isopropílico]	67-63-0	0554
		Etanol	64-17-5	0044
		alcohol etoxilado	68131-39-5	
		2-butoxietanol	111-76-2	
		Dodecil sulfato de sodio [Lauril sulfato sódico]	151-21-3	

Varios de estos aditivos están considerados como tóxicos para la salud humana y la vida salvaje, y algunos como cancerígenos.

Si bien este cuadro corresponde al inventario de sustancias utilizadas durante los procesos de fracking en los EE.UU, actualmente se vienen usando de 4 a 13 aditivos químicos. Estas sustancias, así como la ficha de seguridad CAS, concentración, etc., se pueden consultar pozo por pozo en el registro, voluntario, de sustancias de FracFocus Chemical Disclosure Registry. (http://www.fracfocusdata.org/DisclosureSearch/). Al abrir la web se abre un desplegable. Ejemplo. State: Pensilvania; County: Washington o State: Texas; County: Dallas. Correspondiente a Marcellus Shale y Barnett Shale, respectivamente.

En el caso de la investigación con estimulación de fracturación hidráulica en Gran Bretaña y previsiblemente durante las futuras fases de explotación, la operadora Cuadrilla Resources utiliza cuatro sustancias: Poliacrilamida, Sales de sodio, ácido clorhídrico, y Glutaraldehido (www.cuadrillaresources.com).

6.2. AGUA DE RETORNO.

Como ya hemos comentado anteriormente una parte del agua inyectada retorna a la superficie. Aunque esta cantidad varía enormemente de unos proyectos a otros, como pauta una cuarta parte del agua inyectada retorna a la superficie durante semanas a algunos meses (Environment Agency UK, 2011). El agua de retorno es eminentemente salina, como corresponde al agua donde se formó el gas y, en general, pequeñas concentraciones de metales.

En la Tabla 4 podemos ver las concentraciones del sondeo de Cuadrilla Resources, en Bowland (U.K), en distintas fechas de la extracción del agua de retorno. Las mayores concentraciones corresponden al cloro, bromo, Na y Mg como podía esperarse dado el origen del agua de la formación. Las concentraciones de metales son muy pequeñas como corresponden a los pH del agua de retorno.

Tabla 4.- Concentraciones del sondeo de Cuadrilla Resources.

Dato	7 abril	14 abril	28 abril	18 mayo	14 Junio	01 agosto	17 agosto
Cond. (µS/cm)	-	-	-	150614	133730	176000	-
pH	-	-	-	6,35	7,06	6,33	-
Acrilamida (µg/L)						0,05	
Pb (µg/L)	600	<10	<10	<40	44,9	80,5	<100
Hg (µg/L)	0,024	<0,01	<0,01	<0,01	0,012	0,09	0,038
Cd (µg/L)	1,29	<0,5	<0,5	<2	<1	6,02	<5
Br (mg/L)	-	-	242	854	608	673	1020
Cl (mg/L)	15400	34400	22200	75000	64300	58000	92800
Na (mg/L)	-	15100	9380	28400	23600	21700	34800
K (mg/L)	28,8	52,3	40,6	-	-	-	-
Mg (mg/L)	-	586	401	1470	1350	1370	2170
Cr (µg/L)	25	4,03	<3	20,5	53,9	222	42,9
Zn (µg/L)	565	51,5	<30	173	435	382	<300
Ni (µg/L)	20,3	<5	<5	<20	<20	<20	<50
Al (µg/L)	596	<50	<50	<200	<100	1590	<500
As (µg/L)	6,2	<1	<1	1,2	2,6	14,5	<1
Fe (µg/L)	66600	80700	51800	78600	112000	137000	88200
Co (µg/L)	-	-	4,96	<20	<50	<20	<50
Cu (µg/L)	936	8,04	<5	37,6	34,4	215	<50
V (µg/L)	<4	<10	<2	<40	<100	<40	<100

6.3. REPERCUSIONES DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA EN LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS

Algunas de las principales afecciones que pueden provocar los procesos de fracturación hidráulica están relacionadas con la presencia de aguas subterráneas localizadas en el entorno de las perforaciones.

Respecto a las aguas subterráneas, se puede indicar que las mejores zonas para explotar gas no convencional mediante técnicas de fracturación hidráulica, son aquéllas en la que no existen materiales permeables en su entorno, tanto los considerados como acuíferos, y que por lo tanto contienen agua y son capaces de trasmitirla, como los no considerados acuíferos y que simplemente presentan alguna permeabilidad.

Como se ha indicado anteriormente, el mecanismo principal para la explotación de gas de pizarra consiste en crear, mediante fracturación hidráulica, una cierta permeabilidad, que permita que el gas contenido en la roca fluya hacia el pozo y pueda extraerse. En esencia, este proceso crea una permeabilidad artificial que cambia las condiciones hidrogeológicas de las formaciones afectadas.

Al modificar las condiciones naturales de permeabilidad de una formación y poner en contacto esta formación con otros materiales con una permeabilidad intrínseca natural (acuíferos), se pueden producir conexiones con intercambio de fluidos entre ambas formaciones.

Este proceso puede conectar agua subterránea, contenida en los acuíferos naturales, con los fluidos incluidos en los materiales que han sido fracturados, especialmente, metano y salmueras del yacimiento.

Por estas razones, para explotar una zona con posibilidades de producción de gas no convencional, es necesario realizar una intensa etapa de investigación que ponga de manifiesto la presencia de niveles que contengan gas que pueda extraerse mediante procedimientos de fracturación hidráulica. Asimismo, estos estudios preliminares deben permitir precisar los niveles y los procesos más adecuados para su fracturación,

estableciendo su rentabilidad y definiendo las posibles afecciones que su explotación puede provocar en el medio natural.

Los estudios que se realizan en un proyecto de fracturación durante la fase de exploración, se pueden considerar como preliminares y de menor entidad respecto a los que se realizan en la siguiente fase, de explotación. No obstante, es importante indicar que muchos de los trabajos realizados durante la fase de exploración sirven para las siguientes etapas y, por lo tanto, el proceso de control de estos trabajos debe ser similar y proporcional al que hay que realizar en fases posteriores.

Respecto al agua subterránea y siguiendo las fases convencionales para la realización de este tipo de pozos, durante un proceso estándar de perforación y fracturación, las posibles afecciones se pueden agrupar por:

- Afecciones desde el emplazamiento.
- Afecciones durante la perforación y fracturación.
- Consumo de agua.

6.3.1. Afecciones desde el emplazamiento

En el emplazamiento de este tipo de pozos, se instalan los equipos de perforación (torre de perforación, equipos auxiliares, cabinas de control, etc.), se almacenan los materiales y productos necesarios para la perforación y fracturación (lodos, productos químicos, etc.), y se instalan las balsas y depósitos para el almacenamiento de agua, lodos de perforación, líquidos de fracturación, fluidos de retorno, etc.

La superficie que normalmente se considera necesaria acotar para definir un emplazamiento de cualquier pozo de fracturación es, aproximadamente, de unos 20.000 m^2 (SGEIS, 2009). Parte de esta superficie quedará cubierta por una losa de hormigón, sobre la que se instala la maquinaria de perforación. El resto de la plataforma se impermeabilizará mediante la colocación de un geotextil cubierto por una capa de todo-uno y de zahorra, con el objetivo de impermeabilizar el sustrato del emplazamiento.

Esta plataforma quedará limitada por un canal perimetral conectado a un pozo donde se recogerá cualquier vertido que se produzca dentro de la plataforma incluidos los pluviales correspondientes. Desde el punto de vista hidrogeológico, el emplazamiento debe quedar impermeabilizado y aislado del sustrato, en su totalidad.

La rotura y vertido de alguna de las sustancias y materiales almacenados en el emplazamiento, por accidentes, tormentas, etc, puede ocasionar importantes afecciones, principalmente en los terrenos que constituyen el sustrato en el entorno del pozo (New York State Department of Environmental Conservation. Division of Mineral Resources, 2009; Crompton, 2011; North Carolina Department of Environment and Natural Resources, 2012).

Desde el punto de vista hidrogeológico, el mejor emplazamiento de un pozo es el situado sobre un sustrato de naturaleza impermeable, es decir, formado por materiales de baja o muy baja permeabilidad, con un espesor suficiente que impida la percolación de cualquier fluido derramado. Cuando el emplazamiento se sitúa sobre un sustrato formado por materiales con permeabilidad, es decir, el emplazamiento se localiza sobre un acuífero más o menos importante, es primordial conocer, entre otros parámetros: la geometría de este acuífero, direcciones de flujos y sobre todos sus surgencias, ya que son fundamentales para definir la red de control.

Asimismo, se considera necesario conocer si existen acuíferos en el entorno del emplazamiento, tanto si éste se ha situado sobre materiales impermeables como permeables. Si el emplazamiento se sitúa sobre materiales impermeables, el sustrato puede funcionar como una zona de tránsito superficial de los posibles derrames hacia acuíferos laterales, situados lejos del emplazamiento. Si el emplazamiento se sitúa sobre un sustrato permeable, pueden producirse conexiones hidráulicas entre los acuíferos asociados al emplazamiento y otros acuíferos laterales más alejados.

Respecto a las posibles afecciones, también es importante tener en cuenta el ciclo integral del agua y, por lo tanto, la relación existente entre las aguas subterráneas y las aguas superficiales, ya que es el mismo elemento el que transita por estos dos sistemas hídricos.

En resumen, desde el emplazamiento se pueden producir afecciones a los acuíferos que constituyen el sustrato, a los sistemas hídricos superficiales y a los acuíferos profundos y laterales que pueden estar conectados con los acuíferos del sustrato. Esta disposición indica que se pueden detectar afecciones producidas en el emplazamiento a muchos kilómetros de distancia del pozo de fracturación, mediante conexiones hidráulicas entre acuíferos y aguas superficiales.

En el emplazamiento es donde se acumula la mayor parte de agua, líquidos y sustancias contaminantes y, por lo tanto, es uno de los puntos que hay que controlar con mayor rigor y efectividad. Como se ha indicado anteriormente, la mayor parte de los incidentes relacionados con vertidos se han producido en el emplazamiento de los pozos.

Las afecciones en el sustrato del emplazamiento pueden proceder fundamentalmente de:

- Pérdidas de residuos procedentes de las propias instalaciones del sondeo.
- Accidentes durante la perforación, motivados por distintas causas, tales como: roturas de las balsas de lodos de perforación, de sistemas de almacenaje de ripios de perforación, etc.
- Accidentes y derrames de líquidos durante la fracturación, motivados por distintas causas, como: pérdida de fluido de retorno de la fracturación, etc.

Por último, se considera necesario establecer protocolos de actuación para transferir a vertedero, o a los centros de tratamiento adecuados mediante Gestores de Residuos autorizados, los residuos de la perforación, ya que pueden contener elementos muy contaminantes, tales como: metales pesados, elementos radioactivos y tóxicos, etc.

6.3.2. Afecciones durante la perforación y fracturación

Este tipo de perforación requiere de una alta tecnología y su diseño es más complejo que el de los pozos de producción de petróleo. Como se ha indicado anteriormente, la perforación consiste en disponer un sistema de tuberías (“casing”) y cementaciones de forma telescópica que permitan perforar la roca hasta llegar a la formación que

contiene el gas, aislando los niveles permeables atravesados de forma independiente, con el fin de asegurar la estanqueidad del pozo (Ramos, 2012).

Existen evidencias científicas que la contaminación de acuíferos, especialmente, por metano e incremento de solidos totales disueltos (TDS), este último procedente de la sal muera del yacimiento, se podían transmitir a través de las fracturas producidas durante la fracturación hidráulica, a través de fisuras en el cemento del sondeo, e incluso a través del casing de antiguos pozos deteriorados (Harrison, 1983; Myers, 2012; Osborn, 2001; Warner, 2012).

Respecto al tamaño de las fracturas generadas en la formación que contiene el gas, como se ha indicado en el Apartado 5.1, éste puede ser muy variable dependiendo de factores como: presión de los líquidos de fracturación, naturaleza de las rocas a fracturar, etc.

Las dimensiones que pueden llegar a alcanzar dichas fracturas pueden provocar la migración hacia otros acuíferos, especialmente, del propio gas metano y del agua residual (salmuera). Estos fluidos pueden introducirse en cualquier acuífero próximo, a favor de alguna de las fracturas creadas por este método o de fracturas naturales.

Asimismo, es necesario tener en cuenta que estos líquidos pueden llegar a acuíferos mucho más alejados debido al contacto que puede existir entre las fracturas creadas por el proceso de fracturación y las fracturas naturales. La conexión entre las fracturas artificiales-fracturas naturales-acuíferos, puede facilitar la propagación de algunos procesos físicos característicos de la fracturación, fundamentalmente de la presión que, mediante las conexiones oportunas, puede llegar a afectar a sectores lejanos o muy lejanos del pozo de fracturación. Este tipo de afecciones no suele tenerse en cuenta y puede provocar alteraciones en zonas alejadas del acuífero considerado o, incluso, en otros acuíferos.

Esta afección física puede modificar los flujos naturales de un acuífero que se encuentre a kilómetros de distancia del pozo de fracturación. En este sentido, los líquidos almacenados en las zonas basales de los acuíferos, que a presión normal fluirían muy lentamente o estarían estáticos, podrían movilizarse por el aumento de

presión, incluso se podrían producir movilizaciones de líquidos inyectados desde la superficie en acuíferos profundos.

Por estos motivos, es importante analizar en detalle las conexiones hidráulicas que puedan existir entre la zona a fracturar y los acuíferos definidos en el sector considerado, especialmente los acuíferos que mantengan flujos hacia la superficie del terreno, como los acuíferos artesianos, que se encuentran confinados por niveles impermeables y cuya presión permite que surja agua en la superficie; o con fracturas que permiten el ascenso rápido de aguas profundas, normalmente de carácter termal.

Por otra parte, hay que tener en cuenta la inercia del acuífero para detectar una posible afección. En acuíferos muy inerciales con flujos basales muy lentos, como pueden ser los de naturaleza detrítica, la afección tarda mucho en llegar a la superficie y, por lo tanto, en detectarse. En acuíferos con poca inercia, como los kársticos, la distribución de una posible afección por el acuífero es más rápida y, por lo tanto, su detección más precoz. En este sentido, cabe indicar que la permeabilidad es un factor muy importante para determinar el tiempo de permanencia del agua en el acuífero, incidiendo, por tanto, en el periodo de detección que hay que establecer para determinar las posibles afecciones que se pueden producir.

Estos factores son importantes, por lo que deben tenerse en cuenta en el diseño de la red de salvaguarda hidrogeológica.

6.3.3. Consumo de agua

Otra de las posibles afecciones de tipo hidrogeológico provocadas por los procesos de fracturación hidráulica es el consumo de agua necesario para realizar la fracturación.

Los valores de consumo de agua necesarios son muy variables y, dependiendo de las características de cada pozo, están comprendidos normalmente entre 8.000 m^3 y 16.000 m^3. No obstante, se pueden llegar a necesitar volúmenes entre 30.000 m^3 o 45.000 m^3 por fracturación y pozo (Earthworks, Hydraulic Fracturing 101). Estas cifras ponen de manifiesto el considerable volumen de agua necesario para realizar el proceso de fracturación. Es decir, en la fase de explotación, si la densidad de pozos es

de 1 por cada 2,5 km^2, una superficie de explotación de unos 25 km^2 necesitaría volúmenes de agua comprendidos entre 80.000 y 350.000 m^3.

6.3.4. Procedimientos para la protección de las aguas subterráneas

Como se ha tratado de indicar anteriormente, cada fase de esta actividad puede provocar múltiples afecciones a las aguas subterráneas. No obstante, y teniendo en cuenta que no existe a nivel nacional e internacional una postura unánime sobre la problemática que plantea este método de perforación y las decisiones a tomar, lo que parece más aconsejable, en este momento, es la regulación de esta actividad (Stephen, 2011).

En este sentido, es necesario plantear y definir detalladamente una serie de procedimientos de actuación y unos planes de vigilancia ambiental estrictos, minuciosos, claros y elaborados por personal técnico adecuado, para cada pozo de fracturación en particular, ya que el medio hidrogeológico es, puntualmente, muy diferente.

La efectividad de estos procedimientos, así como de los planes de vigilancia establecidos por el Ente de Regulación y operados por las Autoridades Ambientales competentes, debe estar basada en la realización de un completo estudio hidrogeológico integral y en la potestad del Ente de Regulación para tomar decisiones rápidas que permitan hacer frente y minorar cualquier afección detectada, por pequeña que sea ésta.

En un principio, se deben plantear las siguientes actuaciones de salvaguarda.

6.3.4.1. Procedimentos para el pozo de perforación

Durante la perforación de cada uno de los sondeos y mientras el pozo esté operativo, es necesario realizar un control de la integridad del pozo. Este control se realizará mediante las pruebas pertinentes, que garanticen la integridad de las tuberías, aislamiento de la cementación y control de adherencia tubería-cemento-formación (registros CBL) de todo el pozo (Ramos, 2012). Dichos controles deben certificar que no se han formado fisuras en el pozo y que no existe comunicación entre las tuberías,

cementaciones y los terrenos perforados. Estos estudios deben realizarse por una entidad independiente, enviando los registros de presión correspondientes al Ente Regulador. Dichos controles de presión deben repetirse ante cualquier evento que modifique las condiciones primarias naturales del medio físico y que puedan alterar la integridad de los pozos, tales como terremotos.

6.3.4.2. Estudio hidrogeológico

Para controlar algunos de los efectos de fracturación, se considera necesario realizar un estudio hidrogeológico de los terrenos que se van a atravesar en la perforación y de los acuíferos localizados en el sector a controlar.

En este estudio hidrogeológico es importante tener en cuenta que las posibles afecciones indicadas anteriormente proceden fundamentalmente de los líquidos de fracturación, líquidos de retorno ("flowback") y el gas metano que, en principio, es el que más emigra y el que se detecta más alejado de los pozos de fracturación (Stephen, 2011).

Dichos estudios deben ser completos y realizados por técnicos especialistas que analizarán todos los acuíferos presentes que puedan sufrir alguna afección, teniendo en cuenta que, factores como la presión que ejercen los líquidos de fracturación o la inercia de los acuíferos, pueden determinar el tipo, la magnitud de la afección y el tiempo de permanencia del contaminante en el acuífero a controlar. Asimismo, se deberán tratar, desde el punto de vista hidrogeológico, las fracturas y los sistemas de fracturas presentes en superficie y en profundidad, ya que éstos pueden actuar como conductos preferenciales para la transmisión de afecciones físico-químicas.

Si el sustrato del emplazamiento del pozo es impermeable, se considera necesario conocer si puede existir alguna posible conexión hídrica natural entre este emplazamiento y los cursos de agua superficial, y entre estos últimos y algún acuífero próximo. Si existe este tipo de conexión, a través de cursos superficiales de agua, se considera necesario incluir el emplazamiento en el plan de vigilancia, como si el sustrato fuera permeable.

Si el sustrato es permeable, el estudio hidrogeológico debe determinar la geometría del acuífero, características geoquímicas, inventario de puntos de agua, características de los cursos de agua superficial, etc.

Asimismo, se prestará especial atención a los acuíferos artesianos, a los acuíferos geotermales y especialmente a las fracturas con indicios de termalismo, ya que estos elementos hidrogeológicos implican la existencia de flujos rápidos procedentes de zonas profundas que favorecen la propagación hacia la superficie de cualquier afección profunda.

En estos estudios se incluirán las posibles afecciones a los acuíferos que suministren el agua para la perforación, determinando el comportamiento de dichos acuíferos ante el intenso bombeo necesario, las variaciones del flujo natural, las afecciones a otras explotaciones y a los cursos superficiales de agua, las afecciones en la calidad de estos acuíferos y las afecciones a los sondeos de abastecimiento, etc.

En la fase de exploración, teniendo en cuenta que la distancia media entre pozos es de unos 10 km, no parece probable que se produzcan sinergias entre los distintos sondeos. En la fase de explotación, con un pozo cada 2,5 km^2, los volúmenes de agua a emplear son tan elevados que hay que incorporar al estudio hidrogeológico, estudios de sinergias entre pozos, con el objetivo de minimizar las posibles afecciones, tanto en el consumo para abastecimiento, como durante la perforación y fracturación.

Asimismo, se considera necesario el planteamiento y estudio de técnicas de reciclaje y depuración del agua, tanto en la fase de perforación como en la de estimulación, con el objetivo de reducir el impacto que supone este importante consumo de agua.

6.3.4.3. Red de control

El plan de vigilancia se plantea mediante la ejecución de varias actividades, basándose fundamentalmente en la definición y operación de una red de puntos de control.

El ámbito de vigilancia es muy variable y depende principalmente de las características hidrogeológicas del lugar donde se ubicará cada pozo de fracturación a controlar,

tanto en lo que respecta a los acuíferos presentes, como a la existencia de zonas permeables y aguas superficiales.

Para situar los puntos de control, es importante tener en cuenta el ciclo integral del agua y, por lo tanto, la estrecha relación existente entre el agua superficial y subterránea en todos los casos.

En un principio, el ámbito en el que se sitúan los puntos de control estará definido por un círculo de unos 5-10 km de radio, alrededor del pozo a controlar. Aunque la superficie a controlar depende de sus particularidades hidrogeológicas, se debe tener en cuenta que los elementos gaseosos diluidos en el agua son los más móviles y, por lo tanto, los que más se propagan (Stephen, 2011).

Asimismo, hay que considerar los factores que pueden magnificar estos efectos, tales como las conexiones hidráulicas entre acuíferos, los efectos de la presión de la fracturación, la inercia y otros factores propios de los acuíferos.

Si el emplazamiento es permeable, los puntos de control deben de situarse sobre los niveles acuíferos relacionados directamente con él. Si es impermeable, deben situarse en acuíferos laterales al emplazamiento o en los cursos de agua superficial.

Los puntos de control se ubicarán en cualquiera de los elementos con permeabilidad, presentes en esta zona a controlar. Asimismo, se considera necesario incluir en la red las surgencias de aguas geotermales, las aguas procedentes de acuíferos artesianos y los acuíferos desde los que se realizan los abastecimientos a poblaciones.

En un principio y como norma general, la red de vigilancia debe situar puntos de control en:

- Acuíferos o niveles permeables que se sitúen en el emplazamiento del pozo o en su zona de influencia.
- Surgencias, manantiales, pozos, sondeos de todos y cada uno de los acuíferos y materiales permeables que se encuentren incluidos en el ámbito a controlar.
- Todos los acuíferos atravesados por la perforación y aquéllos relacionados con estos, laterales y asociados, aunque estén muy alejados del pozo.

- Cursos superficiales de agua que discurran por la zona de control.
- Pozos profundos para controlar los flujos largos, profundos y lentos de los acuíferos, con mucho tiempo de residencia en el acuífero.
- Todos los sistemas de abastecimiento a localidades, a partir de acuíferos o aguas superficiales, incluidos dentro de la zona de control.
- Manantiales termales.
- Manantiales surgentes relacionados con acuíferos artesianos.

Una vez establecida la red de vigilancia, se realizará un muestreo previo al comienzo de las actividades de emplazamiento de cada pozo, con el que se definirá la "línea de base" hidroquímica. Para definir esta línea de base, se tendrá en cuenta, además de las muestras analizadas en la red diseñada, la información hidroquímica aportada por otras redes, definidas en la zona, que operan distintos Organismos (Confederaciones Hidrográficas, Universidades, IGME, etc.) desde hace tiempo.

El intervalo de toma de muestras será cada 15 días durante el periodo que dure la realización de los pozos. Este muestreo se prolongará el tiempo que se considere necesario para garantizar que no se han producido afecciones, teniendo en cuenta las características hidrogeológicas, las velocidades y el tiempo de permanencia del agua subterránea de cada acuífero a controlar.

Los parámetros físico-químicos a analizar en los puntos de control se indicarán en el Apartado 6.2.5. No obstante y teniendo en cuenta el déficit de información existente, este listado debe considerarse como provisional.

En los análisis de los puntos de control pueden detectarse elementos químicos que no formen parte de los líquidos de fracturación ni de los líquidos de retorno. Estos elementos pueden estar relacionados con fluidos de acuíferos alejados del pozo de fracturación y que pueden haberse visto afectados.

6.3.5. Caracterización y seguimiento de la contaminación físico-química de acuíferos y aguas superficiales

La potencial contaminación físico-químico de las aguas subterráneas y aguas superficiales (arroyos, surgencias, manantiales) se manifestará en cambios en una serie de parámetros físicos-químicos, así como en la variación de las características entre el agua de toma para la inyección y el agua de retorno.

En el caso de aguas superficiales, pozos de agua, etc., contaminados por la fracturación hidráulica, la bibliografía consultada cita expresamente cambios de varios órdenes de magnitud en los **sólidos disueltos totales (TDS)** (Andrews et al., 2009; Boyer et al., 2011) y la aparición en pozos de agua superficiales próximos a los sondeos de fracturación hidráulica de **metano termogénico (metano profundo)** disuelto en agua, diferenciable del metano biogénico (metano superficial) por la **desviación del isótopo ^{13}C-CH_4** ($\delta\ ^{13}C$) (Osborn et al., 2001).

Por otro lado, en contra de la teoría más extendida por la se pensaba que las concentraciones de los elementos químicos inorgánicos del agua de retorno eran debidas a la disolución de los componentes inorgánicos de las pizarras, principalmente sulfuros metálicos y silicatos, como consecuencia de la acción del agua y los componentes químicos introducidos en el fluido de inyección; los datos parecen demostrar que las concentraciones de elementos químicos inorgánicos (TDS, Cl, Br, Na, K, Mg, etc.) en el agua de retorno serían las de una salmuera (brines) formada por evaporación del agua del mar en las cuencas someras marinas en que se formaron el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos (Haluszczak, 2013). Los datos disponibles en 7 sondeos del yacimiento de Marcellus Shale (Hayes, 2009) permiten contrastar las diferentes concentraciones entre el agua inyectada y el agua de retorno en el catorceavo día (Tabla 5).

Tabla 5. - Mediana de la concentración de agua inyectada y agua de retorno de 7 sondeos en el yacimiento de Marcellus Shale (Hayes, 2009).

	Mediana del agua inyectada en primer día (mg/L)	**Mediana del agua de retorno (flowback) el día 14 (mg/L)**
pH	7,0	6,2
Total de sólidos disueltos (TDS)	735	157.000
Demanda química de oxígeno	734	8.370
Cl	82	98.300
Br	<10 (<0,2-19)	872
Ba	0,6	1.990
Na	80	36.400

Previamente al inicio de cualquier proyecto (fase preoperacional), se debe realizar la analítica de agua de toma para inyectar, fuentes, manantiales, arroyos, pozos de agua, sondeos y piezómetros, etc. Asimismo, estos parámetros y analíticas deben exigirse durante y después de la ejecución del proyecto.

Los principales parámetros a analizar son:

- Parámetros físicos: pH, Eh, sólidos totales disueltos (TDS), color, turbidez y conductividad, alcalinidad.

- Entre los cationes metálicos puede haber variaciones, especialmente de aquéllos que forman parte del fondo natural o geológico de la propia formación geológica. Sustancias inorgánicas que antes estaban inmovilizadas, pero que

debido a cambios, principalmente en el pH, pueden ser liberadas a la superficie al ser disueltas en la solución acuosa: **Pb, Cd, As, Cu, Cr, Al, Sb, Ba, Co, U, Se, Zn, Ni, V**, etc. Así como metales alcalinos y alcalinotérreos, tales como el Na, K, Mg, Ca.

- Entre los aniones podemos encontrar variaciones en los **sulfatos, cloruros, carbonatos, bicarbonatos**, nitritos, nitratos, amonio, **bromatos**, etc.

- Entre los componentes orgánicos: **fenoles, componentes orgánicos volátiles (CVOs), hidrocarburos policíclicos aromáticos (PHA)**, **pesticidas organoclorados**, **agentes tensoactivos.**

- **Radiación alfa total y beta total**.

- Desviación del **isótopo ^{13}C** (**$\delta\ ^{13}C_{CH4}$**).

Cualquier laboratorio de aguas homologado puede realizar, mediante diversas técnicas de analítica, todos los componentes en los mismos términos en los que han sido citados**.**

6.4. CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA

La superficie donde se aloja la torre de perforación recibe el nombre de well-pad. En esta superficie se instalan, además de la torre de perforación, diversos equipos auxiliares (camiones, compresores, condensadores, deshidratadores, balsas de agua de retorno o flow-back, contenedores de aditivos, etc).

En cada well-pad se instalaba un solo sondeo horizontal, por lo que la ocupación del terreno podía ser de una gran extensión. No obstante, últimamente se están realizando múltiples sondeos por superficie (multi-well-pad), de forma que en cada plataforma se puede realizar 4-12 sondeos o más, separados por 5-6 metros de distancia, con un sondeo horizontal por cada uno vertical.

En Pensilvania, cada plataforma (multi-well-pad) puede ocupar una superficie entre 16.000-20.000 m^2 (SGEIS, 2009), con una densidad de 1 plataforma por cada 1,5-2,6 km^2, dependiendo del área explotada y del número de sondeos en cada multi-well-pad (Sumi, 2008; SGEIS, 2009; Lechtenböhmer et al., 2011). Según el U.S. Department of Energy, el número de sondeos varia de 4-8 por milla cuadrada según yacimiento (U.S. Department of Energy, 2011)

Como muestra de la magnitud del problema, cabe señalar el caso del yacimiento de Barnett Shale, uno de los yacimientos más grandes, junto con el de Marcellus Shale, existente en los EE.UU. El yacimiento de Barnett Shale se extiende a lo largo de unas 5.000 $millas^2$, unos 8.000 km^2, en las que existen 23 pueblos. Desde el año 2000, el aumento de pozos ha sido exponencial, de 726 pozos a 13.740 pozos.

El alto número de instalaciones de pozos que se pueden instalar en cada formación geológica ha dado lugar, en EE.UU., a altas concentraciones de gases, partículas en suspensión (PM) y vapores en la atmósfera (Lechtenböhmer et al., 2001; U.S. Environmental Protection Agency, 2008).

En estos estudios, aparecen como especialmente importantes las concentraciones de metano (gas efecto invernadero); formación de ozono por altas concentraciones de óxidos de nitrógeno y BTEX (benceno, tolueno, xileno, etilbenceno); otros componentes volátiles no BTEX (aditivos volátiles en el agua de retorno y fugas de los contendores de estas sustancias). Un último estudio científico considera que entre el 3,6 a 7,9 % del metano producido se va a la atmosfera entre venteos y escapes; de estas pérdidas entre 0,6 a 3,2 % se produce en las balsas del agua de retorno (Howarth et al., 2011; Howarth et al., 2012).

Entre los diversos gases y vapores que se producen en las instalaciones de un sondeo se encuentran gases de la combustión de motores, metano, BTEX (benceno, tolueno, xileno, etilbenceno), componentes orgánicos volátiles (COVs) no BTEX, etc.

Estos gases se detallan a continuación:

- Gases de la combustión: corresponden a la combustión de la maquinaria auxiliar del sondeo (camiones, compresores, plataforma del sondeo, etc.). Se trata de NOx, SO2, CO, CO2, partículas en suspensión (PM), etc.

- Metano y BTEX (benceno, tolueno, xileno, etilbenceno): ambos provienen de diversas fuentes: fugas en tuberías y válvulas de separadores gas-condensado, tanques de condensado, deshidratadores de gas, tanques de gas, venteo, quemadores de gas, etc.

  Altos niveles de benceno han sido medidos en muchos campos de extracción de gas. El benceno es un componente orgánico volátil cancerígeno. Además, tanto el benceno como el resto de los BTEX, constituyen uno de los componentes, junto con los óxidos de nitrógeno y el oxígeno, que reaccionan fotoquímicamente dando lugar al ozono troposférico.

- Componentes orgánicos volátiles (COVs)[3]: se pueden encontrar diversos COVs. El metanol, etanol, alcohol propargilico, isopropanol, glicol, formaldehído, etc., son algunos de estos componentes habituales encontrados en numerosas instalaciones de sondeos, hallándose en el agua de retorno, de donde pasan a la atmósfera en forma de vapor dado su alta volatilidad, así como en los tanques, de donde escapan a través de válvulas y tuberías.

- También se ha podido detectar SH_2.

Para disminuir la emisión a la atmosfera de COVs y metano en venteos, combustión en llama (flaring), fugas, etc., la EPA (Environmental Protection Agency) ha emitido una legislación (EPA's Air Rules for the Oil & Natural Gas Industry) que, para el caso de la fracturación hidráulica, entrará en vigor el 1 de enero del 2015. Bajo el término de Green Completion las operadoras deberán capturar el metano para su venta a través

[3] Componentes Orgánicos Volátiles (COVs): se refiere a aquellos componentes procedentes de los hidrocarburos líquidos o que se obtienen a partir de éstos, tales como: hidrocarburos aromáticos, hidrocarburos alifáticos, hidrocarburos clorados, hidrocarburos nitrogenados, alcoholes, acetonas, ésteres, éteres, aldehídos, etc., y que debido a su alta presión de vapor emiten vapores a temperatura ambiente, lo que los hace fácilmente inhalables. Aquellos COVs provenientes de hidrocarburos aromáticos se les denominan BTEX, acrónimo de benceno, tolueno, xileno, etilbenceno. Entre los COVs no Betex estarían principalmente los alcoholes.

de gasoductos, quedando excluidos aquellos pozos nuevos sin conexión a los gasoductos. Para ello la EPA con el nombre Natural Gas STAR Program ha diseñado la tecnología recomendable (Recommended Technologies and Practices) para disminuir la emisión de gases, especialmente durante la fase de fracturación hidráulica. En esta fase, mediante Recommended Technologies and Practices, esperan reducir en un 95% la emisión de gases a la atmosfera. El termino Green Completion incluye que el agua de retorno se vierta en depósitos cerrados, trampas de arena, separadores de condensados y de agua fresca, sustitución de deshidratadores de glicol por deshidratadores desecantes, llaves de paso especiales, etc.

6.5. SISMICIDAD INDUCIDA

Actualmente existen indicios y cada vez más especialistas están de acuerdo en que las operaciones de gas no convencional pueden generar sismicidad (Shapiro et al., 2007; Pater et al., 2011; Fairley, 2012). Esto puede suceder de dos formas. La primera, a través de la fracturación hidráulica, y la segunda, a través de la eliminación de fluidos residuales en el subsuelo. En ambos casos, liberando tensión en una falla preexistente.

6.5.1. Sismicidad inducida por fracturación hidráulica

Existen dos tipos de sismicidad asociada a fracturación hidráulica: eventos microsísmicos (habituales y debidos a la propagación de las fracturas) y eventos sísmicos mayores (poco frecuentes, pero que pueden ser inducidos en presencia de fallas que acumulan tensiones). En este último caso, la inyección de fluidos puede inducir sismos si aumenta la presión de poros más allá de un umbral crítico, reduciendo la resistencia efectiva de una falla cercana a la rotura (Hubbert y Rubey, 1959; Healy et al., 1968; Raleigh et al., 1976; en Keranen et al., 2013).

Un ejemplo de eventos sísmicos mayores podría ser el caso de la operación de fractura hidráulica en la que se inyectaron 9.000 m^3 de fluido en un pozo de Oklahoma durante más de seis días. Ésta pudo ser la causa de los 43 sismos producidos posteriormente entre el 17 y 18 de enero de 2011. Los sismos, de 1.0 a 2.8 grados de

magnitud (Holland, 2011), se iniciaron el segundo día de inyección y fueron sentidos en superficie, provocando molestias a los residentes cercanos, pero sin causar daños estructurales.

Otro ejemplo fueron los dos sismos de magnitudes 2.3 M_L y 1.5 M_L detectados el 1 de abril y 27 de mayo en la cuenca de Bowland tras las operaciones de fracturación hidráulica llevadas a cabo por Cuadrilla Resources en el pozo Preese Hall (Green et al., 2012; Royal Society et al., 2012). En este caso y basándose en las magnitudes de los sismos inducidos por la minería del carbón en el Reino Unido, se estima que una magnitud máxima realista para la sismicidad inducida por fracturación hidráulica podría estar entorno a 3 M_L.

Otros casos bien documentados de sismicidad inducida por inyección de fluidos son los casos de Rocky Mountain Arsenal (Hsieh y Bredehoeft, 1981), Rangely, Colorado (Raleigh et al., 1972; Raleigh et al., 1976), Paradox Valley , Colorado (Ake et al., 2005), y el KTB Deep Well en Alemania (Jost et al., 1995; Baisch et al., 2002). Todos ellos con correlaciones entre el número de terremotos en un área y la inyección, y con sismos localizados muy cerca de los pozos.

Existen además numerosos ejemplos de Enhanced Geothermal Systems (EGS), en los que se observa una clara correlación entre inyecciones y terremotos. En estos casos se utiliza la fracturación hidráulica para incrementar la recuperación de calor mediante el aumento de la permeabilidad de la roca. Algunos ejemplos son Frenton Hill, Nuevo México (Fehler et al., 1998), Basel, Suiza (Deichmann y Giardini, 2009), Cooper Basin, Australia (Baisch et al., 2006), y Soultz, Francia (Horalek et al., 2010). En el caso de Basilea (Suiza), se han asociado magnitudes de sismicidad inducida de 3.5 M_L (Bachmann et al., 2011).

Respecto a la distancia a la que se podrían producir los terremotos, en el caso del pozo Picket Unit B en Oklahoma, la mayoría de los sismos se produjeron en un radio de 4 km en torno al pozo (Holland, 2011), como puede observarse en la Figura 13. La Figura 14 muestra la distribución de terremotos en función de la distancia al pozo en los casos de Rangely, Colorado (Raleigh et al., 1972), Rocky Mountain Arsenal (Hsieh y Bredehoeft, 1981), y KTB Deep Well en Alemania (Baisch et al., 2002). En los casos de

Rangely y Rocky Mountain, se observa que la mayoría de los sismos también se localizaron en el interior de un radio de 4 km desde el pozo, siendo menor esta distancia en el caso de KTB Deep Well, donde se localizarían a menos de 1 km.

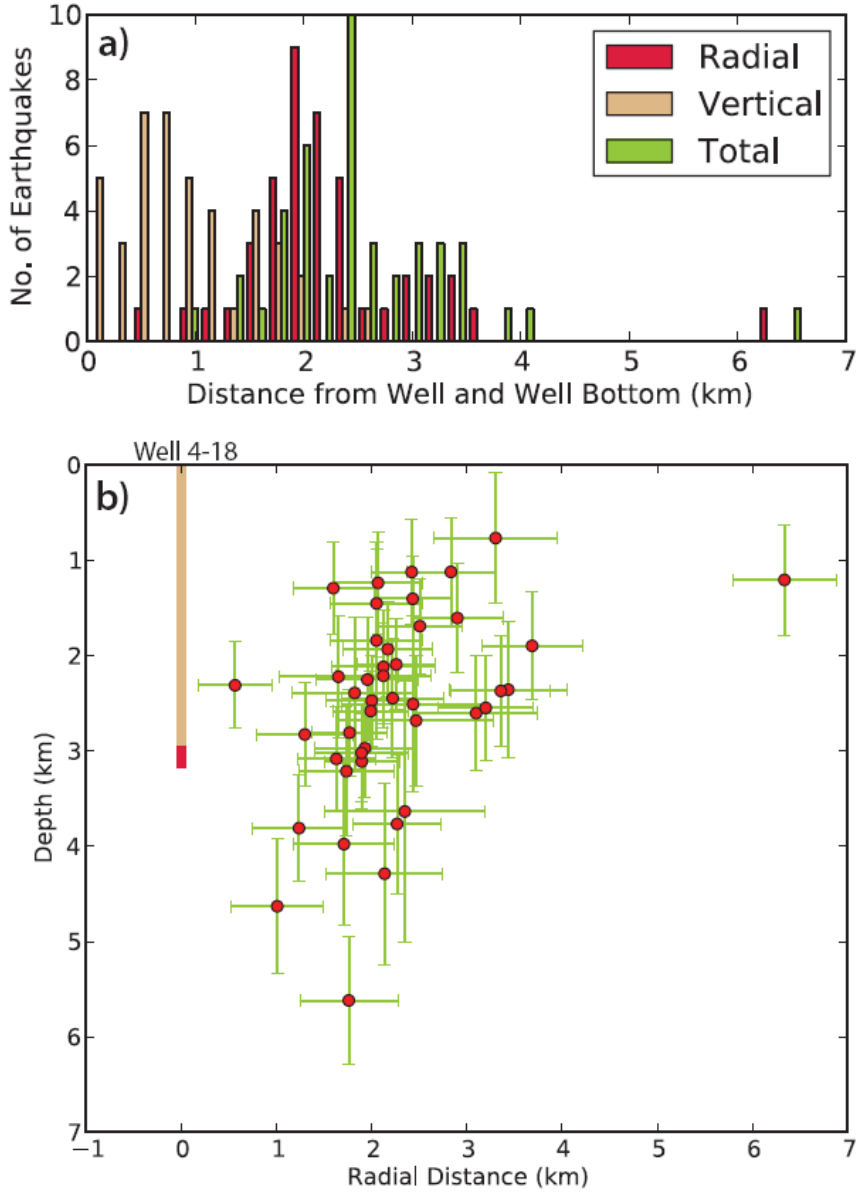

Figura 13.- a) Número de terremotos en función de la distancia al pozo Picket Unit B (Oklahoma). Las distancias totales y verticales han sido determinadas respecto a la profundidad central de la primera fase de fracturación hidráulica. b) Distribución espacial de los terremotos respecto al pozo. Las cruces verdes señalan el error de localización absoluto. La porción del pozo señalada en rojo muestra el intervalo de profundidad de la primera fase de fracturación. Reproducido de Holland (2011).

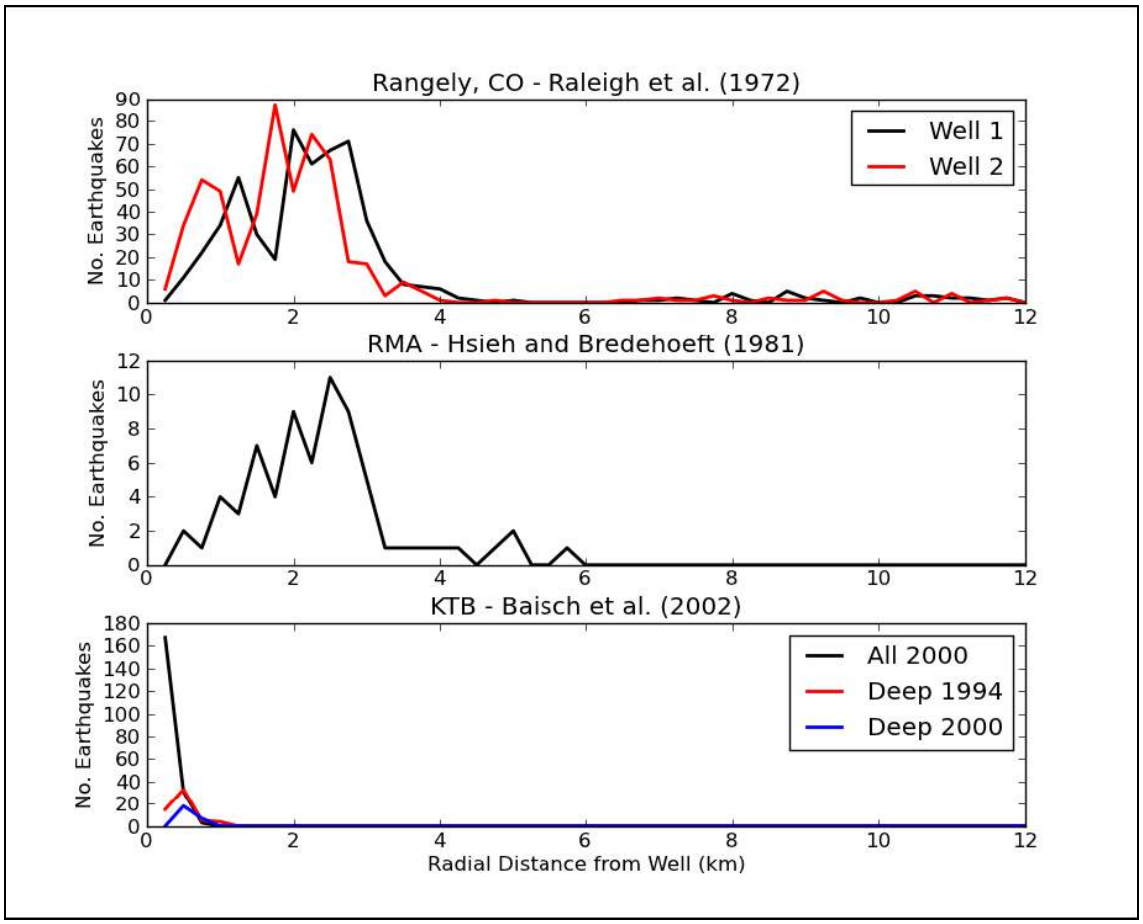

Figura 14.- Número de terremotos en función de la distancia al pozo en los casos de Rangely, Colorado (Raleigh et al., 1972), Rocky Mountain Arsenal (Hsieh y Bredehoeft, 1981), KTB Deep Well en Alemania (Baisch et al., 2002). Reproducido de Holland (2011).

6.5.1.1. <u>Factores que afectan a la sismicidad inducida por fracturación hidráulica</u>

La Royal Society et al. (2012) describen los factores condicionantes como sigue:

a) *Propiedades de la roca que contiene el gas*.- Las características de los diferentes materiales condicionan la cantidad de energía requerida para romperlos y, por tanto, la magnitud de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica. Así las rocas más resistentes permiten una mayor acumulación de energía antes de su rotura, generando eventos sísmicos de mayor magnitud. En este sentido, cabe indicar que las formaciones que contienen el gas se caracterizan por una menor resistencia.

b) *Propiedades de la falla*.- Tanto la superficie del plano de falla como la cantidad de

esfuerzo acumulado en la misma condicionan la magnitud de la sismicidad inducida. De esta manera, a mayor superficie y tensión acumulada, mayor será la sismicidad inducida.

c) *Condicionantes de presión*.- La magnitud de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica depende también de los cambios de presión en los materiales en el entorno del pozo. Zoback (2010) detalla cómo los procesos de fracturación hidráulica condicionan estos cambios:

- La presurización tiene lugar en un volumen limitado de roca, normalmente en unos pocos cientos de metros en cualquier dirección.
- La presurización se produce en una escala de tiempo limitada, habitualmente unas pocas horas.
- La presurización se disipa en el entorno cuantas más fracturas se creen, limitando el aumento de presión.

Por otro lado, la presión en el pozo también es un factor determinante de la sismicidad inducida, estando condicionada por:

- El volumen de fluido inyectado: a mayor volumen, mayores presiones.
- El volumen del fluido de retorno: a mayor volumen de fluido de retorno, menores presiones.
- Tasa de inyección: inyecciones más rápidas generan mayores presiones.
- Tasa de retorno: flujos de retorno más rápidos reducen la presión.

Por esta razón, el control de la presión en el pozo es una importante medida de mitigación de la sismicidad inducida. De esta manera, la alimentación de las operaciones con los datos del monitoreo sísmico permitirá reducir las tasas y volúmenes de inyección, así como aumentar las tasas y volúmenes de retorno, reduciendo así las presiones y el riesgo de sufrir eventos sísmico mayores.

6.5.1.2. Mitigación de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica

Se dan algunas recomendaciones para mitigar la sismicidad inducida por fracturación hidráulica:

a) *Estudios geológicos para caracterizar esfuerzos e identificar fallas* (Royal Society et al., 2012).- Los promotores deben ampliar el marco de conocimientos existente, mediante la realización de investigaciones locales específicas previas a la fracturación hidráulica.

   Estos estudios incluyen trabajos de gabinete y campo que comprenderán tanto el análisis de cartografías y datos existentes como la realización de una cartografía detallada, estudios geofísicos, etc. En este sentido, se debe tener en cuenta que normalmente solo han sido cartografiadas las grandes fallas y únicamente en superficie. La predicción de fallas bajo superficie requiere una cartografía de detalle, realización de estudios geofísicos y el desarrollo de modelos geológicos. Sería necesario además conocer las propiedades mecánicas y permeabilidades de las fallas identificadas.

   Por otro lado, los operadores no deben pasar por alto la presencia de fallas potenciales que no puedan ser detectadas dadas las limitaciones de las técnicas disponibles. No existe un método fiable para detectarlas, pero su presencia se puede predecir estadísticamente (Rotevatn and Fossen, 2011). Estas fallas tienden a tener una superficie relativamente pequeña, por lo que son menos propensas a producir eventos sísmicos que se puedan sentir en superficie.

   Respecto a los datos de esfuerzos, su obtención es relativamente compleja y muchas técnicas requieren la perforación de un pozo. La información resultante sobre el estado de esfuerzos es un importante condicionante del diseño del pozo y la estrategia de fracturación.

   Una vez identificadas las fallas y caracterizados los esfuerzos, se pueden utilizar técnicas habituales en petróleo y gas para evaluar la orientación y tendencia al deslizamiento de fallas y planos de estratificación. En este sentido, se debe evitar

la fracturación hidráulica en el entorno de fallas con una tendencia al deslizamiento alta.

b) *Evaluar el peligro sísmico antes de iniciar las operaciones*.- En términos generales, se debería evaluar dicho peligro, incluyendo los siguientes aspectos (Green et al., 2012):

- Monitorización de la línea sismológica para establecer la sismicidad de fondo en el área de interés.
- Caracterización de cualquier posible falla activa en la región, usando todos los datos geológicos, paleosísmicos y geofísicos disponibles.
- Aplicación de técnicas de análisis de peligrosidad sísmica para evaluar el impacto potencial de posibles terremotos inducidos.

c) *Prueba de inyección pre-fracturación* (Royal Society et al., 2012).- El comportamiento de una determinada formación ante la fracturación puede ser caracterizado previamente mediante pruebas de inyección con monitorización microsísmica. Las operaciones posteriores podrán ser ajustadas en función de los resultados obtenidos (API, 2009). Tras el ensayo, se debe permitir que transcurra un cierto periodo de tiempo para asegurar que no se produce ninguna actividad sísmica mientras se difunde el fluido de inyección desde el pozo y se redistribuyen los cambios de presión en las formaciones rocosas del entorno (Green et al., 2012).

d) *Registro de la actividad microsísmica* (Green et al., 2012).- Se debe realizar un análisis detallado de la actividad microsísmica para monitorear el crecimiento de las fracturas durante las operaciones de fracturación hidráulica. Se trata de una técnica ampliamente usada en la industria del gas y el petróleo para obtener una imagen de la red de fracturación, que mejora su comprensión y la de sus riesgos asociados. Los datos microsísmicos pueden ser registrados usando una red de sensores cercanos a la superficie o una red de sensores en sondeos.

e) *Sistemas de vigilancia de tipo semáforo*.- Se estima que un sistema de tipo

semáforo ligado al monitoreo de la actividad sísmica en tiempo real es una estrategia de mitigación esencial. Sin embargo, esto requiere la definición de unos valores umbral aceptables para el cese y comienzo de las operaciones (Royal Society et al., 2012).

En el caso de la cuenca de Bowland, el valor propuesto inicialmente para el cese de las operaciones fue 1.7 M_L (Pater y Baisch, 2011). Dicho valor se basa en la magnitud crítica de 2.6 M_L y un máximo incremento post-inyección de la magnitud estimado en 0.9 M_L. Se adoptó el valor crítico de 2.6 ML como límite permitido, basándose en la normativa alemana para vibraciones del terreno, asegurando de esta manera que no se puedan generar daños en las estructuras de superficie cercanas al pozo donde se esté realizando la estimulación. Se establecieron entonces los siguientes umbrales:

- ML<0: Proceder con las operaciones regulares.
- 0<ML≤1.7: Continuar con la monitorización tras la inyección durante dos días al menos, hasta que la tasa de sismicidad haya caído por debajo de un evento al día.
- ML>1.7: Detener la inyección y emplear el flujo de retorno para reducir la presión, mientras continúa la monitorización.

No obstante, Green et al. (2012) señalan que con estos valores no se hubiera podido adoptar ninguna medida de mitigación en el caso del evento de magnitud 2.3 M_L en Preese Hall. Por esta razón, los autores proponen un valor umbral de 0.5 M_L para el cese de las operaciones.

En este sentido, Cuadrilla Resources (2012) propuso un procedimiento de prueba de tipo semáforo (Figura 15) basado en el valor umbral de 0.5 M_L.

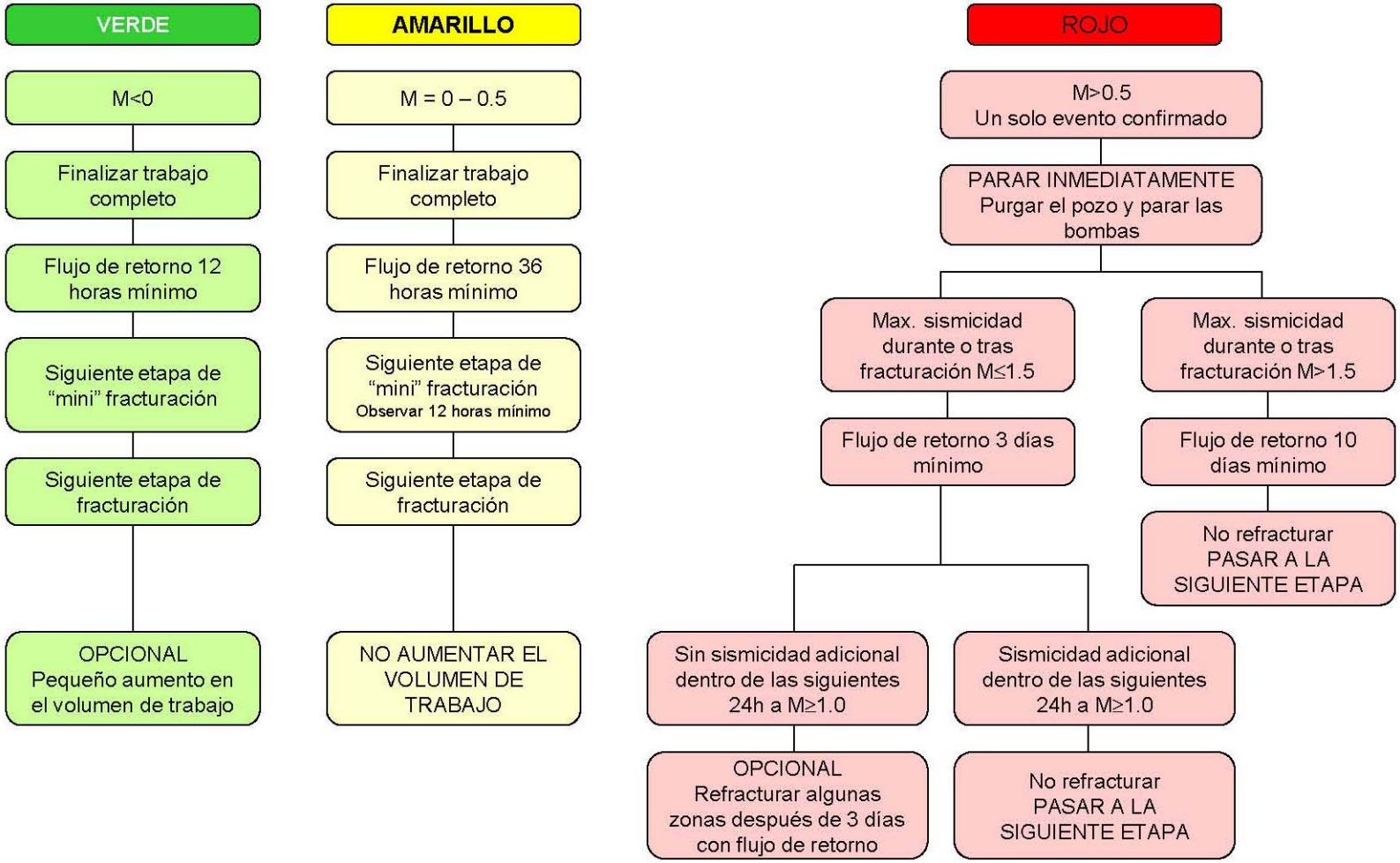

Figura 15.- Procedimiento de tipo semáforo propuesto a modo de prueba por Cuadrilla Resources (2012).

En cualquier caso, se debe tener en cuenta que dichos umbrales pueden ser actualizados a la luz de la experiencia operacional, ajustándose además en función de las características del emplazamiento concreto (geología local, densidad de población, registro sísmico, escala de operaciones en el área, etc.).

Cualquier sistema de tipo semáforo requiere una monitorización sísmica en tiempo real. Esto supone la instalación de un cierto número de sismómetros enterrados en superficie o instalados en sondeos a grandes profundidades. Éstos pueden ser parte del sistema de medida de la microsismicidad para el monitoreo de las fracturas, o bien pueden constituir un sistema por separado. Los umbrales de detección recomendados para este sistema deberían permitir una monitorización de eventos en el rango de -1 a mayor de 1 (Green et al., 2012). Los datos de los sensores serán transmitidos a una central de procesamiento que proporcionará estimaciones de los tiempos, localizaciones y magnitudes de los eventos durante las operaciones de fracturación. Estos sistemas, sin embargo, se basan en la extrapolación de relaciones estadísticas observadas en la sismicidad natural que no tienen por qué ser aplicables a la sismicidad inducida (Royal Society et al., 2012). Los sistemas de tipo semáforo se ven afectados además por retrasos naturales, tales como el movimiento lento de los fluidos a través de las fallas (los dos eventos de Preese Hall se produjeron diez horas después de la inyección de fluido). Una solución a este problema podría ser continuar con el monitoreo tras el cese de las operaciones (DoE, 2012; Royal Society et al., 2012; Green et al., 2012). Un método alternativo sería el empleo de modelos estadísticos avanzados para predecir tasas de sismicidad futuras basadas en tasas históricas (Bachmann et al., 2010).

Por otro lado, se debe tener en cuenta la necesidad que señalan diversos autores de que los valores umbral no se basen en la magnitud y sí lo hagan en el movimiento del terreno (mediante la aceleración y velocidad junto con la frecuencia), proporcionando una mejor medida de la intensidad del movimiento en superficie.

f) *Reducir el volumen de fluido inyectado e iniciar el retorno de fluidos de forma inmediata* en la medida de lo posible.- Esta forma de operar debería reducir la probabilidad de inducir eventos sísmicos significativos (Green et al., 2012).

6.5.1.3. Daños en la integridad del pozo

No solo debe prestarse atención a los daños que se puedan producir en superficie, sino también a cualquier daño que pueda comprometer la integridad de los sondeos, debido a una posible sismicidad inducida por fracturación hidráulica (Royal Society et al., 2012). Cabe recordar que en el sondeo Preese Hall se detectó una deformación en el casing tras el evento de 2.3 M_L, aunque posteriormente se consideró que no representaba un mayor riesgo (Green et al., 2012).

Por esta razón, se considera necesario incluir en el Plan de Vigilancia la repetición, tras eventos sísmicos significativos, de aquellas pruebas pertinentes que garanticen la integridad de los sondeos, así como su control por parte de un supervisor externo.

6.5.2. Sismicidad inducida por eliminación de fluidos residuales

Los fluidos residuales generados durante la extracción de gas no convencional pueden eliminarse mediante su inyección en pozos. La presión en estos pozos puede acumularse a lo largo del tiempo, induciendo una sismicidad cuya magnitud tiende a ser mayor que la generada por fracturación hidráulica (Zoback, 2012). Esto es debido a que mayores volúmenes de fluido acumulados durante periodos de tiempo más largos, pueden permitir una mayor acumulación de presiones. Diversos autores señalan que las magnitudes no suelen exceder el valor de 5 M_L (Royal Society et al., 2012).

Un ejemplo de este tipo de eventos podría ser el caso de los sismos de M_w 5.0, 5.7 y 5.0 ocurridos en Oklahoma el 5, 6 y 8 de noviembre de 2011, 18 años después de que comenzaran las inyecciones de fluidos residuales y potencialmente inducidos por las mismas (Keranen et al., 2013).

6.5.2.1. Mitigación de la sismicidad inducida por eliminación de fluidos residuales

Las medidas de mitigación son similares a las comentadas para la sismicidad inducida por fracturación hidráulica (Zoback, 2012, en Royal Society et al., 2012):

a) *Evitar la inyección en fallas activas o localizadas en rocas frágiles*.- Los métodos sísmicos permiten identificar fallas y caracterizar los esfuerzos locales.

b) *Minimizar los cambios de presión en profundidad*.- Mediante la reducción de los volúmenes de fluido a eliminar y/o la construcción de más pozos donde poder inyectar menores volúmenes de fluido. Se podrían usar también formaciones de roca muy permeable que puedan almacenar grandes volúmenes de fluido sin experimentar cambios de presión significativos, o formaciones de roca que se deformen plásticamente, de manera que no acumulen grandes cantidades de energía.

c) *Establecer protocolos por adelantado*.- Se pueden implementar sistemas de monitoreo de tipo semáforo para responder a la sismicidad.

No obstante y como sucede en el caso de la fracturación hidráulica, puede ser necesario reducir las tasas de inyección o incluso abandonar los pozos, si la sismicidad inducida es demasiado grande.

Un estudio reciente realizado por el US National Research Council (NRC, 2012) describe los protocolos para mitigar la sismicidad inducida por la eliminación de fluidos.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A modo de síntesis, se dan a continuación una serie de recomendaciones orientativas para el diseño de las medidas preventivas y el plan de vigilancia ambiental ante las posibles afecciones consideradas.

7.1. RESPECTO A LAS AGUAS SUBTERRÁNEAS

Aspectos previos

Cabe indicar que cada fase del proceso de fracturación puede crear distintas afecciones al medio hidrogeológico. En este sentido, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Las afecciones a las aguas subterráneas pueden ser muy variadas, desde contaminantes químicos a afecciones por procesos puramente físicos.
- Las afecciones a los acuíferos se producen fundamentalmente por los fluidos de perforación, de fracturación, de retorno y por gases del propio yacimiento. Asimismo, es posible que se produzcan afecciones por líquidos contenidos en acuíferos, tanto naturales (salmueras) como inyectados artificialmente en acuíferos profundos.
- Desde el emplazamiento de este tipo de pozos, se pueden producir afecciones a los acuíferos del sustrato, a los cursos superficiales de agua e incluso a acuíferos más alejados.

Recomendaciones específicas

Para el control de estas posibles afecciones se considera necesario tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Realización de pruebas de integridad de tuberías, cementaciones y adherencia cemento-terreno, en el pozo. Estas pruebas se repetirán siempre que se

produzcan afecciones al medio (eventos sísmicos, etc.) que puedan modificar la estanqueidad de los pozos.

- Realización de un informe hidrogeológico integral, en el que se especifiquen y valoren las posibles afecciones a acuíferos superficiales y profundos, y cursos superficiales de agua, que puedan estar conectados hidráulicamente con la zona a fracturar. Asimismo, en este informe, se analizará la presencia de acuíferos artesianos, geotermales o fracturas que permitan la existencia de flujos rápidos de origen profundo. También se recomienda realizar estudios del abastecimiento de agua al pozo, tanto para la perforación como para la fracturación. Por último, se tendrán en cuenta las posibles sinergias entre pozos de fracturación, de abastecimiento, etc.; y el uso de técnicas de captura, reciclaje y depuración del agua empleada.

- Establecimiento de una red de control y vigilancia de salvaguarda hidrogeológica, definida por un círculo comprendido entre 5 y 10 km de radio, con centro en el pozo de fracturación, donde se muestrearán todos los niveles permeables con posibilidad de sufrir una afección procedente del pozo o relacionada con este proceso. Dicha red de control detectará, mediante análisis periódicos, la presencia de lodos de perforación, fluidos de estimulación, agua de formación, metano o cualquier elemento que no forme parte de los que constituyen la "línea de base", tanto de las aguas subterráneas como de las aguas superficiales. El periodo de toma de muestras se establecerá en función de la permeabilidad y del tiempo de permanencia del agua en los acuíferos.

  En esta red se incluirán surgencias, manantiales, pozos, sondeos, etc., donde se pueden detectar las posibles afecciones causadas por los procesos de fracturación.

  Se prestará especial atención a los puntos de observación relacionados con acuíferos artesianos, termales y con los puntos de abastecimiento de agua a poblaciones.

Analíticas a realizar

Respecto a las analíticas a realizar, éstas dependerán de la fase en la que se encuentre el proyecto. En cualquier caso, se señala la obligación previa del promotor de incluir en cada uno de los aditivos expresados mediante marca comercial, así como en el resto: el nombre químico, acrónimos (si lo hubiera), sinónimos, u otros nombres recibidos por el producto, y fichas de seguridad de acuerdo con el Reglamento (CE) Nº 1907/2006 del Parlamento europeo y del Consejo de 18 de diciembre de 2006 (REACH); así como concentraciones de cada uno de ellos. .

- *Fase de investigación y exploración*.- Caracterización físico-química de la formación geológica, a través de las muestras sólidas obtenidas en los sondeos:

  - Determinación del azufre en forma de sulfuros S ($S\text{-}S^{2-}$): determinación de sulfuros solubles en ácido (Norma UNE-EN-1744-1). Solubilización con ácido clorhídrico en un medio reductor, transformación en sulfuro de hidrógeno, precipitación del sulfuro de cinc y valorización iodométrica.

  - Determinación de pH, Eh, conductividad, alcalinidad, sólidos totales disueltos, sulfatos, cloruros, bromatos, Be, V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn, As, Se, Mo, Ag, Cd, Sb, Ba, Ti, Pb, Th, U, Hg. Mediante la realización del ensayo EN 12457-2[4], que puede ser aplicado a diversas muestras sólidas representativas obtenidas en los sondeos. Se trata de un ensayo de lixiviación 10:1 (L/kg) durante 24 horas con agua desionizada sobre muestras trituradas de tamaño inferior a 4 mm.

- *Fase preoperacional y fase de vigilancia*.- Previamente al inicio de cualquier proyecto (fase preoperacional), se debe realizar la analítica de agua de toma para inyectar, fuentes, manantiales, arroyos, pozos de agua, sondeos y piezómetros, etc. Asimismo, estos parámetros y analíticas deben exigirse durante y después de la ejecución del proyecto.

  Los principales parámetros a analizar son:

[4] EN 12457-2: *Characterization of waste-leaching-compliance test for leaching of granular waste material and sludge-Part 2: One stage batch test at a liquid to solid ratio of 10 L/kg for materials with high solid content and with particle size below 4 mm (without or with size reduction).*

- Parámetros físicos: pH, Eh, sólidos totales disueltos (TDS), color, turbidez y conductividad, alcalinidad.

- Entre los cationes metálicos puede haber variaciones, especialmente de aquéllos que forman parte del fondo natural o geológico de la propia formación geológica. Sustancias inorgánicas que antes estaban inmovilizadas, pero que debido a cambios, principalmente en el pH, pueden ser liberadas a la superficie al ser disueltas en la solución acuosa: Pb, Cd, As, Cu, Cr, Al, Sb, Ba, Co, U, Se, Zn, Ni, V, etc. Así como metales alcalinos y alcalinotérreos, tales como el Na, K, Mg, Ca.

- Entre los aniones podemos encontrar variaciones en los sulfatos, cloruros, carbonatos, bicarbonatos, nitritos, nitratos, amonio, bromatos, etc.

- Entre los componentes orgánicos: fenoles, componentes orgánicos volátiles (CVO), hidrocarburos policíclicos aromáticos (PHA), pesticidas organoclorados, agentes tensoactivos.

- Radiación alfa total y beta total.

- Desviación del isótopo ^{13}C ($\delta\ ^{13}C$).

7.2. RESPECTO A LA CALIDAD DEL AIRE

Durante la fase de fracturación hidráulica y de extracción, momento en el que se presume una determinada densidad de plataformas por superficie, se recomienda una red de control de estaciones de inmisión de gases que midan la calidad del aire en la situación preoperacional y durante la fase de fracturación y de extracción de gas, mediante los siguientes componentes: NO_2, NO_X, SO_2, partículas PM_{10} y $PM_{2,5}$, ozono, BTEX y componentes orgánicos volátiles (NO BTEX).

7.3. RESPECTO A LA SISMICIDAD INDUCIDA

Recomendaciones para mitigar la sismicidad inducida por fracturación hidráulica

a) *Estudios geológicos para caracterizar esfuerzos e identificar fallas* (Royal Society et al., 2012).- Los promotores deben realizar investigaciones locales específicas previas a la fracturación hidráulica, incluyendo trabajos de gabinete y campo que comprenderán tanto el análisis de cartografías y datos existentes como la realización de una cartografía detallada, estudios geofísicos, etc. Se debe tener en cuenta que normalmente solo han sido cartografiadas las grandes fallas y únicamente en superficie. La predicción de fallas bajo superficie requiere una cartografía de detalle, datos de sísmica de reflexión y el desarrollo de modelos geológicos. Sería necesario además conocer las propiedades mecánicas y permeabilidades de las fallas identificadas. Por otro lado, se debe tener en cuenta la presencia de fallas potenciales que no puedan ser detectadas dadas las limitaciones de las técnicas disponibles. No existe un método fiable para detectarlas, pero su presencia se puede predecir estadísticamente (Rotevatn and Fossen, 2011). No obstante, estas fallas tienden a tener una superficie relativamente pequeña, por lo que son menos propensas a producir eventos sísmicos que se puedan sentir en superficie.

   Respecto a los datos de esfuerzos, su obtención es relativamente compleja y muchas técnicas requieren la perforación de un pozo.

   Una vez identificadas las fallas y caracterizados los esfuerzos, se pueden utilizar técnicas habituales en petróleo y gas para evaluar la orientación y tendencia al deslizamiento de fallas y planos de estratificación. En este sentido, se debe evitar la fracturación hidráulica en el entorno de fallas con una tendencia al deslizamiento alta.

b) *Evaluar el peligro sísmico antes de iniciar las operaciones*.- Se deberían incluir los siguientes aspectos (Green et al., 2012): 1) Monitorización de la línea sismológica para establecer la sismicidad de fondo en el área de interés; 2) Caracterización de cualquier posible falla activa en la región, usando todos los datos geológicos,

paleosísmicos y geofísicos disponibles; 3) Aplicación de técnicas de análisis de peligrosidad sísmica para evaluar el impacto potencial de posibles terremotos inducidos.

c) *Prueba de inyección pre-fracturación con monitorización microsísmica* (Royal Society et al., 2012).- Servirá para ajustar las operaciones posteriores en función de los resultados (API, 2009). Tras el ensayo, se debe permitir que transcurra un cierto periodo de tiempo para asegurar que no se produce ninguna actividad sísmica mientras se difunde el fluido de inyección desde el pozo y se redistribuyen los cambios de presión en las formaciones rocosas del entorno (Green et al., 2012).

d) *Registro de la actividad microsísmica durante las operaciones de fracturación hidráulica* (Green et al., 2012).- Permite monitorear el crecimiento de las fracturas, obteniendo una imagen de la red de fracturación que mejora su comprensión y la de sus riesgos asociados. Estos datos pueden ser registrados usando una red de sensores cercanos a la superficie o una red de sensores en sondeos.

e) *Sistemas de vigilancia de tipo semáforo*.- Se propone el valor de umbral de 0.5 M_L para el cese de las operaciones, dado que con valores mayores (p.e. 1.7 M_L, propuesto por Pater y Baisch, 2011) no se hubiera adoptar ninguna medida de mitigación en algunos casos (Green et al., 2012). En este sentido, cabe tener en cuenta procedimientos basados en el valor umbral de 0.5 M_L, como el propuesto por Cuadrilla Resources (2012), mostrado en el Apartado 6.4.1.2.

No obstante, dichos umbrales podrían ser actualizados a la luz de la experiencia operacional, ajustándose en función de las características del emplazamiento concreto (geología local, densidad de población, registro sísmico, escala de operaciones en el área, etc.).

Un sistema de tipo semáforo requiere una monitorización sísmica en tiempo real, que supone la instalación de un cierto número de sismómetros enterrados en superficie o instalados en sondeos a grandes profundidades. Éstos pueden ser

parte del sistema de medida de la microsismicidad para el monitoreo de las fracturas, o bien pueden constituir un sistema por separado. Los umbrales de detección recomendados para este sistema deberían permitir una monitorización de eventos en el rango de -1 a mayor de 1 (Green et al., 2012). Los datos de los sensores serán transmitidos a una central de procesamiento que proporcionará estimaciones de los tiempos, localizaciones y magnitudes de los eventos durante las operaciones de fracturación. Estos sistemas, sin embargo, se basan en la extrapolación de relaciones estadísticas observadas en la sismicidad natural que no tienen por qué ser aplicables a la sismicidad inducida (Royal Society et al., 2012). Los sistemas de tipo semáforo se ven afectados además por retrasos naturales, tales como el movimiento lento de los fluidos a través de las fallas (los dos eventos de Preese Hall se produjeron diez horas después de la inyección de fluido). Una solución a este problema podría ser continuar con el monitoreo tras el cese de las operaciones (DoE, 2012; Royal Society et al., 2012; Green et al., 2012). Un método alternativo sería el empleo de modelos estadísticos avanzados para predecir tasas de sismicidad futuras basadas en tasas históricas (Bachmann et al., 2010).

Por otro lado, se debe tener en cuenta la necesidad que señalan diversos autores de que los valores umbral no se basen en la magnitud y sí lo hagan en el movimiento del terreno (mediante la aceleración y velocidad junto con la frecuencia), proporcionando una mejor medida de la intensidad del movimiento en superficie.

f) *Reducir el volumen de fluido inyectado e iniciar el retorno de fluidos de forma inmediata en la medida de lo posible* (Green et al., 2012).

<u>Medidas de mitigación para la sismicidad inducida por eliminación de fluidos residuales (Zoback, 2012)</u>

a) *Evitar la inyección en fallas activas o localizadas en rocas frágiles*.- Los métodos sísmicos permiten identificar fallas y caracterizar los esfuerzos locales.

b) *Minimizar los cambios de presión en profundidad*.- Mediante la reducción de los

volúmenes de fluido a eliminar y/o la construcción de más pozos donde poder inyectar menores volúmenes de fluido. Se podrían usar también formaciones de roca muy permeable que puedan almacenar grandes volúmenes de fluido sin experimentar cambios de presión significativos, o formaciones de roca que se deformen plásticamente, de manera que no acumulen grandes cantidades de energía.

c) *Establecer protocolos por adelantado*.- Se pueden implementar sistemas de monitoreo de tipo semáforo para responder a la sismicidad.

No obstante, puede ser necesario reducir las tasas de inyección o incluso abandonar los pozos, si la sismicidad inducida es demasiado grande.

Plan de Vigilancia

Tras eventos sísmicos significativos, se considera necesario incluir en el Plan de Vigilancia la repetición de aquellas pruebas pertinentes que garanticen la integridad de los sondeos, así como su control por parte de un supervisor externo.

8. BIBLIOGRAFÍA

Ake, J., Mahrer, K., O'Conell, D., Block, L. 2005. Deep-injection and closely monitored induced seismicity at Paradox Valley, Colorado. Bull. Seisml. Soc. Amer., 95(2), p. 664-683.

Alexander, T., Baihly, J., Boyer, C., Waters, B. C. G., Jochen, V., Le Calvez, J., Miller, R. L. C. K., Thaeler, J., Toelle, B. E. 2011. Shale gas revolution. Oilfield Review Autum 2011: 23, no. 3, pp. 40-55.

Andrews, A., Folger, P., Humphries, M., Copeland, C., Tiemann, M., Meltz, R., Brougher, C. 2009. Unconventional Gas Shales: Development, Technology, and Policy Issues. Congressional Research Service.

American Petroleum Institute. 2009. Hydraulic fracturing operations: well construction and integrity guidelines. API guidance document HF1, American Petroleum Institute: Washington DC. http://www.shalegas.energy.gov/resources/HF1.pdf

American Petroleum Institute. 2010. Water Management Associated with Hydraulic Fracturing (HF2).

Bachmann, C. E., Wiemer, S., Woesmer, J., Hainzl, S. 2011. Statistical analysis of the induced Basel 2006 earthquake sequence: introducing a probability-based monitoring approach for Enhanced Geothermal Systems. Geophysical Journal International, 186, 793-807. http://edoc.gfz-potsdam.de/gfz/get/17862/0/bb1652abcc24eb4fd16047538de12af2/17862.pdf

Baisch, S., Bohnhoff, M., Ceranna, L., Tu, Y., Harjes, H. P. 2002. Probing the crust to 9-km depth: fluid-injection experiments and induced seismicity at the KTB superdeep drilling hole, Germany. Bull. Seismol. Soc. Amer., 92(6), p. 2369-2380.

Baisch, S., Weidler, R., Voros, R., Wyborn, D., Graaf, L. 2006. Indiced seismicity during the stimulation of a geothermal HFR resevior in the cooper basin, Australia. Bull. Seismol. Soc. Amer., 92(6), p. 2242-2256.

Beard, T. 2011. Fracture Design in Horizontal Shale Wells – Data Gathering to Implementation. EPA Hydraulic Fracturing Workshop, March 10th - 11th, 2011. (http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/class2/hydraulicfracturing/upload/fracturedesigninhorizontalshalewells.pdf)

Bureau of Land Management. DEPARTMENT OF THE INTERIOR. Oil and Gas; Well Stimulation, Including Hydraulic Fracturing, on Federal and Indian Lands.

Boyer E.W., Swistock B.R., Clark J., Madden M., Rizzo D.E. 2011. The impact of Macellus gas drilling on rural drinking water supplies. The Center for Rural Pennsylvania.

CAS. Chemical Abstracts Service. http://www.cas.org/content/chemical-substances/faqs#q1.

Castro, H.F., Wiliamns, N.H., Ogram, A. 1999. Phylogeny of sulfate-reducing bacteria. FEMS Microbiology Ecology 31.

Chapman, D. 1996. Water Quality Assessments. A Guide to Use of Biota, Sediments and Water in Environmental Monitoring. Second Edition. UNESCO, WHO, UNEP. 651 pp.

Crompton, Janice. "16,800 gallons of drilling water spills in Washington County." Pittsburgh Post-Gazette. Published Oct. 31, 2011. Accessed Nov. 1, 2011 via web: www.post-gazette.com.

http://www.cuadrillaresources.com/what-be-do/hidraulic-fracturing/fracturing-fluid/.

Deichmann, N., Giardini, D. 2009. Earthquakes induced by stimulation of an enhanced geothermal system below Basel, Switzerland. Seismol. Res. Lett., 80(5), p. 784-798.

DISH, Texas Exposure Investigation. 2010. Texas. Deparment of State Health Services

DoE. 2012. Protocol for addressing induced seismicity associated with Enhanced Geothermal Systems. US Department of Energy: Washington DC. http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal_seismicity_protocol_012012.pdf.

Earthworks, Hydraulic Fracturing 101. http://www.earthworksaction.org/issues/detail/hydraulic_fracturing_101#.UkwHMtLIbK0.

Earthworks'Oil and Gas Accountability Project. http://www.earthworksaction.org/issues/detail/colorado_contamination_incidents#PROOF.

Elizabeth W. Boyer, Ph.D., Bryan R. Swistock, M.S., James Clark, M.A., Mark Madden, B.S., and Dana E. Rizzo, M.S. 2012. The Impact of Marcellus Gas Drilling on Rural Drinking Water Supplies. Pennsylvania State University.

Environment Agency U.K. 2011. North west-monitoring of flowback water. www.environment-agency.gov.uk.

EPA's Air Rules for the Oil & Natural Gas Industry. http://www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120417summarywellsites.pdf.

Ewen, D., Borchardt, D., Richter, S., Hammerbacher. 2012. Hidrofracking Risk Assessment. Panel of Experts.

Fairley, P. 2012. Fracking quakes shake the shale gas industry. Technology Review. Published by MIT. Friday, January 20, 2012.

Fehler, M., House, L., Phillips, W. S., Potter, R. 1998. A method to allow temporal variationof velocity in travel-time tomography using microearthquakes induced durin hydraulic fracturing. Tectonophysics, 289, p. 189-201.

Freeing Up Energy. 2010. Hydraulic Fracturing: Unlocking America's Natural Gas Resources. American Petroleum Institute. USA

Fisher, K. and Warpinski, N. 2012. Hydraulic-Fracture-Height Growth: Real Data. SPE Prod & Oper 27.

FracFocus. http://fracfocus.org/chemical-use/what-chemicals-are-used.

Haluszcak, L.O., Rose, A.W., Kump, L.R. 2012. Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania, USA. Applied Geochemistry.

Harrison, S. 1983. Evaluating System for Ground-Water Contamination Hazards Due to Gas-Well Drilling on the Glaciated Appalachian Plateau. Ground Water. Vol.21.

Hayes, T. 2009. Sampling and analysis of water streams associated with the development of Marcellus shale gas. Report by Gas Technology Institute, Des Plaines, IL, for the Marcellus Shale Coalition.

Healy, J.H., Rubey, W.W., and Griggs, D.T. 1968. The Denver earthquakes. Science, v. 161, pp. 1301-1310.

Holland, A. 2011. Examination of possibly induced seismicity from hydraulic fracturing in the Eola Field, Garvin County, Oklahoma. Oklahoma Geological Survey. Open-File Report OF1-2011. http://thinkprogress.org/wp-content/uploads/2011/11/Fracking-quake.pdf?mobile=nc.

Horn, A. D. 2009. Breakthrough mobile water treatment converts 75% of fracturing flowback fluid to fresh water and lowers CO2 Emissions. SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference, 23-25 March 2009, San Antonio, Texas.

Horalek, J., Jechumtalova, Z., Dorbath, L., Sileny, J. 2010. Source mechanisms of microearthquakes induced in a fluid injection experiment at the HDR site Soultz-sous-Forets (Alsace) in 2003 and their temporal and spatial variations. Geophys. J. Int., 181, p. 1547-1565.

Howarth, R.W., Santoro, R., Ingraffea, A. 2011. Methane and greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. Climatic Change. 106: 679-690.

Howarth, R.W., Santoro, R., Ingraffea, A. 2012. Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al. Climatic Change. 113: 537-549

Hsieh, P. A., Bredehoeft, J. D. 1981. A reservoir analysis of the Denver earthquakes: a case of induced seismicity. J. Geophy. Res., 86(B2), p. 903-920.

Hubbert, M.K., and Rubey, W.W. 1959. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting. Geological Society of America Bulletin, v. 70, pp. 115–206.

Green, C. A., Styles, P. y Baptie, B. J. 2012. Preese Hall shale gas fracturing. Review and recommendations for induced seismic mitigation. Department of Energy and Climate Change. London. http://www.decc.gov.uk/assets/decc/11/ meeting-energy-demand/oil-gas/5055-preese-hall-shale-gas-fracturing-review-and-recomm.pdf.

ICSC. International Chemical Safety Cards. http://www.who.int/ipcs/publications/icsc/en/.

Jost, M. L., BuBelberg, T., Jost, O., Harjes, H. P. 1995. Source parameters of injection-induced microearthquakes at 9 km depth at the KTB Deep Drilling Site, Germany. Bull. Seismol. Soc. Amer., 88(3), p. 815-822.

Kargbo, D. M., Wilhelm, G., Campbell, D. J. 2010. Natural Gas Plays in the Marcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities. Environmental Science and Technology.

Keranen, K. M., Savage, H. M., Abers, G. A., Cochran, E. S. 2013. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 Mw 5.7 earthquake sequence. Geology, doi: 10.1130/G34045.1.

Lechtenböhmer, S., Altmann, M., Capito, S., Matra, Z., Weindrorf, W., Zittel, W. 2011. Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human Elath. Directoarate-General for Internal Policies. European Parliament.

Leventhal, J.S., Crock, J.C., Malcom, M.J. 1981. Geochemestry of trace elements and uranium in Devonian shales of the Appalachian Basin. United States Department Geological Survey.

Loftin, P. 2009 . Thirty years of lessons learned. Tips and tricks for finding, developing and operating a coalbed methane field. 24th World Gas Conference. Argentina, 5-9 octubre.

McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K., Stankiewicz, A. 2011 . Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation. Oildfield Review Summer 2011: 23, no. 2.

Meiners, H., Denneborg, M., Müller, F. 2102. Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety.

Myers, T. 2012. Potential Contaminated Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. Ground Water. Volume 50.

North Carolina Department of Environment and Natural Resources Dee Freeman, Secretary. 2012. The Potential Social Impacts of Shale Gas Development in North Carolina.

NRC. 2012. Induced seismicity potential in energy technologies. National Research Council of the National Academies: Washington DC. http://i2.cdn.turner.com/cnn/2012/images/06/15/induced.seismicity.prepublication.pdf

NTP 244: Criterios de valoración en Higiene Industrial.

New York State Department of Environmental Conservation. Division of Mineral Resources. 2009. DRAFT. Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program.

Oil/Gas Drilling—Myths v. Reality. NEOGAP (Network for Oil & Gas Accountability and Protection). http://www.neogap.org/neogap/wp-content/uploads/2012/02/1102-Myth-v-Reality-Rev-2-23-12.pdf

Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R., Jackson, R.B., 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. Proceedings of the National Academy of Sciences 108, 8172-8176.

Pater, C.J., Baisch, S. 2011. Geomechanical study of Bowland shale seismicity. Synthesis report. 71 pp.

Pennsylvania FoamFrac Formulation. http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/fluids_disclosure.html.

Pickett, A. 2009. New solutions emerging to treat and recycle water used in hydraulic fracs. American Oil & Gas Reporter.

Raleigh, C. B., Healy, J. H. Bredehoeft, J. D. 1972. Faulting and crustal stress at Rangely, Colorado. Am. Geophys. Union Geophys. Monograph, 16, p. 275-284.

Raleigh, C. B., Healy, J. H. Bredehoeft, J. D. 1976. An experiment in earthquake control at Rangely, Colorado. Science, v. 191, pp. 1230-1237.

Ramos G. 2012.La protección del Dominio Público Hidráulico frente a la extracción de gas no convencional. SIAGA, 2012. Cádiz, 1-3 de octubre de 2012. Instituto Geológico y Minero de España.

Recommended Technologies and Practices. http://www.epa.gov/gasstar/tools/recommended.html.

REACH. REGLAMENTO (CE) No 1907/2006 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 18 de diciembre de 2006, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y preparados químicos (REACH), por el que se crea la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos.

Rotevatn, A., Fossen, H. 2011. Simulating the effect of subseismic fault tails and process zones in a siliciclastic reservoir analogue: implications for aquifer support and trap definition. Marine and Petroleum Geology, 28, 1648-1662. http://folk.uib.no/nglhe/Papers/MPG%202011%20Rotevatn&Fossen.pdf

Royal Society & Royal Academy of Engineering. 2012. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. http://royalsociety.org/uploadedFiles/Royal_Society_Content/policy/projects/shale-gas/2012-06-28-Shale-gas.pdf.

SGEIS, 2009. Supplemental Generic Environmental Impact Statement (SGEIS) prepared by the New York State Department of Environmental Conservation (NYSDEC), Division of Mineral Resources on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Draft

September 2009, URL: http://dec.ny.gov/energy/45912.html, and Final Report 2010, URL: http://www.dec.ny.gov/energy/47554.html

Shapiro, S. A., C. Dinske, and J. Kummerow. 2007. Probability of a given-magnitude earthquake induced by a fluid injection. Geophys. Res. Lett., 34, L22314. Doi:10.1029/2007GL031615.

Energy and Climate Change Committee. House of Commons. 2011. Shale Gas. Fifth Report of Session 2010-2012. Volume I.

Sumi L. 2008. Shale gas: focus on Marcellus shale. Report for the Oil & Gas Accountability Project/ Earthworks. May 2008.

Total Group. Production Techniques. http://www.total.com/en/special-reports/shale-gas/appropriate-production-techniques/horizontal-drilling-hydraulic-fracturing-201957.html.

U.S. Department of Energy. 2011. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays. www.eia.gov.

U.S Department of Energy. Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. 2009. Modern shale gas. Development in United States: A Primer

United States Geological Survey (U.S.G.S.). 2000. Summary of water use in the United States. http://ga.water.usgs.gov/edu/wateruse2000.html.

United States Environmental Protection Agency (E.P.A.). 2008. An Assesment of the Environmental Implications of Oil and Gas Production.

United States Environmental Protection Agency (E.P.A.). 2012. Overview of Final Amendments to Air Regulations for the Oil and Natural Gas Industry. www.epa.gov/airquality/oilandgas/pdfs/20120417fs.pdf.

United States Environmental Protection Agency (E.P.A.). 2011. Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources.

United States House of Representatives Committee on Energy and Commerce Minoritory Staff. 2011. Chemical used in hydraulic fracturing. EE.UU.

Veil, J. A. 2010, July. Final report: Water management technologies used by Marcellus Shale gas producers. Prepared for the US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Department of Energy award no. FWP 49462. Argonne, IL: Argonne National Laboratory.

Warner, N.R., Jackson, R.B.; Darrah, T.H., Osborn, S.G., down, A., Kaiguang, Z., White, A., Vengosh, A. 2012. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America.

Zoback, M., Kitasei, S., Capithorne, B. 2010. Addressing the environmental risks from shale gas development. Worldwatch Institute: Washington DC. http:// www.worldwatch.org/files/pdf/Hydraulic%20Fracturing%20Paper.pdf