



MAR 08 2011

MIN-144492

MEMORANDUM TO MINISTER

REGULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACTS OF SHALE GAS IN CANADA

(For Information)

PURPOSE

To provide you with information on regulation and environmental impacts of shale gas resources in Canada.

SUMMARY

- Shale gas is an unconventional source of natural gas that is characterized by use of horizontal drilling and hydraulic fracturing, which is the injection of water and chemicals to form pathways to allow gas to flow. Key environmental issues identified to date include water use and possible groundwater or surface water contamination.
- The regulation of shale gas production is mainly a provincial/territorial responsibility except on federal lands.
- Shale gas exploration and production could touch on several areas of Environment Canada's mandate, including assessment of chemical substances; regulation of toxic substances, including greenhouse gases and air pollutants; the Environmental Emergencies Program; the *Canada Water Act* and the *Species at Risk Act*; and the delegated authority for the pollution prevention provisions of the *Fisheries Act*.
- Chemicals used for drilling and fracturing are included in the list of substances to be addressed under the Chemicals Management Plan. Risk management measures may be taken under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999) if screening assessments conclude that a substance is toxic to the environment or human health.

CURRENT STATUS

The North American natural gas supply portfolio is shifting from one dominated by conventional resources to one dominated by unconventional resources, particularly shale gas. Shale gas is being referred to as a "game changer" or the "next big oil sands." In Canada, shale gas is a relatively new endeavour.

On December 30, 2010, the Auditor General received two environmental petitions regarding the federal government's involvement in shale gas in Quebec. The petitions have been addressed to Environment Canada, Health Canada, Fisheries and Oceans Canada, Agriculture and Agri-Food Canada, and Natural Resources Canada. Environment Canada is required to provide the Auditor General with answers to specific questions by May 12, 2011 (see MIN-142920 and MIN-142939, attached).



The interdepartmental Deputy Minister Science and Technology Committee, of which I am a member, has tasked the interdepartmental Assistant Deputy Minister Science and Technology Integration Board with undertaking three pilot initiatives to better integrate policy with science. The board has agreed to recommend a pilot project on shale gas to the Deputy Minister Science and Technology Committee. If the pilot project is accepted, the Science and Technology Branch at Environment Canada will co-lead the project with Natural Resources Canada.

On November 24, 2010, the Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec (BAPE) finished holding public hearings on the sustainable development of the shale gas industry. The deadline for the publication of the report was extended from February 4, 2011, to February 28. During the process, the BAPE requested that Environment Canada answer a question regarding greenhouse gas emissions related to shale gas production (see Annex I).

In November 2010, the Institut national de santé publique du Québec published a report entitled *État des connaissances sur la relation entre les activités liées au gaz de schiste et la santé publique*. The intent of the report was to assess the health risks posed by shale gas development to the residents of Quebec. The report, however, was not able to perform the assessment because of information gaps regarding technologies used, substances used, and the amount of pollutants emitted.

Throughout late 2010, there was also significant media attention to shale gas exploration in New Brunswick. In November 2010, the New Brunswick Department of Environment proposed a new phased environmental impact assessment process for projects in the oil and gas sector. This phased approach would require that companies get approvals in several phases, starting before drilling begins.

On October 14, 2010, the Munk School of Global Affairs at the University of Toronto released a report highlighting the impacts of shale gas development on water resources. The report suggests that Canada has not developed adequate regulations or public policy to address the scale or cumulative impact of hydraulic fracturing on water resources. The report outlines 13 specific recommendations for the federal government, provincial governments, and industry, including the development of a consistent regulatory approach to shale gas development.

On October 7, 2010, the House of Commons Standing Committee on Natural Resources initiated a study on energy security. This study will include the role of the federal government and of the National Energy Board in unconventional oil and gas development, including shale gas. From October to December, many companies, departments, non-governmental organizations, and universities were asked to make statements and to appear before the committee to answer questions. This work will continue in 2011. Environment Canada may be asked to appear.

Shale gas resources and production

Shale gas is natural gas trapped within shale, a rock type with very low permeability. Hydraulic fracturing or "fracking" is a process that injects fluid at a very high pressure into formations in order to fracture the rock and create pathways through which the gas can flow (see Annex II).

Shale gas is present in British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Ontario, Quebec, New Brunswick, and Nova Scotia (Annex III). Widespread production of shale gas has not yet been

achieved in Canada. Current production is concentrated primarily in northeast British Columbia. In addition, exploration and testing have been completed in the Maritimes and Quebec. Quebec is unlikely to begin large-scale production before 2014.

There is significant shale gas production in the United States, mostly in Texas and Louisiana. So much new gas has come on stream in the U.S. that it is referred to as a "game changer," and it has resulted in depressed prices in the North American market. This could eventually result in negative implications for exports of Canadian natural gas, northern natural gas projects, and liquefied natural gas import terminals.

Environmental issues

The main environmental concerns identified to date with shale gas are water usage and potential water contamination.

Hydraulic fracturing requires 11 million litres of water per well on average, and a typical site may have 10 wells. Water for hydraulic fracturing may be obtained from surface sources or from groundwater. The reduction of surface flow could have an impact on aquatic flora and fauna and it could result in decreased availability of water for surrounding municipalities.

Fracturing fluid consists mainly of water and sand with a small amount (between 0.5% and 2%) of chemicals. An average well may require between 55,000 and 220,000 L of chemicals. Little information is available on the composition of these chemicals. I am not aware of any jurisdiction in Canada that requires the disclosure of chemicals used for hydraulic fracturing; however, the B.C. Oil and Gas Commission has announced that it may require companies to disclose chemicals used for hydraulic fracturing in the future.

Shale gas is typically located deeper than aquifers and saline water pockets. There is concern that fracturing fluids and methane could migrate to aquifers or surface waters, either from the well or from the production zone. In wells, water contamination is prevented through surface casing (steel pipe) and cementing requirements that isolate the production zone. These are the same practices used for drilling and production of conventional gas wells. Deficiencies in the well casing or cementation could allow the fracturing fluid and methane to migrate to the aquifer. More information is needed to assess whether there is a risk that the hydraulic fracturing process could open up a pathway upwards to freshwater.

Wastewater produced during drilling operations may be stored in retention basins prior to permanent disposal. Contamination of surface water could occur if there were leaks or spills. Retention basins are not used in western Canada, where waste is injected into disposal wells, but they may be used in other parts of Canada.

In summary, there is potential for water contamination from the use and disposal of drilling muds and fracturing fluids. There is also a risk of natural gas or saltwater from the formation leaking into surface water, water wells, or water aquifers.

Other environmental impacts include but are not necessarily limited to air emissions (greenhouse gases and air pollutants), habitat fragmentation, and the increased traffic needed to transport water, chemicals, and equipment for shale gas production.

CONSIDERATIONS

Environmental concerns are being raised regarding the potential of drilling and fracturing activities associated with shale gas development contaminating local water supplies. Shale gas development has gathered significant media attention in North America.

United States

In the United States, there has been significant shale gas development in western states and recently in more populated states in the northeast (New York and Pennsylvania).

A 2004 U.S. Environmental Protection Agency (EPA) study found no confirmed evidence of contamination of wells for drinking water from hydraulic fracturing into coalbed methane wells. The EPA is undertaking a further study on hydraulic fracturing, with results expected by late 2012.

The U.S. Energy Policy Act of 2005 exempted hydraulic fracturing from federal regulation under the U.S. Safe Drinking Water Act; however, due to public concerns, on September 9, 2010, the EPA asked companies to report the contents of their fracturing fluids.

New York State has committed to an environmental review of hydraulic fracturing before any drilling permits will be issued, and this has created an effective moratorium on shale gas development. Also, Governor Edward G. Rendell of Pennsylvania signed an executive order protecting state forests from any new natural gas development activities that would disturb the surface of these areas and jeopardize fragile ecosystems.

Regulatory responsibilities in Canada

Petroleum drilling and production fall mainly under provincial jurisdiction, except on federal lands. Typically, the environment and natural resources ministries share responsibility for regulating oil and gas exploration and extraction, including issuing permits for water use (both surface and groundwater).

British Columbia

In British Columbia, the B.C. Oil and Gas Commission is responsible for the development of British Columbia's energy resources and for providing approvals. It regulates the industry's short-term access to both surface water and groundwater, while the British Columbia Ministry of Environment regulates longer term industrial fresh water use through permits.

Alberta

In Alberta, the Energy Resources Conservation Board (ERCB) regulates oil and gas exploration and production. Through water licences, Alberta Environment is responsible for regulating surface and potable groundwater sources.

Quebec

In Quebec, the Ministère des ressources naturelles et de la faune regulates oil and gas production; this includes granting permits for shale gas exploration. The Ministère du développement durable, de l'environnement et des parcs issues water approvals for surface water and groundwater extraction and is also responsible for issuing wastewater disposal permits.

Environment Canada

Shale gas exploration and production could touch on several areas of Environment Canada's mandate.

- Assessment of chemical substances that may be present in fracture fluids under the Chemicals Management Plan (CMP)

EC staff has reviewed the list of chemicals used in hydraulic fracturing in Quebec and the United States. Preliminary results reveal that only 13 of the 265 substances have already been assessed under CEPA 1999. Seven of these, including benzene and naphthalene, were found to be toxic. About a quarter of the 265 substances are among the remaining priorities to be addressed under the CMP. Approximately half did not meet the categorization criteria and have therefore not been identified for further attention at this time. About 10% of the substances are not currently in commerce in Canada and would be subject to assessment under the New Substances Program before they could be used.

Risk management measures may be taken under CEPA 1999 if substance assessments conclude that a substance is toxic to the environment or human health.

- Regulation of toxics, including greenhouse gases and air pollutants

Further work is needed to understand the implications of shale gas development for emissions of greenhouse gases and air pollutants and the options for addressing these emissions.

- Environmental Emergencies Program

In the event of an environmental emergency, Environment Canada would chair the Regional Environmental Emergencies Team and provide expert advice.

- Provisions of the *Canada Water Act* and the *Species at Risk Act*
- Administration and enforcement of the pollution prevention provisions of the *Fisheries Act* (subsection 36(3)), which prohibits a deleterious substance from being deposited into water frequented by fish unless the deposit has been authorized by regulation under the Act or other federal legislation

If there is a discharge of effluent into fish-bearing waters, the prohibition in subsection 36(3) of the *Fisheries Act* will apply.

Environment Canada's work to identify, assess, and address risks of non-compliance with subsection 36(3) across a broad range of sectors and sources is ongoing. A review of risks associated with shale gas will be considered as part of this broader work.

In addition, Fisheries and Oceans Canada, under subsection 35(2), could issue an authorization for a harmful alteration, disruption, or destruction of fish habitat that results from a project.

Canadian Environmental Assessment Agency

Environmental assessments under the *Canadian Environmental Assessment Act* would be required if the federal government were required to provide federal land or federal funding to enable the project to proceed or if a permit or authorization described on the *Law List Regulations* was required. Furthermore, if the Minister of the Environment was of the view that there might be significant transboundary impacts on federal land (provincial boundaries or the international border), the Minister could request a review of those transboundary impacts by a review panel.

National Energy Board

The National Energy Board regulates oil and gas exploration, development, and production on frontier lands and in offshore areas not covered by provincial/federal management agreements. It also regulates interprovincial and international oil and gas pipelines and any additions to existing federally regulated pipelines. The board is a federal authority under the *Canadian Environmental Assessment Act* for oil and gas projects.

Other federal roles

Natural Resources Canada

Natural Resources Canada contributes geoscience knowledge on shale gas “plays” (areas) to help inform exploration, resource management, and environmental protection decisions. Natural Resources Canada also provides funding for oil and gas research and development.

Natural Resources Canada has initiated interdepartmental meetings on the shale gas file to review each department’s role on shale gas and to share information. Participants include Indian and Northern Affairs Canada, Industry Canada, Fisheries and Oceans Canada, the Privy Council Office, the Department of Finance Canada, and Environment Canada.

Natural Resources Canada has provided expert advice to the BAPE hearings on the geological context of shale gas settings in North America as well as on more general shale gas issues.

Natural Resources Canada is also reviewing the broader shale gas regulatory context in Canada.

NEXT STEPS

- Further work is needed to assess the risks associated with shale gas development in Canada, including quantity of water used, surface and groundwater contamination, and emissions of greenhouse gases and air pollutants from shale gas facilities.
- Environment Canada is working with Natural Resources Canada on its review of the broader shale gas regulatory context in Canada, focusing on requirements for storage and disposal of wastewater.



Paul Boothe
Deputy Minister

Attachment(s) (5):

- *Annex I – Response from Environment Canada to the Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec (BAPE)*
- *Annex II – Drilling Techniques*
- *Annex III – Shale Gas Plays in Canada*
- *MIN-142920 (for reference)*
- *MIN-142939 (for reference)*

ANNEX I

RESPONSE FROM ENVIRONMENT CANADA TO THE BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (BAPE)

Montréal, 10 novembre 2010

Commission d'enquête sur le développement durable de
l'industrie des gaz de schiste au Québec

a/s Madame Monique Gélinas

Coordonnatrice du secrétariat de la commission

Édifice Lomer-Gouin

575, rue Saint-Amable, bureau 2.10

Québec (Qc) G1R 6A6

Votre référence :

Notre référence :

4191-15-S089

Objet : DQ3 - Question adressée à Environnement Canada relative à une possible augmentation de la production canadienne de GES

Madame Gélinas,

Vous trouverez ci-dessous la réponse à la question adressée par la Commission à Environnement Canada le 19 octobre 2010.

Question

« ... désire obtenir de l'information portant sur la position du ministère canadien de l'environnement face à une possible augmentation de la production canadienne de GES par l'ajout de la production québécoise ou autre à celle existante actuellement ? »

Réponse

L'offre nord-américaine de gaz naturel, traditionnellement dominée par les sources conventionnelles, se tourne graduellement vers les sources non conventionnelles, comme le gaz de schiste, à titre de complément. Au Canada, l'exploration et la production du gaz de schiste sont des activités relativement nouvelles. L'épuisement des gisements canadiens de gaz naturel conventionnel facilement accessibles et la fermeture de puits auraient pour effet une réduction de l'offre. Cette dernière devrait être compensée, en partie, par de nouvelles sources de gaz naturel non conventionnelles, y compris le gaz de schiste, ou par d'autres sources d'énergie.

Dans certains cas, la quantité d'énergie requise pour l'extraction et la production de gaz de schiste peut être supérieure à celle nécessaire pour le gaz conventionnel. Toutefois, Environnement Canada n'a pas effectué de comparaison détaillée entre le bilan global des gaz à effet de serre (GES) émis par l'exploration et la production de gaz de schiste et celui pour le gaz conventionnel, ni avec quelque autre type d'énergie pouvant compenser pour la baisse des réserves canadiennes de gaz naturel. De plus, les concentrations de dioxyde de carbone contenu dans le gaz de schiste peuvent varier jusqu'à un ordre de grandeur, d'un gisement à l'autre à travers le Canada. Ainsi, selon les informations provenant de l'Office national de l'énergie, au Québec, le gaz de

Shale d'Utica contiendrait moins de 1% dioxyde de carbone, comparativement à 12 % pour le gaz de schiste se trouvant dans le bassin de Horn River en Colombie-Britannique. Considérant la multitude de gisements du Canada, cette variabilité rend d'autant plus complexe l'évaluation de l'impact d'une augmentation de la production de gaz de schiste sur le bilan national de GES. Il sera nécessaire de mieux comprendre l'impact global sur les émissions totales de GES au Canada, associé à l'évolution de l'approvisionnement en gaz naturel canadien provenant de sources non conventionnelles.

Par ailleurs, en matière de lutte aux changements climatiques, le gouvernement du Canada soutient une approche qui procure des avantages environnementaux et économiques concrets pour tous les Canadiens et toutes les Canadiennes, en alignant ses politiques en matière de climat avec celles des États-Unis. La cible économique générale pour 2020, à laquelle nous nous engageons conformément à l'Accord de Copenhague, porte sur une réduction de 17 % des niveaux enregistrés en 2005. La cible est harmonisée avec celle des États-Unis.

Le gouvernement du Canada poursuit le travail secteur par secteur vers cet objectif, en agissant au niveau national pour limiter les émissions de GES provenant du secteur de l'énergie, reconnaissant le besoin d'aligner notre approche avec celle des États-Unis. Le gouvernement canadien s'engage à collaborer avec les gouvernements des provinces et des territoires ainsi qu'avec ses partenaires dans l'élaboration et la mise en œuvre de politiques et d'initiatives d'envergure sur les changements climatiques.

Veillez agréer, Madame Gélinas, l'expression de mes sentiments les meilleurs.



Marc Provencher
Gestionnaire
Évaluations environnementales et immersion en mer
Direction des activités de protection de l'environnement
Environnement Canada

ANNEX II

DRILLING TECHNIQUES

Horizontal drilling

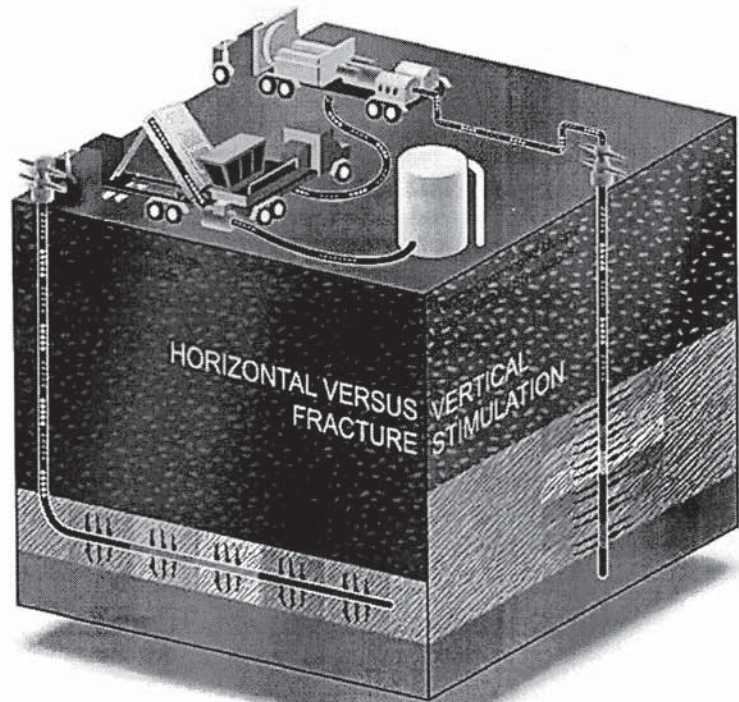
- Increases the exposed surface of the reservoir and access to natural fractures
- Distance up to 2 km
- Horizontal drilling allows for 10 or more gas wells to be drilled from a single surface well pad site, which helps reduce the surface impact.
- Cost: 3 to 4 million USD per drilled well in Marcellus shale

Vertical drilling

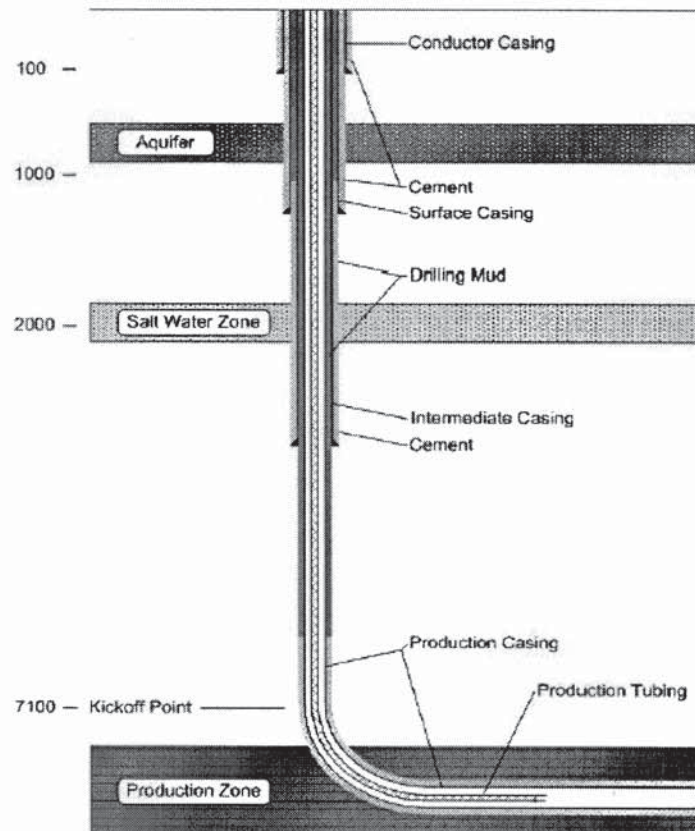
- May be advantageous in certain shale formations
- Cost: 800,000 to 1,000,000 USD per drilled well in Marcellus shale

Casing and cementing

- The aquifer and saline water pockets are typically located in shallower depths than the shale.
- Several protective layers of steel casing and cement are installed to protect the aquifer and to isolate the production zone of the rock formation.
- Intermediate casings can be added to isolate the wells of saline water pockets or where the well is prone to natural pressure levels higher than elsewhere.



Source: JuneWarren Publishing (2008), contained in the NEB Shale Gas Primer.



Source: The U.S. Department of Energy (2009), Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer

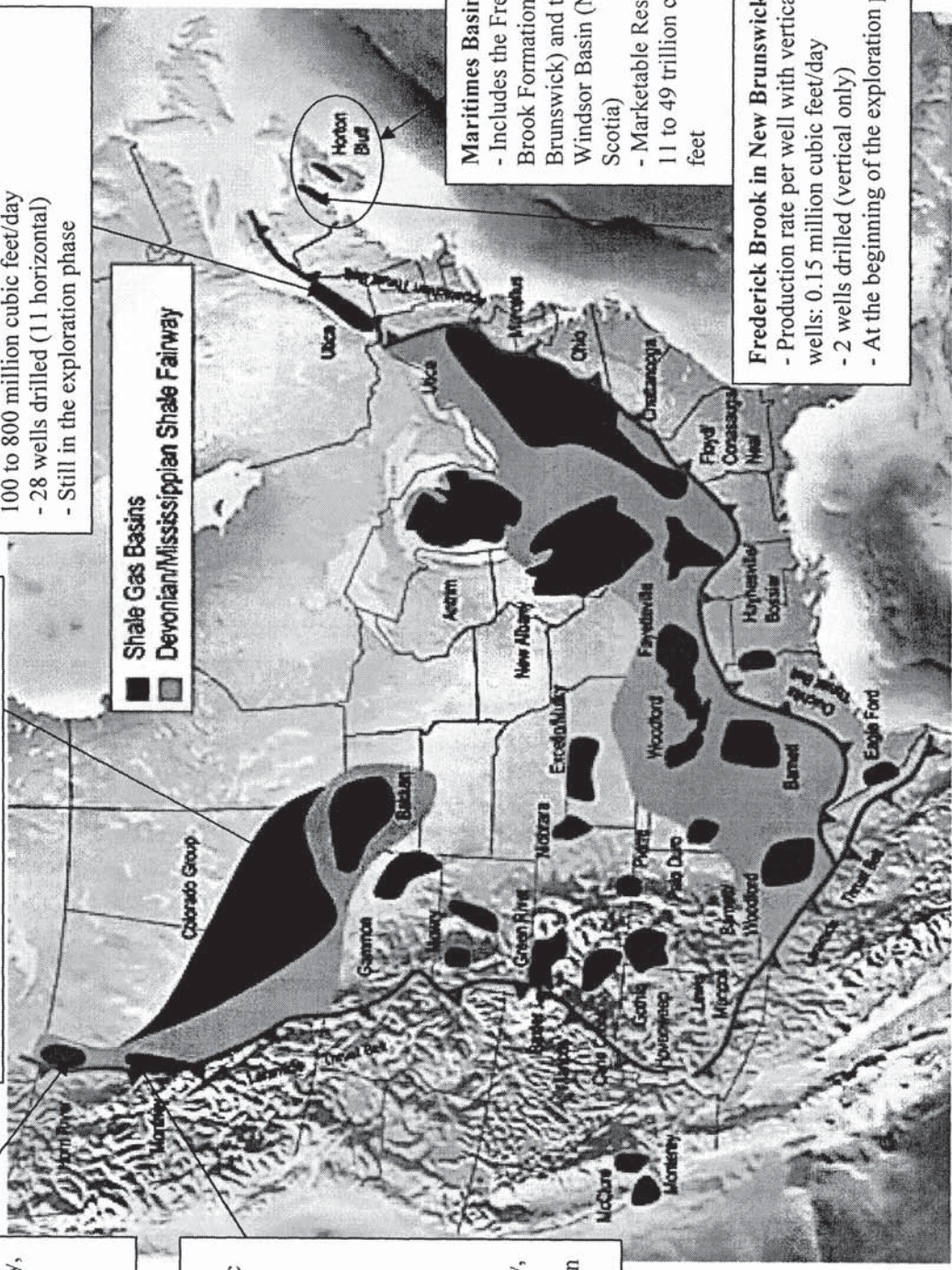
ANNEX III: SHALE GAS PLAYS IN CANADA

Horn River in British Columbia
 - Gas in place: **140 to 600+ trillion cubic feet**
 - Marketable Resources: 75-170 trillion cubic feet
 - Depth: 2500 to 3000 m
 - CO₂ (%): 12
 - Startup production per well: generally 2 to 8 million cubic feet/day, up to 16 million cubic feet/day
 - About 20 horizontal wells drilled, hydraulically fractured, and flowing

Montney in British Columbia
 - Gas in place: 80 to 700 trillion cubic feet
 - Marketable Resources: 77-166 trillion cubic feet (B.C. portion, including tight gas)
 - Depth: 1700 to 4000 m
 - CO₂ (%): 1
 - Total production from horizontal wells: 376 million cubic feet/day
 - Startup production per well: generally 3 to 5 million cubic feet/day, up to 10 million cubic feet/day
 - In 2009, 234 horizontal wells were in production

Colorado in Alberta and Saskatchewan
 - Gas in place: >100 trillion cubic feet
 - Marketable Resources: 4 to 17 trillion cubic feet
 - Depth: 300 m
 - CO₂ (%): Unknown
 - A few dozen shallow wells produce about 10 million cubic feet/day

Utica in Quebec
 - Gas in place: >120 trillion cubic feet
 - Marketable Resources: 7 to 42 trillion cubic feet
 - Depth: 500 to 3300 m
 - CO₂ (%): less than 1%
 - Production rate per well with vertical wells: 1 million cubic feet/day
 - Production rate per well with horizontal wells: 100 to 800 million cubic feet/day
 - 28 wells drilled (11 horizontal)
 - Still in the exploration phase



Maritimes Basin
 - Includes the Frederick Brook Formation (New Brunswick) and the Windsor Basin (Nova Scotia)
 - Marketable Resources: 11 to 49 trillion cubic feet

Frederick Brook in New Brunswick
 - Production rate per well with vertical wells: 0.15 million cubic feet/day
 - 2 wells drilled (vertical only)
 - At the beginning of the exploration phase

Source: Advanced Resources, SPE/Holditch November 2002; Hill 1991; Cain 1994; Hart Publishing 2008. Modified from Ziff Energy Group 2008.

**Environment Canada's response to Environmental Petition No. 307,
concerning the possible negative effects of shale gas
exploration and exploitation in Quebec, and the participation of the
federal government in this file**

Question 1: Given that Environment Canada has a mandate to preserve the quality of the natural environment and protect Canada's drinking water resources, and that the hydrofracturing water resulting from shale gas exploration and extraction contains toxic substances and there is a real risk that that water could contaminate water tables, what policies could be put in place to prevent future damage to the environment and drinking water resources?

In Canada, all three levels of government (federal, provincial/territorial and municipal) have roles and responsibilities with respect to water management. The provinces and territories have the primary responsibility for most areas of water management and protection, including the licensing of most principal water uses. Federal jurisdiction over water generally includes management of water on Aboriginal and federal lands, fish habitat and waters frequented by fish, as well as international and inter-provincial water issues. Provincial jurisdiction over water includes issues of water allocation, use, pollution, standards for water quality, and land management.

In general, petroleum and gas drilling and production fall under provincial jurisdiction except on federal land, and under territorial jurisdiction in the Yukon. For most provinces, the environment and natural resources ministries share responsibility for regulating oil and gas exploration and extraction and disposal of waste and wastewater. On federal lands, the National Energy Board is responsible for regulating the exploration, development and production of crude oil and natural gas. These regulatory responsibilities include oil and gas exploration, development and production, enhancing worker safety, and protecting the environment. The Board is also responsible as lead agency for the environmental assessment of projects within its jurisdiction.

Federally, jurisdiction over shale gas development falls under the mandate of several departments, agencies and boards. Environment Canada's role and authorities in relation to pollution prevention and habitat protection is provided for in a number of statutes, in particular under the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA 1999) and the *Fisheries Act*.

CEPA 1999 provides the key authorities for the assessment of chemical substances through the Existing and New Substances Programs, the management of toxic substances, and the Environmental Emergencies Program.

.../2

- 2 -

Environment Canada's Existing Substances Program is responsible for the assessment of substances listed on the Domestic Substances List (DSL). The DSL is a list of approximately 23 000 "existing" substances that were used or manufactured in Canada between January 1, 1984 and December 31, 1986. Between 1999 and 2006, the Government of Canada categorized the chemicals on the DSL according to specific criteria, and identified approximately 4 000 that required further attention. These substances were categorized as high, medium or low priorities and are currently being addressed jointly by Environment Canada and Health Canada through the Chemicals Management Plan, launched by the Government of Canada in December 2006.

Under the Chemicals Management Plan, the Ministers of the Environment and of Health were mandated to take immediate action to assess those substances that were categorized as highest priorities for assessment, and to carry out further work on the substances identified as requiring further action. Currently, approximately 500 high-priority substances are being assessed as part of two initiatives, the Challenge and the Petroleum Sector Stream Approach. Substances categorized as medium priorities will be assessed in the next round of priorities, for which work began in 2011. Risk management measures will be developed and implemented for substances that are assessed as meeting the toxicity criteria of CEPA 1999. For more information on the Chemicals Management Plan and the Existing Substances Program, visit www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca.

The New Substances Program is responsible for the assessment of substances that are not on the DSL and are considered "new" to Canada. Before these substances can be introduced into the Canadian marketplace, they must be assessed by Environment Canada and Health Canada to determine whether or not they are toxic, or capable of becoming toxic, to the environment or human health. If the substance is not suspected of being toxic, it is added to the DSL, which allows it to be used, manufactured or imported into Canada. If it is determined that a new substance may pose a risk to human health or the environment, CEPA 1999 authorizes Environment Canada to intervene prior to, or during, the earliest stages of its introduction into Canada. There are a variety of potential control measures for substances suspected of meeting the toxic criteria under section 64 of CEPA 1999.

When substances are not suspected of being toxic for a particular use, but may become "toxic" as a result of new uses or volume of use, the Significant New Activity (SNAc) provisions of CEPA 1999 may also be applied. SNAc provisions allow Environment Canada and Health Canada to assess the potential impacts of

.../3

- 3 -

the substance as it relates to the new activities being proposed. The new substance is added to the DSL, and considered "existing," but only for the uses assessed and specified in the SNAc. Any other use will require re-notification to Environment Canada.

Further information on the New Substances Program is available at www.ec.gc.ca/subsnouvelles-newsups/default.asp?lang=En&n=AB189605-1.

Some substances used in well drilling and hydraulic fracturing in the upstream oil and gas sector have been identified in the Existing and New Substances Programs. In addition, Environment Canada is reviewing the list of chemical substances which have been identified for use in fracturing fluids in Quebec (as provided to the Bureau d'audiences publiques sur l'environnement), New York State and Pennsylvania State. This review will determine whether these substances have or will be assessed under the Chemicals Management Plan.

Environment Canada is also responsible for the administration and enforcement of the pollution prevention provisions of the *Fisheries Act*, which prohibit the deposit of deleterious substances in water frequented by fish or in a place where that substance may enter such water, unless the deposit is authorized by regulation under a federal act. Any discharge which results in the release of a deleterious substance in water frequented by fish is an offence and must be reported and corrective measures taken. In the event of a discharge of deleterious substances in fish-bearing water, the general prohibition in subsection 36(3) of the *Fisheries Act* would apply.

Environment Canada has proposed regulations under the *Fisheries Act* for municipal, community, federal and other wastewater systems, including national effluent quality standards for carbonaceous biochemical oxygen demand and total suspended solids. The objective of the proposed regulations is to reduce the risks to ecosystem health, fisheries resources and human health by decreasing the level of harmful substances deposited into Canadian surface water from wastewater effluent. In addition to the national effluent quality standards, the proposed regulations also specify the conditions to be met in order to deposit effluent containing certain deleterious substances, such as requirements concerning toxicity, effluent monitoring and record keeping and reporting. The regulations will be applicable to all municipal wastewater systems, even those receiving shale gas wastewater, with the exception of systems located in the Northwest Territories, Nunavut and regions north of the 54th parallel in Quebec and Newfoundland and Labrador.

.../4

- 4 -

Environment Canada's authorities in relation to water resources are also found in the *Canada Water Act*, which provides the legal framework for undertaking federal-provincial programs and agreements for the conservation, development and utilization of Canada's water resources.

Question 2: Considering also the fact that the hydrofracturing process requires enormous quantities of water and that approximately 40% of that water remains underground, what concrete actions, according to what timelines, does Environment Canada intend to take to regulate the shale gas industry in Quebec with a view to preserving water resources?

As mentioned previously, petroleum drilling and production generally fall under provincial jurisdiction except on federal land. Therefore, most shale gas wells in Canada are licensed and regulated by provincial authorities. The National Energy Board is responsible for regulating the exploration, development and production of crude oil and natural gas on federal lands.

Regulations applied to the oil and gas sector in Canada are designed to protect water resources during oil and gas development, including shale gas development. Specific regulations vary between jurisdictions, but generally speaking, techniques such as the use of steel casing and cement are used to isolate and protect groundwater zones from deeper natural gas, oil or saline water zones. Regulatory codes and standards such as these, combined with industry best practices, are designed to help ensure that drilling, completion and production techniques do not cause water contamination.

Ministre de l'Environnement



Minister of the Environment

Ottawa, Canada K1A 0H3

11 MAI 2011

s.19 (1)

Monsieur,

Je vous écris en réponse à la pétition en matière d'environnement n° 307, conformément à l'article 22 de la *Loi sur le vérificateur général*, concernant les éventuelles répercussions de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste au Québec. Le Ministère a reçu votre pétition le 12 janvier dernier.

Vous trouverez ci-joint la réponse d'Environnement Canada à votre pétition. Les ministres des Pêches et des Océans, de la Santé, de l'Agriculture et de l'Agroalimentaire, et des Ressources naturelles répondront directement aux questions qui relèvent de leur mandat respectif.

Je vous remercie de m'avoir donné l'occasion de répondre à votre pétition et j'espère que ces renseignements vous seront utiles.

Je vous prie d'agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

L'honorable Peter Kent, C. P., député

Pièce jointe

c.c. : L'honorable Gail Shea, C. P., députée
L'honorable Leona Aglukkaq, C. P., députée
L'honorable Gerry Ritz, C. P., député
L'honorable Christian Paradis, C. P., député
M. Scott Vaughan, commissaire à l'environnement et au développement durable



Canada

Réponse d'Environnement Canada à la pétition en matière d'environnement n° 307 concernant les éventuelles répercussions de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste au Québec, et la participation du gouvernement fédéral dans ce dossier

Question 1: Puisque Environnement Canada a pour mandat de préserver la qualité de l'environnement naturel ainsi que de protéger efficacement les ressources en eau potable du Canada, et sachant que les eaux de fracturation provenant de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste contiennent des substances toxiques et qu'il existe un risque réel qu'elles puissent contaminer les nappes phréatiques, quelles politiques pourraient être mises en œuvre afin de prévenir des dommages futurs sur la qualité de l'environnement et sur les ressources en eau potable?

Au Canada, les trois ordres de gouvernement (fédéral, provincial-territorial et municipal) ont des rôles et des responsabilités en ce qui concerne la gestion de l'eau. Les provinces et territoires détiennent la compétence juridique principale dans la plupart des domaines de gestion et de protection de l'eau, y compris l'octroi de permis pour la majorité des principales utilisations de l'eau. Le rôle du gouvernement fédéral comprend la gestion de l'eau sur les terres autochtones et fédérales, de l'habitat des poissons et des eaux où vivent les poissons, ainsi que les questions internationales et interprovinciales liées à l'eau. Le rôle des provinces comprend généralement les questions de répartition, d'utilisation et de pollution de l'eau, les normes de qualité de l'eau et la gestion des terres.

En général, le forage et la production de pétrole et de gaz incombent aux provinces (ou aux territoires dans le cas du Yukon) sauf s'ils sont effectués sur un territoire domanial. La plupart des ministères provinciaux de l'Environnement et des Ressources naturelles partagent la responsabilité de réglementer l'exploration et l'extraction pétrolières et gazières ainsi que l'élimination des déchets et des eaux usées. Sur les territoires domaniaux, c'est l'Office national de l'énergie qui est chargé de réglementer l'exploration, l'exploitation et la production du pétrole brut et du gaz naturel. Ces responsabilités en matière de réglementation comprennent l'exploration, la production et l'exploitation du pétrole et du gaz, l'amélioration de la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement. L'Office est aussi l'organisme responsable de l'évaluation environnementale des projets relevant de sa compétence.

À l'échelle fédérale, la responsabilité de l'exploitation du gaz de schiste relève de plusieurs ministères, organismes et conseils. Les rôles et les responsabilités d'Environnement Canada en matière de prévention de la pollution et de protection de l'habitat sont définis dans de nombreuses lois, notamment dans la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* [LCPE (1999)] et la *Loi sur les pêches*.

.../2

- 2 -

La LCPE (1999) confère les pouvoirs clés concernant l'évaluation des substances chimiques conformément aux programmes des substances existantes et nouvelles, la gestion des substances toxiques et le Programme des urgences environnementales.

Le Programme des substances existantes d'Environnement Canada est chargé d'évaluer les substances figurant sur la Liste intérieure des substances (LIS). La LIS compte environ 23 000 substances « existantes » utilisées ou fabriquées au Canada du 1^{er} janvier 1984 au 31 décembre 1986. De 1999 à 2006, le gouvernement du Canada a classé par catégories les substances inscrites sur la LIS selon des critères précis, et il a défini près de 4 000 substances auxquelles une attention particulière devait être accordée. Ces substances ont été classées par ordre de priorité (élevée, moyenne ou faible) et des mesures conjointes sont actuellement prises par Environnement Canada et Santé Canada pour les gérer conformément au Plan de gestion des produits chimiques, mis en œuvre par le gouvernement du Canada en décembre 2006.

Les ministres de l'Environnement et de la Santé ont reçu, conformément au Plan de gestion des produits chimiques, le mandat de prendre des mesures immédiates pour évaluer les substances à priorité élevée et d'effectuer des analyses plus poussées des substances nécessitant des mesures supplémentaires. Actuellement, près de 500 substances à priorité élevée sont évaluées dans le cadre de deux initiatives, soit le Défi et l'Approche pour le secteur pétrolier. Les substances de priorité moyenne seront évaluées pendant la prochaine ronde de priorités, entamée en 2011. Des mesures de gestion du risque seront élaborées et mises en œuvre pour les substances qui répondent aux critères de toxicité définis dans la LCPE (1999). Pour de plus amples renseignements sur le Plan de gestion des produits chimiques et le Programme des substances existantes, veuillez consulter le site Web www.chemicalsubstanceschimiques.gc.ca.

Le Programme des substances nouvelles est tenu d'évaluer les substances qui ne figurent pas sur la LIS et qui sont considérées comme « nouvelles » au Canada. Avant d'être introduites sur le marché canadien, elles doivent être évaluées par Environnement Canada et Santé Canada afin de déterminer si elles sont toxiques pour l'environnement et la santé humaine, ou si elles peuvent le devenir. Les substances qui ne présentent pas de risque de toxicité sont ajoutées à la LIS et peuvent donc être utilisées, fabriquées ou importées au Canada. Si une nouvelle substance est reconnue comme pouvant être néfaste pour la santé humaine ou l'environnement, la LCPE (1999) autorise Environnement Canada à intervenir avant ou pendant les premières étapes de son entrée au Canada. Il existe une variété de mesures de contrôle potentielles

.../3

- 3 -

des substances que l'on soupçonne de répondre aux critères de toxicité définis dans l'article 64 de la LCPE (1999).

Lorsqu'une substance n'est pas considérée comme toxique pour une utilisation précise, mais qu'elle peut le devenir en raison d'une utilisation nouvelle ou plus grande, on peut avoir recours aux dispositions relatives à une nouvelle activité de la LCPE (1999). Ces dispositions permettent à Environnement Canada et à Santé Canada d'évaluer les risques éventuels de la substance découlant des nouvelles activités proposées. La nouvelle substance est ajoutée à la LIS et définie comme « existante », mais seulement pour les activités évaluées et précisées dans les dispositions relatives à une nouvelle activité. Toute autre utilisation exigera un nouvel avis à Environnement Canada.

De plus amples renseignements sur le Programme des substances nouvelles sont accessibles en ligne au www.ec.gc.ca/subsnouvelles-newsubs/default.asp?lang=Fr&n=AB189605-1.

Certaines substances utilisées pour le forage de puits et la fracturation hydraulique dans le secteur pétrolier et gazier en amont ont été identifiées par le Programme des substances existantes et le Programme des substances nouvelles. De plus, Environnement Canada est à revoir la liste des substances chimiques utilisées dans les fluides de fracturation au Québec (fournie par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement), dans l'État de New York et l'État de Pennsylvanie. Cet examen déterminera si ces substances ont été ou seront évaluées conformément au Plan de gestion des produits chimiques.

Environnement Canada est aussi chargé de l'administration et de l'application des dispositions relatives à la prévention de la pollution de la *Loi sur les pêches*, qui interdit le rejet de substances nocives dans des eaux où vivent des poissons, ou en quelque autre lieu si le risque existe que la substance pénètre dans ces eaux, sauf si le rejet est autorisé par une loi fédérale. Tout rejet qui entraîne la libération d'une substance nocive dans l'eau où vivent des poissons représente une infraction qui doit être dénoncée et punie. En cas de rejet d'une substance nocive dans des eaux où vivent des poissons, l'interdiction générale contenue dans le paragraphe 36(3) de la *Loi sur les pêches* serait applicable.

Environnement Canada a proposé des règlements établis conformément à la *Loi sur les pêches* portant sur les systèmes d'assainissement des eaux usées municipales, communautaires, fédérales et autres. Parmi ces règlements, citons

.../4

- 4 -

des normes nationales de qualité des effluents en ce qui a trait à la demande biochimique en oxygène des matières carbonées et au total des solides en suspension. Les règlements proposés ont comme objectif de réduire les risques pour la santé de l'écosystème, les ressources halieutiques et la santé humaine, en réduisant le niveau de substances nocives rejetées dans l'eau de surface canadienne par les effluents d'eaux usées. En plus des normes nationales de qualité des effluents, les règlements proposés définissent des conditions à remplir pour pouvoir rejeter des effluents qui contiennent certaines substances nocives, comme des exigences sur la toxicité, la surveillance des effluents, la tenue de dossiers et la production de rapports. Les règlements seront applicables à tous les systèmes d'assainissement des eaux usées municipales, même ceux qui reçoivent des eaux usées liées à l'exploitation de gaz de schiste (sauf les systèmes situés dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et dans les régions du Québec et de Terre-Neuve-et-Labrador situées au nord du 54^e parallèle).

Les pouvoirs d'Environnement Canada concernant les ressources en eau lui sont aussi conférés par la *Loi sur les ressources en eau du Canada*, qui fournit le cadre juridique nécessaire pour conclure des ententes et lancer des programmes fédéraux-provinciaux visant la conservation, l'exploitation et l'utilisation des ressources en eau du Canada.

Question 2 : Considérant aussi le fait que le procédé de fracturation hydraulique nécessite d'énormes quantités d'eau et qu'environ 40 p. 100 de cette eau reste enfouie sous terre, quelles mesures concrètes Environnement Canada compte-t-il appliquer afin d'encadrer l'industrie des gaz de schiste au Québec en ce qui concerne la préservation des ressources en eau, et selon quelles échéances?

Tel que mentionné précédemment, le forage et la production de pétrole incombent en général aux provinces sauf s'ils sont effectués sur un territoire domanial. Par conséquent, la plupart des puits de gaz de schiste au Canada sont autorisés et réglementés par les autorités provinciales. L'Office national de l'énergie est chargé de réglementer l'exploration, l'exploitation et la production du pétrole brut et du gaz naturel sur les territoires domaniaux.

Les règlements appliqués au secteur pétrolier et gazier du Canada sont conçus pour protéger les ressources en eau pendant l'exploitation pétrolière et gazière, y compris l'exploitation des gaz de schiste. Les règlements précis varient d'une province à l'autre, mais de manière générale, les techniques comme l'utilisation de banches en acier et de ciment servent à isoler et à protéger les zones d'eau souterraine des zones plus creuses de gaz naturel, de pétrole ou d'eau saline. Ces codes et ces normes de réglementation jumelés aux meilleures pratiques de l'industrie permettent de garantir que les techniques de forage, de complétion et de production ne contaminent pas l'eau.

*****URGENT*****

AUDITOR GENERAL PETITION
NO. 307

REPLY MUST BE SENT BY :
May 12, 2011

Officer Responsible for Content Agent Responsable du Contenu	Telephone
Approved by Assistant Deputy Minister Approuvé par le Sous-ministre adjoint	Date
Approved by Deputy Minister Approuvé par le Sous-ministre	Date

DATE OF LETTER DATE DE LA LETTRE	DUE DATE DATE D'ÉCHÉANCE	CLASSIFICATION SERVICE/REGION RESPONSABLE <u>DCU</u>	DOCKET NO NO DE CHEMISE <u>Min 142920</u>
SENDER - SIGNATAIRE		INPUT TO CLAIM REQUIRED FROM / FOURNIR INPUT AU SERVICE/REGION RESPONSABLE	
PHONE		ADDITIONAL COPIES FOR INFORMATION TO COPIES ADDITIONNELLES POUR INFORMATION <u>URGENT!!</u>	
ACTION REQUIRED - SUITE À DONNER		COMMENTS - COMMENTAIRES <u>Petition # 307</u>	
CONTACT PERSON IN CORRESPONDENCE UNIT PERSONNE RESSOURCE À L'UNITÉ DE LA CORRESPONDANCE		s.19 (1)	

01-102106/97
01-102106/07

Date	Referred to (name of individual) Envoyé à (nom de l'individu)	RF Date De rappel	Remarks Remarques	Initials
Mar 13	Paulette Maloney		In review	OK
Mar 14	P. Bernier		signature received	EB
Apr 16	DM		for approval	EB
Apr 15	Carolete		see change from ok on kind	
21/4	no		for signature	
10/5	Islam			
11/5	Stephanie		Response is fine	

--	--	--	--	--

01-0121 (05/92)

Printed on recycled paper
Imprimé sur du papier recyclé

continued on reverse
continuer au verso

Minister of the Environment



Ministre de l'Environnement

Ottawa, Canada K1A 0H3

11 MAI 2011

s.19 (1)

Monsieur,

Je vous écris en réponse à votre pétition en matière d'environnement n° 308, conformément à l'article 22 de la *Loi sur le vérificateur général*, concernant les responsabilités du gouvernement fédéral relativement à l'exploitation des gaz de schiste au Québec. Environnement Canada a reçu votre pétition le 13 janvier dernier.

Je réponds à la première partie de la question 5, à savoir « [p]ourquoi les exploitants ne sont-ils pas contraints de révéler la composition des fluides de fracturation afin de prévenir d'éventuels empoisonnements? » puisque cette question relève du mandat d'Environnement Canada. La réponse traite aussi de quelques-uns des enjeux que vous avez soulevés à la question 1 de votre pétition.

En général, les activités liées au forage pétrolier et à la production de pétrole relèvent de la compétence provinciale, sauf lorsqu'il s'agit de terrains domaniaux. Dans la majorité des provinces, les ministères de l'Environnement et des Ressources naturelles partagent la responsabilité de réglementer l'exploration et l'extraction pétrolières et gazières, ainsi que l'élimination des déchets et des eaux usées. En ce qui a trait aux terres fédérales, l'Office national de l'énergie (ONE) est chargé de réglementer l'exploration, l'exploitation et la production du pétrole brut et du gaz naturel. Ces responsabilités de nature réglementaire englobent l'exploration, l'exploitation et la production pétrolières et gazières, le renforcement de la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement. L'ONE est aussi l'organisme responsable de l'évaluation environnementale des projets qui relèvent de sa compétence.

Environnement Canada exerce des pouvoirs de grande envergure en matière de prévention de la pollution et de protection des habitats, et ces pouvoirs sont prévus dans un certain nombre de textes législatifs, le plus important étant la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)* (LCPE 1999).



.../2

Canada

- 2 -

À l'heure actuelle, les sociétés minières ne sont pas tenues de dévoiler la composition des fluides de fracturation en vertu des dispositions relatives à la collecte d'information de la LCPE 1999. Le gouvernement fédéral examinera toutefois la possibilité d'obtenir une plus grande transparence par le truchement des processus d'évaluation et de collecte d'information relatifs au Plan de gestion des produits chimiques, de classe mondiale, dont la LCPE 1999 constitue le principal outil législatif applicable aux substances qui présentent un intérêt dans le secteur pétrolier.

Les dispositions de la LCPE 1999 permettent aux ministres de l'Environnement et de la Santé d'évaluer les risques potentiels associés aux polluants environnementaux et aux substances, et à gérer ceux qui correspondent à la définition de « toxique » énoncée dans l'article 64 de la Loi. L'article 93 et d'autres dispositions de la Loi donnent au gouvernement le pouvoir d'adopter des règlements qui visent les activités susceptibles d'entraîner le rejet de substances apparaissant sur la liste de l'Annexe 1.

Le gouvernement pourrait s'appuyer sur un certain nombre de dispositions de la LCPE 1999 pour recueillir des renseignements permettant d'éclairer le processus décisionnel relatif aux substances issues de la fracturation hydraulique. L'article 46 autorise la collecte de données visant à mener des recherches, à créer des inventaires, des codes de pratique et des lignes directrices, ou encore à évaluer l'état de l'environnement ou à produire des rapports sur celui-ci.

De plus, l'article 71 permet le rassemblement d'information obligatoire en vue d'évaluer si une substance est « toxique » ou potentiellement « toxique », s'il y a lieu de prendre des mesures de contrôle pour gérer cette substance, et dans l'affirmative, de déterminer la nature de ces mesures. Si une substance est toxique ou soupçonnée de l'être, il est possible d'exiger la présentation de données et d'échantillons, notamment des renseignements relatifs à la toxicité et à la surveillance.

Alors que les articles 46 et 71 de la LCPE 1999 autorisent le gouvernement à présenter des demandes de renseignements à l'industrie pour éclairer l'établissement des politiques et gérer les substances toxiques, d'autres articles de cette même loi dictent la manière dont le gouvernement peut, le cas échéant, diffuser les données recueillies dans l'application des différentes dispositions de la LCPE 1999.

Mon collègue, l'honorable Rob Nicholson, ministre de la Justice, répondra à la partie de votre question qui a trait au recours légal.

.../3

- 3 -

J'apprécie l'intérêt que vous portez à cette question et vous prie d'agréer, Monsieur, l'expression de mes sentiments les meilleurs.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Peter Kent". The signature is fluid and cursive, with the first name "Peter" written in a larger, more prominent script than the last name "Kent".

L'honorable Peter Kent, C.P., député

c.c. : L'honorable Leona Aglukkaq, C.P., députée
L'honorable Rob Nicholson, C.P., député
L'honorable Christian Paradis, C.P., député
L'honorable Gerry Ritz, C.P., député
L'honorable Gail Shea, C.P., députée
M. Scott Vaughan, commissaire à l'environnement et au développement durable

Minister of the Environment



Ministre de l'Environnement

Ottawa, Canada K1A 0H3

s.19 (1)

Dear

I am writing in response to your Environmental Petition No. 308, pursuant to section 22 of the *Auditor General Act*, regarding the responsibilities of the federal government with respect to the development of shale gas in Quebec. Your petition was received in Environment Canada on January 13.

I am responding to the first part of question 5 which asks "[w]hy are mining companies not required to reveal the composition of fracturing fluids in order to prevent possible poisoning?" as this question falls under my department's mandate. This response also addresses some of the issues you raise under question 1.

Generally speaking, the activities of petroleum drilling and production fall under provincial jurisdiction, except on federal land. In most provinces, the environment and natural resources ministries share responsibility for regulating oil and gas exploration and extraction and disposal of waste and wastewater. On federal lands, the National Energy Board (NEB) is responsible for regulating the exploration, development and production of crude oil and natural gas. These regulatory responsibilities include oil and gas exploration, development and production, enhancing worker safety, and protecting the environment. The NEB is also responsible as lead agency for environmental assessment of projects within its jurisdiction. Federal jurisdiction over shale gas development falls under the mandate of several departments, agencies and boards.

Environment Canada has wide-ranging authorities in relation to pollution prevention and habitat protection as provided for in a number of statutes, key among them being the *Canadian Environmental Protection Act, 1999* (CEPA, 1999).



.../2

Canada

- 2 -

Mining companies are not currently required to reveal the composition of fracturing fluids under the information gathering provisions of CEPA 1999. The federal government will, however, explore the possibility of greater transparency through the assessment and information gathering processes under the world leading Chemicals Management Plan, which uses CEPA 1999 as the primary legislative tool for dealing with substances of interest in the petroleum sector.

Provisions under CEPA, 1999 allow the ministers of Environment and Health to assess potential risks associated with environmental pollutants and substances and to manage those that are found to meet the definition of "toxic" as defined in section 64 of the Act. Section 93 and other provisions of the Act provide the Government with the authority to make regulations with respect to activities that may result in the release of substances listed on Schedule 1.

In CEPA 1999, there are a number of provisions the Government could use to gather information to inform decision making in relation to substances found in hydraulic fracturing. Section 46 authorizes information gathering for the purposes of conducting research, creating inventories and codes of practice, guidelines, or for assessing or reporting on the state of the environment.

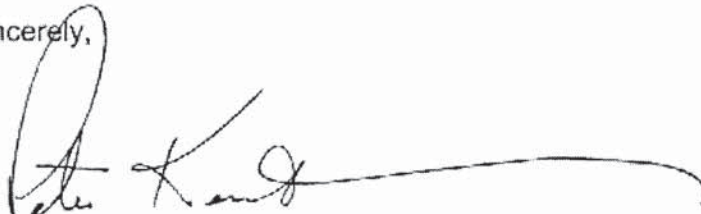
Additionally, section 71 allows mandatory information gathering for the purpose of assessing whether a substance is "toxic" or capable of becoming "toxic" and whether and how to manage the substance. If a substance is toxic or suspected to be toxic, information and samples may be requested; including toxicological and monitoring information.

Although sections 46 and 71 of CEPA 1999 authorize the government to request information from industry to inform policy making and manage toxic substances, other sections of CEPA 1999 dictate how and if the government can release information gathered through various CEPA 1999 provisions.

My colleague, the Honourable Rob Nicholson, Minister of Justice, will respond to the part of your question that relates to legal redress.

I appreciate your interest in this matter.

Sincerely,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Peter Kent", with a long horizontal flourish extending to the right.

The Honourable Peter Kent, P.C., M.P.

c.c.: The Honourable Leona Aglukkaq, P.C., M.P.
The Honourable Rob Nicholson, P.C., M.P.
The Honourable Christian Paradis, P.C., M.P.
The Honourable Gerry Ritz, P.C., M.P.
The Honourable Gail Shea, P.C., M.P.
Mr. Scott Vaughan, Commissioner of the
Environment and Sustainable Development

*****URGENT*****

AUDITOR GENERAL PETITION
NO. 308

REPLY MUST BE SENT BY :
May 13, 2011

Responsible for Content Responsable du contenu	Telephone - Téléphone
1 by Assistant Deputy Minister 1 par le Sous-ministre adjoint	Date
2 by Deputy Minister 2 par le Sous-ministre	Date

DATE OF LETTER DATE DE LA LETTRE	DUE DATE DATE D'ÉCHÉANCE	LEAD SERVICE/REGION SERVICE/REGION RESPONSABLE <u>ESP</u>	DOCKET NO. NO DE CHEMISE <u>MIN 142939</u>
SIGNATURE <p style="text-align: center;">s.19 (1)</p>		INPUT TO LEAD REQUIRED FROM / FOURNIR INPUT AU SERVICE/REGION RESPONSABLE	
ACTION REQUIRED - SUITE À CONNER		COMMENTS - COMMENTAIRES <p style="text-align: center;"><i>URGENT!</i></p>	
CONTACT PERSON IN CORRESPONDENCE UNIT PERSONNEL DE SECOURS À L'UNITÉ DE LA CORRESPONDANCE		Petition no 308 Signature required by May 13, 2011	

Date	Referred to (name of individual) Envoyé à (nom de l'individu)	RF Date de rappel	Remarks Remarques	Initials
2011-01-14	Paulette Meillan		for review	MB
19/01	Pierre B		pour signature	MB
March 30	DM		for approval	ES
29/4/11	DM		for approval	
05/5/11	ABUDU		requestion/comment	MB
5/5/11	DM		Revised - for approval	MB
9/5	Paulette M.		α for info	MB
9/5	DM		for signature	MB
10/5	DM		to advise	MB
11/5			Response is fine	

s.19 (1)

s.19 (1)