

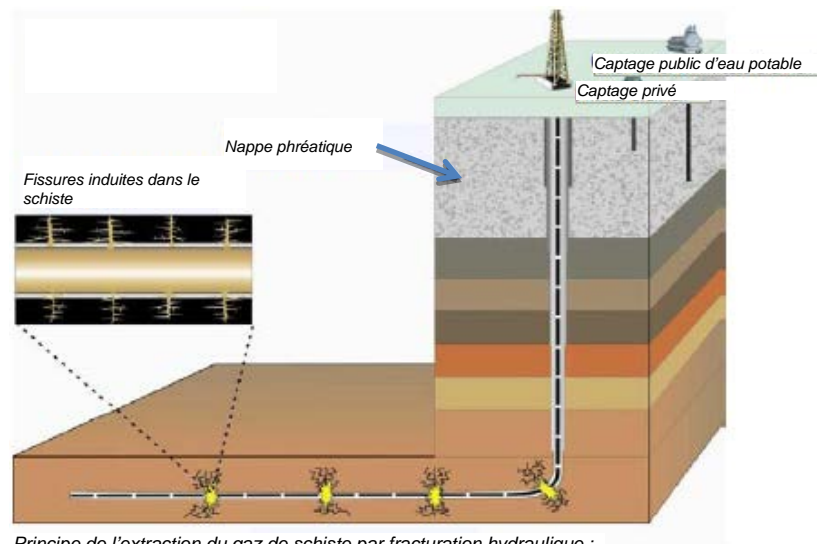
Fiche Info / Avril 2013

Gaz de schiste – Ce qu’il faut savoir sur la fracturation hydraulique

Le gaz de schiste est un gaz naturel, principalement du méthane, piégé dans les porosités des roches marneuses ou argileuses. En Europe, des gisements ont été localisés en Grande-Bretagne, en France, aux Pays-Bas, en Allemagne, en Pologne et dans les pays baltes et scandinaves. En Suisse, les experts estiment qu’il pourrait s’en trouver dans le fossé permio-carbonifère au nord-est du pays et sous le lac Léman de même que dans les couches du jurassique inférieur et moyen, notamment dans le canton de Fribourg. L’amenuisement des gisements d’hydrocarbures conventionnels et l’amélioration des techniques de forage rendent à nouveau attractive l’exploitation des gaz de schiste jusqu’à présent jugée trop peu rentable. L’attribution de concessions au nord du lac de Constance et le refus d’une autorisation de forage dans le canton de Fribourg ont enflammé les débats en Suisse et dans le Sud de l’Allemagne. Cette fiche d’information souhaite faire le point des connaissances actuelles sur le sujet.

Technique d’extraction

Les strates dans lesquelles le gaz de schiste est emprisonné sont quasiment imperméables. Pour l’extraire, il ne suffit donc pas de forer la roche : il faut également la fracturer en exerçant une certaine pression pour ouvrir les micropores dans lesquels se trouve le gaz. Un forage vertical est tout d’abord pratiqué jusqu’à 1 à 3 km de profondeur. Une déviation est ensuite amorcée à environ 150 m au-dessus du gisement visé pour finalement effectuer un forage horizontal qui se poursuivra sur 600 à 1200 m [1, 2]. Pour les isoler du milieu environnant, les puits sont imperméabilisés, en général par un



Principe de l'extraction du gaz de schiste par fracturation hydraulique ;
Source : EPA 2010.

tubage d’acier cimenté. Le derrick est érigé une fois ces opérations terminées. Le gaz de schiste est ensuite extrait de la roche sous l’effet de fluides de fracturation injectés à haute pression (en général de 345 à 690 bar [1], parfois jusqu’à 1000 bar [2]). Ces fluides sont généralement composés à 98% d’eau, le reste étant constitué de sable et d’additifs chimiques comme des acides [1]. Ce sable a pour fonction de maintenir les fissures ouvertes une fois qu’elles se sont formées sous l’effet de la pression et de permettre ainsi au gaz de s’échapper de la roche. Les additifs servent quant à eux à faciliter la pénétration du sable, à empêcher le développement des bactéries (qui peuvent modifier la composition du gaz extrait par leurs propres émanations) ou encore à éviter la corrosion du tubage d’acier.

La fracturation de la roche s’effectue le plus souvent en plusieurs étapes. Elle commence au bout du drain horizontal par une perforation du tubage et une injection du fluide sous pression. Les fissures provoquées peuvent atteindre 100 m de long et 10 m de haut [2]. Cette opération est répétée de 8 à 13 fois en revenant vers le début du drain horizontal jusqu’à ce que tout le gisement ait été exploité. Le gaz de schiste est finalement séparé du fluide de fracturation sur la plate-forme de forage. Les effluents de fracturation sont ensuite soit transportés soit stockés sur place dans des réservoirs aménagés en surface.



Impacts potentiels sur l'environnement

Risques sismiques

Les opérations de forage et d'extraction peuvent occasionnellement provoquer des secousses sismiques. Les fractures d'extension provoquées artificiellement par ces actions ont vraisemblablement le même effet hydrogéologique que les ruptures en cisaillement induites en géothermie par les injections de fluides sous pression. Selon le *British Geological Survey (BGS)*, plusieurs tremblements de terre d'une magnitude de 1,5 à 2,3 sur l'échelle de Richter enregistrés dans la région de Blackpool en Grande-Bretagne ont très probablement été provoqués par l'exploitation du gaz de schiste [1]. D'autres experts ont estimé à l'aide d'un scénario du pire qu'une magnitude de 3 pouvait être atteinte [3]. Un tel séisme serait comparable à celui, d'une magnitude de 3,4, qui a secoué la région de Bâle le 8 décembre 2006 suite à un forage géothermique. Il convient cependant de souligner que le forage avait alors été effectué dans une zone présentant naturellement de fortes contraintes dans le sous-sol. Lorsqu'elle induit des fractures artificielles, l'exploitation des ressources géothermiques produit elle aussi des ruptures en cisaillement et en extension qui sont à l'origine d'une sismicité de même nature que celle induite par la fracturation hydraulique pratiquée pour l'exploitation du gaz de schiste. Dans la plupart des cas, les secousses sont cependant plus fréquentes mais de moindre intensité. D'autre part, les forages de géothermie profonde atteignent des couches plus basses que celles renfermant les gisements de gaz. L'impact des fractures est donc plus faiblement ressenti en surface. Par ailleurs, l'exploitation de la géothermie semble pouvoir se passer d'additifs et se suffire d'eau sous pression pour la fracturation des roches.

Les informations obtenues sur la géologie du sous-sol au cours des forages (d'exploration) des gisements de gaz de schiste doivent être rendues publiques ; au plus tard, lorsqu'une concession a été accordée.

Additifs et risques (éco)toxicologiques

Une liste des produits chimiques employés dans les fluides de fracturation aux Etats-Unis a été établie dans le cadre d'un projet de l'Agence américaine de protection de l'environnement, l'EPA, sur les effets de l'exploitation du gaz de schiste sur les eaux souterraines [4]. Elle totalise plusieurs centaines de composés mais le nombre d'additifs utilisés sur chaque site est aujourd'hui limité. Pour les forages d'essai qu'elle effectue en Allemagne, la société ExxonMobil emploie des fluides de fractionnement contenant une vingtaine de produits chimiques choisis en fonction des caractéristiques locales [5]. D'après l'EPA, un forage effectué avec 11,5 millions de litres d'eau met en œuvre entre 55 et 230 tonnes d'additifs chimiques. Cette estimation correspond bien aux chiffres publiés par ExxonMobil sur la composition des fluides [5]. Certaines de ces substances sont préoccupantes d'un point de vue (éco)toxicologique : elles peuvent être toxiques pour le milieu aquatique et/ou pour l'homme, cancérigènes, mutagènes et/ou susceptibles d'affecter la reproduction [1]. Dans une prise de position en date de 2011 [2], l'Office fédéral allemand de l'environnement (UBA) a présenté à titre d'exemple deux additifs employés dans ce pays : un octylphénol éthoxylé et un pétrole lampant. Le premier sert de surfactant et se dégrade partiellement dans les stations d'épuration et dans la nature en octylphénol, un composé capable de perturber le système hormonal des poissons et d'affecter les fonctions reproductrices. Le pétrole lampant cité est un mélange dont le danger pour la santé et l'environnement dépend de la composition. Mais d'autres produits comme les biocides (l'isothiazole, par ex.), les agents de réticulation comme le borate ou le méthanol ou encore des oxydants comme le bromure de sodium peuvent avoir des effets négatifs sur l'homme et la nature. Etant donné, cependant, la faible teneur des fluides de fracturation en additifs, les mélanges ne sont généralement pas considérés comme dangereux [5]. Les informations sur les additifs sont toutefois encore très lacunaires. Les biocides utilisés aux USA ne sont pas encore enregistrés en Europe en vertu règlement REACH pour une utilisation à des fins de fracturation hydraulique.

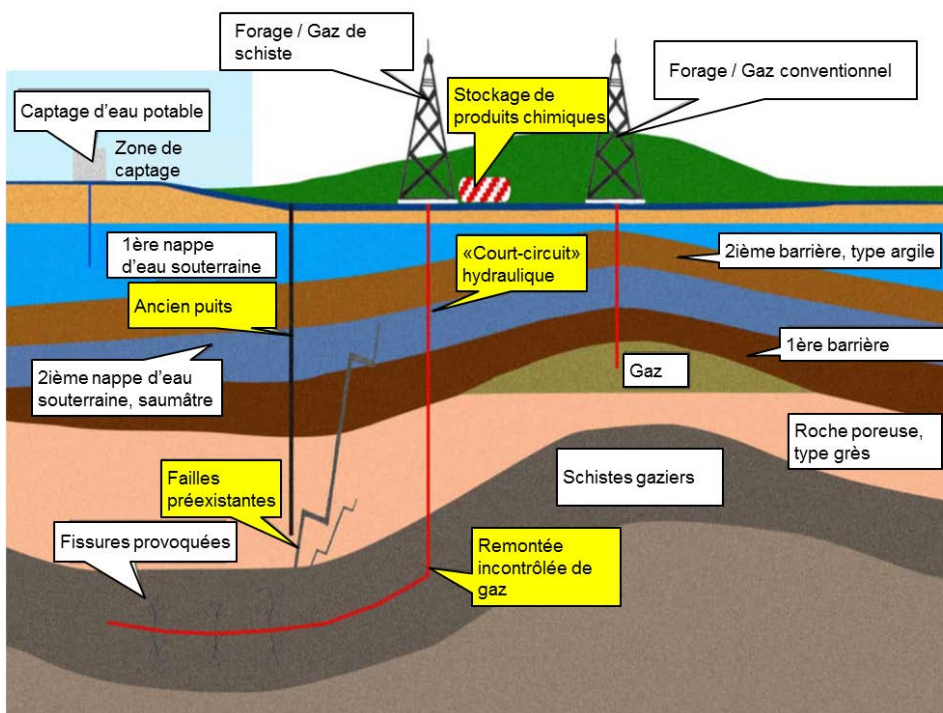
Risques de contamination de la nappe phréatique

Comme l'extraction du gaz naturel conventionnel, le forage par fracturation hydraulique peut entraîner une pollution de la nappe phréatique ou des eaux superficielles en cas d'incident technique. Trois sources de contamination sont alors possibles :

- Les fluides de fracturation précédemment décrits
- Le gaz de schiste lui-même
- Les eaux interstitielles issues des gisements (pouvant renfermer des éléments toxiques et/ou radioactifs provenant des roches mères : U, Ra, As, S, etc.).

Les contaminations peuvent se produire suite à des remontées le long des puits ou à des fuites à travers les tubages. D'après le Tyndall Centre for Climate Change Research [1], cette dernière voie de pollution serait la plus vraisemblable pour les aquifères. Pour l'éviter, la meilleure solution consiste à étanchéifier la zone de contact entre le tubage d'acier et la roche environnante au moyen de ciment. Aux Etats-Unis, cette technique n'a pas toujours été utilisée lors des forages, ce qui a conduit à certains endroits à une présence de méthane dans l'eau [1]. Il est toutefois difficile d'assurer la qualité de la cimentation dans les puits de très grande profondeur ; il peut alors arriver que la protection des aquifères ne soit pas totale. D'autre part, des contaminations peuvent se produire par le biais d'anciens puits.

Au cours de l'hydrofracturation en elle-même, la diffusion temporaire des fluides de fracturation et des eaux interstitielles n'est que de quelques dizaines de mètres même à très forte pression. Contrairement au gaz de schiste, ces liquides ne sont donc pas susceptibles de remonter sur des distances plus élevées lors de cette opération [10]. En revanche, la distance sur laquelle les fluides de fracturation peuvent pénétrer latéralement dans les aquifères surplombant les gisements dépend des paramètres habituels tels que la porosité du milieu ou l'intensité des échanges entre aquifère et substrat rocheux. La dégradation éventuelle des produits chimiques dans le sous-sol peut par ailleurs poser problème. Si par exemple, elle induit dans un aquifère une consommation excessive d'oxygène qui favorise la dissolution du fer ou du calcaire, l'eau captée peut s'avérer impropre à la consommation ou difficile à potabiliser suite aux précipités qui peuvent se former lorsqu'elle se ré-oxygène en arrivant en surface. Tout projet d'hydrofracturation doit donc être précédé d'études visant à caractériser les processus biogéochimiques susceptibles d'intervenir dans le sous-sol et à établir un bilan des flux de matières (méthane, eaux résiduelles, fluides de fracturation etc.). Des essais géo-mécaniques doivent être menés pour déterminer la longueur probable des fissures provoquées et la composition des eaux souterraines doit être surveillée pendant et après les opérations. Le stockage des produits chimiques et la manipulation des effluents de forage et de fracturation peuvent également être sources de risques en cas de défaillance technique ou humaine.



Risques potentiels de contamination des eaux souterraines (en jaune) ; tiré de : UBA 2011.

Consommation d'eau

Les valeurs avancées pour la quantité d'eau nécessaire à un forage comprenant un puits horizontal varient de 7 à 29 millions de litres [1,6], ce qui correspond au volume de 7 à 29 piscines municipales [2]. Cette forte demande ne peut pas être partout assurée par des apports d'eau souterraine ou superficielle mais cet aspect ne devrait pas constituer de facteur limitant en Europe tempérée. La moitié de l'eau utilisée (20-80%) peut être à nouveau extraite du puits et en partie réutilisée dans les fluides de fracturation [1]. L'autre moitié demeure en sous-sol avec les additifs.



Effluents de fracturation et risques potentiels pour les eaux de surface

Les eaux de sortie de la fracturation sont un mélange de fluide de fracturation et d'eau interstitielle arrachée à la roche-mère. Cette dernière est considérée par l'UBA comme dangereuse du fait des éléments radioactifs qu'elle peut renfermer [2]. Les effluents peuvent d'autre part contenir des produits de réaction des additifs injectés et des composés organiques issus des gisements (toluène, benzène, etc.). D'après l'UBA, la composition de ces eaux de fracturation interdit leur traitement dans les stations d'épuration communales. Une étude réalisée en Pennsylvanie [11] a également montré que les stations d'épuration n'étaient généralement pas en mesure de les dépolluer convenablement : après traitement, les effluents renfermaient encore de fortes teneurs en baryum, en strontium, en bromures, en chlorures et en benzène. Les eaux de sortie de la fracturation devraient donc être traitées dans des unités spéciales gérées par les exploitants comme c'est aujourd'hui le cas des eaux usées industrielles ou des eaux d'infiltration des décharges de déchets dangereux.

En Allemagne, les effluents de fracturation subissent aujourd'hui un prétraitement avant d'être réinjectés dans des formations rocheuses très profondes (jusqu'à plusieurs milliers de mètres), généralement d'anciens gisements. Au Royaume-Uni, l'autorité de protection de l'environnement a exigé le dépôt d'une demande d'autorisation pour l'élimination des boues de fracturation, dossier devant contenir une étude des impacts radiologiques. En Suisse, la Loi sur la protection des eaux interdit l'infiltration de substances susceptibles de polluer les eaux (souterraines) (art. 6) de même que le stockage de liquides pouvant polluer les eaux dans des cavernes-réservoirs s'ils risquent d'entrer en contact avec les eaux souterraines (art. 24). Lorsqu'ils sont effectués correctement, l'entreposage des additifs, la préparation des fluides de fracturation et le stockage et l'élimination des eaux et boues de sortie ne présentent pas de danger pour les eaux superficielles (même si le dernier aspect doit encore être approfondi). Les années d'exploitation aux Etats-Unis ont cependant montré que des contaminations pouvaient tout à fait se produire suite à des accidents ou à des malveillances.

Emanations incontrôlées de gaz en sous-sol

Les migrations incontrôlées de méthane dans le sous-sol constituent la plus grande source d'incertitude du système. Le gaz peut circuler par convection ou, éventuellement, remonter par diffusion. Dans certaines conditions, le méthane peut atteindre le réseau d'aquifères régional et, partant de là, gagner les nappes phréatiques superficielles. Cette éventualité doit être étudiée plus en détail. En tout état de cause, une autorisation doit être demandée auprès des autorités en charge de l'eau avant tout forage.

Infrastructures de surface et perturbations dues aux activités d'exploitation

L'exploitation d'un puits nécessite des voies d'accès, des réservoirs, des bassins de rétention pour les effluents et les eaux pluviales et de l'espace pour l'entreposage du matériel, la circulation et le stationnement des engins et camions et l'installation des baraques de chantier [2]. La Grande-Bretagne estime le besoin d'espace à environ 1 ha par puits (sans accès routier) [1]. Une partie de cette surface est libérée à la fin de l'exploitation qui dure en général entre 3 et 6 ans [2]. Les phases de construction et d'exploitation s'accompagnent d'une circulation importante : les Britanniques estiment qu'un puits vertical doté de 6 drains horizontaux nécessite de 4300 à 6600 déplacements de camion. Le forage lui-même s'accompagne de nuisances acoustiques. Par ailleurs, une certaine pollution lumineuse est émise du fait de l'éclairage nocturne de l'installation qui fonctionne 24h sur 24 [1].

Aspects énergétiques

L'extraction du gaz de schiste pratiquée à grande échelle aux Etats-Unis depuis 2005 a permis au pays de s'affranchir de ses importations de gaz naturel. L'excédent d'approvisionnement qui en a résulté a fait chuter les prix du gaz dans le monde. Grâce aux nouvelles possibilités techniques, l'épuisement des gisements d'énergie fossile semble repoussé dans un lointain avenir. L'estimation des nouvelles réserves varie cependant fortement : l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime grossièrement que les besoins en gaz seraient couverts pour les 250 ans à venir. Mais elle précise également que tous les gisements de gaz de schiste ne sont pas exploitables. Pour l'Europe, les experts considèrent que les réserves escomptées pourraient assurer la demande pendant 35 à 190 ans au niveau de consommation actuel ; les estimations grossières pour la Suisse sont de 15 à 30 ans [10]. Pour l'Allemagne, l'Office fédéral des géosciences et des ressources naturelles (BGR) estime que les quantités techniquement extractibles permettraient de couvrir les besoins du pays pendant 13 ans [8].



Bilan carbone

L'extraction du gaz de schiste émet plus de CO₂ que l'exploitation du gaz conventionnel. La hauteur exacte des émissions dépend du nombre de forages, de la difficulté de fracturation de la roche, des distances de transport de l'eau et des effluents et de l'appareillage nécessaire. Elle est estimée à 348 - 438 tonnes de CO₂ par forage [1, 2]. Suivant la quantité de gaz extraite, cela correspond à 0,14 – 1,63 tonnes de CO₂ par térajoule ou à 0,5 – 6 grammes de CO₂ par kilowattheure [2]. D'un autre côté, il faut mettre à la charge des méthodes conventionnelles les émissions supplémentaires dues au transport du gaz naturel sur de longues distances (importations d'Afrique du Nord ou de Sibérie par exemple) qui peuvent atteindre 60 grammes de CO₂ par kWh [2]. Le bilan carbone doit par ailleurs tenir compte du méthane qui s'échappe de façon incontrôlée des puits d'exploitation du gaz de schiste (pendant et après la période d'activité). Le méthane est en effet un gaz à effet de serre 21 fois plus puissant que le CO₂. Les premiers calculs indiquent que le dégagement dans l'atmosphère d'à peine 1,5% du gaz de schiste extrait ferait monter les émissions à 195 grammes de CO₂ par kWh. Le gaz de schiste serait alors plus néfaste pour le climat que le pétrole et atteindrait presque la nocivité du charbon [2].

Politique et législation

Dans sa réponse à la motion Reimann (février 2013), le Conseil fédéral souligne qu'il n'est en son pouvoir de statuer ni sur les forages prévus dans la région de Constance sur territoire allemand ni même sur ceux éventuellement envisagés en Suisse. Ce dernier cas relève en effet de la compétence des cantons et le premier de celle du land du Bade-Wurtemberg. Ceci étant, il n'est pas certain que les forages de Constance voient réellement le jour. Dans son avis de décembre 2011 [2], l'office fédéral de l'environnement (UBA) a en effet posé certaines conditions à l'exploitation des gaz de schiste dans le but premier d'assurer la protection des eaux souterraines. Il demande ainsi qu'aucune autorisation ne soit accordée dans les zones de captage des eaux et souligne que les additifs de fracturation n'ont pas encore été enregistrés pour l'extraction du gaz de schiste en vertu du règlement européen REACH sur les produits chimiques. Pour l'heure, même si des concessions ont été attribuées, les activités sur le terrain n'ont pas encore été autorisées. La demande d'un moratoire sur les gaz de schiste formulée par le parlement du land de Bade-Wurtemberg a été rejetée par le Bundestag [8]. Le débat concernant l'interdiction nationale éventuelle d'exploiter les gaz de schiste dans les zones de captage des eaux et de protection des eaux souterraines n'a pas encore abouti ; par ailleurs, la législation allemande n'impose pas pour l'heure d'étude d'impact pour les projets d'extraction de gaz de schiste, ceux-ci relevant du droit minier. L'UBA et le land de Bade-Wurtemberg plaident actuellement pour que cette lacune juridique soit comblée.

En Suisse, l'ordonnance relative à l'étude de l'impact sur l'environnement (annexe al. 21.7) exige que chaque projet d'extraction de gaz de schiste soit accompagné d'une étude d'impact réalisée par le canton concerné. En 2011, les cantons de Fribourg et de Vaud ont décidé d'interrompre toute activité d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste par fracturation hydraulique sur leur territoire pour une durée indéterminée. Une étude intitulée « L'énergie de l'intérieur de la Terre : la géothermie profonde comme ressource énergétique de l'avenir ? » a été lancée en mars 2013 par le Centre d'évaluation des choix technologiques, l'Office fédéral de l'énergie, la Commission pour la technologie et l'innovation et l'Académie suisse des sciences techniques (cf. lien). Pilotée par l'Institut Paul Scherrer (PSI), elle devait initialement comporter un volet sur les conséquences de l'extraction du gaz de schiste [12].

Au sein de l'Union européenne, les avis sont partagés et il n'existe pas de ligne commune sur les gaz de schiste. Alors que le Royaume-Uni pratique déjà des forages d'exploitation et que le Danemark prévoit des campagnes de prospection, la France a signé un moratoire en 2011. Les Etats-Unis sont aujourd'hui le seul pays à pratiquer l'extraction du gaz de schiste à une échelle ayant un réel impact économique. Au début de la phase d'exploitation intensive, les USA avaient voté une modification de leur législation pour exclure la fracturation hydraulique du domaine d'application de la loi sur la salubrité de l'eau potable [9]. Suite aux nombreux accidents et incidents survenus ces dernières années, l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA) a lancé un projet d'évaluation des risques de l'exploitation du gaz de schiste pour les ressources en eau potable [4]. Il a ainsi été démontré que certains cas de pollution étaient dus à un défaut de cimentation des tubages d'acier dans les puits [1].



Liens

- Gaz de schiste et climat : <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/f/suche/pages/geschaefte.aspx?gesch_id=20124262
- Pays interdisant la fracturation hydraulique : Global List of Fracking Bans and Moratorium: <http://keepapwatersafe.org/global-bans-on-fracking>
- Etude « L'énergie de l'intérieur de la Terre : la géothermie profonde comme ressource énergétique de l'avenir ? » ; Centre d'évaluation des choix technologiques TA-Swiss, début du projet mars 2013 ; <http://www.ta-swiss.ch/fr/projets/mobilite-energie-climat/geothermie-profonde/>
- Produits chimiques en fracturation hydraulique: <http://fracfocus.org/water-protection/drilling-usage>
- Procès dialogue ExxonMobile en Allemagne : <http://dialog-erdgasundfrac.de/>

Références bibliographiques / sources citées

- [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. Cité dans [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. Cité dans [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 & Gas N° 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, March 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;

Personnes à contacter pour être mis en relation avec un expert

Centre Ecotox: Marion Junghans, Téléphone +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.centreecotox.ch

www.eawag.ch