



Sismicidad inducida por fracturación hidráulica

Autor: Fernando Recreo Jiménez

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

Otros autores: Antonio Hurtado Bezos (CIEMAT); Sonsoles Egulior Diaz (CIEMAT)

Resumen

Las formaciones que contienen los denominados hidrocarburos 'no convencionales' y que en la literatura se conocen como tight gas formations o shale gas formations, se clasifican petrológicamente como esquistos o pizarras atendiendo al tamaño de las partículas o granos que componen la roca, si bien en realidad son areniscas o grauvacas de grano muy fino, generalmente con propiedades mecánicas similares a las areniscas que dan lugar a yacimientos convencionales de gas o petróleo. La diferencia radica en que las areniscas convencionales pueden tener permeabilidades del orden de 0,5 a 20 milidarcies (mD), mientras que las pizarras y/o esquistos de gas no convencional pueden tener permeabilidades en el intervalo de 0,000001 (10⁻⁶) a más de 0,0001 (10⁻⁴) mD (o 1 a más de 100 nanodarcies).

En los yacimientos no convencionales de gas o petróleo, es absolutamente necesario utilizar la fracturación hidráulica del pozo o fracking, para obtener niveles económicos de producción. Este proceso industrial de fracturación hidráulica consiste en la inyección controlada de fluidos a presión para crear una red de fracturas abiertas conectadas con el sondeo de inyección que permita aumentar la permeabilidad inicial de las formaciones geológicas fértiles. La perforación horizontal, a favor del buzamiento, se extiende varios kilómetros dentro de la formación de esquisto y se somete a una serie de etapas de fractura hidráulica.

Durante la estimulación de la producción en estas formaciones, o durante la posterior eliminación de las aguas residuales asociadas con la estimulación y producción (aguas de retorno/ backwaters) pueden provocarse terremotos inducidos. Esta sismicidad inducida por la propagación no controlada de la fractura producida durante la estimulación hidráulica es un riesgo potencial en la producción de gas de esquisto: las fracturas creadas de esta forma pueden extenderse hasta varios cientos de metros en la roca, de dónde el que sea necesario evaluar la potencialidad y los efectos de la sismicidad inducida en los estudios previos de evaluación del riesgo.

Por sismicidad inducida se entiende la sismicidad provocada por la actividad humana por encima de los niveles de fondo naturales en un medio tectónico dado y se distingue de la sismicidad provocada en que la actividad humana afecta a los intervalos de recurrencia del terremoto, a su magnitud o a otros atributos. Es importante entender las condiciones en las que se puede inducir la sismicidad de manera que estas operaciones se puedan realizar de forma segura. Sin embargo, no siempre es así: en algunos lugares, la extracción de líquidos es la que induce sismicidad; en otros, la actividad sísmica está inducida por la inyección y las relaciones de los parámetros operacionales tales como la velocidad de inyección con la aparición de los sismos provocados tampoco se conocen con exactitud.

La fracturación hidráulica o fracking induce numerosos micro-terremotos, la gran mayoría con magnitud $M < 1$. Eventos de menos de $M2$ se consideran micro-sismicidad y sólo pueden ser detectados utilizando equipos sismológicos adecuados, mientras que los eventos mayores de $M2$ se pueden llegar a sentir por el público en la superficie. La magnitud máxima de los terremotos inducidos es generalmente $M4.5$, y sólo en muy raras ocasiones puede exceder $M6$. Tanto el seguimiento de la sismicidad inducida como su mitigación son componentes importantes en la minimización de los riesgos asociados a los proyectos a

escala comercial de explotación gas de esquisto. La predicción del potencial de sismicidad antes del inicio de la inyección permitirá la identificación de las medidas de reducción de riesgos que deberán llevarse a cabo para mantener los niveles de sismicidad inducida dentro de los límites aceptables, algo que ya está siendo utilizado por algunas empresas. Es por tanto necesario establecer con antelación protocolos de actuación así como desarrollar un modelo de sismicidad de la zona de inyección y, mientras no se llegue a disponer de dicho modelo, adoptar las mejores prácticas a nivel mundial para gestionar la sismicidad provocada por la fractura hidráulica y la inyección de fluido, tal como el valor 0,5 ML utilizado en el Reino Unido. Un terremoto de magnitud de 0.5 ML se encuentra dentro del rango del ruido sísmico causado por vehículos, trenes y menor que el movimiento máximo del terreno regulado para otras actividades industriales y de construcción.

Palabras clave: Sismicidad inducida, seguridad, fracturación hidráulica

1. Sismicidad inducida y Fracturación hidráulica

La explotación de hidrocarburos no convencionales en formaciones de pizarras o esquisto requiere la creación de una red de fracturas artificiales que entren en conexión con el sondeo de producción. Los sondeos horizontales que se perforan al efecto y que se extienden varios kilómetros dentro de la formación de pizarras, se someten a una serie escalonada de fracturas hidráulicas, ejerciendo cada vez presión en un tramo limitado del pozo entubado para estimular el flujo de gas o petróleo hacia el pozo. Esta estimulación se realiza para mejorar la producción de los pozos y aumentar el flujo del agua de poro de una roca que de otro modo sería impermeable. Cada estadio requiere la inyección de agua a suficiente presión como para causar la rotura de la roca por tracción y desarrollar de este modo la red de fracturas interconectadas que aumenten la permeabilidad y proporcionen conductos para el gas retenido en la roca [1].

Durante la fracturación, se inyecta el fluido de fracturación a gran presión a través de las perforaciones realizadas previamente mediante explosivos en una sección del entubado. Cuando la presión aumenta hasta un nivel suficiente, provoca la fractura hidráulica o “hidrofractura”, rompiendo la roca y propagándose en un plano más o menos perpendicular a la dirección del sondeo. La fractura hidráulica produce la ruptura de la roca para relajar la presión aplicada a la misma por la inyección. Una hidrofractura típica se diseña para propagarse horizontalmente unos 500 a 800 ft (165-265 m) desde el sondeo en cada dirección y verticalmente en toda la potencia del nivel de pizarra. La fisura que se produce es estrecha, normalmente de 2 a 3 mm, y crece hacia fuera y hacia arriba, ensanchándose ligeramente hasta que se produce la suficiente pérdida de fluido por las fracturas laterales o por aumento de la permeabilidad en la formación, como para interrumpir el crecimiento de la fractura por decaimiento de la presión [2].

En el proceso de fracturación hidráulica utilizado para estimular la producción de petróleo o gas de esquisto, se producen de forma rutinaria micro-terremotos, es decir, terremotos con magnitudes inferiores a M2 (en su mayoría de $M < 1$), por lo que el proceso tal y como se practica en la actualidad puede suponer un riesgo menor de inducir terremotos destructivos: en los años recientes se han sometido a fracturación hidráulica más de 100.000 pozos y el terremoto inducido mayor ha sido de magnitud M3.6, lo que es demasiado bajo para suponer un riesgo importante [3].

No obstante, la sismicidad inducida por la propagación incontrolada de fracturas es uno de los riesgos potenciales de la producción de gas de esquisto: las fracturas producidas/estimuladas por la inyección pueden extenderse hasta varios centenares de metros dentro de la roca, como han demostrado Davies *et al* en [4]. De aquí que en la evaluación del riesgo de los proyectos de fracturación hidráulica resulte necesario evaluar la potencialidad y los efectos de la sismicidad inducida.

Por sismicidad inducida se entiende la sismicidad causada por la actividad humana por encima del nivel de fondo sísmico natural en un determinado marco tectónico y se distingue de la sismicidad disparada en que la actividad humana afecta a los intervalos de recurrencia entre terremotos, a la magnitud y a otros atributos, si bien la física de la sismicidad disparada

y de la sismicidad inducida es la misma [5]. Estos terremotos pueden inducirse bien por el proceso de estimulación de las formaciones para la producción de gas no convencional, o bien por la inyección de las aguas residuales asociadas con la estimulación y la producción [3].

En el proceso de estimulación de las formaciones para la producción de gas no convencional se utiliza “*slickwater*”, agua con una cantidad limitada de arena, reductores de fricción y otros aditivos químicos que mejoran la eficiencia de la fracturación hidráulica. Su baja viscosidad permite que el fluido de fracturación fluya hacia fuera de la fractura hidráulica en muchas de las pequeñas fracturas que normalmente se dan en las pizarras. El *slickwater* aumenta la presión del agua en esas microfracturas, induciendo desplazamientos por cizalla o sucesos micro-sísmicos que generalmente tienen magnitudes menores de -1.5 en la escala de Richter [6].

Aunque la fracturación hidráulica es objeto de una gran controversia, el estudio de George E. King [2] indica que los riesgos sísmico más significativos asociados al desarrollo del gas de esquisto son similares a los asociados con el gas convencional *onshore*. Es importante entender las condiciones bajo las cuales se puede inducir sismicidad de forma que esas operaciones se puedan realizar de forma segura. La situación que se crea en zonas de producción de hidrocarburos no convencionales no siempre está bien definida: en ciertos lugares, la extracción de fluidos induce sismicidad; en otros, es la inyección la que induce sismicidad. En zonas donde la roca no está bajo grandes tensiones tectónicas, la energía sísmica liberada durante los sucesos inducidos es baja – típicamente de magnitud 0 a 3. No obstante, si la masa rocosa está inicialmente bajo grandes tensiones tectónicas, la energía añadida por la acción humana puede tener una influencia desestabilizante e incluso pequeñas acciones pueden desencadenar fuerte sismicidad [7].

Del estudio de miles de fracturas que han sido monitorizadas microsísmicamente se deduce que la sismicidad inducida asociada con la fracturación hidráulica es muy baja y que no es un problema en circunstancias normales [6]. Existen dos tipos de sucesos sísmicos inducidos asociados con la fracturación hidráulica. Uno es el de los sucesos micro-sísmicos que resultan del proceso físico de fracturación, que son lo suficientemente pequeños como para requerir un equipo sísmico de monitoreo muy sensible para detectarlos [9]. El proceso de fracturación hidráulica como tal puede dar lugar, bajo determinadas circunstancias, a temblores de tierra menores, de hasta magnitud 3 en la escala de Richter, que no serían detectables por el público. El segundo tipo de sucesos sísmicos aparece cuando el fluido de inyección penetra en las fallas geológicas preexistentes dando lugar a aceleraciones del suelo más importantes que pueden ser percibidas por las personas desde la superficie. Estos sucesos no deberían darse en los emplazamientos de producción de gas de esquisto [9].

Los terremotos inducidos asociados con la fracturación hidráulica se suelen manifestar correlacionados espacial y temporalmente [5]. En las operaciones de inyección de fluidos en las que los sucesos están bien localizados (por ejemplo, entre $\leq \pm 100$ m) frecuentemente se agrupan alrededor del yacimiento, definiendo un volumen elipsoidal que contiene al yacimiento y cuyo eje menor sigue la dirección vertical. Estos epicentros de terremotos

inducidos por inyección de fluidos se agrupan cerca de los sondeos de inyección/extracción a los que frecuentemente rodean, atribuyéndose generalmente la elongación mayor de su distribución espacial a la reactivación de fallas pre-existentes. La forma de la distribución puede cambiar a lo largo del tiempo debido a la reactivación y/o desactivación de fallas preexistentes. La mayoría (~ 70%) de los sucesos inducidos ocurren durante la inyección/extracción, decreciendo exponencialmente en número después del cese de la extracción/inyección [10]. La sismicidad inducida post-inyección se comporta como una secuencia de réplicas, secuencia que puede continuar, con tasas decrecientes, durante décadas [5].

2. Causas de la sismicidad inducida

La sismicidad inducida puede ser debida a cargas mecánicas que causen cambios en el régimen de tensiones, pero las presiones debidas a fluidos también juegan un papel clave en la sismicidad ya que las presiones sobre el agua de poro actúan en contra de las fuerzas gravitatorias y tectónicas y, si aumentan lo suficiente, pueden causar la rotura de la roca. Las rocas rompen por tensión cuando la presión de poro excede la suma de la tensión principal mínima σ_3 y la resistencia a la tracción de la roca, dando lugar a una fractura abierta que se propaga en el plano normal a σ_3 [3].

A su vez, la sismicidad inducida debida a cambios en la presión del fluido puede resultar de dos procesos: bien porque se creen nuevas fallas por fracturación hidráulica, bien porque se reactivan fallas preexistentes [10].

El análisis de las operaciones de inyección/extracción y sus relaciones con las fracturas hidráulicas que se producen en ellas se discute en detalle en [11] y en el informe de síntesis posterior de De Pater, C.J. and Baisch, S., “*Seismicity induced by shale-gas-fracking. The Bowland Shale case study*” AGIS Workshop 2012, November 26.-28., 2012, KIT Karlsruhe, Germany [12]. Los mecanismos básicos de la sismicidad inducida por introducción de un exceso de presión de poro se han descrito en M. Zoback (2007) “*Reservoir Geomechanics.*” Cambridge University Press [13].

Al inyectar un líquido o un gas en un reservorio o yacimiento de gas no-convencional, la presión de poro aumenta y el reservorio tiende a expandirse en todas direcciones. Al expandirse lateralmente, el repositorio sufre una fuerza de reacción que provoca que el esfuerzo horizontal mínimo aumente. El fluido inyectado también podrá infiltrarse en fracturas, fallas y diaclasas y causar un incremento en la correspondiente presión de poro. La fracturación hidráulica se producirá cuando la presión del fluido de inyección exceda el gradiente de fractura de la roca [14]: la inyección de fluido modifica el campo local de tensiones y si la presión del fluido inyectado es demasiado alta, se pueden producir cambios irreversibles tales como el fallo de la roca.

El inicio de los terremotos inducidos por la infiltración se debe a tres tipos de fuerzas: fuerzas poro-elásticas, fuerzas hidrostáticas y diferencias de presión.

Las fuerzas poro-elásticas pueden forzar un desplazamiento a lo largo de la falla en el bloque de roca ya que transfieren los cambios de tensión resultantes desde el reservorio al volumen de roca circundante, incrementando la tensión diferencial y llevando a la roca cerca de su punto de ruptura [10]. Las fuerzas hidrostáticas pueden transferir la presión de poro desde la zona de inyección y facilitar un terremoto en una falla o en otra zona permeable. La migración de fluidos en estos casos puede ser despreciable. Finalmente, las diferencias de presión pueden hacer que los fluidos migren desde las zonas de inyección a las zonas de inicio de terremotos [7].

En una falla normal o en una falla de dirección, un aumento del esfuerzo horizontal mínimo no favorece la reactivación de la falla, sino que “estabiliza” las fallas existentes al reducir el cociente tensión de cizalla / tensión normal sobre la superficie de la falla. No obstante, el cambio de tensión en la roca de sello suprayacente será significativamente diferente ya que el sistema total debe permanecer en equilibrio con las fuerzas del medio externo y un aumento en la tensión horizontal mínima (σ_h) a nivel del reservorio deberá contrarrestarse reduciendo la tensión horizontal mínima (σ_h) en la roca de sello por encima del reservorio y en la formación subyacente al reservorio. Este escenario implica una mayor propensión a la fracturación por tracción y la reactivación de las fallas normales de alto buzamiento en la formación de sello que pueden eventualmente causar sismicidad inducida [10].

El incremento de la presión de poro en las fallas de la roca que rodea al pozo de inyección por el fluido de inyección da lugar a una reducción en la tensión efectiva normal en las fallas preexistentes, que producirán terremotos inducidos cuando una de esas fallas se deslice por disminución del rozamiento en la misma debidas a la tensión normal [10,13].

Cuando la falla se desliza, los terremotos provocados con su desplazamiento relajan la energía de deformación elástica almacenada. Una falla puede permanecer bloqueada mientras la tensión de cizallamiento aplicada sea menor que la resistencia del contacto en el plano de falla. La condición de fallo para iniciar la ruptura se expresa normalmente en términos de la tensión efectiva: $\tau_{crit} = \mu (\sigma_n - P) + \tau_0$, donde la tensión crítica τ_{crit} es el producto del coeficiente de fricción μ y la tensión efectiva normal dada por la diferencia entre la tensión normal aplicada σ_n y la presión de poro P . Para casi todo tipo de roca, μ oscila entre 0.6 y 1.0, y la resistencia de cohesión de la superficie de deslizamiento, τ_0 , es despreciable bajo condiciones normales de la corteza terrestre. Aumentos en la tensión de cizalla, reducciones en la tensión normal y/o incrementos en la presión de poro pueden hacer que una falla se active, desencadenando la nucleación de un terremoto [3].

Las fallas preexistentes pueden ser estables en el régimen de tensiones previo a la inyección del fluido, pero la inyección del fluido aumenta la presión de poro, que actúa en oposición a la tensión normal. Se podría producir un deslizamiento en cizalla en una falla preexistente si la tensión de cizallamiento que actúa sobre su plano es lo suficientemente grande como para superar su resistencia a la cizalladura. Como el aumento de la presión del fluido debida a la inyección de fluido puede inducir deslizamiento en la falla, es de vital importancia estimar la migración del frente de presión causado por la inyección. El incremento de la presión de poro depende de tres factores [10]:

- 1) Tasa de inyección
- 2) Permeabilidad del nivel de inyección
- 3) Coeficiente de almacenamiento del nivel de inyección

Por el contrario, los terremotos inducidos por extracción de gas o petróleo obedecen a una reducción de la presión de poro en el yacimiento, lo que causa una contracción del volumen que rodea a los pozos de extracción. Los cambios de tensión resultantes se transfieren al volumen de roca circundante y pueden desencadenar deslizamientos en las fracturas existentes o causar la aparición de nuevas fracturas. En algunos casos esto puede llegar a causar subsidencia en la superficie [5].

El proceso industrial de fracturación hidráulica normalmente provoca fracturas de tensión y de corte o cizalla [3]. La fracturación hidráulica provoca liberaciones de energía que son similares a las producidas por los terremotos, pero se registran notables diferencias en las frecuencias y magnitudes que permiten diferenciar entre los espectros de pequeña magnitud de la fracturación por corte y los espectros de incluso los más pequeños terremotos naturales. La medida de la energía micro-acústica generada durante fracturación hidráulica (fracturación por corte) registra magnitudes de -3 a -1, en el extremo de la escala logarítmica de Richter [2]. Los terremotos inducidos son indistinguibles de los terremotos naturales en términos de sus parámetros físicos tales como las distribuciones frecuencia –magnitud y tipos de ondas que producen. Los sucesos de menos de M2 se consideran micro-sismos y sólo pueden detectarse utilizando equipos sísmicos, mientras que los sucesos mayores de M2 pueden sentirse en la superficie [5].

Las magnitudes máximas de los terremotos inducidos por fracturación hidráulica son por lo general inferiores o iguales a M4.5 y sólo en muy raras ocasiones exceden el nivel M6. Sin embargo, las observaciones indican que la magnitud máxima de los sucesos inducidos puede incrementarse con el volumen total del fluido inyectado/extraído y con la tasa de inyección/extracción. Hay evidencias de que los sucesos inducidos por extracción pueden estar distribuidos en el tiempo y en el espacio de forma más variable que los sucesos inducidos por inyección [10].

No se conocen totalmente las relaciones entre los parámetros operacionales, tales como tasa y volumen de inyección, presión y temperatura de inyección, duración de la inyección, tasas de incremento (en rampa) de la inyección y la ocurrencia y comportamiento de los sucesos inducidos. La tasa de sismicidad inducida (número de terremotos durante el periodo de inyección) está frecuentemente correlacionada positivamente con la tasa de inyección. Esta correlación entre tasas de inyección y sismicidad se atribuye habitualmente a las mayores presiones sobre el yacimiento que provocan las altas tasas de inyección. Además de depender de dichos parámetros operacionales, los cambios en las presiones del yacimiento y los niveles de sismicidad inducida (número de sucesos y sus magnitudes) están influidos por un cierto número de factores regionales: el régimen local de esfuerzos, la orientación y localización de las fallas, grado de fricción, y por los parámetros petrofísicos del yacimiento, particularmente la permeabilidad de la roca [10]. Existe una evidente correlación positiva entre la permeabilidad del yacimiento y los valores del parámetro b de la relación

Gutenberg-Richter (es decir, la proporción de menores a mayores terremotos inducidos en una secuencia). Los yacimientos de baja permeabilidad (<0.01 mD) pueden tener altas tasas de sismicidad y valores b porque favorecen la creación de altas tensiones locales que dan lugar a muchas nuevas fracturas de pequeño tamaño. Por otra parte, los fluidos de inyección pueden aumentar las presiones por encima de la resistencia intergranular de la roca y causar fracturación hidráulica local de la roca competente dando lugar a fallas y fracturas de nueva creación. Emplazamientos con muy bajas permeabilidades (areniscas que contienen *tight gas*) presentan mucho mayores valores b (ca. 2.5) que emplazamientos con mayores permeabilidades (0.6 a 1.3). Los altos valores del parámetro b se han atribuido a interacciones roca-fluido que dan como resultado crecidas localizadas de las presiones y a la generación de muchas nuevas fracturas de tensión. Las incertidumbres asociadas y la variabilidad entre los ambientes geológicos hacen difícil establecer correlaciones fiables entre el nivel de sismicidad y cualquiera de esos factores [10].

3. Procedimientos de control y mitigación. Protocolos aplicables

La mitigación de la sismicidad inducida es un área en desarrollo y a medida que se adquiere experiencia sobre la influencia de la geología local, del diseño, duración y volumen de las operaciones de fractura hidráulica, los procedimientos de control y mitigación se van modificando e introduciendo nuevos controles, teniendo en cuenta las recomendaciones de los expertos, para garantizar que las operaciones de gas de esquisto se realizan adecuadamente y que los riesgos sísmicos no presentan ningún peligro para las poblaciones locales.

Estos riesgos asociados con la explotación del gas de esquisto pueden minimizarse mediante tecnologías y protocolos de buenas prácticas. Entre ellas, el monitoreo de la sismicidad regional e inducida es un componente importante de los proyectos a escala comercial. Predecir la sismicidad potencial con anterioridad a la inyección permite identificar las medidas de reducción de riesgos que pudieran tomarse, en su caso, para mantener los niveles de sismicidad inducida dentro de unos límites aceptables [6].

En Reino Unido las actividades de gas no-convencional se encuentran aún en el estadio en el que las compañías están perforando sondeos exploratorios. Todavía no existe experiencia en operaciones de producción, aunque sí hay una larga historia en la producción de petróleo y gas en campos “convencionales” *onshore*.

En la región de Lancashire y en el pozo de Preese Hall en el área de Blackpool se produjeron una serie de terremotos inducidos entre abril y junio de 2011 que alcanzaron una magnitud máxima de $2.4 M_L$. Ese año se registraron dos terremotos de magnitud M_L 2.3 y M_L 1.5 inducidos por fracturación hidráulica unas 10 horas después de la fracturación, y otros muchos terremotos menores (magnitud $M_L < 1$) durante el periodo de fracturación [15]. Los expertos coinciden en que un terremoto de magnitud $0.5 M_L$ podría utilizarse como un valor umbral tipo, si bien el movimiento del suelo correspondiente a esta magnitud está dentro del rango del causado por vehículos, trenes o actividades agrícolas y es menor que el movimiento máximo regulado para otras actividades industriales. Los sucesos de magnitud $0.5 M_L$ podrían ser un prudente valor umbral para reducir la probabilidad de sucesos

perceptibles por los residentes locales y para ofrecer un mayor margen de seguridad contra cualquier posibilidad de daño a la propiedad [1].

Como consecuencia de los sucesos de Lancashire, se están introduciendo para los futuros sondeos nuevos controles para mitigar los riesgos sísmicos ya identificados, adoptando un enfoque precautorio durante la fracturación hidráulica. Esas operaciones estarán sometidas a un escrutinio particularmente estricto para asegurar que los controles se aplican correctamente y que son efectivos [12].

Basados en esta experiencia en Lancashire, Green et al, 2012, recomiendan el nivel de disparo de 0.5 M_L para el cese de las operaciones de fracturación hidráulica [15].

Actualmente, en Reino Unido, el Department of Energy and Climate Change (DECC) requiere, como parte de la preceptiva autorización de fracturación, una evaluación detallada del riesgo, incorporada al Hydraulic Fracturing Programme (HFP), que incluye también medidas de control y mitigación para la contención de las fracturas y de cualquier sismicidad inducida potencial [15]:

- En un primer paso, los operadores deben revisar toda la información disponible sobre fallamiento en la zona del pozo para confirmar que los pozos no se van a perforar en o próximos a fallas existentes que puedan disparar un mecanismo de producción de terremotos.
- A continuación, se debe monitorizar la sismicidad regional de fondo durante un periodo de varias semanas antes del inicio de las operaciones de *fracking* para proporcionar una línea-base contra la que pueda compararse la actividad detectada durante y posteriormente a las operaciones de fracturación.
- Cada estadio del proceso de fracturación se tiene que proyectar de modo que utilice sólo la cantidad necesaria de fluido para fracturar la roca y permitir que el gas fluya. El diseño de la operación de fracturación incorporará de forma rutinaria un periodo de *flow-back* después de cada estadio para que la presión se reduzca rápidamente y así reducir también el riesgo de un terremoto.
- Una vez que comience la fracturación hidráulica, se seguirá un monitoreo en tiempo real que funcione a modo de semáforo o protocolo de aviso que permita parar las operaciones inmediatamente si se produce un terremoto de magnitud superior a M_L 0.5.
- Una vez que la fracturación y el *flow-back* correspondiente al último estadio hayan terminado, el monitoreo continuará durante al menos 24 horas de forma que pueda identificarse cualquier suceso inducido anormal respecto a la sismicidad de fondo [15].

Hasta que las características de la fracturación hidráulica de una determinada formación hayan quedado bien establecidas, además del monitoreo en tiempo real que se ha citado anteriormente, se deben registrar los sucesos microsísmicos (de magnitud mucho menor de M_L 0.5) que habitualmente acompañan a la actividad de fracturación hidráulica utilizando tiltímetros y con un sistema permanente de sismómetros enterrados. Estos sucesos microsísmicos se utilizarán para establecer con exactitud hasta dónde penetran las fracturas

en la roca circundante, lo que permitirá evaluar la efectividad de la fracturación y también asegurar de que las dimensiones de la fracturación son como se anticipaba y que no se extiende más allá de lo previsto, es decir, hasta ningún acuífero próximo a la superficie [12].

Para la cuenca de Bowland Basin, los expertos del British Geological Survey, de la Keele University y de GFrac Technologies, recomendaron al Department of Energy and Climate Change (DECC) las siguientes medidas específicas para mitigar el riesgo de terremotos futuros [11,12]:

1. El procedimiento de fracturación hidráulica debe incluir invariablemente un corto estadio de pre-inyección y monitoreo previos a la inyección principal.
2. Inicialmente, deben inyectarse pequeños volúmenes de *slickwater* con *flow-back* inmediatamente posterior, monitorizando los resultados durante un tiempo razonable.
3. Mientras tanto, el diagnóstico de la fractura (microsísmica y datos de inyección *pre-frac*) deben ser analizados para identificar cualquier comportamiento inusual post-tratamiento, anterior al bombeo propiamente dicho.
4. El crecimiento y la dirección de las fracturas inducidas debe monitorizarse durante los tratamientos futuros.
5. Las futuras operaciones de fracturación hidráulica en la zona deben estar sometidas a un sistema de monitoreo efectivo que pueda proporcionar la localización automática y las magnitudes de todo suceso sísmico en tiempo real.
6. Las operaciones deben pararse e iniciarse acciones de remediación si se detectan sucesos de magnitud M_L 0.5 o superiores.

El sistema de monitoreo efectivo al que se alude en el punto 5 anterior, debe hacerse con equipos microsísmicos industriales estándar, utilizando ya sea una matriz de sensores en superficie o en sondeo y empleando sensores de tipo y en número apropiados para asegurar la detección fiable y la localización y estimación de la magnitud de sucesos sísmicos de magnitud $-1 M_L$ y superiores, con un nivel adecuado de redundancia. Si es posible, deben utilizarse también tiltímetros [1].

El protocolo de mitigación propuesto para futuros tratamientos en Bowland (Reino Unido) del Majer, E., Baria, R. and Stark, M. (2008) [16], se considera una buena práctica para operaciones a escala industrial. Inicialmente, se propuso un umbral para el cese de las operaciones de $1.7 M_L$ tomando como magnitud crítica $2.6 M_L$ y un incremento máximo de magnitud post-inyección de $0.9 M_L$, pero este límite no habría aconsejado ninguna acción previa al suceso de magnitud $2.3 M_L$ del 1 de abril de 2011. Así, ahora se recomienda un umbral de $0.5 M_L$ para el cese de las operaciones, para minimizar la probabilidad de terremotos sentidos posteriormente. Una magnitud de 0.5 por sí misma no es motivo de preocupación y es improbable que sea perceptible, pero el análisis de los datos indica que puede ser un indicio o precursor de un terremoto mayor.

En los EEUU, gran parte de los *shale gas plays* se encuentran en lugares relativamente remotos y sin redes de monitoreo *in situ*. Las magnitudes de los terremotos inducidos durante la estimulación por fracturación hidráulica en los campos de hidrocarburos tales como Barnett Shale y Cotton Valley son típicamente menores de $1 M_L$, lo que significa que

esos sucesos no pueden ser detectados, a menos que exista una red local de monitoreo *in situ*. Sin embargo, en el Eola Field, Garvin County, South-Central Oklahoma, el 18 de enero de 2011 se detectaron más de 50 terremotos, 43 de los cuales lo suficientemente grandes como para poder localizar sus epicentros a una distancia de <5 km desde el pozo y que inicialmente se asociaron con un proyecto activo de *fracking*. Estudios posteriores demostraron que había una clara correlación entre la inyección y la sismicidad aunque inyecciones subsiguientes a profundidades menores no tenían sismicidad asociada [17].

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) desarrolló un protocolo para gestionar la sismicidad inducida en los proyectos geotérmicos titulado “*Protocol for Induced Seismicity Associated with Geothermal Systems*” (Majer *et al.*, 2008) [16] que fue adoptado por el U.S. Department of Energy (DOE) para los proyectos EGS de demostración. Este protocolo de evaluación de riesgos y gestión de la sismicidad inducida consta de ocho pasos que van desde la evaluación de la selección (*screening*) previa de emplazamientos hasta la cuantificación de los riesgos de sucesos sísmicos inducidos y al desarrollo de un plan de reducción y mitigación de riesgos. Por su parte, AltaRock Energy Inc. ha adaptado este protocolo a las condiciones geológicas de su emplazamiento de demostración en Newberry desarrollando nuevos controles específicos para este emplazamiento y procedimientos de mitigación [18].

En agosto de 2011 Majer *et al.*, actualizaron este protocolo y actualmente, el US DOE requiere que los proyectos de demostración de EGS a lo largo de los EE UU sigan la guía “*Protocol for Induced Seismicity Associated with Enhanced Geothermal Systems (EGS)*” [14] publicada en enero de 2012, que sustituye al “*Protocol for Induced Seismicity Associated with Geothermal Systems*” de Majer *et al.* de 2008, e incorpora la experiencia sobre sismicidad inducida obtenida en el período de 3 años que media entre una y otra guía. Además de exigir la implementación de un programa de divulgación y comunicación, exige cuantificar el peligro de los sucesos sísmicos naturales e inducidos y caracterizar el riesgo de los sucesos sísmicos inducidos para desarrollar los planes de mitigación con base en el riesgo [14]. Majer *et al.*, 2007, 2008 y 2011 [14,16] propusieron que los protocolos para la gestión de riesgos surgidos de los sistemas geotérmicos formen el punto de partida para el desarrollo de guías de gestión de riesgos en almacenamiento de CO₂ y de *fracking*.

El “*Induced Seismicity Mitigation Plan*” (2011) recomendado como mejor guía práctica para el desarrollo de los *shale plays* por el US DOE, detalla los siguientes pasos, de los cuales los pasos 1-6 son lo que se considera buenas prácticas generales para pozos fracturados hidráulicamente y podría ser recomendada para cualquier nuevo pozo perforado *onshore* [18]:

1. Con anterioridad a la perforación del pozo, evaluación formal del riesgo de los impactos potenciales de las operaciones de perforación y completación de pozos.
2. *Logging* geofísico para cartografiar el muro de los acuíferos y determinar los parámetros del yacimiento o reservorio.

3. Entubar desde la superficie y colocar los obturadores y la cementación lo suficientemente profunda para proteger los acuíferos de agua potable.
4. Completación del pozo (entubado/cementación) diseñada para evitar la migración ascensional de los fluidos del reservorio (*backflow*) o del fluido de inyección, *slickwater*.
5. *Logging* de la cementación más externa y ensayos de presión de cada nueva sarta de entubado para asegurar un buen sellado.
6. Almacenamiento del fluido de fracturación en tanques y enterramiento de los *cuttings* de perforación fuera del emplazamiento.
7. Diagnóstico de la progresión de la fractura hidráulica, con monitoreo microsísmico y utilización de tiltímetros.
8. Evitar realizar la fracturación hidráulica en puntos próximos a fallas o estructuras geológicas subterráneas.
9. Reutilizar el fluido de fracturación recuperado (*backflow*) para reducir el impacto sobre los recursos hídricos.
10. Muestreo del agua antes y después de las operaciones de perforación/fracturación hidráulica para garantizar que no existe contaminación de acuíferos.
11. Reuniones frecuentes con los *stakeholders* acerca de las operaciones en curso.

Estados recientemente afectados por sismicidad inducida como Colorado, Ohio, y Arkansas han desarrollado nuevas normas rigurosas para los nuevos pozos de inyección Class II.

En Australia los científicos son conscientes de los riesgos de la sismicidad inducida por fracturación hidráulica durante la exploración de gas de esquisto. No obstante, todavía está por desarrollarse el necesario conocimiento-base que permita entender la propagación de fracturas en las cuencas australianas. La experiencia mundial acumulada acerca de la fracturación hidráulica para explotación de gas de esquisto, permite hacer las siguientes sugerencias para disminuir y minimizar los riesgos asociados con la sismicidad inducida [19]:

- 1) Desarrollar el necesario conocimiento científico básico sobre la sismicidad y la geología estructural de las áreas de exploración,
- 2) Establecer un sistema de control para responder a cualquier instancia de sismicidad inducida,

- 3) Los componentes de ese sistema de control deben incluir:
- Monitorizar la sismicidad antes, durante y después de la fracturación hidráulica.
 - Establecer con antelación protocolos de acción,
 - Desarrollar un modelo sísmico de la sismicidad regional.

Hasta que este modelo se halle completamente desarrollado, los científicos australianos sugieren adoptar la considerada mejor práctica mundial para gestionar la sismicidad causada por la fracturación hidráulica y la inyección de fluidos, e incorporar el umbral de 0.5 M_L utilizado en el Reino Unido [19].

Hasta la fecha, no existe un único protocolo sobre sismicidad inducida para la industria del petróleo o gas. El American Petroleum Institute (API), la American National Gas Alliance (ANGA), y la American Exploration and Production Council (AXPC) están colaborando para distribuir información acerca de la sismicidad asociada con la fracturación hidráulica y los pozos de inyección y AXPC está desarrollando un libro blanco sobre sismicidad inducida que incluirá un protocolo para la gestión del riesgo por sismicidad inducida [20]. Para gestionar adecuadamente este fenómeno raro pero significativo, es necesaria la colaboración entre *stakeholders*, es decir, los operadores de las industrias de petróleo y gas, reguladores, la comunidad científica y las comunidades locales [5, 9, 21].

4. Conclusiones

El objetivo de la fracturación hidráulica para la explotación de hidrocarburos no convencionales y/o para estimular la producción de petróleo en yacimientos convencionales maduros, es mejorar el flujo de fluidos en volúmenes de roca de otro modo impermeables (*shale gas plays*) o con muy bajo rendimiento (yacimientos de gas o petróleo).

Como parte del proceso de fracturación hidráulica se producen micro-terremotos (es decir, terremotos de magnitud inferior a M_2) de forma rutinaria. El *slickwater* de inyección aumenta la presión de agua en las (micro)fracturas generadas induciendo desplazamientos de cizalla o sucesos micro-sísmicos que por lo general tienen magnitudes menores a 1.5 en la escala de Richter.

Esta sismicidad inducida por la propagación de fracturas es un riesgo potencial de la producción de gas no-convencional: las fracturas provocadas o estimuladas pueden extenderse hasta varios cientos de metros dentro de la roca y alcanzar acuíferos de agua potable que deben ser protegidos.

Por lo tanto, es necesario evaluar la potencialidad y los efectos de la sismicidad inducida durante la evaluación del riesgo de los proyectos de *fracking*, si bien *el* proceso, tal como se practica actualmente, parece suponer un riesgo bajo de inducir terremotos destructivos.

La fracturación hidráulica libera una energía similar a la producida por los terremotos naturales, pero se dan diferencias significativas tanto en la frecuencia como en la magnitud que permiten diferenciar los espectros de frecuencias de pequeña magnitud de la

fracturación por cizalla de los terremotos naturales más pequeños. La energía micro-acústica generada durante la fracturación hidráulica suele registrar magnitudes de -3 a -1, en el extremo de la escala logarítmica de Richter. Las máximas magnitudes de los terremotos de los terremotos inducidos son por lo general $\leq M4.5$ y sólo en ocasiones muy raras pueden exceder $M6$. Los terremotos inducidos se distinguen de los terremotos naturales por sus parámetros físicos tales como las distribuciones frecuencia-magnitud o por las formas de ondas producidas. Los sucesos micro-sísmicos sólo pueden detectarse utilizando equipos geofísicos, mientras que los sucesos mayores de $M2$ pueden sentirse en la superficie.

Los expertos sugieren que debe utilizarse una magnitud $M_L 0.5$ como un umbral de alerta. Un terremoto de magnitud $M_L 0.5$ en sí mismo no es motivo de preocupación y es muy improbable que sea sentido, pero el análisis de los datos experimentales demuestra que puede ser un indicativo o precursor de un terremoto mayor.

Hasta que las características de la fracturación en una determinada formación de gas de esquisto estén claramente establecidas, es necesario el monitoreo en tiempo real mediante un sistema permanente de sismómetros enterrados para registrar los sucesos sísmicos de magnitud inferior a $M_L 0.5$ que acompaña a la actividad de *fracking*. Estos registros pueden utilizarse para establecer hasta dónde penetran las fracturas en la roca circundante, lo que permitirá evaluar la efectividad de la fractura y garantizar que el tamaño de la fracturación inducida es el preestablecido y que la fractura no se extiende más allá de lo planificado, es decir, hacia acuíferos someros.

5. Referencias

- [1] Christopher A. Green, Peter Styles, Brian J. Baptie (2012) "Shale Gas Fracturing Review & Recommendations for Induced Seismic Mitigation." Preese Hall, April 2012
- [2] George E. King (2012) "Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells." Apache Corporation, 2012. SPE 152596.
- [3] William L. Ellsworth. "Injection-induced Earthquakes". Science 12. July 2013
- [4] Davies, R.J., Mathias, S.A., Moss, J., Hustoft, S., and Newport, L., (2012). "Hydraulic fractures: how far can they go?" Marine and Petroleum Geology, v. 37, pages 1-6.
- [5] IEAGHG. (2013) "Induced seismicity and its implications for CO2 storage risk." Report 2013/09 IEAGHG
- [6] Mark Zoback, Saya Kitasei, Bradford Copithorne (2010) "Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development". July 2010. Worldwatch Institute.
- [7] Vitaly V. Adushkin, Vladimir N. Rodionov, Sergey Turuntaev, Alexander E. Yudin. (2000) "Seismicity in the oil field." Oilfield Review. Summer 2000.

- [8] N.R. Warpinski, J.Du, and U. Zimmer (2012) "Measurements of Hydraulic- Fracture- Induced Seismicity in gas Shales". Pinnacle-A Halliburton Service 2012. SPE 151597.
- [9] Report for European Commission "Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe" (2012) Report for European Commission DG Environment AEA/R/ED57281 Issue Number 11 Date 28/05/2012. Ref: ED57281- Issue Number 17c.
- [10] CO2CRC (2012) "Induced seismicity and its implications for CO2 storage risk." CO2CRC Report RPT12-4001, November 2012.
- [11] De Pater H. and Pellicer M. (2011) "Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity – Fracture Geometry and Injection Mechanism", StrataGen report for Cuadrilla
- [12] [DePater, C.J. and Baisch, S., (2012). "Seismicity induced by shale-gas-fracking. The Bowland Shale case study" AGIS Workshop 2012, November 26.-28., 2012, KIT Karlsruhe, Germany.
- [13] M. Zoback (2007) "Reservoir Geomechanics." Cambridge University Press
- [14] Ernie Majer, James Nelson, Ann Robertson-Tait, Jean Savy, and Ivan Wong (2012) "Protocol for Addressing Induced Seismicity Associated with Enhanced Geothermal Systems (EGS)". January 2012, DOE/EE-0662
- [15] Department of Energy & Climate Change (2013) "About shale gas and hydraulic fracturing (fracking)" Department of Energy & Climate Change. GOV.UK, 30 July 2013.
- [16] Majer, E., Baria, R. and Stark, M. (2008) "Protocol for induced seismicity associated with enhanced geothermal systems". Report produced in Task D Annex I (9 April 2008), International Energy Agency-Geothermal Implementing Agreement (incorporating comments by: C. Bromley, W. Cumming, A. Jelacic and L. Rybach). Available at: <http://www.iea-gia.org/publications.asp>.)
- [17] 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.
- [18] Department of Energy (2011) "Induced Seismicity Mitigation Plan". Newberry EGS. AltaRock Energy, Inc August 3, 2011.U.S.
- [19] Australian Council of Learned Academies (2013) "Potential Geological Risks Associated with Shale Gas Production in Australia" January 2013 Project Code: AAS801 © Australian Council of Learned Academies (ACOLA).
- [20] An introduction to this special section: Passive seismic and microseismic—Part 2. Julie Shemeta, Highlands Ranch (Colorado), USA; Bill Goodway, Calgary1

[21] The Royal Society and The Royal Academy of Engineering (2012) “Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing”. June 2012 DES2597. This document can be viewed online at: royalsociety.org/policy/projects/shale-gas-extraction and raeng.org.uk/shale