eawag
aquatic research

Anlage D-01

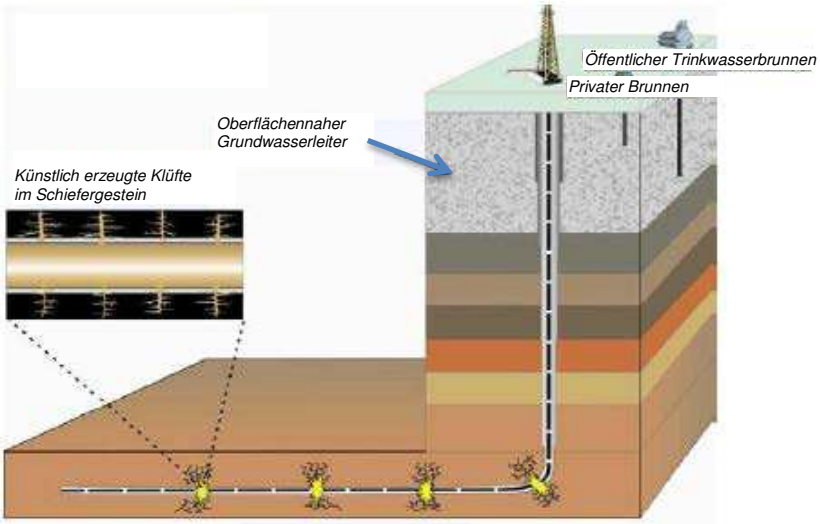
Infoblatt / April 2013

Schiefergas – Wissenswertes zum Hydraulic Fracturing (*Fracking*)

Bei Schiefergas handelt es sich um Erdgasvorkommen, die in Poren in Tongestein eingeschlossen oder an dieses Gestein angelagert sind, hauptsächlich Methan. In Europa sind Vorkommen in Grossbritannien, Frankreich, Niederlande, Deutschland, Polen, dem Baltikum und Skandinavien bekannt. In der Schweiz vermuten Experten Vorkommen im Permokarbontrog der Nordostschweiz und unter dem Genfersee sowie in den mittleren und unteren Juraschichten, etwa im Kanton Fribourg. Vor dem Hintergrund schwindender konventioneller Energieträger und aufgrund verbesserter Bohrtechniken scheint die bis vor kurzem unrentable Ausbeutung von Schiefergas wirtschaftlich interessant. In der Schweiz und im süddeutschen Raum haben die Vergabe von Konzessionsfeldern nördlich des Bodensees und die Verweigerung einer Bohrbewilligung im Kanton Freiburg Diskussionen ausgelöst. Dieses Faktenblatt soll einen Überblick über den Stand des Wissens geben.

Prinzip und technische Durchführung

Die Gesteinsschichten, in denen das Schiefergas eingeschlossen ist, sind praktisch gasundurchlässig. Daher wird nicht nur in das Gestein gebohrt, sondern das Gestein mit Druck aufgebrochen (gefrackt), um so die winzigen Poren aufzuschliessen, in denen sich das Gas befindet. Zunächst wird vertikal bis zu einer Tiefe von 1 bis 3 km gebohrt. Etwa 150 m oberhalb der Schicht, in der Schiefergas vermutet wird, beginnt eine horizontale Bohrung, die sich typischerweise über 600 m bis 1.2 km erstreckt [1, 2]. Während der Bohrung werden die Bohrlöcher ausgekleidet - meist mit Stahlrohren, welche mit Zement an der Wand des Bohrlochs befestigt werden. Schliesslich wird der Förderturm installiert. Die Freisetzung des Schiefergases erfolgt dann durch die Einleitung von Fracking-Fluiden unter hohem Druck (345- 690 bar [1] aber auch bis zu 1000 bar [2]). Die Fracking-Fluide bestehen in der Regel zu 98% aus Wasser. Die übrigen 2 Prozent bestehen aus mit verschiedenen chemischen Zusatzstoffen (z.B. Säuren) versetztem Sand [1]. Der Sand hat die Aufgabe, die durch den Druck hervorgerufenen Brüche im Gestein offen zu halten und so das Ausströmen des Schiefergases zu ermöglichen. Die chemischen Zusatzstoffe sollen z.B. das Eindringen des Sands in die Gesteinsbrüche erleichtern, das Wachstum von Bakterien verhindern (die Gase produzieren und so das geförderte Schiefergas verunreinigen können), oder die Korrosion der Stahlrohre verhindern.



Prinzip der Schiefergasausbeutung; Quelle: EPA 2010.

Das Aufbrechen des Tongesteins erfolgt meist in mehreren Abschnitten. Am Ende des horizontalen Bohrlochs wird begonnen, die Bohrlochauskleidung zu perforieren und das Fracking-Fluid in das Gestein zu pressen. Die entstehenden Risse können 100 m lang und einige 10 m hoch sein [2]. Dieser Vorgang wird 8 bis 13 mal wiederholt, bis der Anfang des horizontalen Bohrlochs erreicht und das Schiefergas komplett erschlossen ist. Im Förderturm wird dann das Schiefergas von dem zurückfliessenden Fracking-Fluid getrennt. Dieser Rückfluss wird entweder abtransportiert oder in Becken an der Oberfläche gelagert.

Potentielle Umweltbelastungen

Seismische Auswirkungen

Bei Bohrungen zur Erschliessung des Schiefergases kann es gelegentlich zu Erdbeben kommen. Es ist davon auszugehen, dass sich künstlich verursachte Extensionsbrüche hydrogeologisch ähnlich auswirken wie die bei Geothermiebohrungen durch Druck und/oder Säure induzierten Scherbrüche. Beben im Raum Blackpool (UK), die gemäss der British Geological Society (BGS) mit hoher Wahrscheinlichkeit durch Schiefergaserschliessungen hervorgerufen wurden, hatten die Stärke von 1.5 und 2.3 auf der Richterskala [1]. Weitere Gutachter schätzten mittels eines «Worst-Case»-Szenarios, dass Beben bis zu einer Stärke von 3 auf der Richterskala möglich seien [3]. Dies wäre vergleichbar mit dem Geothermie-Beben vom 8. Dezember 2006 in Basel, welches eine Stärke von 3.4 erreichte. Allerdings wurde in Basel in einer Zone gebohrt, wo unabhängig von der Bohrung bereits Spannungen im Untergrund vorhanden waren. Grundsätzlich muss auch beim Erzeugen von künstlichen Klüften für die Geothermie mit Extensions- und Scherbrüchen gerechnet werden, die zu gleichartigen und gleichstarken Seismizitäten führen wie beim Fracking zur Ausbeutung von Schiefergas. In der Regel kommt es aber nur zu zwar zahlreichen aber deutlich kleineren Erschütterungen. Zudem liegen die Bohrungen für tiefe Geothermie in der Regel tiefer als diejenigen für die Gesteinsschichten mit Schiefergasvorkommen. Die Auswirkungen von Brüchen sind daher an der Erdoberfläche tendenziell kleiner. Schliesslich scheint es bei der Geothermienutzung möglich, ganz auf Additive zu verzichten und nur mit Wasserdruck zu fracken.

Aus Schiefergas-(Probe)bohrungen gewonnene Daten zum geologischen Untergrund sollten öffentlich zur Verfügung stehen; spätestens dann, wenn Konzessionen erteilt worden sind.

Eingesetzte Substanzen und ihre (öko-)toxikologische Relevanz

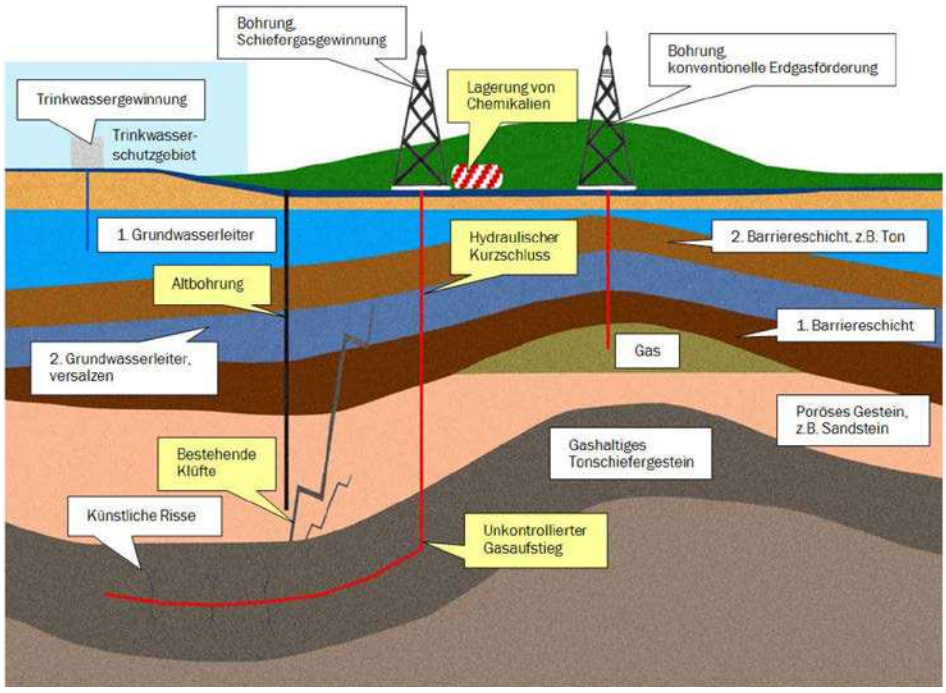
Für ein Projekt der US amerikanischen Umweltbehörde (EPA) zu den Auswirkungen der Schiefergaserschliessung auf das Grundwasser wurde eine Liste mit Chemikalien erstellt, die in Fracking-Fluiden in den USA eingesetzt wurden [4]. Sie enthält mehrere hundert Einträge. Pro Förderstelle wird jedoch nur eine begrenzte Anzahl von Additiven eingesetzt. Exxon Mobile setzt bei Probebohrungen in Deutschland Fracking-Fluide ein mit rund 20 für den jeweiligen Förderort angepassten Chemikalien [5]. Die EPA geht davon aus, dass bei einer Bohrung mit einem Wassereinsatz von 11.5 Millionen Litern 55 bis 230 Tonnen chemische Additive eingesetzt werden. Diese Hochrechnung deckt sich mit den von Exxon Mobile veröffentlichten Zusammensetzungen der Fracking-Fluide [5]. Einige dieser Substanzen sind (öko-)toxikologisch bedenklich: sie werden als giftig für die aquatische Umwelt, giftig für den Menschen, krebserregend, erbgutverändernd und/oder schädlich für die Fortpflanzung eingestuft [1]. Das deutsche Umweltbundesamt (UBA) hat in einer Stellungnahme aus dem Jahr 2011 [2] zwei in Deutschland eingesetzte Additive (Octylphenolethoxylate und Petroleum) exemplarisch genauer vorgestellt. Die als Tenside eingesetzten Octylphenolethoxylate werden in Kläranlagen und in der Umwelt teilweise zu Octylphenolen umgewandelt, welche das Hormonsystem von Fischen stören und die Fortpflanzung beeinträchtigen können. Die mit Wasserstoff behandelte Erdölfraktion Petroleum ist ein Stoffgemisch, dessen Risikopotential je nach Zusammensetzung unterschiedlich ist. Auch die eingesetzten Biozide (z.B. Isothiazole), Vernetzer wie Borate oder Methanol und Brecher wie Natriumbromat können schädliche Auswirkungen auf Mensch und Umwelt haben. Aufgrund des geringen prozentualen Anteils der Additive in den Fracking-Fluiden, müssen die Gemische selbst in der Regel jedoch nicht als gefährlich gekennzeichnet werden [5]. Generell liegen noch sehr wenig Informationen zu den Additiven vor; die in den USA eingesetzte Biozide wurden unter dem EU Chemikalienrecht (REACH) noch nicht für die Anwendung registriert.

Mögliche Kontamination des Grundwassers

Wie bei der konventionellen Erdgasförderung können auch bei Fracking-Bohrungen Störung im Betriebsablauf zu einer Kontamination von Grundwasser oder Oberflächengewässern führen. Dabei gibt es drei mögliche Kontaminationsquellen:

- die oben beschriebenen Fracking-Fluide
- das geförderte Schiefergas selbst
- das Lagerstättenwasser (mit gelösten, teilweise toxischen Stoffen aus den Mineralien der Lagerstätte, z.B. U, Ra, As, S).

Alle drei Kontaminationsquellen können entlang der Auskleidung des Bohrlochs hochsteigen oder durch Lecks in der Auskleidung wasserführende Schichten erreichen. Dabei handelt es sich nach Wissenschaftlern des Tyndall Centre for Climate Change Research [1] um den wahrscheinlichsten Kontaminationspfad für Grundwasser. Einen guten Schutz vor diesem Kontaminationsweg bietet die Einzementierung der Stahlrohre im Bohrloch. In den USA wurde das nicht bei allen Schiefergasbohrungen umgesetzt, und so kam es über diesen Weg bereits zu Verunreinigungen des Trinkwassers mit Methan [1]. Eine qualitativ gute Zementierung in sehr tiefen Bohrlöchern ist schwierig, so dass auch die Zementierung manchmal nicht zu einem vollständigen Schutz führt. Auch über Altbohrungen kann es zu Kontaminationen wasserführender Schichten kommen.
Die kurzfristige Ausbreitung der Fracking-Fluide und des Lagerstättenwassers während des Frackings selbst beträgt auch unter hohen Drucken nur wenige Zehner-Meter. Damit ist anders als für das Schiefergas selbst ein vertikaler Transport während der Fracking-Massnahme nicht über diese Distanzen hinaus zu erwarten [10]. Wie weit Fracking-Fluide in wasserführenden Schichten oberhalb der schiefergashaltigen Formation seitlich transportiert werden, hängt von den üblichen Parametern ab, zum Beispiel der Porosität der Schichten oder von Austauschprozessen zwischen dem Grundwasserleiter und dem festen Gestein. Abbauprozesse im Untergrund können neue Probleme auslösen. Zum Beispiel zu übermässiger Sauerstoffzehrung im Grundwasser, was die Lösung von Eisensalzen oder Kalk begünstigt. Kommt solches Wasser (an der Oberfläche) wieder mit Sauerstoff in Kontakt, können Ausfällungen die Verwendung des Wassers verunmöglichen oder Aufbereitungsprozesse komplizieren. Deshalb sollten Voruntersuchungen bei jeder Fracking-Massnahme die chemisch-biologischen Abbauprozesse im Untergrund abklären und Stoffflüsse (v.a. von Methan, Abwasser und Fracking-Flüssigkeiten) bilanzieren. Geomechanische Tests müssen die erwartete Ausbreitung der Fracking-Risse ermitteln und es sollte ein stoffspezifisches Grundwassermonitoring eingerichtet werden. Auch die Lagerung wassergefährdender Chemikalien und die Entsorgung des Rückflusses können bei Zwischenfällen Risiken für das Grundwasser bedeuten.



Potentielle Risiken für das Grundwasser (gelb); Quelle: UBA 2011.

Wasserverbrauch

Die Angaben für den gesamten Wasserverbrauch für ein Bohrloch mit einer horizontalen Bohrung variieren zwischen 7-29 Millionen Liter [1,6], was einem Fassungsvermögen von 7 bis 29 Hallenbädern entspricht [2]. Nicht an allen Orten kann dieser hohe Wasserbedarf durch Grund- oder Oberflächenwasser gedeckt werden. In Mitteleuropa dürfte dies kaum ein limitierender Faktor sein. Etwa die Hälfte des eingesetzten Wassers (20-80%) kann aus dem Bohrloch zurückgewonnen und zum Teil in Fracking-Fluiden wiederverwendet werden [1]. Die andere Hälfte verbleibt samt der Zusatzstoffe im Bohrloch.

Entsorgung des Rückflusses und mögliche Gefahren für Oberflächengewässer
Der Rückfluss aus den Bohrlöchern ist ein Gemisch aus Fracking-Fluiden und Lagerstättenwasser. Letzteres wird vom UBA als wassergefährdend eingestuft, u.a. weil es radioaktive Stoffe enthalten kann [2]. Der Rückfluss kann zusätzlich noch Reaktionsprodukte der Additive aus den Fracking-Fluiden und organische Substanzen aus der Lagerstätte (z.B. Toluol und Benzol) enthalten. Eine Reinigung über kommunale Kläranlagen ist gemäss UBA aufgrund der Zusammensetzung nicht denkbar. Auch eine Untersuchung im US-Bundesstaat Pennsylvania [11] hat gezeigt, dass kommunale Kläranlagen in der Regel nicht in der Lage sind, das Frackingwasser ausreichend zu reinigen. Im gereinigten Abwasser wurden unter anderem zu hohe Konzentrationen von Barium, Strontium, Bromiden, Chloriden, und Benzol gefunden. Der Rückfluss aus Frackingbohrungen müsste also in speziellen Anlagen der Bohrlochbetreiber gereinigt werden, so wie das heute bereits mit Industrieabwässern oder Sickerwasser aus Sondermülldeponien erfolgt.

In Deutschland wird der Rückfluss zur Zeit nach einer Zwischenbehandlung in unterirdische Gesteinsformationen (bis mehrere 1000 m) verpresst. Dabei handelt es sich meist um ehemalige Lagerstätten. In Grossbritannien hat die Umweltbehörde gefordert, dass für die Entsorgung des Rückflusses Genehmigungen eingeholt werden müssen, welche auch radiologische Auswirkungen berücksichtigen müssen. In der Schweiz verbietet das Gewässerschutzgesetz das Versickern von Stoffen, die das (Grund)Wasser verunreinigen könnten (Art. 6) und wassergefährdende Flüssigkeiten dürfen nicht in unterirdischen Kavernen gelagert werden, wenn sie mit Grundwasser in Berührung kommen könnten (Art. 24). Bei korrektem Umgang mit den Fracking-Fluiden, der Lagerung der Additive, dem Anmischen der Fracking-Fluide und der Lagerung und Entsorgung des Rückflusses (hier besteht noch Klärungsbedarf), besteht keine Gefahr für das Oberflächengewässer. Erfahrungen aus den USA haben aber gezeigt, dass es aufgrund von Unfällen und kriminellem Verhalten zu Verunreinigungen der Oberflächengewässer kommen kann.

Unkontrollierte Gasaustritte
Die grösste Unsicherheit bildet die Abschätzung der Methanausbreitung im Untergrund. Neben dem konvektiven Transport ist ein diffuser Aufstieg von Methan denkbar. Unter ungünstigen Bedingungen kann Methan in regionale Grundwassersysteme gelangen und über diese auch in das oberflächennahe Grundwasser. Dieser Aspekt bedarf weiterer Untersuchungen. Auf jeden Fall ist für jede Fracking-Bohrung das Einverständnis der Wasserbehörden einzuholen.

Anlagen an der Oberfläche und Beeinträchtigungen durch den Betrieb
Für den Betrieb eines Bohrfeldes benötigt es Zufahrtswege, Lagertanks, Abwasserbecken, Regenauffangbecken, Lagerplätze für die Bohrausrüstung, Stellplätze für Lastwagen und Platz für Büro- und Wohncontainer [2]. In Grossbritannien rechnet man mit einem Landverbrauch von rund 1 ha (ohne Strassen) [1]. Ein Teil der Fläche wird nach der Stilllegung des Bohrfeldes – in der Regel nach 3-6 Jahren – wieder frei [2]. Sowohl beim Bau als auch beim Betrieb des Bohrfeldes muss mit einem starken Verkehrsaufkommen gerechnet werden. Für ein Bohrfeld mit einer vertikalen und 6 horizontalen Bohrungen, rechnet man in Grossbritannien mit 4300 bis 6600 Lastwagenanfahrten. Neben dem Verkehr, wird auch das Bohren eine wesentliche Lärmquelle sein. Da das Bohren während 24h stattfindet muss auch mit Lichtverschmutzungen durch nächtliche Beleuchtung des Bohrfeldes gerechnet werden [1].

Energiewirtschaftliche Aspekte
Die Ausbeutung von Schiefergas seit etwa 2005 hat die USA von Erdgasimporten unabhängig gemacht. Durch die daraus entstehende weltweite Überversorgung kam es zu einem Preiszerfall für Erdgas. Ein Versiegen fossiler Energieträger erscheint mit der technischen Erschliessung des Schiefergases in die Ferne gerückt. Angaben zur Ergiebigkeit gehen jedoch weit auseinander. Die internationale Energieagentur IEA schätzt pauschal, dass der Bedarf an Erdgas für die nächsten 250 Jahre gedeckt ist. Allerdings weist sie auch darauf hin, dass nicht alle Schiefergasvorkommen erschliessbar sind. In Bezug auf Schiefergas und Europa rechnen Experten mit Ressourcen, welche den aktuellen Erdgasverbrauch 35 bis 190 Jahre lang decken könnten; ähnlich grobe Schätzungen für die Vorräte in der Schweiz gehen davon aus, diese würden den Konsum 15-30 Jahre decken können. [10] Für Deutschland, schätzt die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), könnten die technisch förderbare Menge ausreichen, das Land 13 Jahre lang mit Erdgas zu versorgen. [8]

Klimabilanz

Im Vergleich zum konventionellem Erdgas setzt die Schiefergasförderung mehr Kohlendioxid (CO_2) frei. Wie viel tatsächlich, hängt ab von der Anzahl der Bohrungen, dem Aufwand für das Aufbrechen des Gesteins, dem Transportaufwand für Wasser, Abwasser und den eingesetzten Gerätschaften. Die CO_2 Emissionen für eine Bohrung mit Schiefergaserschliessung werden auf 348 bis 438 Tonnen geschätzt [1, 2]. Abhängig von der Menge des geförderten Schiefergases entspricht dies 0.14 bis 1.63 Tonnen CO_2 pro Terrajoule oder 0.5 bis 6 Gramm CO_2 pro Kilowattstunde [2]. Demgegenüber steht beim konventionellem Erdgas der Mehraufwand für den Transport des Gases über längere Distanzen (z.B. aus Nordafrika oder Sibirien), der bis zu 60 Gramm CO_2 pro Kilowattstunde betragen kann [2]. Eine Klimabilanz muss auch das unkontrolliert entweichende Methan (während der Förderung und nach der Stilllegung des Bohrfeldes) berücksichtigen. Methan ist gegenüber CO_2 21mal klimawirksamer. Erste Berechnungen haben ergeben, dass bereits das unkontrollierte Entweichen von 1.5% des erschlossenen Schiefergases die Klimabilanz auf 195 Gramm CO_2 pro Kilowattstunde verschlechtern würde. In diesem Fall wäre Schiefergas klimaschädlicher als Erdöl und fast so schädlich wie Steinkohle [2].

Regulierung auf politischer Ebene

In der Antwort auf die Motion Reimann (Februar 2013) streicht der Bundesrat heraus, dass er weder bei den Bohrungen im deutschen Konstanz noch bei möglichen Bohrungen in der Schweiz entscheidungsbefugt ist. Im letzteren Fall liegt die Entscheidung bei den Kantonen, im ersteren beim Bundesland Baden-Württemberg. Ob es tatsächlich zu Schiefergasbohrungen im Raum Konstanz kommt, ist noch unklar. Das UBA hat in einer Stellungnahme aus dem Dezember 2011 [2] verschiedene Mindestanforderungen an die Schiefergasgewinnung gestellt, bei denen der Schutz des Grundwassers im Mittelpunkt steht. So fordert das UBA, dass keine Genehmigungen in Trinkwassergewinnungsgebieten erteilt werden sollten und weist darauf hin, dass die eingesetzten Additive gemäss dem Europäischen Chemikalienrecht (REACH) noch nicht für die Anwendung bei der Schiefergasförderung registriert wurden. Zur Zeit sind zwar Konzessionsfelder vergeben, konkrete Tätigkeiten im Gelände sind jedoch nicht genehmigt. Die Forderung des Landtags Baden-Württembergs, die Schiefergasförderung unter ein Moratorium zu stellen, scheiterte im Deutschen Bundestag [8]. Ein deutschlandweites Verbot der Schiefergasförderung in Trinkwassergewinnungs- und Wasserschutzgebieten ist noch nicht beraten; zudem fehlt in Deutschland zur Zeit eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung für die Schiefergasförderung, weil diese unter das Bergrecht fällt. Das UBA und Baden-Württemberg drängen auf eine Schliessung dieser Gesetzeslücke.

In der Schweiz würde für jede Schiefergasförderung (gemäss Anhang zur UVP-Verordnung; Abs.21.7) eine Umweltverträglichkeitsprüfung des Standortkantons nötig. Die Kantone Freiburg und Waadt Freiburg haben 2011 die Suche nach Schiefergas bzw. das Fracking für dessen Förderung auf ihrem Territorium auf unbestimmte Zeit ausgesetzt. Im März 2013 ist vom Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung, dem Bundesamt für Energie, der Kommission für Technologie und Innovation sowie der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften eine Studie gestartet worden: «Energie aus dem Innern der Erde: Tiefengeothermie als Energieträger der Zukunft?» (siehe Links). Ursprünglich war geplant, im Rahmen dieser Studie auch die Folgen der Schiefergasausbeutung näher zu untersuchen [12]. Die Projektleitung liegt beim PSI.

Auf EU-Ebene gibt es keine einheitliche Position zur Schiefergasförderung. Während in Grossbritannien bereits Bohrungen stattfinden und in Dänemark Probebohrungen geplant sind, hat Frankreich sich 2011 gegen die Schiefergasförderung ausgesprochen. Der einzige Staat, mit einer relevanten kommerziellen Schiefergasförderung ist zur Zeit die USA. Am Beginn der intensiven Förderung stand dort eine Gesetzesänderung, durch die das Fracking nicht mehr unter das Trinkwasserschutzgesetz fiel [9]. Wegen der zahlreichen Zwischenfälle der vergangenen Jahre, läuft zur Zeit ein Projekt der US Umweltbehörde (EPA) zu den Risiken der Schiefergasförderung für das Trinkwasser [4]. Einige dieser Zwischenfälle konnten auf fehlende oder unzureichende Zementierung der Stahlrohre zurückgeführt werden [1].

Links

- Schiefergas und Klima: http://www.tyndall.ac.uk/communication/news-archive/2011/shale-gas-expansion-would-jeopardise-climate-commitments
- British geological survey, Blackpool earthquake: http://www.bgs.ac.uk/research/earthquakes/BlackpoolMay2011.html
- United States Environmental Protection Agency; Natural Gas Extraction - Hydraulic Fracturing: http://www2.epa.gov/hydraulicfracturing
- Motion Reimann: http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20124262
- Wo Fracking überall verboten ist: Global List of Fracking Bans and Moratrium: http://keeptapwatersafe.org/global-bans-on-fracking
- Studie «Energie aus dem Innern der Erde: Tiefengeothermie als Energieträger der Zukunft?»; Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung TA-Swiss, Projektbeginn März 2013; http://www.ta-swiss.ch/projekte/mobilitaet-energie-klima/tiefengeothermie/

Literatur/Quellen

[1] Broderick J, Anderson K, Wood R, Gilbert P, Sharmina M, Footitt A, Glynn S, Nicholls F, 2011. Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts. A report by researchers at the Tyndall Centre University of Manchester. Report commissioned by The co-operative. http://www.tyndall.ac.uk/sites/default/files/coop_shale_gas_report_update_v3.10.pdf

[2] Umweltbundesamt der Bundesrepublik Deutschland (UBA): Einschätzung der Schiefergasförderung in Deutschland – Stand Dezember 2011. Stellungnahme. http://www.umweltbundesamt.de/wasser-und-gewaesserschutz/publikationen/stellungnahme_fracking.pdf

[3] De Pater und Baisch (2011): Geomechanical study of bowland shale seismicity - synthesis report, prepared for Cuadrilla Resources by Dr. C.J. de Pater and Dr. S. Baisch, 2 November 2011. Zitiert in [1]

[4] Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. PROGRESS REPORT. US Environmental Protection Agency. Office of Research and Development Washington, DC December 2012. EPA/601/R-12/011. http://epa.gov/hfstudy/pdfs/hf-report20121214.pdf

[5] http://www.erdgassuche-in-deutschland.de/technik/hydraulic_fracturing/fracmassnahmen.html

[6] Arthur JD, Bohm B, Layne M, 2008: Hydraulic fracturing considerations for natural gas wells of the Marcellus shale. The ground water protection council 2008 annual forum, Cincinnati, OH, September 21-24, 2008, 16 pp. Zitiert in [7]

[7] Gregory KB, Vidic RD, Dzombak DA, 2011: Water management challenges associated with the production of shale gas by hydraulic fracturing. Elements 7: 181-186.

[8] IBK (Internationale Bodenseekonferenz, Kommission Umwelt), 2012: Fracking im Bodenseeraum – Diskussionspapier zuhanden der IBK-Regierungschefkonferenz vom 07.12.2012.

[9] Waxmann HA, Markey EJ, DeGette D, 2011: Chemicals used in hydraulic fracturing. United States House of Representatives, Committee on Energy and Commerce Minority Staff, April 2011.

[10] Burri, P.: Unkonventionelles Gas; Brückenenergie oder Umweltrisiko? Gefahren, Chancen und Nutzen. Aqua und Gas Nr. 9 / 2012.

[11] Kyle J. Ferrar et al.: Assessment of Effluent Contaminants from Three Facilities Discharging Marcellus Shale Wastewater to Surface Waters in Pennsylvania (Environmental Science and Technology, März 2013; Doi: 10.1021/es301411q)

[12] «Energie aus dem Innern der Erde: neue Versorgungsformen für die Schweiz? - Schiefergas und Tiefengeothermie als Energieträger der Zukunft; Hintergrundpapier und Expertenkommentare; Zentrum für Technologiefolgen-Abschätzung TA-Swiss, April 2012;

Vermittlung von Expertinnen und Experten

Oekotoxzentrum: Marion Junghans, Telefon +41 58 765 5401, marion.junghans@oekotoxzentrum.ch
Überlandstrasse 133, Postfach 611, 8600 Dübendorf

Eawag: Andri Bryner , +41 58 765 51 04, andri.bryner@eawag.ch
Überlandstrasse 133, Postfach 611, 8600 Dübendorf

www.oekotoxzentrum.ch
www.eawag.ch