

Février 2011

Note socio-économique

Gaz de schiste : Une filière écologique et profitable pour le Québec ?

En 2010, le gouvernement québécois et l'industrie gazière se sont lancés dans le développement du gaz de schiste – une forme de gaz naturel – en vantant les mérites de cette filière énergétique. La présente note démontre que ce choix énergétique n'est pas justifiable dans une perspective de lutte aux changements climatiques ni d'indépendance énergétique. De plus, elle révèle que cette filière comporte d'importants risques pour la santé publique en cas de contamination des eaux par des rejets industriels. Enfin, cette note fait valoir que l'État québécois perdra dans ce projet énergétique bien plus d'argent qu'il n'en gagnera, entre autres dû à l'ampleur des dépenses fiscales et d'infrastructures publiques allouées à l'industrie.

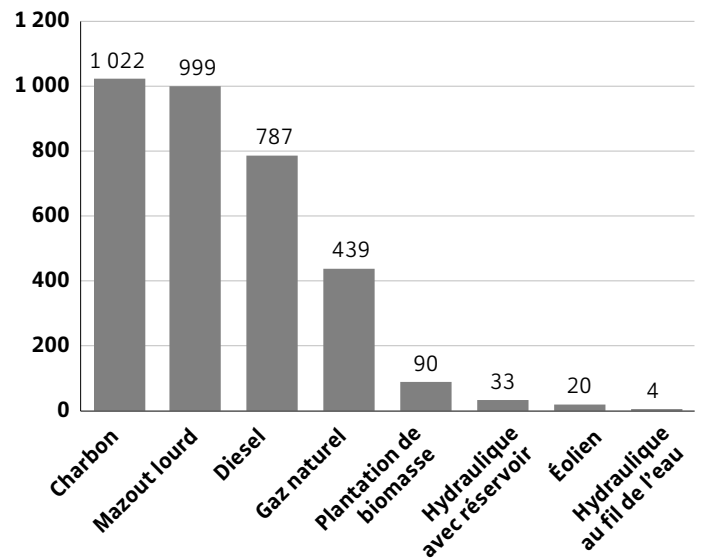
Gaz de schiste et changements climatiques

Dans une brochure faisant la promotion du gaz de schiste, l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) affirme que «le gaz naturel est une source d'énergie propre»¹. Selon l'Association, «le gaz naturel émet 45 % moins de CO₂ que le charbon et 30 % moins que le pétrole»². Notre analyse met en lumière le caractère simpliste de cette assertion : loin d'être «propre», cette filière énergétique engendre des impacts environnementaux importants, notamment en matière de changements climatiques. Dans cette section, nous présentons les impacts de la filière du gaz de schiste à cet égard, en analysant la validité de ce choix énergétique dans le contexte québécois. De plus, nous comparons pour cette filière les émissions de GES – soit le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane (CH₄), deux facteurs importants des changements climatiques – à celles d'autres sources d'énergie. Nous évaluons également son impact en regard des objectifs gouvernementaux de réduction de GES (dont celui inspiré du protocole de Kyoto) et en présentons les coûts énergétiques.

LE GAZ DE SCHISTE DANS LE CONTEXTE QUÉBÉCOIS : UN CHOIX ÉNERGÉTIQUE JUDICIEUX ?

L'étape de la combustion du gaz naturel produit, il est vrai, moins de CO₂ que d'autres combustibles fossiles comme le pétrole ou le charbon. À prime abord, la prise en compte des émissions associées à l'ensemble des phases de production, de distribution et de consommation de cette ressource placent aussi le gaz naturel dans une position favorable par rapport aux autres sources d'énergie³. Lorsqu'il est source d'électricité, le gaz naturel produit environ moitié moins d'émissions de GES que les produits pétroliers (le diesel et le mazout dans ce cas) et près de 60 % moins d'émissions que la filière du charbon (graphique 1). Lorsqu'il est source de chauffage, le gaz naturel émet 26 % moins de GES que le mazout et 71 % moins que le charbon (graphique 2).

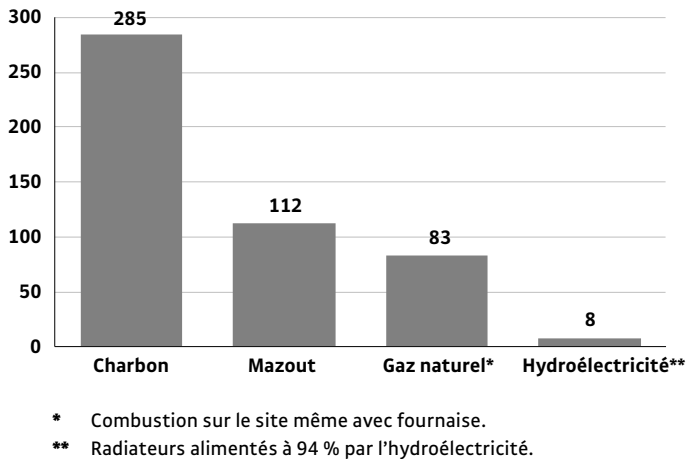
GRAPHIQUE 1 Émissions de gaz à effet de serre pour différentes options de production d'électricité, selon une approche de cycle de vie⁴ (kt éq. CO₂/TWh⁵)



SOURCE : GAGNON, Luc, *Émissions de gaz à effet de serre (GES) – Comparaison des options de production d'électricité*, Hydro-Québec, janvier 2003, p. 3.

Dans le contexte québécois, toutefois, la comparaison entre le gaz naturel et le charbon ou le pétrole n'est pas pertinente. En effet, l'hydroélectricité représente la quasi-totalité de l'électricité produite dans la province, soit près de 96,8 % de la production totale⁶. Les produits pétroliers ne représentent que 0,2 % de ce bilan, et la part du charbon est nulle, puisque les centrales au charbon n'existent plus au Québec⁷. Les bénéfices annoncés du gaz naturel quant à la réduction des émissions de GES s'avèrent par conséquent moins importants que prévus lorsqu'on effectue la seule comparaison valide, celle avec l'hydroélectricité : en effet, le gaz naturel produit approximativement 13 fois plus de GES que l'électricité de source hydraulique.

GRAPHIQUE 2 Émissions de gaz à effet de serre pour différentes options de chauffage résidentiel, selon une approche de cycle de vie (g éq. CO₂/MJ)



SOURCE : GAGNON, Luc, *Comparaison des options énergétiques – Émissions atmosphériques des options de chauffage*, Hydro-Québec, septembre 2005, p. 2.

Mais la comparaison avec le charbon ou le pétrole n'est pas appropriée non plus dans le cas du chauffage utilisé dans le secteur tertiaire (soit les secteurs commercial et institutionnel), qui constitue un des principaux usages du gaz naturel (environ 30 % de la consommation de cette ressource)⁸. Dans ce secteur, 94 % de l'énergie consommée aux fins de chauffage provient de combustibles fossiles (le charbon comptant pour 2 % de la consommation, les produits pétroliers pour 33,7 % et le gaz naturel pour 58 %) et la part de l'électricité dans la consommation totale n'est que de 6 %⁹. Il est vrai que la conversion vers le gaz naturel des équipements actuels de chauffage au charbon et aux produits pétroliers (dont le mazout représente une part importante) pourrait contribuer à la réduction des GES; ensemble, ces sources d'énergie constituent près de 36 % de la consommation totale. Il existe par contre une multitude de filières énergétiques toutes moins polluantes que le mazout. Si le but réel était de faire la lutte aux changements climatiques, l'accent (et donc les ressources consacrées à de telles réfections) serait mis sur des sources renouvelables plus faibles en carbone, telles que les énergies géothermique et solaire. Cette approche permettrait d'accélérer le transfert des combustibles fossiles vers les énergies vertes dans le bilan global de consommation énergétique du Québec. Par ailleurs, pour que les investissements de transformation du mazout vers le gaz naturel soient rentables à long terme, il faut pouvoir s'assurer que le faible prix du gaz sera maintenu. Mais cette assurance n'existe pas puisque les prix sont soumis aux fluctuations du marché.

C'est dire que dans le contexte québécois, et particulièrement en ce qui concerne la lutte aux changements climatiques, le gaz de schiste n'est pas un choix énergétique justifiable, contrairement aux arguments des promoteurs de cette filière.

GAZ DE SCHISTE ET FUITES DE MÉTHANE

En 2010, du total des émissions de méthane liées à l'activité humaine, les industries pétrolière et gazière en représentaient 20 %, ce qui en fait la deuxième source en importance de la planète¹⁰. Selon une étude menée par l'Institut des sciences de l'environnement de l'Université du Québec à Montréal, la filière du gaz naturel a un impact d'importance majeure en matière de changement climatique global, au même titre que les filières du charbon et du pétrole¹¹. Ces lourds impacts sont attribuables non seulement à l'étape de la combustion mais également aux « fuites importantes de gaz naturel, composé à 95 % de méthane, [...] observées spécialement lors de l'extraction du gaz et, en moindre partie, lors de sa distribution »¹².

Les répercussions de la filière du gaz de schiste sur les changements climatiques sont donc beaucoup plus importantes que ce que prétend l'APGQ. Cette dernière limite sa perspective aux émissions de GES associées à la combustion du gaz naturel¹³, laissant de côté les émissions qui ont lieu tout au long du cycle de vie de la filière du gaz de schiste, soit les étapes d'exploration, de production, de distribution et de combustion de cette ressource. Pourtant, les fuites de méthane liées à la production et à la distribution alourdissent considérablement son bilan de GES. C'est que le méthane non brûlé ainsi libéré est, sur une période de 100 ans, 25 fois plus dommageable en matière de réchauffement planétaire que le CO₂ issu de la combustion, et 72 fois plus dommageable sur 20 ans¹⁴. Normand Mousseau, auteur du livre *La révolution des gaz de schiste*, en conclut que :

Si la combustion du méthane est nettement préférable à celle du charbon et du pétrole du point de vue de la production de gaz à effet de serre (GES), plusieurs facteurs suggèrent que le bilan environnemental complet des gaz de shale¹⁵ pourrait s'approcher de celui du charbon, ce qui diminuerait certainement son intérêt dans la lutte contre les changements climatiques¹⁶.

C'est bien ce que tendent à confirmer les fuites de méthane signalées un peu partout au Québec au cours de la seule phase d'exploration des derniers mois, de même que la révision à la hausse, par l'Environmental Protection Agency des États-Unis, des estimations d'émissions fugitives de méthane s'émanant des puits de gaz naturel et des gazoducs américains¹⁷. Celles-ci s'avèrent deux fois plus élevées que les estimations précédentes et, dans le cas précis de la fracturation hydraulique du gaz de schiste, 9 000 fois plus élevées¹⁸.

Une analyse récente suggère que l'impact climatique global du gaz de schiste pourrait être bien plus prononcé que celui du charbon et du diesel, même en tenant compte des fuites associées à ces derniers¹⁹. Les émissions fugitives de méthane provenant de la filière du gaz de schiste seraient approximativement de 2 à 6 fois plus importantes que celles associées au charbon et de 4 à 13 fois plus élevées que celles calculées pour le diesel. Ainsi, les émissions totales liées au schiste pourraient être jusqu'à 55 % plus élevées que celles

attribuables au charbon et 97 % plus élevées que celles provenant du diesel.

GAZ DE SCHISTE ET OBJECTIFS GOUVERNEMENTAUX DE RÉDUCTION DE GES

Nous avons brièvement comparé les impacts climatiques du gaz de schiste à ceux d'autres filières énergétiques en analysant leurs facteurs d'émission de GES respectifs (soit les émissions par unité d'énergie). Les estimations des quantités absolues de GES présentées dans cette section nous permettent toutefois d'aller plus loin, en comparant ce bilan des

émissions du gaz de schiste aux objectifs de réduction fixés par le gouvernement. Notre estimation des émissions de GES associées aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec dans les années à venir apparaît au tableau 1. Ces estimations sont basées sur les bilans de GES réalisés pour les gisements de gaz de schiste de Barnett au Texas et de Marcellus dans l'État de New York.

On évalue que les émissions annuelles moyennes de GES liées au gaz de schiste au Québec seront de 3,8 millions de tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (Mt éq. CO₂)²⁰ sur une période de 10 ans pour la phase d'exploitation; ce chif-

TABLEAU 1 Estimation du futur bilan de GES pour les phases d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste au Québec (2011-2030)

	Nombre de nouveaux puits*	Nombre de puits en opération**	Émissions de GES au cours de la phase d'exploitation (en t éq. CO ₂)	Émissions de GES au cours des phases d'exploration et d'exploitation (en t éq. CO ₂)
2011	30	30	106 767	140 829
2012	60	90	320 301	388 425
2013	90	180	640 602	742 788
2014	275	455	1 619 300	1 931 535
2015	400	855	3 042 860	3 497 020
2016	425	1 250	4 448 625	4 931 170
2017	425	1 615	5 747 624	6 230 169
2018	425	1 950	6 939 855	7 422 400
2019	425	2 100	7 473 690	7 956 235
2020	425	2 125	7 562 663	8 045 208
...	"	"	"	"
2030	425	2 125	7 562 663	8 045 208
Moyenne des émissions 2011-2020			3 790 229	4 128 578
Moyenne des émissions 2011-2030			5 676 446	6 086 893

* Ce scénario correspond à la moyenne entre le nombre de puits projeté par le gouvernement et celui projeté par l'industrie gazière : SECOR Conseil, *Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica*, mai 2010, p. 29; MRNF, *Le développement du gaz de schiste au Québec – Document technique*, 15 septembre 2010, p. 8; MARTIN, Jean-Louis, « Gaz de schiste : Québec confirme des redevances plus modestes », *Argent*, 13 octobre 2010, <http://argent.canoe.ca/lca/affaires/quebec/archives/2010/10/20101013-055303.html>.

** Le nombre de puits en opération est calculé en estimant pour chaque puits une vie productive de cinq ans.

SOURCES : ARMENDARIZ, Al, *Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements*, Southern Methodist University, 26 janvier 2009, 43 p., cité par PARFITT, Ben, *Points de rupture : L'eau du Canada sera-t-elle protégée face à l'engouement pour le gaz de shale ?*, École Munk des affaires internationales de l'Université de Toronto, 15 septembre 2010, p. 18; NEW YORK STATE DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL CONSERVATION (NYSDEC), *Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program – Well Permit Issuance for Horizontal Drilling And High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs*, septembre 2009, p. 6-3 à 6-163, cité par MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP), *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent*, octobre 2010, p. 36 et 37; PARFITT, op. cit., p. 16.

fre s'élève à 4,1 Mt éq. CO₂ en tenant compte des émissions liées à la phase d'exploration. Quant aux émissions moyennes après une période de 20 ans, celles-ci se situent entre 5,7 et 6,1 Mt éq. CO₂ par année.

Même dans un scénario conservateur où la moyenne d'émissions serait de 4,1 Mt éq. CO₂ par année pour les deux phases d'activités, soit une augmentation de 5 % du bilan québécois actuel de GES²¹, les perspectives d'une industrie « propre » qui contribuerait à la lutte contre le réchauffement planétaire semblent peu réalistes. Le gouvernement du Québec s'est donné pour objectif de réduire pour la période 2008-2012 ses émissions de GES de 6 % en regard des niveaux de 1990²², s'inspirant en cela de l'objectif du Protocole de Kyoto auquel le Canada s'est engagé²³. Le gouvernement a également pris l'engagement de réduire, d'ici 2020, ses émissions de GES de 20 % sous les niveaux de 1990, un objectif inspiré de la cible de réduction adoptée par l'Union européenne²⁴. Bien que les émissions de GES au Québec en 2008 aient été de 1,2 % inférieures aux niveaux de 1990, ces baisses sont principalement attribuables à la récession, et notamment à une baisse d'activité dans le secteur industriel²⁵. En ce sens, à moins que des mesures importantes ne soient prises dans le domaine des transports (responsable de 43,3 % des émissions de GES au Québec en 2008 et dont les émissions sont en hausse de plus du quart depuis 1990²⁶), tout porte à croire qu'un nouvel élan industriel déclenché dès 2011 par les activités gazières nuira à l'atteinte des objectifs de réduction de GES que s'est fixés le gouvernement. Tel que mentionné, l'industrie du gaz de schiste pourrait faire augmenter le bilan de GES québécois de près de 5 %; cette hausse éloignerait donc considérablement le Québec des objectifs du protocole de Kyoto. En effet, la moyenne des émissions annuelles projetées de l'industrie équivalent à 82 % des

émissions que Kyoto appelle à éliminer d'ici 2012 et à 25 % de l'objectif de réduction fixé pour 2020 (tableau 2). C'est donc dire que même si le Québec arrivait à diminuer ses émissions de 6 % par rapport à 1990, l'implantation de l'industrie du gaz de schiste viendrait annuler ce progrès. Par exemple, si cette industrie avait été en phase d'exploitation en 2008, elle aurait entraîné une hausse de 3,7 % dans le bilan d'émissions québécois en 2008 en regard des niveaux de 1990, annulant ainsi la réduction d'émissions de 1,2 % observée en 2008²⁷. Par ailleurs, les émissions de l'industrie correspondent à plus de deux fois et demie les réductions et évitements d'émissions de GES annoncés par le gouvernement dans le secteur industriel d'ici 2012²⁸. Et ces estimations demeurent conservatrices puisqu'elles n'incluent ni les émissions des puits après 5 ans – alors que leur durée de vie productive peut atteindre et dépasser 10 ans – ni les émissions fugitives des puits abandonnés et non entretenus²⁹.

GAZ DE SCHISTE ET COÛTS ÉNERGÉTIQUES

Le caractère énergivore de la production de gaz de schiste est un autre des facteurs qui rendent cette ressource peu attrayante au plan climatique (et économique). L'ère du pétrole et du gaz abondants, bon marché et facilement exploitables étant désormais révolue, nos sociétés dépensent de plus en plus d'énergie pour produire de l'énergie³⁰. Cette pénurie de combustibles aisément extraits pousse à l'exploitation de réserves plus difficiles d'accès (forage de pétrole en haute mer, sables bitumineux, gaz de schiste, etc.) et dont la production requiert des quantités d'énergie beaucoup plus élevées que l'extraction conventionnelle.

Le « rendement énergétique sur l'investissement »³¹ (REI) permet d'évaluer les coûts en énergie du processus de production (et/ou d'exploration, de distribution, etc.) de combustibles

TABLEAU 2 Émissions de GES projetées de l'industrie du gaz de schiste et objectifs de réduction du gouvernement québécois

	Description	Émissions (Mt éq. CO ₂)
Émissions projetées de l'industrie du gaz de schiste (phases d'exploration et d'exploitation)	Estimation de la moyenne des émissions annuelles de l'industrie entre 2011 et 2020, selon le nombre de puits projeté par le gouvernement et d'après les bilans d'émissions de deux gisements de gaz de schiste américains	+ 4,1
Objectif de réduction à court terme (inspiré du Protocole de Kyoto)	Réduire les émissions de GES de 6 % sous les niveaux de 1990, au cours de la période 2008-2012	- 5,02
Objectif de réduction à long terme	Réduire les émissions de GES de 20 % sous les niveaux de 1990, d'ici 2020	- 16,73

SOURCES : Tableau 1 du présent document; MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP), *Le Québec et les changements climatiques : Un défi pour l'avenir – Plan d'action 2006-2012*, juin 2008, p. 10; MDDEP, *Cible de réduction des émissions de GES : Avec une cible de -20% pour 2020, le Québec est un leader dans la lutte aux changements climatiques*, Communiqué, Montréal, 23 novembre 2009, <http://www.mddep.gouv.qc.ca/infuseur/communiqué.asp?no=1591>; MDDEP, *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2008 et leur évolution depuis 1990*, 2010, p. 9.

fossiles ou autres sources d'énergie. Le RÉI est le ratio de l'énergie produite en regard de l'énergie consommée pour cette production³². Plus ce ratio est faible, plus le coût énergétique d'un processus de production est élevé.

Comme l'indique le tableau 3, le rendement énergétique des combustibles fossiles conventionnels diminue avec les années et s'avère plus faible pour les combustibles non conventionnels (comme les sables bitumineux) que pour les sources d'énergie alternatives (comme l'éolien). En 1930, 100 unités d'énergie étaient produites pour chaque unité d'énergie investie dans l'extraction et la découverte de pétrole aux États-Unis. LE RÉI équivalait donc à un ratio de 100 :1. En 2000, le RÉI de cette filière avait chuté à 20 :1. Si l'on ajoute au calcul l'énergie nécessaire pour raffiner le pétrole et le convertir en essence, le ratio décroît à 6 :1. Les coûts énergétiques sont encore plus élevés pour les combustibles non conventionnels, tels les sables bitumineux et l'huile de schiste. Ce dernier est un combustible synthétisé à partir des substances organiques présentes dans les formations de schiste et il serait une bonne approximation pour évaluer le RÉI du gaz de schiste³³. Le RÉI des sables bitumineux se situe entre 4 :1 et 1 :1, tandis que celui de l'huile de schiste varie entre 2 :1 et 1 :1.

Des rendements énergétiques aussi faibles ont de lourdes conséquences socio-économiques. En Amérique du Nord, la consommation de gaz et de pétrole est aujourd'hui 20 fois plus élevée que dans les années 1930³⁴. La hausse drastique des coûts énergétiques d'extraction combinée à un tel accroissement de la demande pose un problème de sécurité d'approvisionnement énergétique. Le fait que, pour les combustibles non conventionnels, « le coût énergétique de la production frôle la valeur énergétique produite » nous rapproche d'un avenir où « les énergies fossiles seront exploitées plus ou moins à perte, sur le plan énergétique »³⁵. Certains scientifiques du domaine des énergies estiment le RÉI nécessaire pour répondre aux besoins de base des sociétés à 3 :1³⁶, en intégrant à ce calcul les coûts d'extraction, de raffinage, de transport et d'utilisation des ressources énergétiques. Des ratios inférieurs à ce RÉI minimal ne permettraient pas de maintenir les surplus d'énergie (soit une production nette de deux unités d'énergie dans le cas du RÉI minimum) nécessaires au maintien des fonctions sociales et économiques de nos sociétés³⁷. Investir dans l'exploitation de combustibles non conventionnels tels que le gaz de schiste équivaldrait donc à s'engager dans un cul-de-sac environnemental, énergétique et économique.

Gaz de schiste et indépendance énergétique

L'indépendance énergétique du Québec est un autre argument mis de l'avant pour justifier le développement de la filière du gaz de schiste. Pour le gouvernement actuel, cette ressource permet-

TABEAU 3 Rendement énergétique sur l'investissement de différentes filières énergétiques³⁸

Pétrole (exploration et extraction) – 1930 (É.-U.)	100:1
Gaz naturel et pétrole – début 1970 (É.-U.)	25:1
Pétrole (exploration et extraction) – 2000 (É.-U.)	20:1
Pétrole (exploration, extraction et raffinage) – 2000 (É.-U.)	10:1 – 6:1
Gaz naturel et pétrole – 2006 (É.-U.)	15:1
Éolien	25:1 – 20:1
Gaz naturel – 2005 (É.-U.)	18:1
Sables bitumineux – 2006 (Canada)	4:1 – 1:1
Biogaz – 2006 (Suède)	3,3:1
Huile de schiste (extraction et raffinage)	2:1 – 1:1
RÉI minimum pour la viabilité des sociétés	3:1

SOURCES : CLEVELAND, Cutler J., « Net energy from the extraction of oil and gas in the United States », *Energy*, vol. 30, no 5, 2005, p. 781; HOMER-DIXON, Thomas, « The End of Ingenuity », *The New York Times*, 29 novembre 2006, http://www.nytimes.com/2006/11/29/opinion/29homerdixon.htm?_r=1, cité par PARFITT, Ben, *Points de rupture : L'eau du Canada sera-t-elle protégée face à l'engouement pour le gaz de shale ?*, École Munk des affaires internationales de l'Université de Toronto, 15 septembre 2010, p. 19; KUBISZEWSKI, Ida, CLEVELAND Cutler J. et Peter K. ENDRES, « Meta-analysis of net energy return for wind power systems », *Renewable Energy*, vol. 35, no 1, 2010, p. 218-225; HALL, Charles A. S., BALOGH, Stephen et David J.R. MURPHY, « What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have ? », *Energies*, vol. 2, 2009, p. 25 et 36; BERGLUND, Maria, et Pål BÖRJESSON, « Assessment of energy performance in the life-cycle of biogas production », *Biomass and Bioenergy*, vol. 30, no 3, 2006, p. 254 à 266; CLEVELAND, Cutler J., et Peter O'CONNOR, *Oil shale's questionable energy return : Huge energy consumption for limited energy production*, Western Resource Advocates, s. d., p. 3, cité par PARFITT, *op. cit.*, p. 19.

trait au Québec de diminuer sa dépendance envers l'Alberta en ce qui a trait à l'approvisionnement en gaz naturel³⁹ et d'économiser ainsi approximativement 2 G\$ par année en importations⁴⁰. Par ailleurs, le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (MRNF) affirme que le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien est la seule source d'approvisionnement actuelle du Québec et que cette ressource est en déclin⁴¹. Le Ministère considère en outre que la quantité de gaz naturel présente sur le territoire québécois (estimée à près de 507 milliards de mètres cubes) pourrait satisfaire les besoins en gaz naturel du Québec pendant 200 ans⁴². Vérifions le bien-fondé des arguments du gouvernement en matière d'autosuffisance énergétique.

Au chapitre des économies d'abord, l'on ne peut que questionner le chiffre de 2 G\$ mis de l'avant. Outre les économies dues aux coûts de transport, on nous offre très peu de détails quant à l'ampleur de ce « gain »⁴³. Il faut comprendre que même

dans un contexte de production locale, les particuliers, l'industrie et le gouvernement devront continuer de s'approvisionner en gaz naturel auprès du secteur privé⁴⁴ et donc d'en payer le prix exigé par les producteurs et distributeurs. Dans le projet actuel du gouvernement, le gaz de schiste demeurera un bien marchand et le Québec ne sera pas indépendant des entreprises gazières, qui sont pour la plupart de propriété étrangère.

Par ailleurs, le faible rendement énergétique (RÉI) de l'exploitation du gaz de schiste entre en contradiction avec les objectifs du gouvernement en matière d'indépendance énergétique. Comme on l'a mentionné, dans le cas du gaz de schiste, on ne tirera qu'entre une et deux unités d'énergie par unité d'énergie dépensée dans sa production. Si l'on vise réellement une autosuffisance en énergie, pourquoi ne pas privilégier l'exploitation de filières à moindre coût énergétique et s'assurer ainsi de la pérennité de l'ensemble des ressources en énergie de la province ? Le RÉI moyen de la filière du biogaz, par exemple – un méthane généré à partir de la valorisation des déchets ou autres matières organiques – est d'environ 3,3 :1 et celui de la filière éolienne varie entre 25 :1 et 20 :1 (tableau 3). En comparaison, le faible rendement énergétique du gaz de schiste – attribuable aux quantités phénoménales d'énergie que requiert sa simple production – et par conséquent un surplus d'énergie aussi faible font de cette filière une piètre option pour assurer l'autosuffisance et la viabilité des réserves en énergie du Québec.

Ajoutons que rien ne garantit que le volume de gaz naturel contenu dans les gisements de gaz de schiste au Québec « pourrait répondre aux besoins énergétiques du Québec pendant environ deux siècles »⁴⁵, comme l'affirme le MRNF. En effet, la plupart des puits forés produiront à leur capacité maximale dans la première année et leur rendement économique diminuera par la suite pour potentiellement tomber sous le seuil de rentabilité après 5 à 10 ans⁴⁶. Il est donc possible que les réserves de gaz du Québec soient actuellement surestimées.

En plus des problèmes que posent les courtes périodes d'exploitation des puits, la possibilité d'exporter cette ressource, comme l'envisage le ministère des Finances⁴⁷, pourrait restreindre les quantités de gaz naturel disponibles pour consommation domestique. Les entreprises gazières considèrent aussi la possibilité d'exporter la ressource, en raison notamment de « l'énormité du marché des États-Unis [qui] est évidemment fort alléchante »⁴⁸. Dans un tel scénario, la période d'approvisionnement domestique projetée serait certainement inférieure à l'estimation actuelle de 200 ans.

La conjoncture de ce secteur dans le reste de l'Amérique du Nord est d'ailleurs instructive pour modérer l'optimisme débordant de certaines évaluations sur les réserves du sous-sol. On estime notamment que, contrairement aux projections d'un siècle d'approvisionnement, les réserves de gaz naturel connues et exploitables de l'Amérique du Nord ne fourniront que 25 ans de consommation⁴⁹. De cette période, les réserves

de gaz de schiste ne suffiraient à couvrir la seule consommation des États-Unis que durant sept ans⁵⁰. Ici comme ailleurs donc, la ressource risque de s'épuiser plus rapidement que ce qu'on nous laisse entrevoir. Il importe donc de miser sur d'autres filières, notamment celles des ressources renouvelables, pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement du Québec en énergie.

Gaz de schiste et eau

Peu d'informations sont disponibles quant au fardeau financier que devront assumer les municipalités en installations supplémentaires de traitement des eaux usées produites par le secteur gazier. La présente section constitue une évaluation de ces coûts ainsi que des risques pour la santé humaine liés à la contamination des eaux.

ENJEUX RELIÉS AU TRAITEMENT DE L'EAU

L'exploitation du gaz de schiste exige l'injection dans le sous-sol québécois de très grandes quantités d'eau, chargée d'ingrédients toxiques ; près de la moitié de cette eau sera définitivement perdue sous terre. L'autre moitié récupérée restera contaminée et devra être traitée adéquatement avant d'être réintégrée dans le milieu naturel et éventuellement dans les réseaux d'aqueduc. Présentement, rien n'indique que le traitement de ces eaux incombera à l'industrie du gaz de schiste ; c'est dire que ce fardeau économique et énergétique risque d'être transféré au réseau public. Contrairement à d'autres industries qui utilisent beaucoup d'eau, les lave-auto ou les golfs par exemple, le traitement des eaux usées provenant de l'extraction du gaz de schiste est un processus complexe et coûteux, portant sur des volumes beaucoup plus élevés.

La technique d'extraction du gaz se nomme fracturation hydraulique, ou *fracking*. En bref, « fracturer » un puits signifie injecter un fluide à très haute pression dans la roche souterraine afin qu'elle se brise et qu'elle laisse s'échapper du gaz naturel qu'on récupère par la suite. Ce fluide comprend des tonnes d'additifs chimiques, dont l'industrie refuse de dévoiler la composition. Vu le grand nombre de facteurs inconnus, l'industrie gazière procède par essais et erreurs, à la recherche du mode de fractionnement le plus efficace. Enfin, chaque puits est fracturé à plusieurs reprises, avec injection à chaque fois de plusieurs millions de litres d'eau. Selon le Ministère du Développement durable et des Parcs (MDDEP), la quantité d'eau nécessaire varie entre 8 et 35 millions de litres par opération de fracturation⁵¹. Les puits sont fracturés huit fois en moyenne ; dans certains cas, ce nombre peut s'élever jusqu'à 17 fracturations par puits⁵². Le taux de récupération des eaux injectées se situe autour de 50 %, et on ne recycle, aux dires mêmes de l'APGQ, qu'environ 80 % des eaux récupérées.

Nous avons évalué à 425 le nombre de nouveaux puits qui seront creusés chaque année. Si on réalise en moyenne 8 fracturations par puits et que chaque fracturation nécessite en moyenne 17 millions de litres d'eau, c'est un total de 23,8 millions de litres d'eau par jour qu'il faudra décontaminer en usine d'épuration afin d'éliminer les risques découlant des produits toxiques intégrés aux eaux usées de l'industrie du gaz de schiste.

Selon une évaluation préliminaire effectuée par le Ministère des Affaires municipales, des Régions et de l'Occupation du territoire, les régions administratives concernées (Montérégie, Centre-du-Québec et Chaudière-Appalaches)

TABLEAU 4 Investissement en gestion d'eaux usées (en M\$ constants de 2010) ⁵³

	Coût
Investissement initial	35
Frais annuels – 1 M\$/an pendant 20 ans	20
Total	55

SOURCE : Site Web de la ville de Drummondville, calculs des auteurs, <http://www.ville.drummondville.qc.ca/usine-traitement-eaux-usees.php>.

par l'exploitation ne pourrait présentement traiter que 1,4 millions de litres d'eau contaminée par jour. De plus, rien n'indique que les municipalités voudront traiter cette eau. Comme la quantité d'eau à traiter avec l'exploitation du gaz de schiste sera nettement supérieure à la capacité actuelle de traitement du réseau, il faudra prévoir de nouvelles installations d'épuration des eaux. Comme l'indique le tableau 4, le coût d'installation et d'utilisation de chaque nouvelle usine d'épuration est de l'ordre de 55 millions de dollars.

Enjeux pour la santé

Des expériences largement publicisées aux États-Unis⁵⁴ démontrent l'existence de risques bien réels de contamination si les réseaux d'aqueducs ne suffisent pas à épurer les contaminants liés à l'exploitation du gaz de schiste. Les substances susceptibles de pénétrer les réseaux d'aqueducs ont des effets reconnus sur la santé, dont des irritations de la peau et des yeux et des problèmes au niveau des systèmes respiratoire, gastro-intestinal et immunitaire⁵⁵. Certaines de ces substances ont également des effets sur le cerveau et le système nerveux; d'autres sont cancérigènes. Et aux risques de contamination via les réseaux d'aqueducs s'ajoutent d'autres dangers pour la santé des travailleuses et travailleurs.

Les bénéfices pour les contribuables de l'exploitation du gaz de schiste

Aux dires du gouvernement québécois, c'est une augmentation de ses recettes fiscales qui justifierait une telle diminution de la qualité de vie de la population. Qu'en est-il exactement de ces nouvelles entrées ?

Le scénario sur 20 ans élaboré plus haut (tableau 2) comprend la création de 7 230 puits exploités en fonction d'une durée de vie de 5 ans. Le tableau 5 présente les résultats de l'analyse des coûts et bénéfices gouvernementaux pour l'exploitation du gaz de schiste sur une période de 20 ans dans les conditions actuelles.

Nous constatons que cela implique des pertes de 50 M\$ annuellement, soit une dépense de plus d'un milliard de dollars sur 20 ans. Cette perte est due aux généreux crédits d'impôt remboursables à l'échelle provinciale dont bénéficient, au même titre que les minières, les entreprises gazières. Notons que nos estimations quant aux dépenses gouvernementales demeurent conservatrices, puisque nous n'avons pas inclus dans notre calcul les déductions fiscales offertes aux actionnaires des sociétés gazières «aux fins du calcul de [leur] revenu

TABLEAU 5 Gains et dépenses de l'État liés à l'implantation de l'industrie du gaz de schiste (en M\$)

	Annuel	Sur 20 ans
Gains		
Imposition des entreprises gazières ⁵⁶	20,9	417,2
Imposition des emplois directs ⁵⁷	6,1	122,3
Imposition des emplois indirects ⁵⁸	0,8	15,7
Redevances sur le gaz ⁵⁹	76,9	1 537,0
Redevances sur l'eau ⁶⁰	2,5	50,0
Total des gains	107,1	2 142,2
Dépenses		
Usines d'épuration d'eau (capital et traitement)	2,7	55,0
Rénovation nécessaire des routes ⁶¹	1,2	23,5
Crédit d'impôt remboursable des entreprises gazières ⁶²	153,4	3 068,1
Total des dépenses gouvernementales	157,3	3 146,6
Différentiel (pertes pour l'État)	(50,2)	(1 004,4)

SOURCES : Voir les notes 56 à 62.

imposable», déductions qui correspondent à entre 100 et 150 % de la valeur des actions accréditatives acquises⁶³. Le montant de cette dépense fiscale pourrait être considérable, tout comme celle encourue dans le secteur minier d'ailleurs, puisque plusieurs des entreprises gazières opérant au Québec sont cotées en bourse. Ce tableau nous indique de plus que les entrées d'argent prévues par le gouvernement et l'industrie gazière sont largement surestimées et ne représentent, selon notre scénario, qu'un montant de 107 M\$. Quant au nombre d'emplois créés, si l'on se fie à l'expérience américaine et aux données même de l'industrie gazière, on constate qu'il n'approche pas les estimations annoncées de 5 000 emplois. Ces données suggèrent qu'il serait plus réaliste de parler d'un peu plus de 1 200 emplois directs et indirects créés.

Au final, l'implantation de l'industrie du gaz de schiste au Québec n'est pas aussi rentable que le promet l'industrie qui, dans un scénario conservateur, parle de retombées fiscales et parafiscales allant de 103 M\$ à 165 M\$ par année⁶⁴. Au contraire, dans les conditions actuelles, l'industrie du gaz de schiste est économiquement non productive pour le Québec.

Conclusion

Contrairement au discours qui présente l'industrie du gaz de schiste comme « propre » et en fait une importante source de développement économique au pays, notre analyse met en lumière les nombreux coûts environnementaux et financiers de cette filière pour les citoyens et l'État.

D'abord, l'empreinte climatique du gaz de schiste pourrait s'avérer bien plus importante que prévu. Les gains perçus d'un hypothétique virage du charbon ou des produits pétroliers vers le gaz naturel ne s'appliquent pas dans le contexte québécois, d'abord parce que la majorité de l'électricité produite dans la province est de source hydraulique, et aussi parce qu'il existe une multitude de modes de chauffage plus faibles en carbone que le gaz naturel. De plus, contrairement à ce qui est couramment affirmé, les émissions totales de GES du gaz naturel pourraient être similaires ou même supérieures à celles d'autres combustibles fossiles, lorsque l'on considère l'ensemble de leurs cycles de vie respectifs (et non uniquement leur combustion), notamment en raison des émissions fugitives de méthane.

Par ailleurs, nos estimations des éventuelles émissions de GES de l'industrie au Québec nous amènent à conclure que le développement de ce secteur ne peut faire partie d'une stratégie sérieuse de lutte aux changements climatiques, sachant que ses émissions représentent 82 % de l'objectif de réduction fixé à partir du protocole de Kyoto et 25 % de l'objectif de réduction à atteindre en 2020. Tout indique que le développement du gaz de schiste nous éloignerait donc de l'atteinte de ces objectifs.

En outre, le coût énergétique élevé de l'exploitation de cette ressource, de même que la courte période de rentabilité des puits, nous portent à douter de la promesse d'indépendance énergétique associée à une exploitation locale du gaz de schiste.

Qui plus est, les eaux usées générées par l'industrie sont près de 20 fois supérieures à la capacité actuelle de traitement des eaux et le fardeau municipal pour l'installation et l'utilisation d'une nouvelle usine d'épuration pourrait s'élever à 55 M\$ sur 20 ans.

Enfin, nos calculs établissent que cette industrie engendrerait des pertes nettes de l'ordre de 50 M\$ annuellement et de 1 G\$ sur 20 ans en dépenses fiscales et d'infrastructures. Ce calcul ne tient même pas compte des coûts que devront assumer l'État et les citoyens en cas d'impacts sur la santé des résident-e-s vivant à proximité des puits, ni des importantes déductions fiscales incitatives accordées aux actionnaires des entreprises gazières. Tous ces constats nous mènent à conclure que, contrairement à ce que prétendent les promoteurs de l'industrie du gaz de schiste, l'ensemble des coûts environnementaux, énergétiques et financiers actuels et futurs de cette industrie dépasseront largement les maigres bénéfices qu'en tirera la population du Québec.

Bertrand Schepper, Laura Handal et Patrick Hébert
Chercheur-e-s à l'IRIS

Notes

1 ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC (APGQ), *Projet gazier des Shales d'Utica - une richesse nouvelle pour le Québec*, [s. d.], p. 3.

2 *Idem*.

3 On verra cependant plus loin que les fuites de méthane qui surviennent lors des phases de production et de transport changent complètement la donne.

4 Selon la définition d'Hydro-Québec, les analyses de cycle de vie « tiennent compte des émissions provenant de l'extraction, du traitement et du transport des combustibles, ainsi que de la construction des centrales et de la production d'électricité ».

5 Les émissions exprimées en équivalent CO₂, qui figurent sur ce graphique et dans le reste du texte, incluent les émissions de CO₂ (dioxyde de carbone) et celles de CH₄ (méthane) converties en émissions de CO₂.

6 MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (MRNF), *La production d'électricité disponible par source d'énergie (1983-2008)*, Tableau Excel, 2010, <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/publications/energie/statistiques/production-electricite.xls>, <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-production-electricite.jsp>.

7 *Idem*; HYDRO-QUÉBEC, *La production d'électricité au Canada et aux États-Unis*, 2010, <http://hydrosourcedavenir.com/capsules/69/la-production-d-electricite-au-canada-et-aux-etats-unis>.

- 8** MINISTÈRE DES RESSOURCES NATURELLES ET DE LA FAUNE (MRNF), *Évolution de la demande d'énergie au Québec – Scénario de référence, horizon 2016*, juillet 2005, p. 14.
- 9** OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (OEE), *Secteur commercial et institutionnel – Québec – Tableau 24 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour le chauffage des locaux par source d'énergie*, 18 octobre 2010, http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/tableauxevolution2/com_qc_24_f_4.cfm?attr=0.
- 10** GLOBAL METHANE INITIATIVE, *Methane to markets – Global Methane Emissions and Mitigation Opportunities*, mars 2010, p. 1.
- 11** RAYMOND, M., G. LEDUC, J.-F. LÉONARD, J. PRADES, P. ROUSSEAU et C. TESSIER, *Les impacts environnementaux des filières énergétiques au Québec*, Institut des sciences de l'environnement, Université du Québec à Montréal, mars 1994, p. 60 et 105.
- 12** *Ibid.*, p. 60.
- 13** APGQ, *op. cit.*, p. 3. L'augmentation de la force de réchauffement planétaire du méthane sur une plus courte période s'explique par la courte durée de vie de ce gaz dans l'atmosphère, faisant en sorte que son effet est plus important initialement et qu'il diminue graduellement dans le temps.
- 14** INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC), *IPCC Fourth Assessment Report : Climate Change 2007 – Working Group I : The Physical Science Basis – Chapter 2 : Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing – 2.10.2 Direct Global Warming Potentials*, 2007, http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html.
- 15** Le terme « gaz de shale » est synonyme du terme « gaz de schiste ».
- 16** MOUSSEAU, Normand, *La révolution des gaz de schiste*, Éditions Multimondes, 2010, p. 56.
- 17** CÔTÉ, Charles, « La plupart des puits ont des fuites », *Cyberpresse.ca*, 5 janvier 2011, <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201101/04/01-4357209-la-plupart-des-puits-ont-des-fuites.php> ; RADIO-CANADA.CA, « Arcand lance un avertissement à quatre compagnies », 28 janvier 2011, <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2011/01/28/001-gaz-schiste-infraction.shtml> ; LUSTGARTEN, Abrahm, et PROPUBLICA, « Climate Benefits of Natural Gas Mays Be Overstated », *Scientific American*, 26 janvier 2011, <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=climate-benefits-natural-gas-overstated>.
- 18** LUSTGARTEN et PROPUBLICA, *op. cit.*
- 19** HOWARTH, Robert W., *Assessment of the Greenhouse Gas Footprint of Natural Gas from Shale Formations Obtained by High-Volume, Slick-Water Hydraulic Fracturing*, Université Cornell, 15 novembre 2010, 1 p., <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/GHG%20emissions%20from%20Marcellus%20-%20November%202010.pdf>.
- 20** Voir la note no. 5 pour une définition de l'unité « tonnes d'équivalent CO₂ ».
- 21** Ce pourcentage d'augmentation des GES est calculé à partir du total des émissions de 2008 (82,69 Mt éq. CO₂), en supposant que l'industrie aurait ajouté cette année-là 4,1 Mt éq. CO₂ de GES au bilan des émissions. Voir le tableau 2 du présent document.
- 22** MDDEP, *Le Québec et les changements climatiques : Un défi pour l'avenir – Plan d'action 2006-2012*, juin 2008, p. 10.
- 23** Le gouvernement du Québec s'est d'ailleurs engagé par décret à respecter le Protocole de Kyoto dans ses domaines de compétence.
- 24** MDDEP, *Cible de réduction des émissions de GES : Avec une cible de -20 % pour 2020, le Québec est un leader dans la lutte aux changements climatiques*, Communiqué, Montréal, 23 novembre 2009, <http://www.mddep.gouv.qc.ca/infuseur/communiqu.asp?no=1591>.
- 25** MDDEP, *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2008*, *op. cit.*, p. 18.
- 26** *Ibid.*, p. 9.
- 27** Tableau 2 du présent document ; MDDEP, *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2008*, *op. cit.*, p. 9.
- 28** MDDEP, *Le Québec et les changements climatiques*, *op. cit.*, p. 33.
- 29** BLACKBURN, Éric, LEFEBVRE, Jean-François, PINEL, Nicholas et Jonathan THÉORÈT, *Gaz de schiste, une perspective macroécologique – Mémoire déposé au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)*, Groupe de recherche appliquée en macroécologie, 15 novembre 2010, p. 14 ; PENNSYLVANIA DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION, *The Orphan Well Program – Executive Summary*, 2011, 9 p., <http://www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/fs1670.htm>.
- 30** HOMER-DIXON, Thomas, « The End of Ingenuity », *The New York Times*, 29 novembre 2006, http://www.nytimes.com/2006/11/29/opinion/29homerdixon.htm?_r=1, cité par PARFITT, Ben, *Points de rupture : L'eau du Canada sera-t-elle protégée face à l'engouement pour le gaz de shale ?*, École Munk des affaires internationales de l'Université de Toronto, 15 septembre 2010, p. 19 ; GAGNON, Nathan, HALL, Charles A. S. et Lysle BRINKER, « A Preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production », *Energies*, vol. 2, no 3, 2009, p. 491.
- 31** En anglais : *energy return on investment* ou EROI ; Traduit par MEAD, Harvey L., *L'exploitation des gaz de schiste : Quelques enjeux économiques*, Economieautrement.org, octobre 2010, p. 2, http://www.economieautrement.org/IMG/pdf/Gaz_de_schiste_v_3a_19x10-1.pdf.
- 32** GAGNON *et al.*, *op. cit.*, p. 491 ; HALL, Charles A. S., BALOGH, Stephen et David J.R. MURPHY, « What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have ? », *Energies*, vol. 2, 2009, p. 26.
- 33** CLEVELAND, Cutler J., et Peter O'CONNOR, *Oil shale's questionable energy return : Huge energy consumption for limited energy production*, Western Resource Advocates, [s. d.], p. 2 et 4 ; PARFITT, *op. cit.*, p. 19.
- 34** MEAD, *op. cit.*, p. 3.
- 35** *Idem.*
- 36** HALL *et al.*, *op. cit.*, p. 25.
- 37** *Idem.*
- 38** RADIO-CANADA.CA, « Québec fait appel au BAPE », 30 août 2010, <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/Politique/2010/08/29/001-quebec-gaz-schiste.shtml>.
- 39** La prise en compte des diverses phases du cycle de vie dans le RÉI des filières énergétiques présentées dans ce tableau (soit la quantité d'énergie nécessaire à l'exploration, à l'exploitation, au traitement, à la distribution et à la consommation d'une ressource énergétique donnée) peut varier selon les filières. À moins que des précisions ne soient inscrites, les RÉI sont généraux, c'est-à-dire qu'ils tiennent compte de l'ensemble du cycle de vie, mais ne sont pas spécifiques à une année particulière, ni à un pays particulier.
- 40** MRNF, *Le développement du gaz de schiste au Québec – Document technique*, 15 septembre 2010, p. 7 ; CÔTÉ, Charles, « Arcand en appelle à un meilleur consensus », *Cyberpresse.ca*, 28 janvier 2011, <http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201101/04/01-4357209-la-plupart-des-puits-ont-des-fuites.php>.

ronnement/dossiers/gaz-de-schiste/201101/28/01-4364694-arcand-en-appelle-a-un-meilleur-consensus.php.

41 MRNF, *Le développement du gaz de schiste au Québec*, op. cit., p. 7.

42 *Idem*.

43 BERGERON, Patrice, « Charest esquivé les gaz de schiste à New York », *Cyberpresse.ca*, 20 septembre 2010,

<http://www.cyberpresse.ca/environnement/201009/20/01-4317266-charest-esquivé-les-gaz-de-schiste-a-new-york.php>.

44 BATELLIER, Pierre, *Les retombées du développement du gaz de schiste au Québec*, Mémoire présenté au BAPE, 11 novembre 2010, p. 3 et 4.

45 MRNF, *Le développement du gaz de schiste au Québec*, op. cit., p. 7.

46 BLACKBURN et al., op. cit., p. 14.

47 CÔTÉ, Charles, « Gaz de schiste : le ministère des Finances envisage l'exportation », *Cyberpresse.ca*, 13 octobre 2010,

<http://www.cyberpresse.ca/environnement/dossiers/gaz-de-schiste/201010/13/01-4331913-gaz-de-schiste-le-ministere-des-finances-envisage-l'exportation.php>.

48 FRANCŒUR, Louis-Gilles, « Gaz de schiste – L'exploitation rentable sans exportation », *Le Devoir.com*, 16 septembre 2010, <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/296279/gaz-de-schiste-l-exploitation-rentable-sans-exportation>.

49 ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL AND GAS – USA, *Interview with Art Berman – Part 1*, 19 juillet 2010,

<http://www.aspousa.org/index.php/2010/07/interview-with-art-berman-part-1>, cité par PARFITT, op. cit., p. 16.

50 *Idem*.

51 MDDEP, *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les basses-terres du Saint-Laurent*, op. cit., p. 32 et 57.

52 APGQ, BAPE – *Gaz de Schiste : Réponses de l'Association pétrolière et gazière du Québec aux questions de la Commission – Réponses à la liste de questions DQ4*, 3 novembre 2010, p. 3 et 9.

53 Si l'on se fie au coût construction et d'opération de l'usine d'épuration de Drummondville nous pouvons déduire qu'il en coûtera 35 M\$ en infrastructure et 1 M\$ en annuellement en frais d'administration pour une nouvelle usine d'épuration sur une période de 20 ans.

54 PENNSYLVANIA LAND TRUST ASSOCIATION, *Marcellus Shale Drillers in Pennsylvania Amass 1614 Violations since 2008*, octobre 2010, <http://www.conserveland.org/violationsrpt>.

55 COLBORN, Theo, Carole KWIATKOWSKI, Kim SCHULTZ et BACHRAN, Mary, « Natural Gas Operations from a Public Health Perspective », *International Journal of Human and Ecological Risk Assessment*, Under press – September 2010.

56 L'imposition des entreprises gazières est calculée selon notre scénario du tableau 1. Nous estimons que chaque puits actif produira des recettes annuelles de 192 308 \$. Ce montant est basé sur une moyenne calculée selon l'hypothèse de l'économiste spécialiste en questions d'énergie Jean Thomas Bernard, qui considère que l'industrie du gaz de schiste à son plein régime aura des revenus de 375 M\$ par année. Notre hypothèse utilise le taux d'imposition de 6,8 % calculé par LIN, Ken, SURBEY, Gillian et Daniel CHOI, *Spotlight on the Utica Shale: Next Steps – The Path To Commercialization*, Mackie Research Capital Corporation, 20 octobre 2010, p. 32. Nous estimons qu'à 1 950 puits actifs, le marché sera à maturité. Voir : BOURQUE, Olivier, « Québec

pas très gourmand envers les gazières », *Argent*, 4 octobre 2010, <http://argent.canoe.ca/lca/affaires/quebec/archives/2010/10/20101004-181450.html>.

57 Nous estimons les emplois directs selon les hypothèses de SECOR Conseil sur 15 ans rapportés sur 20 ans selon le document : SECOR Conseil, *Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica*, mai 2010, 72 p.

Les revenus annuels des particuliers sont basés sur les salaires ayant cours dans l'industrie, tels que présentés par Statistique Canada dans : WILLIAMS, Cara, « Les carburants de l'économie », *L'emploi et le revenu en perspective*, Statistique Canada, vol 8 n° 5, mai 2007. L'imposition est quant à elle évaluée selon la calculatrice d'imposition de Ernst and Young. Ce qui donne une moyenne annuelle de 6 113 015 \$.

58 Le rapport de SECOR Conseil considère que les emplois indirects peuvent être calculés selon les vecteurs de dépenses fournis par l'Institut de la statistique du Québec. Nous croyons que pour le moment, il est difficile de produire des vecteurs de dépenses concluants vu le manque d'expérience empirique. C'est pourquoi nous préférons nous référer aux réels emplois indirects créés par l'industrie dans l'État de New York. En nous fiant aux analyses de JM BARTH & ASSOCIATES, INC., *Unanswered Questions and Analyses About The Economic Impact of Gas Drilling In the Marcellus Shale : Don't Jump to Conclusions*, mars 2010. Nous avons appliqué le ratio de nouveaux emplois indirects créés par nouveau puits. Par la suite, nous avons appliqué l'imposition liée au salaire moyen des régions touchées par l'exploitation du gaz de schiste pour les nouveaux emplois indirects.

59 Les redevances annuelles sont calculées à partir de l'hypothèse de l'économiste Jean Thomas Bernard, qui considère que l'ensemble des redevances données par des entreprises gazières au gouvernement provincial sera de 53 M\$ par année, incluant la péréquation, lorsque la production de gaz sera égale à la consommation prévue en 2011. Nous considérons que cette autosuffisance serait atteinte en huit années, en nous basant sur le document technique du Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec. Nous avons fait calculer une moyenne par puits et l'avons intégrée à notre scénario. Voir : BERNARD, Jean Thomas, *Valeur et impact économique du gaz de schiste au Québec*, Département d'économie, Université Laval, 18 janvier 2011; MRNF, *Le développement du gaz de schiste au Québec*, op. cit.

60 Pour calculer les redevances sur l'eau, nous avons considéré 7 230 puits totaux, en moyenne fracturés 8 fois. Nous avons considéré un taux de recyclage d'eau usée de 80 % et une récupération de 50 % des eaux injectées. Par la suite, nous avons appliqué les redevances provinciales sur l'eau de 70 \$ pour chaque million de litres d'eau utilisée.

61 Pour le calcul des coûts en infrastructure routière, nous avons utilisé le taux d'usure de 0,17 \$ par kilomètre. Ce taux provient de l'étude de Statistique Canada : HIRSHHORN, Ronald, *Estimation des coûts de l'usure des routes et du capital routier*, StatCan, 31 mars 2002. L'étude de Hirshhorn présente trois méthodes de calcul différencié. Par souci de bien représenter l'ensemble des paramètres évoqués par Hirshhorn, nous avons pris la moyenne des résultats de chacune des méthodes de calcul pour les camions lourds, que nous avons ajustés en \$ de 2010. Nous avons appliqué ce taux aux prévisions de kilométrage total parcouru au total pour chaque nouveau puits, selon les estimations de l'APGQ. Voir : APGQ, BAPE – *Gaz de Schiste – Réponses de l'Association pétrolière et gazière du Québec aux questions de la Commission – Cas de projet pilote – Un site à puits unique, eau transportée par camion*, 7 octobre 2010.

62 Les crédits d'impôt remboursables sont calculés en deux temps. Pour les 5 premières années, nous considérons que les crédits d'impôt offerts à l'exploration seront de 35 % des dépenses d'exploration des puits tels que présentés par le MRNF. Les coûts d'exploration par puits se chiffrent à 7,2 M\$ entre 2011 et 2013, à 5,68 M\$ pour 2014 et à 4,2 M\$ pour 2015. Ces montants sont tirés de la page 31 du rapport de SECOR Conseil, *Évaluation des retombées économiques du développement des shales de l'Utica*. Pour les années subséquentes (2016 à 2030), nous avons estimé que les coûts d'exploration diminueront de 45 % pour atteindre une somme de 2,3 M\$ entre 2020 et 2030, puisqu'entre 2016 et 2030, les sociétés gazières seront exploitantes, leurs taux de crédits d'impôt offerts à l'exploitation diminueront à 15 %. Nous estimons de manière conservatrice que ce taux diminuera progressivement de 1 % annuellement pour atteindre 1% en 2030. Cette supposition refléterait une sortie progressive du gouvernement de l'aide à l'implantation de l'industrie. Notons que ces crédits d'impôt à l'exploration ne diminuent pas dans l'industrie minière actuelle, malgré que cette dernière soit aujourd'hui à pleine maturité

63 MRNF, *Fiscalité pétrolière et gazière*, 2011, <http://www.mrnf.gouv.qc.ca/energie/petrole-gaz/petrole-gaz-fiscalite.jsp>.

64 SECOR Conseil, *op. cit.*, p. 2.



IRIS

**Institut de recherche
et d'informations
socio-économiques**

L'Institut de recherche et d'informations socio-économiques (IRIS), un institut de recherche indépendant et progressiste, a été fondé à l'automne 2000. Son équipe de chercheurs se positionne sur les grands enjeux socio-économiques de l'heure et offre ses services aux groupes communautaires et aux syndicats pour des projets de recherche spécifiques.

Institut de recherche et d'informations socio-économiques
1710 rue Beaudry, bureau 2.0 Montréal (Québec) H2L 3E7
514 789 2409 · www.iris-recherche.qc.ca