

ANNEXE 1 : Lettre de mission



MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE
ET DE L'ÉCONOMIE NUMÉRIQUE

LE MINISTRE

REF. : IND/2011/8771

MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE,
DU DÉVELOPPEMENT DURABLE,
DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT

LA MINISTRE

PARIS, LE - 4 FEV. 2011

Note à l'attention de Messieurs
Pascal Faure, Vice-président
Conseil général de l'industrie de l'énergie et des technologies
et de
Christian Leyrit, Vice-président
Conseil général de l'environnement et du développement durable

Le « gaz de schiste », aussi appelé « gaz de roche-mère », est un gaz contenu dans des roches sédimentaires argileuses, situées entre 1 et 3 kilomètres de profondeur, qui sont à la fois compactes et très peu perméables. Il s'agit de gisements non conventionnels dans la mesure où le gaz se trouve piégé dans la roche et ne peut pas être exploité de la même manière que les gaz contenus dans des roches plus perméables. Son exploitation nécessite le plus souvent des forages horizontaux et une fracturation hydraulique des formations géologiques profondes. Comme dans le cas d'une production de gaz conventionnel, le gaz remonte ensuite à la surface à travers un tube en acier puis rejoint un gazoduc.

Ce gaz est aujourd'hui produit en grande quantité aux Etats-Unis, où il représente plus de 12 % de la production locale de gaz, contre seulement 1 % en 2000. Les ressources mondiales de gaz de schiste seraient quatre fois plus importantes que les réserves prouvées en gaz conventionnel.

Les huiles de roche-mère suscitent un intérêt comparable à celui suscité par les gaz de roche-mère. En cas d'exploitation, les opérations de fond de puits, dans sa section horizontale, sont analogues à celles à réaliser pour le gaz : il faut « micro fracturer » hydrauliquement la roche mère pour libérer l'huile prisonnière.

Toutes les études prospectives ont démontré le caractère durablement dépendant de la France aux hydrocarbures. Le gaz naturel y joue un rôle particulier dans la mesure où sa consommation se substitue avantageusement au fioul ou au charbon, plus émetteurs de gaz à effet de serre, notamment pour la production d'électricité aux heures de pointe. Les hydrocarbures de roche-mère (gaz et huiles) constituent donc un enjeu énergétique et économique de premier ordre.

En Europe, et notamment en France, l'évaluation de ce type de ressources n'en est qu'à ses premières étapes. Aucune demande de permis d'exploitation de gisement d'hydrocarbures de roche-mère n'a été déposée à ce jour. Les trois permis de recherche de gaz publiés au Journal Officiel les 30 mars, 31 mars et 2 avril 2010 ont pour seul objectif l'évaluation du

potentiel de production dans trois bassins sédimentaires du sud de la France. Il en est de même pour les trois permis de recherche d'huile de roche-mère en Ile-de-France publiés au Journal Officiel des 8 août 2008 et 24 octobre 2009. Si d'éventuels travaux d'exploitation étaient envisagés, ils seraient soumis à une double enquête publique, d'une part pour la concession, d'autre part pour l'ouverture des travaux (décrets 2006-648 et 2006-649). Les dossiers comprennent notamment la preuve des capacités techniques et financières du demandeur, une étude d'impact environnemental, un document indiquant les incidences des travaux sur la ressource en eau, une étude de sécurité et de santé et une étude de danger.

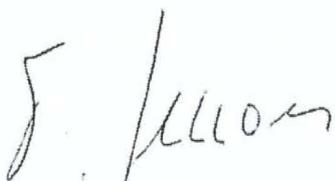
Afin d'anticiper au mieux les éventuelles demandes de permis d'exploitation, nous avons décidé de vous confier une mission d'étude et d'analyse. Nous souhaitons que le Conseil général de l'industrie, de l'énergie et des technologies et le Conseil général de l'environnement et du développement durable éclairent conjointement le gouvernement sur les enjeux du développement potentiel de ces éventuelles ressources, sur l'encadrement environnemental approprié à cet éventuel développement et sur les actions prioritaires à conduire.

Les questions suivantes devront être approfondies en priorité :

- Le potentiel de développement des hydrocarbures de roche-mère, dans le monde, en Europe, et en France, ainsi que les opportunités économiques et les enjeux géopolitiques associés ;
- Une revue comparative des technologies d'exploitation et de raccordement au réseau d'éventuels gisements : leur efficacité, leur maîtrise par l'industrie française et européenne, leurs impacts, leur coût et leurs perspectives d'évolution. Les meilleures techniques disponibles seront déterminées ;
- Une revue des enjeux sociétaux et environnementaux, au plan national et local, pouvant avoir une incidence sur le développement d'une exploitation des hydrocarbures de roche-mère en France. L'impact paysager, l'impact géologique et géotechnique, et l'impact sur la ressource en eau ou les émissions de gaz à effet de serre me semblent devoir faire l'objet d'une attention particulière. La coordination entre la demande de classement à l'UNESCO de l'espace Causses-Cévennes et l'instruction des permis exclusifs de recherche de mines d'hydrocarbures sur cette zone sera prise en compte ;
- Le cadre légal, fiscal et réglementaire applicable, l'organisation et les moyens de l'administration en charge des instructions et les ajustements éventuellement nécessaires.

Les titulaires et demandeurs de titres de recherche en France seront informés de cette mission afin qu'il vous soit possible de les rencontrer.

Vous voudrez bien nous remettre un rapport d'étape avant le 15 avril 2011 et le rapport final avant le 31 mai 2011.



Eric Besson



Nathalie Kosciusko-Morizet

ANNEXE 2

Tableau résumé du cadre légal et réglementaire applicable aux hydrocarbures

REGLEMENTATION APPLICABLE A LA RECHERCHE ET A L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

Le Code minier prévoit 2 sortes de titres miniers : le permis exclusif de recherche et la concession

1/ RECHERCHE DES HYDROCARBURES LIQUIDES ou GAZEUX

> Titre minier = « Le permis exclusif de recherche » :

- > s'applique aux travaux d'exploration en vue de découvrir les gisements de substance de la classe des mines
- > le titre confère à son titulaire
 - > l'exclusivité du droit de recherche sur un secteur géographique donné
 - > le droit de disposer des produits extraits à l'occasion des travaux de recherche
 - > la possibilité exclusive de demander une concession sur la zone du permis
- > n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser les travaux de recherche
- > est accordé par arrêté du ministre chargé des mines (*Direction Générale Energie Climat*) pour une durée de 5 ans, après mise en concurrence, renouvelable 2 fois au maximum ; nul ne peut obtenir un permis s'il ne possède les capacités techniques et financières nécessaires pour mener à bien les travaux de recherches et pour répondre aux obligations mentionnées aux articles 79 et 91.

> Travaux de recherche (Forages, campagnes de mesures géophysiques,...) [décret n°2006-649 du 2 juin 2006]

Les travaux de recherche font l'objet d'une Déclaration

- > soumise à l'avis des services
 - > Le Préfet dispose d'un délai de 2 mois après réception de la déclaration
 - > pour édicter, le cas échéant, des prescriptions destinées à préserver les intérêts mentionnés à l'article 79 du Code minier (*sécurité des travailleurs, sécurité publique, environnement, eaux, patrimoine...*)
 - > dans le cas contraire, le titulaire du permis de recherche réalise les travaux conformément à sa déclaration
- > transmise, pour information, aux communes

Les travaux de recherche sont soumis à la surveillance administrative (Police des mines)

- > La surveillance administrative des travaux a pour but de préserver les intérêts cités :
 - à l'article 79 du code minier (*sécurité des travailleurs, sécurité publique, environnement, eaux, patrimoine...*)
 - à l'article 79-1 du code minier (*optimisation de l'exploitation du gisement*)
- > La surveillance administrative est exercée par le Préfet [modalités de l'exercice de la Police des mines fixées par le décret n°2006-649 du 2 juin 2006]
les dispositions du Règlement général des industries extractives sont automatiquement et systématiquement applicables
le Préfet fixe par arrêté les prescriptions applicables aux travaux pour le respect des dispositions des articles 79 et 79-1 du Code minier

2/ EXPLOITATION DES HYDROCARBURES LIQUIDES ou GAZEUX

Sous réserve des dispositions de l'art 22 du code minier, les mines ne peuvent être exploitées qu'en vertu d'une concession ou par l'Etat.

> Titre minier = « La concession »

- > est l'acte par lequel l'Etat accorde à une personne le droit d'exploiter une substance de la classe des mines
- > n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser les travaux d'exploitation
- > est accordée par décret en Conseil d'Etat, au terme d'une procédure définie par le décret n°2006-648 du 2 juin 2006
Cette procédure :
 - > est menée par le Préfet du département (ou celui qui a été désigné comme coordonnateur lorsque la concession sollicitée porte sur plusieurs départements)
 - > prévoit :
 - > une enquête publique de 30 jours
 - > la consultation des services et des maires des communes sur lesquelles porte la demande

> Travaux d'exploitation (Forages, plate formes, pose de canalisations de transport,...) [décret n°2006-649 du 2 juin 2006]

Les travaux d'exploitation font l'objet :

- > d'une Autorisation avec enquête publique dans les formes prévues par l'article R 123-8 et suivants du Code de l'environnement
- > du recueil des avis des services et communes

Le Préfet statue par arrêté après consultation du CODERST (*le conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques (CODERST) est la nouvelle (2006) appellation du comité départemental d'hygiène (CDH)*).

Les travaux d'exploitation sont soumis à la surveillance administrative (Police des mines)

- > La surveillance administrative des travaux a pour but de préserver les intérêts cités :
 - à l'article 79 du code minier (*sécurité des travailleurs, sécurité publique, environnement, eaux, patrimoine...*)
 - à l'article 79-1 du code minier (*optimisation de l'exploitation du gisement*)
- > La surveillance administrative est exercée par le Préfet [modalités de l'exercice de la Police des mines fixées par le décret n°2006-649 du 2 juin 2006]
les dispositions du Règlement général des industries extractives sont automatiquement et systématiquement applicables
le Préfet fixe par arrêté les prescriptions applicables aux travaux pour le respect des dispositions des articles 79 et 79-1 du Code minier

ANNEXE 3

Permis accordés

Numéro Code	Localisation N°IGN Grid Nb	Dénomination Name	PETITIONNAIRES	DATE D'ECHEANCE	Type d'exploration	Nature d'exploration
1651	FRA-K8	Gastins (extension)	VERMILION REP	22-déc-12	NC	Huile de roche mère
1626	FRA-M8	Marigny	VERMILION REP	20-aout-12	NC	Huile de roche mère
1631	FRA-K8	Gastins	VERMILION REP	07-sept-12	NC	Huile de roche mère
1632	FRA-K9	Everly	VERMILION REP	07-sept-12	NC	Huile de roche mère
1633	FRA-K7	Varredes	VERMILION REP	07-sept-12	NC	Huile de roche mère
1638	FRA-L8	Courchamp	VERMILION REP	26-oct-12	NC	Huile de roche mère
1642	FRA-O19	Montélimar (extension)	TOTAL E&P France	15-oct-12	NC	Gaz de roche mère
1618	FRA-K7	Meaux	TOREADOR ENERGY France, HESS OIL France	25-juin-12	NC	Huile de roche mère
1623	FRA-K8	Rozay en Brie	TOREADOR ENERGY France, HESS OIL France	16-aout-12	NC	Huile de roche mère
1629	FRA-M8	Sézanne	TOREADOR ENERGY France, HESS OIL France	27-aout-12	NC	Huile de roche mère
1571	FRA-K8	Coulommiers	TOREADOR ENERGY France	06-nov-10	NC	Huile de roche mère
1591	FRA-L8	Fère en Tardenois	TOREADOR ENERGY France	21-aout-11	NC	Huile de roche mère
1643	FRA-L8	Leudon-en-Brie (extension)	TOREADOR ENERGY France	21-oct-12	NC	Huile de roche mère
1573	FRA-K8	Coulommiers	STERLING RESOURCES, PETRO VENTURES	12-déc-10	NC	Huile de roche mère
1585	FRA-Q23	Brignoles	SCHUEPBACH ENERGY LLC	01-oct-10	NC	Gaz de roche mère
1592	FRA-P15	Lyon-Annecey	SCHUEPBACH ENERGY LLC	15-janv-11	NC	Gaz et/ou Huile de roche mère
1596	FRA-K9	Sens	REALM	11-déc-11	NC	Huile de roche mère
1600	FRA-M8	Sézanne	REALM	11-déc-11	NC	Huile de roche mère
1604	FRA-K8	Courpalay	REALM	19-nov-11	NC	Huile de roche mère
1606	FRA-M7	Montmort-Lucy	REALM	11-déc-11	NC	Huile de roche mère
1612	FRA-P16	Blèves	REALM	20-avr-11	NC	Gaz et/ou Huile de roche mère
1616	FRA-K7	Meaux	REALM	19-nov-11	NC	Huile de roche mère
1619	FRA-L8	Champcenest	REALM	15-mars-12	NC	Huile de roche mère
1620	FRA-J9	Pithiviers	REALM	15-mars-12	NC	Huile de roche mère
1640	FRA-S7	Samois-s-Seine	REALM	25-mai-12	NC	Huile de roche mère
1650	FRA-L10	Dicy	REALM	21-juin-12	NC	Huile de roche mère
1586	FRA-O23	Provence	QUEENSLAND GAS COMPANY	12-nov-10	NC	Gaz de roche mère
1636	FRA-M8	Pierre Morains	JOG CORPORATION, CONTINENTAL RESOURCES	21-sept-12	NC	Huile de roche mère
1584	FRA-Q6	Bleue Lorraine Nord	EUROPEAN GAS LIMITED	22-sept-10	NC	Gaz de houille
1613	FRA-Q15	Gex Sud	EDGON, EAGON, NAUTICAL	21-avr-11	NC+C	Gaz et/ou Huile de roche mère
1595	FRA-L9	Sergines	CONCORDE ENERGY LLC	08-janv-11	NC	Huile de roche mère
1599	FRA-M8	Sézanne	CONCORDE ENERGY LLC	08-sept-11	NC	Huile de roche mère
1601	FRA-M7	Dormans	CONCORDE ENERGY LLC	18-sept-11	NC	Huile de roche mère
1602	FRA-K9	Chaumont	CONCORDE ENERGY LLC	27-oct-11	NC	Huile de roche mère
1625	FRA-M8	Champfleury	CONCORDE ENERGY LLC	20-aout-12	NC	Huile de roche mère
1635	FRA-K7	Deux-Nanteuil	CONCORDE ENERGY LLC	14-sept-12	NC	Huile de roche mère
1587	FRA-K8	Ozoir La Ferrière	CONCORDE ENERGY	13-juil-11	NC+C	Huile de roche mère
1589	FRA-L8	Tardenois	CONCORDE ENERGY	20-aout-11	NC	Huile de roche mère
1646	FRA-O17	Montfalcon	BNK France	03-nov-12	NC	Gaz de roche mère
1648	FRA-R10	Saint-Bernard	BNK France	18-nov-12	NC	Gaz et/ou Huile de roche mère
1634	FRA-K8	Courpalay	BLUEBACH	10-sept-12	NC	Huile de roche mère
1639	FRA-L8	Courchamp	BASGAS ENERGIA France	29-oct-12	NC	Huile de roche mère
1644	FRA-K9	Fontainebleau	BASGAS ENERGIA France	29-oct-12	NC	Huile de roche mère
1647	FRA-K8	Mauperthuis	BASGAS ENERGIA France	08-nov-12	NC	Huile de roche mère
1621	FRA-O16	Valence	3LEGS OIL&GAS	18-déc-11	NC	Gaz de roche mère
1624	FRA-I20	Cahors	3LEGS OIL&GAS	18-déc-11	NC	Gaz de roche mère

ANNEXE 4

Pour information, on trouvera ci-après quelques équivalences énergétiques :
(rappel 1tep = 1000 m³ gaz)

	1 m ³ gaz	1 cubic feet gas	1 million Btu	1 kWh	1 baril de pétrole
1 m³ gaz	<i>1</i>	35,3	0,039	11,3	0,0066
1 cubic feet gas <i>(1 cf gas)</i>	0,028	<i>1</i>	0,00109	0,320	0,00019
1 million Btu <i>(1 MM Btu)</i>	25,94	915,9	<i>1</i>	293,1	0,172
1 kWh	0,088	3,1	0,0034	<i>1</i>	0,0006
1 baril de pétrole	150,4	5313	5,8	1700	<i>1</i>

ANNEXE 5

Régime juridique comparé dans quelques pays

1/ Le régime juridique et fiscal aux Etats-Unis

LE régime minier est très particulier car la propriété des ressources du sous-sol est traditionnellement attribuée aux propriétaires de surface (souvent des particuliers). D'où une très grande flexibilité dans les conditions de bonus et de royalties (et l'importance de l'activité de permitting avec de nombreuses négociations avec les propriétaires mais aussi avec une possibilité d'atténuer les réticences locales...). A noter aussi que les spécificités américaines ont rendu possible l'attribution de permis de recherche très étendus, ce qui est particulièrement adapté aux caractéristiques des zones à shale. Le régime minier américain permet de conserver durablement les permis si le concessionnaire maintient une activité de production. La fiscalité publique reste en général légère même si elle peut comprendre, en plus de la corporate tax, des taxes spécifiques (severance taxes). Enfin, il en faut pas sous-estimer le rôle des aides fiscales, mises en place dans les années 1990, qui ont contribué à favoriser la recherche d'innovations technologiques.

Source B.Weymuller rapport IFRI

2/

LEGAL-REGULATORY FRAMEWORK					
Concession	Concession Principle	Exploration Concession Term	Extensions	Relinquishment	Work Program
France (VdB, Nant)	Exploration/ Exploitation Concession	3 years	2x 3 years	50% 25%	Per Term
Spain	Exploration/ Exploitation Concession	6 years	3 year 2 year	50% 25%	2 year segments
Denmark	Exploration/ Exploitation Concession	6 years	2x 2 years	-	2 year segments
Switzerland	Exploration/ Exploitation Concession	3 years	2x 3 years	After years 9 Total 50%	Per Term

Source : Schuepbach Energy LLC

ANNEXE 6

Principaux Incidents récents signalés aux Etats Unis

Source (rapport Frack Attack juillet 2010)



Ann Davis Vaughan



David Pursell

Where	When	Incident and Company Involved	Assessment of Incident	Is Underground Hydraulic Fracturing a Direct Cause?	Are Other Drilling Practices at Issue?
Well Integrity					
Dimock Township, north central PA	2009/2010	CABOT OIL & GAS. Issues began with a water well explosion. Gas escaped into aquifer and built up until pressure caused explosion. Residents and national environmental groups alleged Cabot drilling contaminated this and other wells and complained of foul smells and flammable water. Cabot said deep-underground fracing couldn't have been the cause and on this point PA regulators agree: they told us it was "not Marcellus gas." Cabot provided water to residents involved and litigation is ongoing. Attracted intense national media coverage and attention from environmentalists.	PA regulators blamed Cabot's well design and cement job for allowing naturally-occurring shallow gas to migrate into water supplies of 14 homes; it pointed out last year that despite finding well problems, "hydro fracturing activity has not impacted local wells." It forced Cabot to plug three wells in April, fined the company, barred it from drilling new wells in Dimock for a year, and criticized its slow response. Cabot acknowledges it didn't test water wells for pre-existing gas (common in this region). It says it believes its operations didn't cause the gas migration, and subsequent tests show that a majority of area wells contain measurable quantities of naturally occurring gas.	NO	YES
Caddo Parish, near Shreveport, LA	2010	EXCO RESOURCES. EXCO Resources contacted authorities and over 100 homes were temporarily evacuated at company expense in April when the company struck a layer of gas thousands of feet above the Haynesville shale and it escaped into the air and bubbled up through the ground. EXCO had not yet done any fracing of the well.	LA regulators worked with company to investigate cause of gas migration; officials told us they believe a cement job from an adjacent well is at fault. EXCO has agreed to plug 2 wells and says it is continuing to test the water; it says it will incorporate lessons learned into new well designs.	NO	YES
Bainbridge Township, Geauga County, OH	2007	OHIO VALLEY ENERGY SYSTEMS CORP. Natural gas seeped into an aquifer and led to an explosion in the basement of a home. The discovery of gas in water supplies drew allegations that fracing by Ohio Valley Energy Systems Corp. had pushed gas to the surface. Residents weren't injured and the company worked with regulators to evacuate and house the displaced residents, and stop gas flow.	OH regulators concluded in a lengthy report that the cause was a defective cement job in the well casing, compounded by operator error. The investigation found no evidence of hazardous drilling chemicals in the wells and said the problem would have occurred even if the well had never been hydraulically fractured.	NO	YES
Clearfield County, PA	2010	EOG RESOURCES. A June 3 blowout of a gas well sent gas and at least 35,000 gallons of drilling wastewater into the sky and over the ground for 16 hours. This incident occurred during the post-frac flowback period. The incident occurred in a rural, relatively unpopulated area.	PA regulators temporarily suspended EOG's drilling and fracing activities statewide until it investigated the cause and have allowed drilling to resume. EOG said its preliminary assessment was that the seal integrity between the pipe rams of a blow-out preventer and tubing was compromised.	YES--CONTROL OF FLOWBACK WASTE	YES

Where	When	Incident and Company Involved	Assessment of Incident	Is Underground Hydraulic Fracturing a Direct Cause?	Are Other Drilling Practices at Issue?
Well Integrity					
Garfield County, CO	2001 and 2004	ENCANA. A resident, Laura Amos, alleged her water well was contaminated by frac fluids from wells near her house and that the fluids caused an adrenal tumor. Her case has been extensively publicized and she has appeared in a number of environmental groups' reports. Fracing operations near her home occurred 2,000 feet underground and her well is 225 feet deep. (This depth is considerably shallower than shale wells in PA, LA, TX and AK.)	CO regulators tested her water repeatedly and did not find contaminants associated with frac fluids, including benzene. Encana denied fracing contaminated her water, but Colorado regulators found it in violation of state rules preventing freshwater contamination by gas. Amos has settled with Encana. A study has found correlation of oil and gas drilling with the country's water characteristics.	NO	UNCLEAR
Pavillion, WY	Past 10 years	ENCANA. EPA tested wells in an area where residents have complained over a decade about effects of gas drilling on their water. In 2009, EPA said it had found chemicals that environmental groups allege are used in the hydraulic fracturing process. EPA says the chemicals "might not be attributable to well components" and also noted agricultural activity nearby.	EPA cautions it doesn't yet know if there is an oil and gas link and that it will release further study results in August 2010. Encana told us the chemicals at issue are not used in fracing and it needs to see additional results before commenting further.	ALLEGED, NOT PROVEN	UNCLEAR
Surface Handling					
Caddo Parish, near Shreveport, LA	2009	CHESAPEAKE ENERGY. Seventeen cattle were found dead near a Chesapeake Energy drilling site. Chesapeake said Schlumberger was the service company on the job. Both companies denied wrongdoing. The incident attracted extensive coverage; one company not involved told us that when it happened, "nobody wanted to talk about anything else" when it called on state and local officials. Witnesses reported hearing cows bellow before they fell over dead.	LA regulators concluded fluid leaked from a well pad and ran into an adjacent pasture. It fined each company \$22,000. Chesapeake says after testing that the cause of death to cattle was inconclusive. Chesapeake and Schlumberger say they have taken a leading role in "enhancing the standard" for well site construction and liquids handling.	NO, BUT HANDLING OF FLUID ABOVE GROUND AT ISSUE	YES
Dunkard Creek, southwest PA	2009	COMPANY LINK UNCLEAR. A fish kill along a 43-mile span of the creek due to an invasive saltwater species of golden algae was tied by a number of organizations to hydraulic fracturing. The algae thrives in salty water, and discharge of shale well "flowback water" was suspected because it has high salt content. A gas drilling organization argued drilling activity hadn't taken place near the relevant portion of the stream. The fish kill continues to be a heated topic among fly-fishing and outdoor enthusiasts.	An interim EPA report blaming golden algae for the kill cited coal mine discharges of briny water as potential contributing causes but said the algae can also be spread by migratory birds, fishermen and industrial equipment. PA regulators say they still haven't ruled out fracing fluid as a potential contributor but mine drainage, agriculture runoff and other industrial discharges are also a potential cause.	NO, BUT HANDLING OF FLOWBACK WATER FROM FRACTURING AT ISSUE	UNCLEAR

Where	When	Incident and Company Involved	Assessment of Incident	Is Underground Hydraulic Fracturing a Direct Cause?	Are Other Drilling Practices at Issue?
Surface Handling					
Lower Monongahala River, southwest PA	2008	COMPANY LINK UNCLEAR. The U.S. Army Corps of Engineers sounded alarms when the salt level (or "total dissolved solids" level) spiked "dramatically" on the river in October 2008, according to a letter from the Corps to EPA. Although low rain, acid mine drainage and industrial discharge can also increase salinity of water, it cited "increased gas drilling in the Marcellus Shale" as an aggravating factor. Earlier this year it urged PA to stiffen water treatment standards, saying "conditions are reversing on Pennsylvania's rivers" and it was becoming apparent that the ability of some rivers to receive more salt content was near its limits "and simply cannot sustain" additional levels as a result of gas drilling.	PA environmental regulators cited the Corps' river results and the Dunkard Creek fish kill in April to call for more stringent rules on treatment of discharge water. The new, tougher standards are incentivizing more companies to recycle flowback water rather than treat and dispose of it in PA rivers and streams.	NO, BUT HANDLING OF FLOWBACK WATER FROM FRACTURING AT ISSUE	YES
Hopewell Township, southwest PA	2009	RANGE RESOURCES. A spill of diluted frac fluid from a Range Resources drilling operation into a small tributary killed small fish, salamanders and frogs. A relatively small amount of fish were affected, the company said.	PA regulators fined Range \$141,175 in May 2010 for the spill. The cause was a broken joint in a transmission line transporting the fluid.	NO, BUT HANDLING OF FLUID ABOVE GROUND AT ISSUE	YES
Dimock, PA, north central PA	2009	CABOT OIL & GAS. Cabot Oil & Gas had three spills of fracing water and gel totaling 8,000 gallons within a week. The spills entered a creek and nearby wetland, according to regulatory documents.	PA regulators fined Cabot \$56,650 and urged the company to "do a better job in the future of overseeing its contractors ." Cabot said the spills were 99.5% water and the material was not hazardous. It said its policy is zero spills.	NO, BUT HANDLING OF FLUID ABOVE GROUND AT ISSUE	NO

ANNEXE 7

Les recommandations du rapport canadien « Points de rupture »

De très nombreux rapports ont été produits depuis 3 ans sur les shale gas. Certains assortis de recommandations. De ce point de vue, le rapport « Points de rupture » est assez exemplaire : il indique en introduction de ses recommandations

« Compte tenu de la controverse croissante entourant le gaz de schiste aux États-Unis, de l'absence d'approche de réglementation cohérente au Canada et de l'état incomplet de la cartographie des eaux souterraines ici, je conclus respectueusement que le gouvernement fédéral et chacune des provinces devraient mettre en oeuvre les recommandations suivantes : »

« 1. Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient immédiatement, en collaboration avec l'industrie de la fracturation hydraulique, financer des études indépendantes de tous les aquifères avant d'entreprendre des opérations d'exploration de gaz de schiste ou de fracturation hydraulique continue. »

« En 2002, le Conseil canadien des ministres de l'environnement a recommandé de façon appuyée la tenue d'études hydrogéologiques de référence préalablement au forage de gaz non conventionnels, de manière à pouvoir cerner et suivre la contamination des eaux souterraines. À ce jour, aucune province n'a encore mis en oeuvre cette recommandation critique. »

« 2. Les autorisations de fracturation hydraulique de puits de gaz devraient être conditionnelles à la divulgation publique complète de tous les produits chimiques contenus dans les fluides de fracturation. Avant l'autorisation, les entreprises de fracturation devraient également faire la preuve qu'elles ont choisi les fluides de fracturation les moins dommageables possibles pour l'environnement ».

« La Commission de conservation du pétrole et du gaz du Wyoming exige maintenant que les entreprises divulguent les produits chimiques toxiques présents dans leurs fluides de fracturation. En Colombie-Britannique, province canadienne où l'exploitation du gaz de schiste est la plus avancée, l'organisme responsable de la réglementation (Commission du pétrole et du gaz de la C.-B.) a fait savoir qu'il pourrait obliger les entreprises à divulguer le contenu de leurs fluides de fracturation. »

« 3. Avant le début des opérations de fracturation hydraulique, les entreprises de fracturation devraient mener des tests pour déterminer l'intégrité du ciment des puits et communiquer les résultats aux organismes de réglementation ».

« 4. La responsabilité d'octroyer des droits d'exploitation de l'eau et de réglementer l'élimination des eaux usées devrait relever d'un seul organisme de réglementation, qui aurait pour fonction primaire de protéger les ressources vitales en eau. L'information concernant l'ensemble des allocations et des prélèvements d'eau devrait être accessible au public. »

« En Alberta et en Colombie-Britannique, les organismes responsables de la réglementation de l'énergie ont pris l'habitude de sacrifier l'eau pour accroître la production d'hydrocarbures en rendant peu de comptes. Il est nécessaire de se doter d'un organisme responsable qui sera en mesure d'évaluer les contraintes sur les ressources en eau et de prendre des mesures de réglementation en conséquence. »

« 5. Tout projet de prélèvement d'eau dépassant un seuil établi par des organismes de réglementation environnementale devrait faire l'objet d'études d'impact sur l'environnement. »

« Compte tenu du volume et de l'importance du gaz de schiste au Québec et en Colombie-Britannique, le gouvernement devrait immédiatement former des commissions pour l'évaluation des

répercussions potentielles et cumulatives sur les ressources en eau, sur l'utilisation d'énergie, sur les recettes publiques et sur les émissions de carbone. »

« 6. Tous les fluides de retour des puits fracturés hydrauliquement devraient être récupérés, entreposés adéquatement, puis traités d'une manière qui permet leur réutilisation dans des opérations de fracturation ultérieures. »

« Les entreprises doivent réduire leur demande d'eau et leur production de déchets en mettant en œuvre différentes techniques de traitement des eaux de retour, telles que l'ébullition, le dessalement, l'administration de produits chimiques, l'osmose inverse et la distillation. En recyclant au maximum les eaux de retour (qui peuvent représenter jusqu'à 70 % de l'eau injectée dans un puits par fracturation hydraulique), on réduirait grandement la demande d'eau par l'industrie. »

« 7. Il faudrait trouver des moyens originaux d'encourager l'industrie de la fracturation hydraulique à utiliser les eaux usées municipales traitées comme principal fluide de fracturation, de manière à éviter le recours aux eaux souterraines et de surface. »

« Une entente de coopération entre Shell et la communauté de Dawson Creek, dans le nord de la Colombie-Britannique, pourrait considérablement réduire la demande d'eau potable traitée par l'industrie. Cependant, il est probable que ce type d'entente fonctionnera seulement si la municipalité est raisonnablement proche des opérations de fracturation et que le coût de l'énergie est suffisamment faible pour justifier le transport par camion ou par pipeline jusqu'aux puits. »

« 8. Tous les déchets dangereux produits durant et après les opérations de fracturation hydraulique devraient être transportés en toute sécurité par des personnes qualifiées en manutention de déchets vers des installations de traitement des déchets approuvées. »

« L'injection de résidus de fluides dans des puits de refoulement profond peut être une solution, mais elle est impossible dans de nombreux cas (p. ex., New York, qui compte seulement deux puits d'injection souterrains autorisés). Le gouvernement devrait également encadrer le transport des résidus de la

fracturation en établissant une réglementation des déchets dangereux qui rendrait obligatoire la divulgation complète des produits transportés. »

« 9. Il faudrait imposer sur la production de gaz de schiste une taxe correspondant aux économies réalisées par les entreprises de l'industrie du gaz naturel à la suite de a) l'amélioration des techniques de production et b) la réduction des taux de redevances par les gouvernements visant à encourager le développement gazier. »

« Cette taxe à pourcentage fixe serait liée à la valeur du gaz produit. Les recettes devraient être allouées, dans un premier temps, à un tiers indépendant ou à une société d'État ayant pour mandat d'établir la cartographie des eaux souterraines et de surface dans les provinces/territoires où elles sont mal connues; dans un second temps, une fois la cartographie terminée, à la surveillance environnementale, aux enquêtes judiciaires et à l'assainissement. »

« 10. L'industrie du gaz et les gouvernements provinciaux devraient mettre sur pied un réseau de puits d'essai pour évaluer les conditions avant, durant et après les opérations de fracturation hydraulique et publier tous les résultats. Les essais devraient comprendre une analyse isotopique visant à déterminer si le gaz migre des puits d'essai vers les puits adjacents, de manière qu'on puisse retracer l'origine du problème en cas de contamination. »

« La mise sur pied d'un réseau de puits de surveillance est essentiel à l'établissement de densités de puits convenables et à la protection des ressources en eaux souterraines. Elle réduirait aussi le risque de « communication » entre les puits causée par une densité trop élevée. (Les « communications » sont des voies ouvertes accidentellement dans les formations rocheuses souterraines qui permettent aux contaminants de migrer de façon imprévisible vers d'autres puits.) »

« 11. Les entreprises de gaz naturel devraient être tenues de déclarer par voie électronique l'information suivante : 1) tous leurs prélèvements d'eaux souterraines et de surface; 2) le lieu d'utilisation de ces eaux; et 3) la quantité d'eaux de retour toxiques produites à chaque puits gazier. Cette information serait accessible au public. »

« À l'heure actuelle, aucune donnée n'est recueillie de façon systématique par les organismes provinciaux de réglementation au sujet des prélèvements d'eau. Ces données ne sont pas non plus publiées, malgré le fait que d'autres bases de données beaucoup plus complexes soient maintenues par les organismes

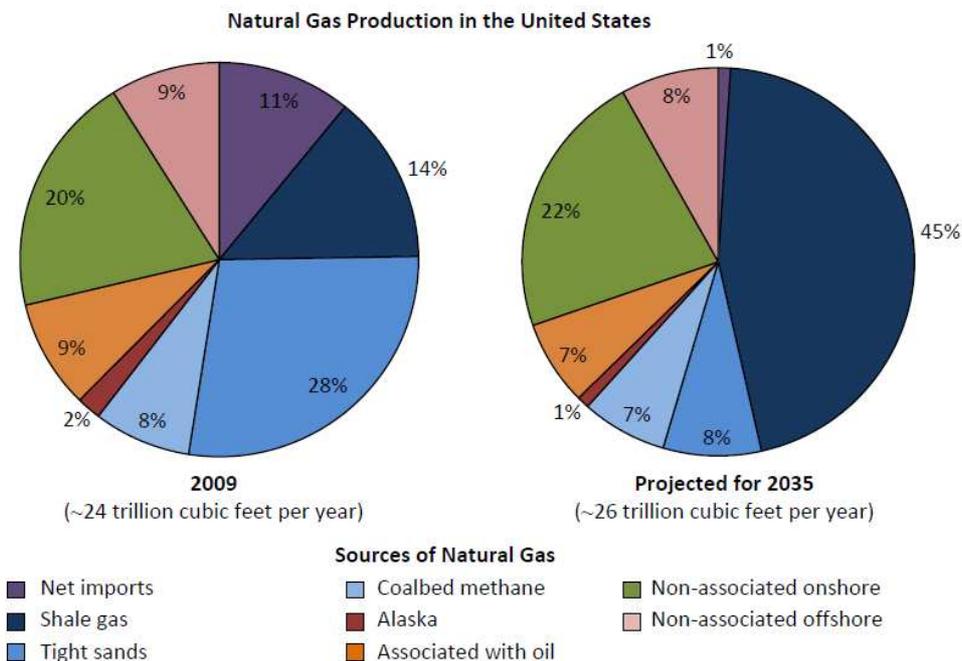
provinciaux de réglementation et facilement accessibles. L'absence d'information facilement accessible sur les approbations relatives à l'eau et les prélèvements d'eau, en particulier, est très préoccupante. Les organismes de réglementation doivent connaître les taux d'épuisement pour être en mesure de gérer de façon durable les ressources en eau pour le bien public. »

« 12. Tous les rapports d'inventaire national et provincial des gaz à effet de serre à venir devraient être corrigés de façon à tenir compte de l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre par l'industrie du gaz naturel découlant des opérations de fracturation hydraulique énergivores. Les organismes de réglementation devraient publier le taux de retour énergétique et le taux d'épuisement de tous les développements pétroliers et gaziers non conventionnels. »

« 13. Il faudrait établir des zones hors limites, où les opérations de fracturation hydraulique seraient interdites ou sujettes à des processus d'examen et d'approbation plus sévères. »

ANNEXE 8

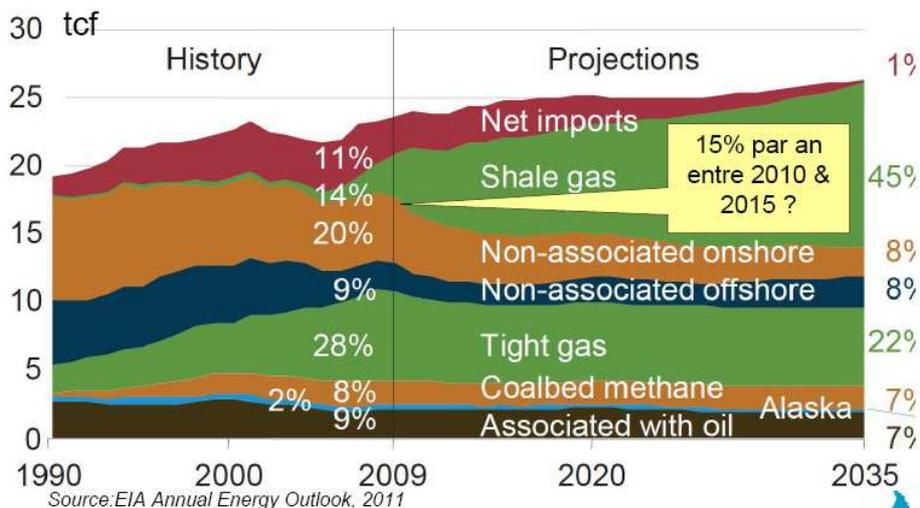
Production projetée de gaz naturel aux Etats-Unis



NATURAL GAS PRODUCTION IN THE UNITED STATES (DATA FROM USEIA, 2010)

Consommation projetée de gaz aux Etats-Unis par origine

(en % et en Mds de pieds au cube)



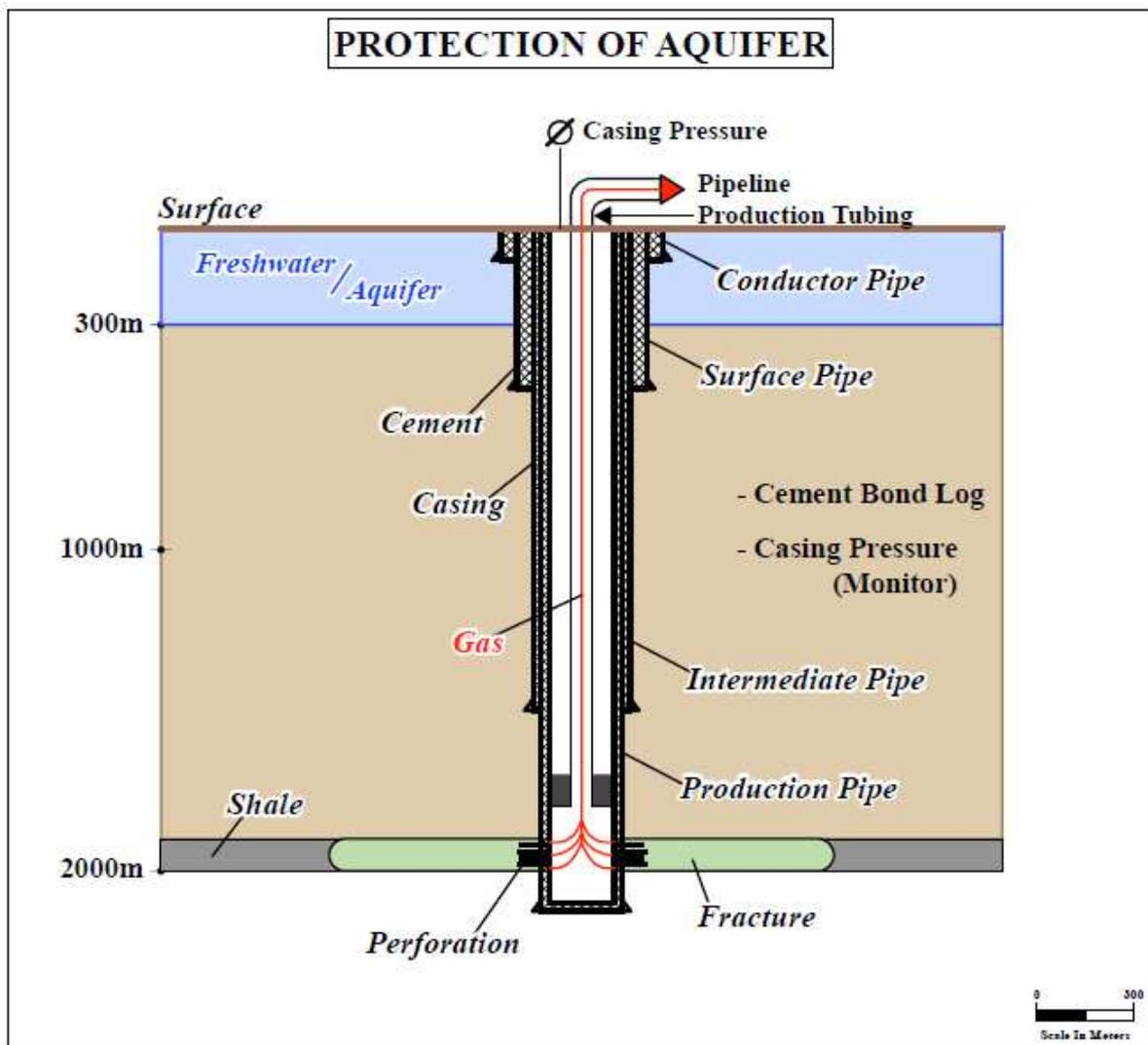
Club Mines-Energie, 02 mars 2011



*Consommation projetée de gaz aux États-Unis par origine
(en % et en milliards de pieds au cube)*

ANNEXE 9

Exemple de design d'un puits



source Schupbach

ANNEXE 10

Programme d'étude EPA américain sur la qualité des eaux (fév 2011)

Principales questions de recherche concernant l'impact sur l'eau (selon l'EPA, février 2011)

Utilisation de l'eau dans les opérations de fracturation hydraulique	Questions fondamentales de recherche	Questions plus détaillées
Water acquisition / Alimentation en eau	Dans quelle mesure les importants volumes d'eau prélevés dans les eaux souterraines ou de surface peuvent-ils affecter la ressource en eau potable ?	Quels impacts sur la quantité d'eau disponible ? Quels impacts sur la qualité de l'eau disponible ?
Chemical mixing / Mélange chimique	Quels sont les impacts possibles de diffusion de fluide utilisé pour la fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable ?	Quelle est la composition des fluides utilisés pour la fracturation hydraulique ? Quels sont les effets toxiques des constituants ? Quels facteurs influencent la probabilité de contamination de la ressource en eau potable ? Quelle est l'efficacité de mesures préventives ?
Well injection / Injection dans le puits	Quels sont les impacts possibles de l'injection et du processus de fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable ?	Quelle est l'efficacité des bonnes pratiques de réalisation du forage et de fracturation hydraulique vis-à-vis de la prévention de fuites ? Quels sont les impacts potentiels de cheminements préférentiels – naturels ou artificiels – pour la propagation de contaminant ? Quels sont les effets toxiques des substances naturelles rencontrées en profondeur ?
Flowback and produced water / Eaux remontées du forage	Quels sont les impacts possibles de fuites d'eaux remontées du forage sur les ressources en eau potable ?	Quelle est la composition, la quantité et la variabilité des eaux ressorties du forage, quels sont les effets toxiques de ces constituants ? Quels facteurs influencent la probabilité de contamination ? Quelle est l'efficacité des mesures de réduction des impacts ?
Water treatment and waste disposal / Traitement des eaux et rejet	Quels sont les impacts possibles d'un traitement inadapté des eaux récupérées après fracturation hydraulique sur les ressources en eau potable ?	Quelle est l'efficacité des différentes méthodes de traitement des eaux usées ?