



Seguridad medioambiental para proyectos de Shale Gas

Autor: Antonio Hurtado Bezos

Institución: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)

Otros autores: Sonsoles Egulior Diaz (CIEMAT); Fernando Recreo Jiménez (CIEMAT)

Resumen

Los últimos avances tecnológicos en fracturación hidráulica (fracking) y perforación horizontal están impulsando la extracción a escala comercial de combustibles fósiles no convencionales en diversas regiones del mundo y, aunque todavía no existe explotación a escala comercial en los Estados miembros de la UE, las reservas potenciales en algunos de ellos, como es el caso de España, estimulan la necesidad de llevar a cabo de modo precautorio estudios previos que, tomando como base la experiencia acumulada en USA, permitan definir las características que a priori debe contemplar un proyecto de Shale Gas de manera que se maximice su seguridad, minimizando las probabilidades de repercusiones negativas sobre el medio ambiente, máxime considerando que hasta el momento no se ha elaborado ninguna directiva marco de la UE sobre la regulación de las actividades de explotación.

Un proyecto de Shale Gas, que involucra sistemas naturales, debe partir del conocimiento de estos y de una evaluación de las características de los mismos relevantes para la seguridad medioambiental de las operaciones. Deben definirse aquellas características geológicas que redundan en la seguridad medioambiental: distancia entre la formación objetivo y los acuíferos de agua dulce, existencia de capa superior competente frente a los esfuerzos geomecánicos, etc.

Una vez que la formación cumple con los requisitos geológicos que, a priori, pueden garantizar basandose en experiencias previas un buen comportamiento de los fluidos respecto a su posible migración hacia la superficie y/o acuíferos intermedios, se pueden pasar a analizar los accidentes documentados, sus características (tipo de impacto, frecuencia, gravedad) y las causas que lo provocaron.

Del análisis de los accidentes e incidentes documentados, sus características (tipo de impacto, frecuencia, gravedad) y las causas que lo provocaron, se pone de manifiesto que todos los casos de contaminaciones de acuíferos superficiales o profundos científicamente documentados han ocurrido bien por fallos en la cementación/revestimiento del pozo, bien por fugas en superficie asociadas a fallos en las balsas de contención, tratamiento deficiente de las aguas de retorno o fugas directas de los pozos. Ello permite concluir que la existencia de un marco normativo así como una actividad de vigilancia son elementos fundamentales en el desarrollo de proyectos de Shale Gas con un elevado grado de respeto al medio ambiente..

Palabras clave: Seguridad, fracturación hidráulica

1. INTRODUCCIÓN

El riesgo es intrínseco a la incertidumbre y ésta es inevitable. Ello implica que no hay actividad humana sin riesgo. Tampoco en la extracción de gas no convencional. Dado lo anterior, no cabe preguntarse si se trata de una actividad con riesgo, sino si su valor es tolerable. Y su nivel de riesgo es asimilable a los de la industria de extracción gasista y petrolífera [1,2,3].

Actualmente, la gestión de riesgos en tanto que sistemática para el establecimiento de una dirección de proyecto adecuada, dadas unas condiciones de incertidumbre, es una práctica ampliamente aceptada para controlar los riesgos que podrían conducir a un fracaso de la actividad si no se gestionasen adecuadamente [4]. Se trata de una herramienta para el control de los riesgos así como para la toma de decisiones en un amplio espectro de actividades, tanto industriales como no industriales. En las industrias química, petrolífera, nuclear, aérea y aeroespacial así como en la gestión de residuos se hace uso de la gestión de riesgos como una herramienta fundamental para poder desarrollar las tareas de identificación, estimación y clasificación en función de su relación probabilidad/impacto/coste y constituye un elemento relevante en la implementación de un importante número de regulaciones, políticas empresariales y buenas prácticas industriales [5].

La naturaleza del riesgo es variada. En todo proyecto es posible establecer riesgos de tipo geopolíticos, regulatorios, medioambientales, económicos, tecnológicos y sociales (ver Figura 1). La visión de este documento se limitará a los medioambientales y su relación con los aspectos tecnológicos.

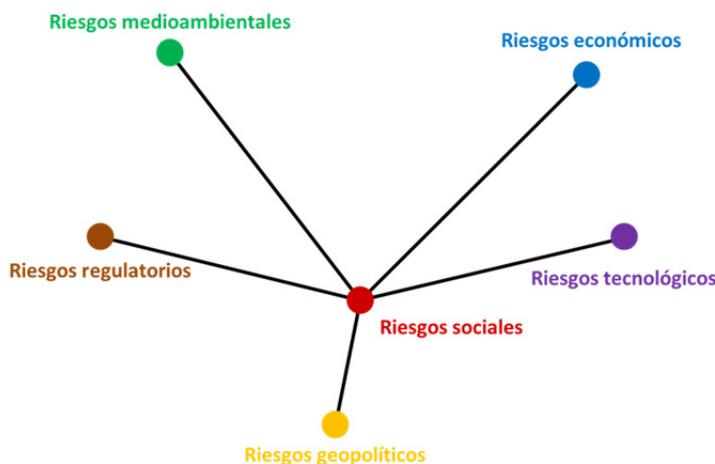


Figura 1: Tipos de riesgos en proyectos de extracción de gas no convencional. Modificado de [6]

2. PROYECTO DE GAS NO CONVENCIONAL: CARACTERÍSTICAS Y PROCESOS QUE INFLUYEN EN LOS RIESGOS MEDIOAMBIENTALES, DE SEGURIDAD Y SALUD.

Una implantación generalmente aceptada de la extracción de gas no convencional gravitará sobre la identificación, evaluación y control de sus riesgos. Y ello será así por la influencia que tiene sobre un desarrollo medioambientalmente admisible y su relación con los elementos de seguridad y salud públicos.

Las condiciones generales de riesgos relacionadas con proyectos de extracción de gas no convencional pueden ser contenidas sucintamente en los siguientes aspectos: uso del agua; aditivos y residuos (materiales tóxicos y radiactivos naturales); emisiones a la atmósfera y contaminación de aguas superficiales y subterráneas; huella en el territorio; tráfico rodado; ruido; contaminación lumínica; y sismicidad [7]. Sin embargo, lo anterior, debe ser sostenido por la idea de que la evaluación de la significación de cada riesgo específico (probabilidad y consecuencia) dependerá fundamentalmente de cada emplazamiento en sí y de las opciones tecnológicas aplicadas.

En la extracción de gas no convencional debe establecerse una doble separación con respecto a la naturaleza de los riesgos. Primeramente se tienen los relacionados con la naturaleza geológica de la operación y con los aspectos de ingeniería. Sobre ellos, se tienen, por otro lado, los riesgos que son función de la logística de la extracción y de la gestión de las operaciones de perforación en superficie [8], y, por otro lado, el conjunto de riesgos que surgen de la propia naturaleza de la técnica de explotación (hidrofracturación en profundidad), que están especialmente ligados a la evolución de fluidos introducidos, generados y liberados, como es el propio gas natural objeto de la explotación [8].

A continuación se señalan y comentan características y procesos ligados a la producción de gas no convencional y sus potenciales impactos negativos no deseados, cuya potencial materialización no deberá ser considerado fruto de la tecnología en sí, sino de *mala praxis* [9, 10].

2.1. Modificaciones en el entorno y logística de perforación

El impacto medioambiental global de un programa de perforación sostenido normalmente a través de un número de años tiene que ser evaluado cuidadosamente, entre otras razones, debido a su huella espacio-temporal. Las actividades para el desarrollo comercial de la explotación no convencional de gas incluyen las instalaciones, infraestructura y materiales, agua y equipos a transportar lo que puede implicar varios impactos sobre el medio ambiente. Es fundamental una planificación previa encaminada a la minimización de tales impactos.

El desarrollo un proyecto de extracción de gas no convencional requiere de una plataforma plana y estable. En ocasiones, también es un requisito la impermeabilidad de esta plataforma, por ejemplo, mediante el uso de hormigón, para evitar el filtrado de líquidos en el subsuelo. Además son necesarios caminos de acceso para unir las carreteras existentes a la plataforma que permitan el transporte de personas, equipos y materiales. También son forzosos movimientos de tierra y limpieza para instalar las tuberías y el resto de infraestructura necesarios para procesar y distribuir el gas producido [11].

De la experiencia norteamericana, se extrae que, debido principalmente a la relativa eficiencia del proceso de estimulación hidráulica, las operaciones hasta la fecha han abarcado una amplia gama de intervalos temporales, que van desde varios días hasta varios años. Además, el desarrollo de estos proyectos normalmente implica la perforación repetida en una amplia zona, si bien puede haber relativamente pocos emplazamientos de perforación activos en un momento dado [8].

Sin embargo, ello, actualmente, no debería implicar necesariamente una amplia huella superficial. Adecuados estudios de investigación del emplazamiento, selección de las posibilidades tecnológicas más adecuadas y buen diseño de la explotación podrían reducir significativamente dicha huella superficial. Por ejemplo, en Pennsylvania (USA),

se ve una clara tendencia de aumento en el número máximo de sondeos por plataforma, mayor que la evolución de los valores medios (ver Figura 2).

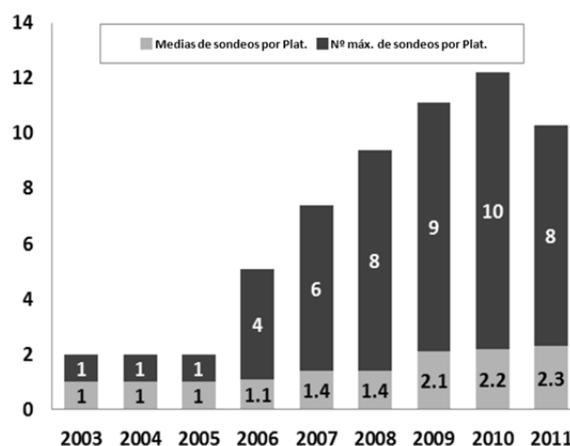


Figura 2: Relación número de sondeos y plataformas en Pennsylvania (USA). Modificado de[12].

2.2. Integridad de Pozos

Las actividades de explotación de gas no convencional no son ajenas a los problemas de contaminación generados por deficiencias en integridad de pozos al igual que en las de tipo convencional (ver, por ejemplo el caso de Pennsylvania, USA, en la Figura 3).

Hasta el momento, los casos documentados de contaminación de acuíferos por actividades de explotación de gas no convencional están asociados tanto con deficiencias en el revestimiento y cementación de pozos como con fugas producidas desde superficie [13,14,15] y no con el proceso concreto de fracturación hidráulica, que es la parte singular de este tipo de proyectos.

La frecuencia de fugas por problemas en el aislamiento de los pozos dentro del campo de explotación de gas no convencional se sitúa en el rango del 1 al 3% [16]. Los pozos de producción es el nexo de unión entre la formación objetivo y otros elementos superficiales y del subsuelo, como, por ejemplo, acuíferos. Dadas sus características, constituyen las principales vías de fuga. De ahí la trascendencia de unos adecuados diseños e instalaciones para un correcto aislamiento de la zona de producción con otras unidades geológicas.

Los principales fallos en pozos pueden venir por:

- Degradación de las barreras de cemento: La deficiente cementación de pozo, especialmente a profundidad somera, resulta crítica en la protección de los acuíferos poco profundos por los fluidos de perforación y fractura hidráulica [17] y aguas de retorno.
- Fallos por sobrepresiones en el equipo de superficie durante las operaciones de perforación y fracturación hidráulica. La densidad del lodo de perforación controla la presión del fluido ejercida a lo largo de las paredes del pozo. Si la presión del lodo excede la presión de fractura (estrictamente, el esfuerzo principal mínimo local más la resistencia a la fractura de la roca), puede generarse una fractura y el fluido de perforación puede fugarse a través de la misma. Sin embargo, el riesgo real de contaminación de este tema es limitada, ya que sólo es probable en las

grandes profundidades (varios kilómetros), lo que limita la probabilidad de contaminación de acuíferos superficiales. Ello provocaría, en general, contaminación por los propios fluidos de fracturación o de retorno, lo que incluye, en particular, emisiones de metano y/o de otras sustancias tales como sulfuro de hidrógeno [16].

Los riesgos de fallos en pozos pueden ser controlados y reducidos siguiendo los estándares de las mejores pozos prácticas de la industria. El elevado potencial de contaminación de aguas subterráneas por fugas en pozos, tiene necesarias implicaciones en la fase de clausura de pozos e impele la necesidad de una garantía de sellado efectivo durante 10^2 o incluso 10^3 años [16].

2.3. Entorno geológico y medioambiental

Otro punto crítico a considerar es el entorno medioambiental y geológico, *i.e.*, el formado por la geología, hidrogeología, geoquímica, geomecánica, etc., de las formaciones en las que se desarrolle las actividades de extracción de gas no convencional. Este entorno, con su incertidumbre asociada, gobierna el transporte y posterior evolución de fluidos de inyección como de post-inyección [18].



Figura 3: Desglose de las 1.144 notificaciones de infracciones en pozos de hidrocarburos en Pennsylvania (USA), entre 2008 y 2011. En rojo, las relacionadas con fallos de integridad de pozo. Modificada de [19].

A continuación se hace una selección de los aspectos más representativos.

- **Atmósfera**

Los procesos de extracción de gas no convencional pueden provocar emisiones de sustancias a la atmósfera [8] procedentes de los aditivos químicos, así como otros contaminantes procedentes de la formación objetivo, como es el propio metano.

Una inadecuada gestión de estas emisiones puede implicar significativos riesgos tanto directos como indirectos (ver Figura 4), incluyendo la generación de una alta huella neta de gases de efecto invernadero por fugas a la atmósfera [20,21].

Otras emisiones son las procedentes de motores de combustión interna, así como las pulvígenas. Se trata de impactos comunes con otras muchas industrias.

Otros factores no menos importantes a tener en cuenta como elementos de modificación de los entornos locales por emisión a la atmósfera son las poluciones por ruido y por iluminación, que modifican los patrones característicos de la zona.

- Agua.

El agua es importante porque es el principal componente del proceso de fracturación hidráulica, al menos en términos volumétricos, y porque los asuntos relacionados con potenciales contaminaciones de acuíferos de agua potable por operaciones de extracción de gas no convencional constituyen uno de las mayores preocupaciones públicas [16].

Desde un punto de vista de análisis y evaluación de riesgos, el punto clave viene determinado por la evolución y destino de los fluidos inyectados (agua más aditivos) y de los de post-fracturación, es decir, los de retorno, más aquellos que quedan en la formación. La proporción del agua de retorno está en el rango 9-80%, con unos valores más frecuentes en el entorno del 35% [22,23]. La composición del fluido de post-inyección es función del fluido de inyección, de las características del agua de formación, y de las reacciones que puedan darse en profundidad, que a su vez son función de los componentes principales, secundarios, traza, gases disueltos, sustancias orgánicas y NORM en la formación objetivo.

Durante la fase de fracturación hidráulica hay escaso control sobre la naturaleza de las redes de fracturas permeables generadas. Tampoco existe un control real en cómo esta nueva red de fracturas podría conectar con alguna otra red, especialmente en el caso de la existencia de no detectadas.

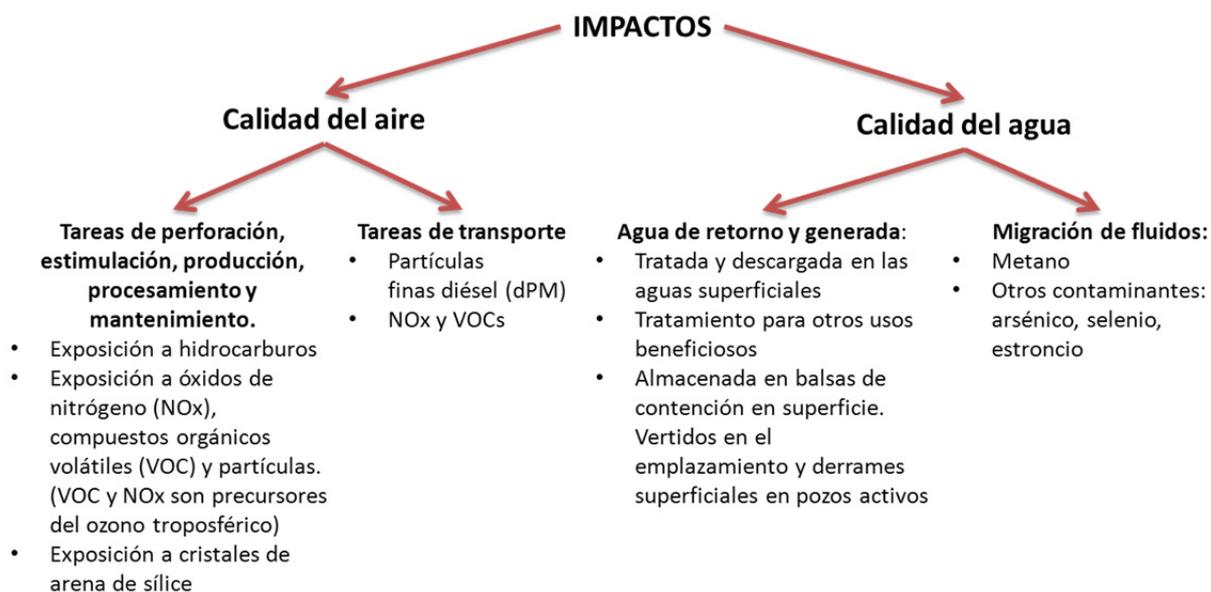


Figura 4: Relación de impactos medioambientales y en la salud asociados al desarrollo de proyectos con deficiencias de extracción de gas no convencional. A partir de [24].

Puede que sea generalmente aceptada la imposibilidad de existencia de conexión entre acuíferos salinos profundos, tales como las formaciones objetivo de explotaciones de gas no convencional, y acuíferos de aguas potables más superficiales, sustentado en la idea de la baja permeabilidad natural de estas

formaciones y las profundidades a las que se encuentran (de 1000 a 3000 m). Sin embargo, existen evidencias de conexión a través de flujo advectivo vía fallas y fracturas [25], que eliminan la posibilidad de una asignación apriorística del valor nulo a este factor de una manera generalizada. A pesar de lo anterior, como resultado de estudios de varios incidentes de posible contaminación en los EEUU, no ha sido posible demostrar la contaminación de aguas subterráneas por operaciones de fracturación hidráulica *per se*, sino como resultado de fugas desde niveles más superficiales [14]. De hecho, aunque se han reportado incidentes de contaminación por varias sustancias [8,14,26], hasta la fecha sólo ha podido ser confirmado un caso de contaminación por gas metano en un acuífero superficial debido a un recubrimiento de pozo de deficiente calidad [26].

En definitiva, sobre un fondo hidrogeológico y de comportamiento geomecánico que determina la formación de redes de fracturación y de generación de fracturación inducida, las principales cuestiones que incrementan las probabilidades de contaminación de aguas subterráneas son la proximidad entre las formaciones de producción y los acuíferos y la preexistencia de fallas en la zona de producción conectadas con superficie o acuíferos.

- Sismicidad inducida.

Las operaciones de fracturación hidráulica implican de manera inherente la existencia de riesgos geomecánicos. La inyección en profundidad de grandes volúmenes de agua a presión puede alterar el estado de tensional *in situ* y dar como resultado actividad sísmica [8]. En este sentido es importante la distinción entre sismicidad disparada e inducida. Esta sismicidad, generada necesariamente por las actividades de fracturación hidráulica, puede ser causa de daño directo a personas y propiedades y puede abrir vías referenciales de fuga que pueden dar lugar, por ejemplo, a contaminación de acuíferos. Este aspecto es ampliamente discutido en el documento “Sismicidad inducida por fracturación hidráulica”, presentado al CONAMA 2014 de estos mismos autores.

- Elementos químicos de origen natural, algunos radiactivos, que se obtienen durante la fase de producción en el agua de retorno.

Estos elementos incluyen metano (es decir, el componente principal del gas natural objetivo de extracción), dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno y helio; oligoelementos, como el mercurio, el arsénico y el plomo; materiales radiactivos naturales (NORM, ver el documento “Riesgos asociados a la radiactividad natural en los proyectos de extracción de gas no convencional” presentado al CONAMA 2014 de estos mismos autores para más detalle al respecto); y compuestos volátiles orgánicos (o VOC de las siglas anglosajonas de *Volatile Organic Compounds*), con una importante capacidad de evaporación en la atmósfera, así como benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX) entre otros contaminantes peligrosos del aire (o HAP, del término *Hazardous Air Pollutants*) [15]. Estos compuestos pueden tener un impacto negativo tanto en la calidad del agua como del aire, función de la cantidad de material disuelto en el fluido de post-inyección, que como ya ha sido mencionado, puede variar de manera importante de un emplazamiento a otro.

2.4. Recursos hídricos

Son diversos los procesos asociados con la producción de gas no convencional que demandan el uso de recursos hídricos. Los volúmenes más importantes son los requeridos por la hidrofracturación. Además están los usos secundarios, *i.e.*, la fabricación de lodos de perforación y tareas de limpieza. Finalmente, hay otras necesidades menores, tales como cementación, consumo de personal, etc.

El volumen utilizado es muy variable, ya que depende del número de etapas de fracturación hidráulica y de la vida útil de cada pozo, con operaciones que pueden durar desde unos pocos días hasta varios años. El rango de necesidades de consumo puede estar comprendido entre los 90 kl y los 13.500 kl por pozo [17].

El impacto social sobre las necesidades de agua es amplio y variado y los volúmenes de agua a utilizar son importantes. Sin embargo, no son mayores que los órdenes propios del uso agrícola, los mayores consumidores de recursos hídricos [27]. Tampoco en este punto es posible realizar una evaluación general, porque no se trata tanto volumen de agua consumido como del impacto de la retirada de ese volumen en un área determinada, de especial interés en áreas donde la irregularidad de disponibilidad de este recurso sea la palabra clave. El impacto es función tanto de su disponibilidad como de las demandas con que compita, tanto de las ya asignadas como de las comprometidas, debiéndose tener en cuenta las fluctuaciones así como la necesidad de garantizar la conservación de la calidad del agua, tanto superficial como subterránea.

2.5. Aditivos químicos

Al agua de fracturación se le incluyen aditivos principalmente con el fin de mejorar los procesos que permiten recuperar el gas atrapado en la roca almacén y para alargar la vida del equipo utilizado (ver Tabla 1). A lo largo del tiempo, puede estimarse que han sido utilizados más 750 productos químicos como aditivos en la fracturación hidráulica, con un amplio rango en cuanto a su toxicidad. Estos aditivos representan menos del 2% en volumen del total del líquido de fracturación, lo que significa del orden de 50 m³ para un proyecto típico de fracturación hidráulica 10.000 m³ (ver Figura 5).

La composición de estos aditivos ha evolucionado considerablemente, yéndose progresivamente hacia sustancias menos contaminantes (ver Tabla 1). En USA, inicialmente, la composición de los aditivos no era pública pues la legislación no lo consideraba obligatorio. Actualmente, se ha producido un cambio de tendencia. Existe la página web *Fracfocus* donde las empresas indican las sustancias que utilizan, inicialmente como una práctica voluntaria y progresivamente introduciéndose su obligatoriedad.

El caso europeo es distinto porque es obligado indicar *a priori* (lo que constituye un reto importante) los aditivos a utilizar y porque todas las sustancias químicas deben ser acordes con el reglamento europeo que regula las sustancias químicas para su uso seguro, REACH (Reglamento CE nº 1907/2006 relativo al registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos).

Definir el nivel de toxicidad de los aditivos utilizados en la fase de fracturación hidráulica es una tarea científica relativamente simple y cuantificable [8]. Pero es esencial la colaboración activa entre los organismos encargados de la supervisión y la regulación de los impactos ambientales de la explotación de hidrocarburos no convencionales y las empresas involucradas para conocer la composición química de las sustancias añadidas

al fluido con el fin de probar y realizar un seguimiento de la contaminación química potencial.

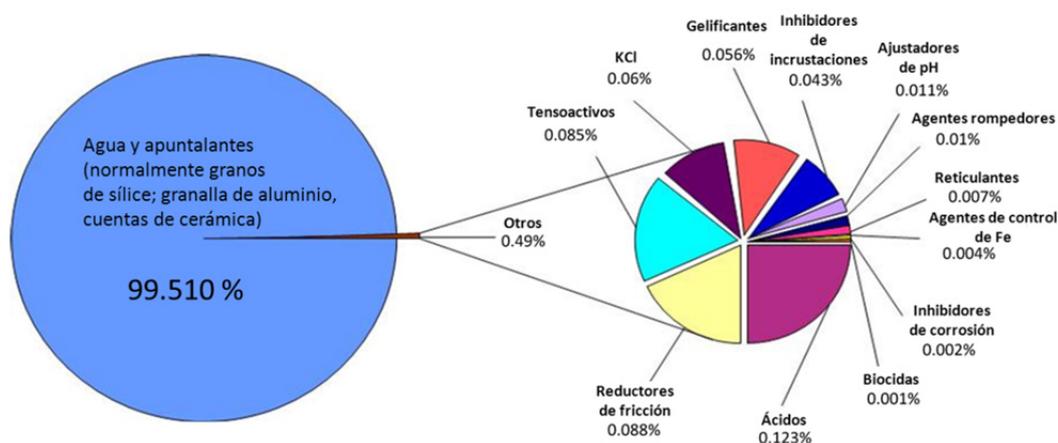


Figura 5: Componentes típicos del agua de inyección. Modificada de [28].

Los factores de riesgos asociados a estos aditivos son los impactos negativos derivados de una liberación accidental durante las fases de transporte, almacenamiento o inyección; o bien por la potencial migración desde las formaciones objetivo a otras unidades geológicas [11], lo que ya sido discutido en este documento.

Los riesgos de contaminación asociados con esta industria podrían reducirse significativamente, en la medida en que se sigan desarrollando aditivos de hidrofracturación cada vez más respetuosos con el medioambiente, no sólo desde el punto de vista de su contaminación *per se* sino también desde el punto de vista de su influencia positiva en el potencial contaminante de los fluidos de post-inyección.

2.6. Gestión del agua de retorno

En Europa, el fluido de retorno, es decir, el inyectado menos el que permanece en la formación geológica, estaría sujeto a estrictas condiciones durante su tratamiento en la superficie, por su clasificación *de iure* como residuo conforme a la Directiva de Residuos de Minería de la Unión Europea. Cómo gestionar este residuo de composición variable depende de los impactos generales que pueda originar.

Los procesos en los que se ve involucrados el fluido de inyección (otro fluido de composición variable) en el interior de la formación objetivo (ver Figura 6) determinan la calidad media del agua de retorno, que es generalmente de calidad inferior que las producidas en otras industrias afines, como podrían ser la de extracción de gas convencional o carbón. En este sentido no es posible un traspaso sin más de tecnologías utilizadas en unas y otras industrias. Así, algunas opciones tales como el riego, las acciones de agua, recarga de acuíferos, la acuicultura, y usos industriales parecen poco probable que puedan ser adecuadas para los proyectos de gas no convencional [16].

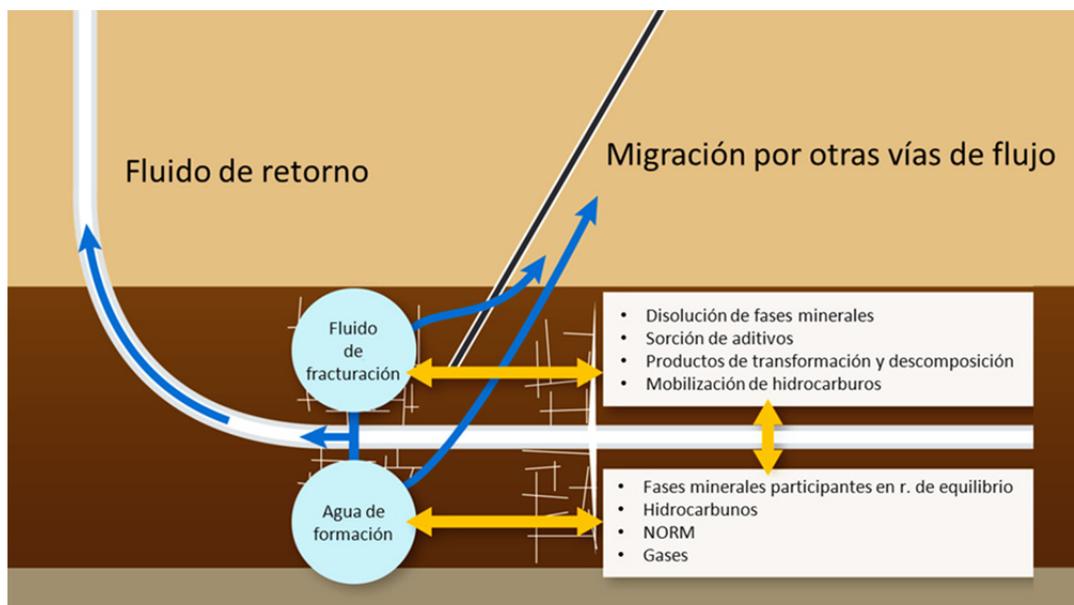


Figura 6: Descripción esquemática de la formación del fluido de retorno vía mezcla con los fluidos de fracturación y el agua de formación junto con procesos hidrogeoquímicos. Modificado de [29].

Las principales preocupaciones derivadas de una mala gestión de estos residuos son [16] (ver Figura 7):

- Liberación no regulada de las aguas superficiales y las aguas subterráneas.
- Fuga de las balsas de almacenamiento *in situ*.
- Construcción, mantenimiento y/o desmantelamiento inadecuados de las instalaciones de almacenamiento y tratamiento.
- Tratamiento incompleto.
- Derrames.
- Accidentes en el tratamiento de las aguas residuales.

La estrategia más común que se ha venido utilizando es la del depósito de esta agua en balsas artificiales, para ser transportada posteriormente o bien permitir la evaporación hídrica. Desde el punto de vista del riesgo, la evaporación conduce a la concentración de los aditivos químicos, aumentando el potencial de impacto ambiental negativo, en caso de fuga. Además, en este sentido conviene señalar que el uso de balsas de almacenamiento a cielo abierto, en general, es una opción tecnológica de inferior nivel de seguridad que la utilización de depósitos.

Tipo de aditivo	Principales componentes	Propósito	Uso común del principal componente
Ácido diluido (15%)	Ácido clorhídrico o ácido muriático	Ayuda a disolver los minerales e iniciar el agrietamiento en la roca	Productos químicos de piscina y limpiador.
Biocida	Glutaraldehído	Eliminación de bacterias en el agua que producen subproductos corrosivos	Desinfectantes, esterilizador de equipo médico y odontológico.
Rompedores	Persulfato de amonio	Rotura del gel para recuperación del fluido	Agente blanqueante en detergentes y cosméticos capilares, manufactura de menaje de plásticos para el hogar.
Inhibidor de corrosión	N,N-dimetilformamida	Prevención de la corrosión de la tubería	Industria farmacéutica, fibras acrílicas y plásticos
Reticulantes	Sales de borato	Mantenimiento de la viscosidad del fluido con el aumento de la temperatura	Detergentes para ropa, jabón de manos y cosméticos
Reductor de fricción	Poliacrilamida Aceite mineral	Minimización de la fricción entre el fluido y la tubería	Tratamientos de agua y acondicionador de suelos Desmaquillantes, laxantes y dulces
Gel	Goma arábica e Hidroxytil celulosa	Espesante del medio hídrico para mantener en suspensión al apuntalante	Espesante utilizado en cosméticos, salsas y aderezos de ensalada
Control de hierro	Ácido cítrico	Previene la precipitación de óxidos metálicos	Aditivo alimenticio, aromatizante en comida y bebidas.
KCI	Cloruro de potasio	Genera un fluido portador salado	Sustituto de la sal de mesa
Secuestrador de oxígeno	Bisulfito de Amonio	Reductor para eliminar el oxígeno disuelto en sistemas de transporte hidráulico de aguas, como tecnología de prevención de la corrosión.	Cosméticos, procesamiento de alimentos y bebidas, tratamiento de aguas
Ajustador de pH	Carbonato sódico o potásico	Mantiene la eficacia de los otros componentes, tales como reticulantes	Sosa, detergentes, jabón, descalcificador de agua, vidrio y cerámica
Apuntalante	Sílice, arena de cuarzo	Permite el que las fracturas permanezcan abiertas	Hormigón, mortero, sistemas de filtración de agua potable.
Inhibidor de incrustaciones	Etilenglicol	Prevención de depósitos de incrustaciones en la tubería	Anticongelantes de automoción, limpiadores para el hogar, agentes descongelaentes.
Tensoactivos	Isopropanol	Aumentar la viscosidad del fluido de la fractura	Limpiacristales, antitranspirantes y tintes capilares

Tabla 1: Aditivos actualmente más utilizados en las operaciones de fracturación hidráulica. Modificado de [30].

Aunque al menos un operador norteamericano ha conseguido con éxito la reutilización del fluido de retorno en subsiguientes operaciones de estimulación hidráulica, los costos del proceso evitan que actualmente pueda convertirse en una opción más utilizada [31]. Constituye, en definitiva, un proceso con opciones de mejora para poder abaratar los costes derivados del tratamiento y reutilización de estas aguas.

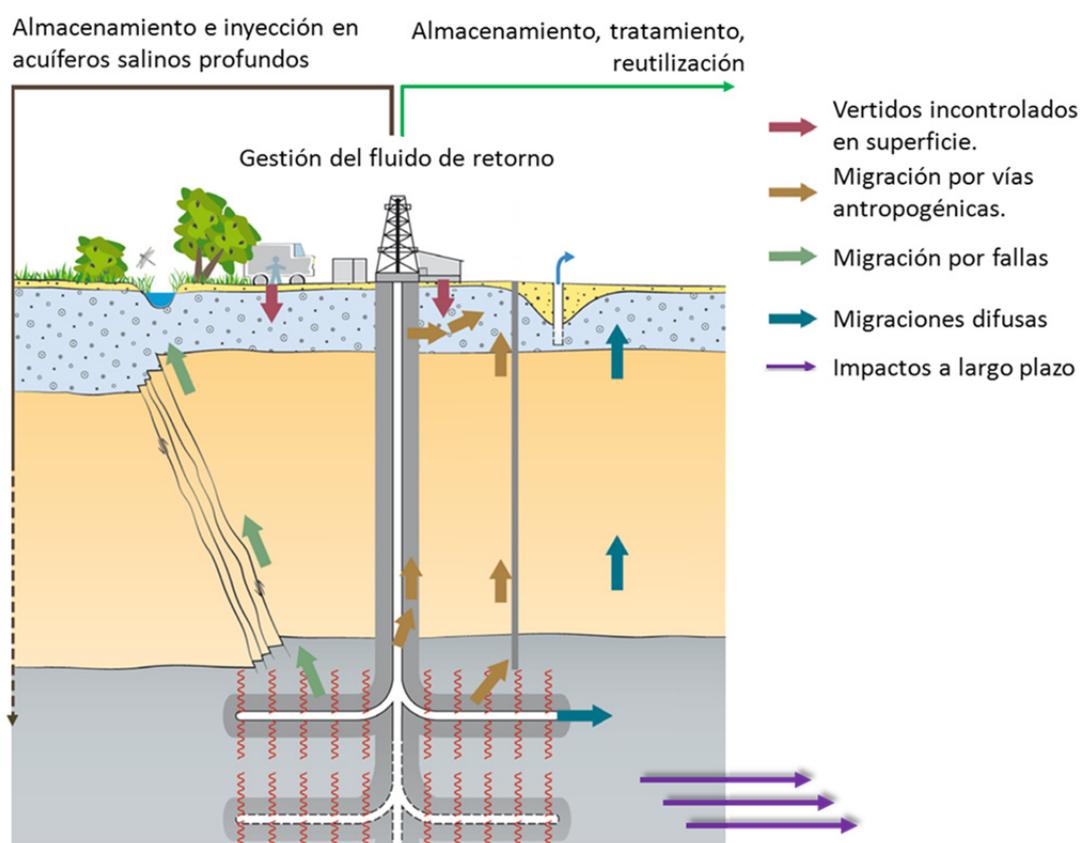


Figura 7: Potenciales vías de transporte del fluido de retorno. Modificado a partir de [29].

2.7. Blow Out

El *Blow Out* es un accidente donde los fluidos de la formación fluyen desde ésta hacia la superficie a través del sondeo o entre las capas de la formación tras un fallo en todas las barreras de contención y los sistemas de control del sondeo. Efectivamente, si el fluido inyectado en la cabeza del pozo no fractura el volumen de roca en la parte inferior del pozo, la elevada presión del fluido gobierna la conducción del mismo hacia otras vías más permeables. Estas vías pueden incluir el propio pozo de inyección, así como cualquier otra perforación en la zona, tales como otros pozos de hidrocarburos o artesianos cercanos. Las erupciones explosivas del fluido de perforación y/o aceite y gas

en los pozos vecinos son una consecuencia directa de una conexión permeable preexistente en el subsuelo.

Independientemente de los factores de riesgo para la seguridad y salud de los trabajadores, desde el punto de vista de contaminación, el principal elemento de análisis viene dado por la filtración del líquido que pudiera derramarse sobre la superficie y dar lugar a la contaminación de suelos y aguas subterráneas.

Hay evidencias documentadas de accidentes de *Blow Out* a nivel de superficie y de subsuelo en los estados norteamericanos de Texas, Luisiana, Ohio, Pensilvania y Colorado [8] durante operaciones de extracción de gas no convencional.

3. LA GESTIÓN DE RIESGOS

La gestión de riesgos proporciona el marco organizativo que facilita la toma de decisiones a través de la identificación, el análisis, la evaluación y el control de riesgos propios del desarrollo actual caracterizado principalmente por un significativo nivel de incertidumbre. Entre estos riesgos, de variada naturaleza (ver Figura 1 y Figura 9), siempre existen relaciones, dadas las interconexiones existentes entre las distintas esferas y los efectos antrópicos (ver Figura 8). Por ejemplo las posibles soluciones a implementar abarcarán desde aquellas con altos niveles de seguridad, pero económicamente inaceptables hasta aquellas, en el otro extremo, con costes económicos asumibles, pero por debajo de los límites aceptables de seguridad y/o salud.

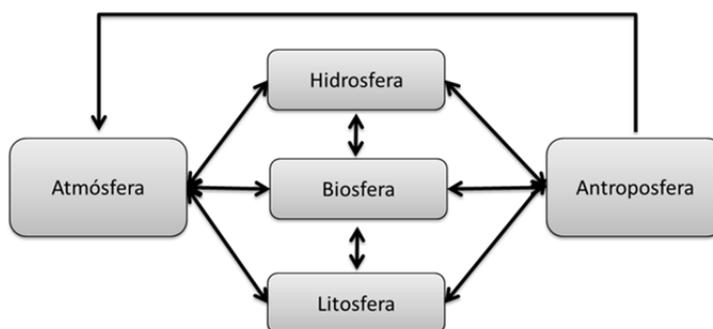


Figura 8: Visión moderna de las interacciones entre las distintas esferas y los efectos antrópicos.

En este proceso, un elemento clave viene constituido por la necesidad de poder asegurar, hasta lo razonablemente posible, una identificación de todos los riesgos significativos (análisis de riesgos). Un riesgo identificado permite, en la subsiguiente evaluación, es decir, en la cuantificación del mismo, su clasificación (aceptable, inaceptable, etc.) y si procede, su descarte ulterior. Sin embargo, un factor de riesgo no identificado no podrá ser nunca evaluado ni tenido en cuenta.

El esquema anterior tiene como fin el poder establecer criterios de actuación frente al riesgo alternativos al de su ignorancia, es decir; seguimiento, reducción, aceptación o eliminación del mismo. El seleccionar una u otra medida viene determinado por un lado por la relación probabilidad/impacto y por otro por el conjunto coste y efectividad de las medidas y necesidades, problemas y preocupaciones expresados por todas las partes interesadas (o *stakeholder* en su correspondencia anglosajona), elemento esencial en la

planificación estratégica de cualquier actividad con implicaciones, positivas y negativas, medioambientales y/o de salud pública [32] (ver Figura 10).

La gestión de riesgos, necesariamente, implica una evaluación de circunstancias y acontecimientos inherentemente inciertos. Ello requiere de una estimación de los dos componentes del riesgo. Por un lado, de la estimación de que ocurra el evento o condición de riesgo. Esta es la componente de incertidumbre de todo riesgo. Por otro lado, es necesario determinar el efecto que podría producir la materialización del hecho. Toda estimación de riesgo implica necesariamente la estimación de estas dos componentes. Al contrario que con los impactos, el estudio y determinación de las probabilidades no pueden ser desarrollados dentro de la asunción de un marco determinista. Por tanto, la estimación del riesgo se reduce, en esencia, a un ejercicio de acotación de la incertidumbre, cuya importancia relativa variará en función del tipo de proyecto y fase de desarrollo del mismo.

3.1. Gestión de riesgo en un proyecto de gas no convencional

En el caso concreto de los proyectos de extracción de gas no convencional es conveniente evaluar separadamente los riesgos asociados con los impactos en la seguridad, la salud y el medio ambiente de las operaciones comunes con las explotaciones convencionales de los riesgos procedentes de aquellas tareas propias de este tipo de explotación (hidrofracturación). Para los primeros, se dispone de métodos contrastados para la evaluación cuantitativa de los riesgos y herramientas que han sido utilizados y probados en otros procesos industriales. A medida que las estimaciones de las probabilidades y consecuencias se basan directamente en la experiencia, la confianza en la evaluación de esos riesgos es alta, aunque, por lo general, no libre de sesgos de diversa naturaleza [33,34].

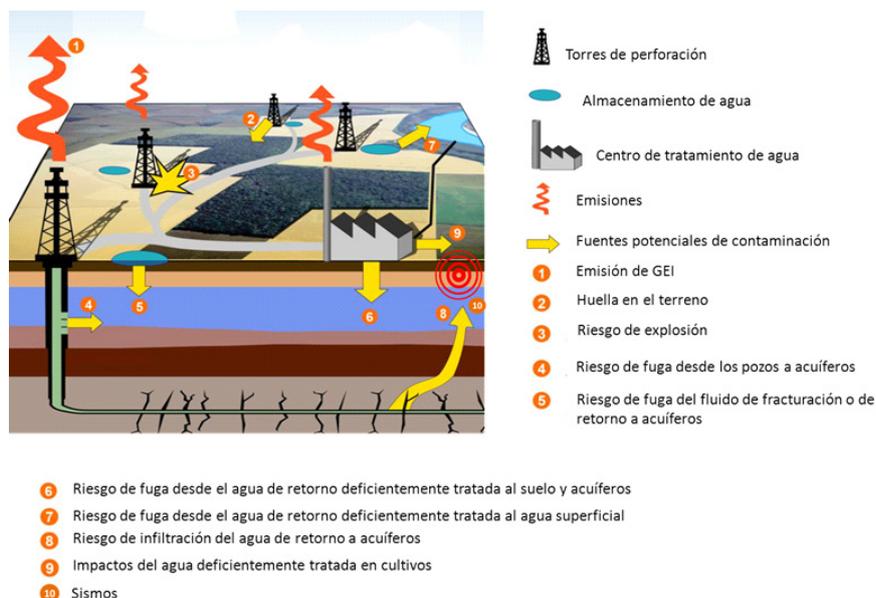


Figura 9: Factores de riesgos en proyectos de explotación de gas no convencional. Modificado de [35].

A modo de ejemplo, pueden citarse afinidades existentes entre distintas operaciones propias de proyectos de extracción de gas no convencional y otras industrias. Así, se tienen los elementos de seguridad geotécnica u operaciones de inyección compartidas con los proyectos de recuperación mejorada o forzada de petróleo o de gas (EOR o EGR, siglas del término anglosajón *Enhance Oil Recovery* o *Enhance Gas Recovery* respectivamente) o de gas metano procedente de capas de carbón (CBM del término anglosajón *Coal Bed Methane*); o las operaciones propias de la clausura definitiva de pozo o de la gestión medioambiental, con la industria petrolera; o los estudios de impactos negativos tanto locales como regionales en que se pueden aprovechar los conocimientos desarrollados en las industrias del gas y petróleo, EOR, EGR, CBM, nuclear, etc. [36].

Pero a su vez, el desarrollo de gas no convencional plantea nuevos retos de explotación y medioambientales, de seguridad y de salud, que llevan asociados un mayor grado de incertidumbre actual que los asociados con la extracción de combustibles fósiles convencionales [37]. A partir de la experiencia de explotación estadounidense se pueden establecer de manera sucinta las características distintivas que en su conjunto generan estos nuevos escenarios [1,38]: el reto de aseguramiento de una correcta identificación y selección de los emplazamientos geológicos, basados en una evaluación de riesgos de las características geológicas específicas y de las incertidumbres potenciales asociadas con la presencia a largo plazo de fluido de fracturación hidráulica en el subsuelo; un importante número de pozos y de plataformas, con una alta densidad de infraestructura; uso de volúmenes de agua y productos químicos significativamente mayores que los utilizados en actividades de extracción convencional; potencial de actividad sísmica, de baja magnitud, atribuida directamente a la actividad del proceso de fracturación hidráulica y de mayor magnitud derivada de operaciones vinculadas a la hidrofracturación; aseguramiento de la integridad de pozos y otros equipos a lo largo de la vida operacional y post-clausura de la planta de explotación en condiciones de aseguramiento de no contaminación de las aguas subterráneas y/o superficiales, durante periodos de cientos o más años.

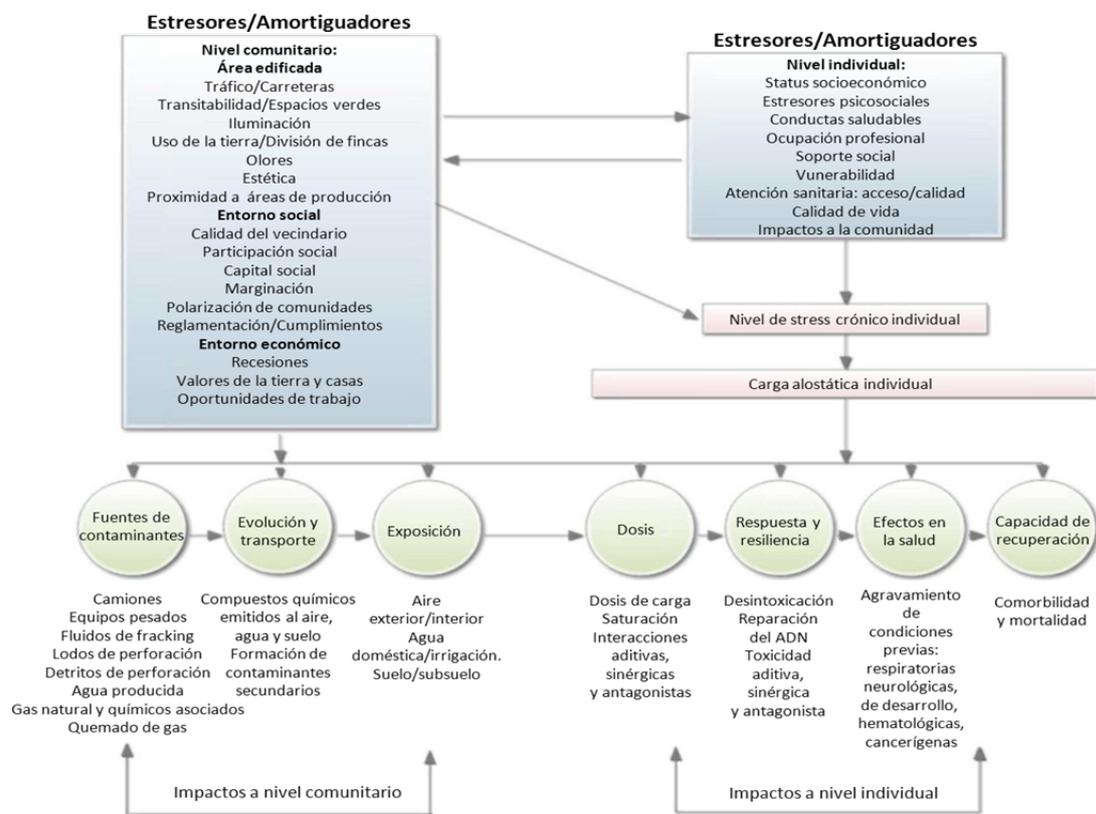


Figura 10: Impactos positivos y negativos asociados a los proyectos de extracción de gas no convencional. Modificado de [39].

Ya ha sido comentado el relativo control del proceso de fracturación hidráulica a una cierta profundidad, generalmente de miles de metros, del tipo de fracturas creadas o reactivadas. Ello, desde el punto de vista de la seguridad, sobre todo a largo plazo, representa un reto importante. La matriz de las fracturas creadas y/o reactivadas es función de una compleja interacción del nivel tensional *in situ*, de las propiedades petrofísicas, de las características de las fracturas preexistentes y de la presión del fluido de poro [40]. Estas relaciones complejas y con un elevado nivel de incertidumbre están a su vez relacionadas inherentemente con escenarios de contaminación del agua subterránea por las operaciones de fracturación hidráulica, en los que las redes de fracturación generadas podrían ser de compleja y de difícil predicción, ello en relación con la determinación del comportamiento hidrogeológico del sistema. Esto está intrínsecamente relacionado con la generación de modelos probabilísticos predictivos asociados a estos procesos y la determinación de los riesgos de contaminación del agua subterránea y sus efectos sobre el medioambiente, la seguridad y la salud de la población, abarcando las distintas escalas espacio-temporales de los impactos (ver Figura 11).

Como ya ha sido referido anteriormente, el hecho de que hasta la fecha no exista constancia de contaminación por las actividades propias de estimulación hidráulica no implica necesariamente que el riesgo de contaminación por fugas a través de la red de fracturas generadas en el proceso de fracturación hidráulica sea nulo, sino que el valor de

las probabilidades asignadas a este factor es significativamente inferior al menos en el corto y medio plazo. Y ello a pesar de que hay actividades de fracturación hidráulica que han sido desarrolladas incluso durante décadas en algunos emplazamientos. Lo anterior se basa en la posibilidad de que la falta de evidencia pueda ser atribuida a la extrema lentitud de algunos de los procesos implicados.

Algunas de las cuestiones fundamentales, todas ellas de naturaleza geológica, que afectan directamente a la construcción de modelos de predicción de comportamiento de los procesos de extracción no convencional de gas son [8]:

- La comprensión relativamente limitada de los procesos y patrones de fracturación de roca y la capacidad de cuantificar *a priori* la generación de redes permeables de fracturas en el subsuelo;
- La exactitud y la precisión con la que son determinables la geometría (tamaño o extensión, localización relativa y potencia) de las formaciones geológicas y los acuíferos en el subsuelo, especialmente en zonas con evoluciones geológicas complejas.

La identificación de riesgos y el subsecuente proceso de evaluación deben adaptarse a cada fase de proyecto en desarrollo, reflejando las decisiones a tomar y el nivel de información detallada disponible. En función de estas fases, los riesgos serán distintos en cuanto a su naturaleza y en cuanto a su incertidumbre asociada. Es decir [1]:

- Exploración: La fase de exploración implicará típicamente un menor número procesos, con un número de sistemas, equipos e infraestructura también menor. Obviamente, el nivel de incertidumbre será máximo.
- Desarrollo y Producción: En las fases tempranas de la planificación las tareas principales están relacionadas con la selección del modelo de negocio y de la concepción técnica. En estas etapas, las principales actividades de gestión de la seguridad están determinadas a establecer los niveles de riesgo admisibles, los objetivos de seguridad a alcanzar, así como a demostrar la ausencia de obstáculos que hagan desistir del proyecto. Dada la potencial limitación inicial de información, puede requerirse de enfoques cualitativos y el desarrollo de modelos de riesgos cuantitativos detallados tiene un valor limitado. En etapas más posteriores y próximas a la etapa de producción, la evaluación de riesgos debe generar modelos de naturaleza cuantitativa en relación con el proceso de autorizaciones medioambientales. A partir de este punto, toda la información que se genere durante el desarrollo de la fase de producción debe ir reduciendo progresivamente el nivel de incertidumbre. De esta forma, los modelos serán herramientas útiles en la toma de decisiones, las cuales afectarán de nuevo al modelo que, tras la introducción de las nuevas condiciones, generarán información útil para la toma de nuevas decisiones, en un proceso de mutua retroalimentación.
- Clausura: En las etapas finales del proyecto, aspectos claves, como es el diseño de medidas de mitigación de efectos a largo plazo, deben estar sostenidas sobre las evaluaciones más detalladas.

Dadas las alternativas tecnológicas existentes y, sobre todo, las características del medio geológico y las variaciones que impone en cada emplazamiento, no hay proyecto de extracción igual a otro [11]. El nivel de riesgo dependerá de manera importante de cada emplazamiento lo que imposibilita el desarrollo de evaluaciones generales de riesgo, pues el nivel de incertidumbre asociado sería tan elevado que resultaría ineficaz para cualquier toma de decisiones.

Por tanto y de manera sinóptica, en cada emplazamiento será necesario aplicar un proceso metodológicamente consistente que permita identificar los riesgos que podrían afectar a la seguridad, la salud y al medioambiente. Posteriormente, en función del nivel de desarrollo del proyecto será necesario asignar probabilidades a estos factores de riesgo, bien de manera cualitativa, cuantitativa o una mezcla de ellas. Esta determinación junto con la de los efectos esperados, permitirán determinar el nivel de riesgo,

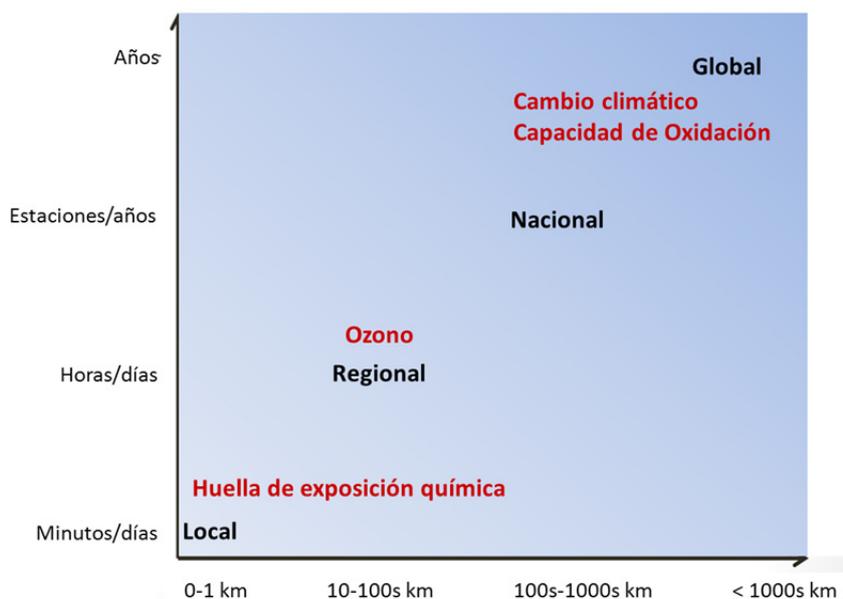


Figura 11: Escala espacio-temporal de impactos. Modificado de [41].

Junto a todo lo anterior, constituyen requisitos fundamentales el desarrollo de un marco regulatorio adecuado y específico en todos los aspectos relacionados con esta tecnología, junto a una actividad de supervisión acorde con lo anterior. La finalidad de ello es garantizar la aplicación de las mejores prácticas industriales que minimicen los riesgos acorde con las necesidades impuestas no solamente por las condiciones socio-económicas, sino también por las derivadas de las necesidades medioambientales, de seguridad y de salud pública. Estos desarrollos normativos y de aplicación de metodologías adecuadas deben establecer un marco sólido y fiable para identificar, evaluar y gestionar los riesgos que cubren todas las fases del proyecto.

Todo lo anterior no debe ser considerado como impedimentos para el desarrollo de proyectos de extracción no convencional de gas sino como condiciones de contorno que deben influir positiva y necesariamente en un desarrollo acorde con los marcos de sostenibilidad medioambiental y de seguridad y salud pública actualmente vigentes. En este paradigma es donde la gestión del riesgo aporta una perspectiva singular sobre la base de la información ya existente y genera nuevas resultantes en forma de herramientas de gestión. Constituye, así, una parte de un proceso continuo e iterativo a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

4. CONCLUSIONES

El desarrollo de un marco regulatorio adecuado y específico en todos los aspectos relacionados con esta tecnología junto con la introducción de una actividad de supervisión y de la gestión de riesgos durante todas las fases del proyecto resultan elementos indispensables en el desarrollo de los proyectos de extracción de gas no convencional. Un conocimiento y estimación de sus riesgos en relación a los aspectos de seguridad, de salud y medioambientales propios de este tipo de industria constituyen una información fundamental para la toma de decisiones y para el control de desviaciones que imposibilitarían el alcance de los objetivos del proyecto. Ello contribuye de manera continua y eficaz al conocimiento de un sistema con elevados niveles de incertidumbre como son aquellos que se desarrollan sobre realidades geológicas.

Del análisis de la tecnología de extracción, de sus factores de riesgo y de sus impactos, no es posible concluir que se trate de una tecnología intrínsecamente más contaminante que la de tipo convencional, al menos en los aspectos relacionados con las consecuencias en el corto y medio plazo. Esencialmente, concurren dos tipos de riesgos. Los primeros son comparables a los de industrias afines, como son las de petróleo y gas. Para el este tipo de riesgos, los conocimientos adquiridos pueden ser aplicados al caso de gas no convencional. Al tratarse de actividades maduras hay suficiente experiencia tanto en su casuística, como en el desarrollo de modelos como en la aplicación a emplazamientos concretos. Deben ser tenidas en cuenta, no obstante, aquellas particularidades de la extracción de gas no convencional, especialmente la importante densidad de perforación, al menos, a lo que se deduce de la experiencia norteamericana. Es un factor importante ya que por su efecto multiplicativo significa un aumento del nivel de riesgo.

Los otros riesgos, más específicos para este modelo de extracción y procedentes de las actividades de hidrofracturación, están asociados con consecuencias a largo plazo debido a las migraciones en profundidad de los fluidos de la formación objetivo hacia otros elementos del subsuelo como son los acuíferos. Es necesario aumentar la investigación a este respecto tanto desde el punto de vista geomecánico como de transporte, con el fin de poder desarrollar modelos estocásticos predictivos adecuados.

REFERENCIAS

- [1] DNV “Risk Management of Shale Gas Developments and Operations” Recommended Practice DNV-RP-U301. January 2013.
- [2] C. Ewen, D. Borchardt, S. Richter, R. Hammerbacher (2012) “Hydrofracking Risk Assessment Executive Summary” Panel of experts. Study Status Conference that was held in Berlin, Germany on 6 and 7 March 2012. ISBN 978-3-00-038263-5. April 2012.
- [3] Mark Zoback, Saya Kitasei, Brad Copithorne (2010) “Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development”. Worldwatch Institute, Natural gas and sustainable energy initiative. July 2010.
- [4] Hardy, K. Managing Risk in Government: An Introduction to Enterprise Risk Management. Financial Management Series. IBM Center for The Business of Government. 2010, Second Edition.
- [5] Richard A. Liroff (2011) “Extracting the Facts: An investor guide to disclosing risks from hydraulic fracturing operations.” Investor Environmental Health Network (IEHN). December 2011.
- [6] Roux L., Seaton J., Gougeon P., Andriosopoulos K. “Risk Assessment for the Shale Gas industry in Europe” Research Centre for Energy Management, ESCP Europe Business School, London, United Kingdom.
- [7] “Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing” Edited by Andrew P. Bungler, John McLennan and Rob Jeffrey <http://dx.doi.org/10.5772/45724>. May 2013.
- [8] Dave Healy “Hydraulic Fracturing or ‘Fracking’: A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts”.
- [9] Alan Krupnick, Hal Gordon, and Sheila Olmstead “What the Experts Say about the Environmental Risks of Shale Gas Development” RFF Report, February 2013.
- [10] Alan Krupnick “Managing the Risks of Shale Gas. Key Findings and Further Research” RFF, June 2013.
- [11] IRGC. “Risk Governance Guidelines for Unconventional Gas Development”. International Risk Governance Council, Lausanne, 2013. ISBN 978-2-9700-772-8-2.
- [12] Early Trends in Landcover Change and Forest Fragmentation Due to Shale-Gas Development in Pennsylvania: A Potential Outcome for the Northcentral Appalachians. Environmental Management (2012) 49:1061–1075. DOI 10.1007/s00267-012-9841-6
- [13] Department of Energy & Climate Change (UK), 2012. http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/meeting_energy/oil_gas/shale_gas/shale_gas.aspx
- [14] University of Texas, 2012. http://www.energy.utexas.edu/index.php?option=com_content&view=article&id=151:shale-gas-regulation&catid=1:features&Itemid=146.
- [15] House of Commons Energy & Climate Change Committee, 2011. Shale gas – Fifth report of session. <http://www.parliament.uk/business/committees/committees-a-z/commons-select/energy-and-climate-change-committee/inquiries/shale-gas/>.
- [16] FROGTECH “Potential Geological Risks Associated with Shale Gas Production in Australia” Project Code: AAS801. January 2013.
- [17] MIT, 2011. *The future of Natural Gas*. http://mitei.mit.edu/system/files/NaturalGas_Report.pdf
- [18] Halliburton Energy Services, Inc. “National Human Health Risk Evaluation for Hydraulic Fracturing Fluid Additives”. Gradient May 1, 2013.
- [19] Davies, R.J. et al. Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. Marine and Petroleum Geology. Volume 56, September 2014, Pages 239–254.
- [20] Howarth et al. 2011. Methane and the greenhouse gas footprint of natural gas from shale formations. Climatic Change, V. 106, pp. 679-690. DOI 10.1007/s10584-011-0061-5.

- [21] Cathles et al., 2011. A commentary on “The greenhouse gas footprint of natural gas in shale formations” by R.W. Howarth, R. Santora and Anthony Ingraffea. Climatic Change. DOI 10.1007/s10584-011-0333-0.
- [22] NYS DEC (New York State Department of Environmental Conservation). 2011. Revised Draft SGEIS on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program. <http://www.dec.ny.gov/energy/75370.html>.
- [23] US EPA (United States Environmental Protection Agency). 2010a. Hydraulic Fracturing Research Study. Science in Action. <http://www.epa.gov/safewater/uic/pdfs/hfresearchstudyfs.pdf>.
- [24] Shonkoff, S.B.; Hays, J. and Finkel, M.L. “Environmental Public Health Dimensions of Shale And Tight Gas Development”. Environmental Health Perspectives (Advance Publication). DOI:10.1289/ehp-1307866.
- [25] Nathaniel R. Warner, Robert B. Jackson, Thomas H. Darrah, Stephen G. Osborn, Adrian Down, Kaiguang Zhao, Alissa White, and Avner Vengosh. (2012) “Geochemical evidence for possible natural migration of Marcellus Formation brine to shallow aquifers in Pennsylvania” PNAS vol. 109 no. 30, pp 11961–11966, doi: 10.1073/pnas.1121181109.
- [26] Osborn et al. 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. Proceedings of the National Academy of Science, v108, pp 8172-8176.
- [27] FAO. 2012. AQUASTAT. Base de datos <http://www.fao.org/nr/aquastat>.
- [28] Modern Shale Gas Development in the United States: A primer. U. S . Department of Energy. Office of Fossil Energy. National Energy Technology Laboratory. 2009.
- [29] Meiners, H.G. et al. Umweltauswirkungen von Fracking bei der Aufsuchung und Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten. Risikobewertung, Handlungsempfehlungen und Evaluierung bestehender rechtlicher Regelungen und Verwaltungsstrukturen. Kurzfassung. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). August 2012.
- [30] Modern Shale Gas Development in the United States: A primer. U. S . Department of Energy. Office of Fossil Energy. National Energy Technology Laboratory. 2009.
- [31] Exploration & Production Magazine, 2010. http://www.epmag.com/Production-Drilling/Gas-treated-100-reused-frac-fluid_63141#.
- [32] Freeman, R.E. “Strategic Management: A Stakeholder Approach”. Pitman (Boston), 1984.
- [33] Pérez, Ma.P. Razonamiento probabilístico y correlacional: influencia de teorías previas y de datos. Tesis doctoral. Dpto. de Psicología Básica, Social y Metodología. Facultad de Psicología. Universidad Autónoma de Madrid, 1988.
- [34] Slovic, P. y Fischhoff, B.;. On the psychology of experimental surprises. Journal of Experimental Psychology: Human Perception and Performance, 3, 1977.
- [35] UNEP/GRID-Geneva, 2012.
- [36] Behdeen Oraee-Mirzamani, Tim Cockerill, Zen Makuch. “Risk assessment and management associated with CCS”. Energy Procedia 37 (2013) 4757 – 4764.
- [37] Resources for the future. Center for Energy Economics and Policy http://www.rff.org/centers/energy_economics_and_policy/Pages/Shale-Matrices.aspx.
- [38] AEA “Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe”. Report for European Commission, DG Environment. AEA/R/ED57281. Issue Number 11. Date 28/05/2012.
- [39] Adgate et al. Potential Public Health Hazards, Exposures and Health Effects from Unconventional Natural gas Developments. Environmental Science & Technology. Spatial Issue: Understanding the Risks of Unconventional Shale Gas Development. 2014.
- [40] Phillips, W.J. (1972) “Hydraulic fracturing and mineralization”. Journal of the Geological Society of London, v 128 pp 337-359.
- [41] Discussant of Air Impacts of Shale Gas Extraction and Distribution. Gabrielle Pétron. University of Colorado-Boulder. National Oceanic and Atmospheric Administration. Workshop on

Risks of Unconventional Shale Gas Development. Board on Environmental Change and Society. Division of Behavioral and Social Sciences and Education. National Academy of Sciences. Washington. May 30-31, 2013.