

Gaz de schiste, une perspective macroécologique



MÉMOIRE déposé
au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)

Présenté le 15 novembre 2010

Par Éric Blackburn, Jean-François Lefebvre, Nicholas Pinel
et Jonathan Théorêt

Pour le GRAME

Groupe de recherche appliquée en macroécologie

www.grame.org

Photo en page couverture : *Natural gas drilling equipment at Dimock, Pennsylvania. Photo from Creative Commons by Helen Slotje/arimoore//flickr*

Gaz de schiste, une perspective macroécologique

Mémoire déposé par le Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME)

Au bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)

Par Éric Blackburn, Jean-François Lefebvre, Nicholas Pinel et Jonathan Théorêt

Synthèse des enjeux macroécologiques

« Une ressource non renouvelable ne peut être exploitée qu'à un rythme et à un prix qui permettent son remplacement par des ressources renouvelables. »

Herman Daly, économiste à la Banque mondiale, cité dans Lefebvre, J.F., N. Moreau et J. Théorêt, (2010), *Énergies renouvelables, mythes et obstacles*, Coéditions MultiMondes-GRAME, 190 p.

Notre mémoire aborde plusieurs enjeux. Nous résumons ici notre analyse sur les enjeux macroécologiques suivants: les implications environnementales, le retour sur l'investissement énergétique et le juste prix de la ressource.

Principales préoccupations environnementales soulevées

L'exploration et l'exploitation du gaz de schiste (ou gaz de shale) soulève de nombreux enjeux environnementaux aux niveaux, notamment, du prélèvement de l'eau utilisée lors des opérations de fracturations de même que du traitement des eaux usées contaminées par des produits chimiques ainsi que des gaz à effet de serre (GES) émis lors des opérations d'exploitation. La question des eaux contaminées n'ayant pu être récupérées et restant ainsi sous terre est également très préoccupante. Des études approfondies et indépendantes devraient être exigées et les précautions les plus rigoureuses devraient être prises afin de minimiser les impacts environnementaux.

Outre le développement d'une activité économique (donc création d'emplois), l'exploitation des gaz de schiste viserait à diminuer les importations québécoises de combustibles fossiles. Un autre objectif serait de fournir un combustible apte à substituer le mazout, donc présentant une meilleure performance environnementale que ce dernier. Mais est-ce vraiment le cas ?

Le retour sur l'investissement énergétique

Le ratio entre l'énergie produite et l'énergie investie dans les activités de cycle de vie essentielles à cette production (ou *energy payback*) est un enjeu crucial. Son déclin constitue une preuve indiscutable du déclin des ressources.

- La production de gaz conventionnel de l'Alberta fournit 3 à 5 fois l'énergie qui a été requise dans son extraction, son traitement et sa livraison. Cela donne un *payback* de 5 pour l'énergie consommée en Alberta et de 3 pour celle importée au Québec (à cause du pompage sur des milliers de km). Une fois le puits foré, le gisement de gaz conventionnel peut produire pendant plus de deux décennies, sans exiger d'énergie pour libérer le gaz.
- Pour les gaz de schiste, quel sera le *payback* ? Les gaz de schiste exigent beaucoup d'énergie dans l'extraction, alors que les puits voient leur production décliner très rapidement (après 2 ans). Il serait donc probable que le *payback* des gaz de schiste se situe à environ 2.

- Les investissements énergétiques seront surtout du pétrole : pour le camionnage, pour les génératrices diesel... Une unité énergétique de pétrole importé sera donc consommée pour produire deux unités de gaz, remplaçant du gaz canadien. Dans ce cas, l'argument visant la réduction des importations n'est pas valide.

Les émissions de gaz à effet de serre

- Le gaz naturel est composé à plus de 90 % de méthane, un GES dont chaque kg contribue 25 fois plus au réchauffement qu'un kg de gaz carbonique (CO₂). Lorsqu'il y a des fuites de gaz, les émissions « fugitives » affectent beaucoup la performance réelle du gaz.
- Dans les activités d'extraction et de livraison du gaz conventionnel, environ 1 % du gaz est perdu. Dans l'exploitation du gaz de schiste, le contrôle des pertes pourrait s'avérer beaucoup plus difficile que pour le gaz conventionnel. Si les pertes de méthane s'avéraient de 4 %, le gaz ne serait pas plus performant que le mazout dans le chauffage, en termes d'émissions de GES.

Gérer l'inexorable déclin du pétrole et du gaz

Le Royaume-Uni a dilapidé ses ressources pétrolières à 20 \$ le baril et doit maintenant en importer à un prix de l'ordre de 90 \$ le baril. Une des principales recommandations à retenir en vue de l'élaboration de la future politique sur les hydrocarbures, en complément des préoccupations associées aux émissions de GES, serait d'accroître substantiellement les redevances perçues par leur exploitation, ainsi que la réglementation environnementale, à un seuil suffisamment élevé pour que seule une fraction des réserves actuelles soit exploitée maintenant (et proprement).

Il ne suffit pas de se demander si l'on doit ou non exploiter de tels gisements, mais aussi dans quelle mesure est-il pertinent d'en ralentir ou au contraire d'en accélérer leur exploitation. De plus, les technologies d'exploitation ainsi que le cadre réglementaire devraient s'améliorer à long terme, ce qui permettrait d'exploiter de façon beaucoup plus sécuritaire - et nous le répétons **à meilleur coût**- les ressources que l'on aura sagement conservées durant la présente décennie.

De plus, une source d'énergie non renouvelable qui n'est pas exploitée présentement pourra l'être plus tard, contrairement à une source d'énergie renouvelable qui est gaspillée, si elle n'est pas exploitée actuellement. Ainsi, il n'y a aucune urgence à exploiter le gaz naturel présent dans le sous-sol québécois.

Par contre, il ne faut pas perdre de vue l'absurdité, encore plus préoccupante, de notre chasse aux combustibles fossiles. Alors qu'il faut brûler environ 30 unités de gaz naturel pour en extraire 100 de pétrole issu des sables bitumineux, il faudra dorénavant brûler 15 autres unités de pétrole pour extraire ces 30 unités de gaz naturel provenant des gaz de schiste.

L'impact des changements climatiques, les coûts environnementaux de l'exploitation et la baisse inexorable des retours sur l'investissement énergétique devraient nous convaincre de la nécessité d'implanter l'inévitable transition vers les énergies renouvelables. Et cette transition ne peut être réussie que par un rehaussement significatif de la taxe sur le carbone (la taxe verte québécoise).

www.grame.org/livreenergie.html

INTRODUCTION

La contribution du GRAME à la présente consultation consiste à offrir une vision macroécologique de quelques enjeux clés liés à l'exploitation future du gaz de schiste ou de tout autre hydrocarbure sur le territoire québécois.

Nous espérons amener des perspectives nouvelles qui permettront de mieux encadrer tout développement futur de la ressource et contribuer avec tous les autres organismes intervenants à dresser un portrait réaliste et complet du développement actuel proposé.

Dans un premier temps, nous discutons des principaux enjeux environnementaux associés à l'exploitation de gaz de schiste en territoire québécois dans une perspective de respect du développement durable. L'exploitation des gaz de schiste répond-elle actuellement à un tel critère ?

Plusieurs interrogations seront soulevées et nous soumettons que celles-ci doivent être adressées et adéquatement répondues pour assurer un « *développement durable* » de l'industrie des gaz de schiste au Québec.

Dans un second temps, nous expliquerons en quoi l'exploitation des combustibles fossiles s'inscrit dans une dynamique de raréfaction de la ressource ce qui implique une baisse significative des retours sur l'investissement énergétique.

Et finalement, nous émettrons des recommandations sur la façon dont le gouvernement du Québec devrait encadrer la gestion de son développement.

S'INSCRIRE DANS LE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Voici le cadre d'analyse permettant de regarder dans quelle mesure l'industrie peut répondre actuellement au cadre de la loi et contrôler les impacts et risques environnementaux discutés ici-bas.

La définition québécoise du développement durable s'entend comme suit :

« *Un développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs. Le développement durable s'appuie sur une vision à long terme qui prend en compte le caractère indissociable des dimensions environnementale, sociale et économique des activités de développement* »¹

Rappelons maintenant les 3 objectifs² :

Maintenir l'intégrité de l'environnement pour assurer la santé et la sécurité des communautés humaines et préserver les écosystèmes qui entretiennent la vie;

Assurer l'équité sociale pour permettre le plein épanouissement de toutes les femmes et de tous les hommes, l'essor des communautés et le respect de la diversité;

Viser l'efficacité économique pour créer une économie innovante et prospère, écologiquement et socialement responsable.

Et finalement, quelques-uns des principes évoqués dans la loi³ :

- a- « **Efficacité économique** » : l'économie du Québec et de ses régions doit être performante, porteuse d'innovation et d'une prospérité économique favorable au progrès social et respectueuse de l'environnement;
- b- « **Participation et engagement** » : la participation et l'engagement des citoyens et des groupes qui les représentent sont nécessaires pour définir une vision concertée du développement et assurer sa durabilité sur les plans environnemental, social et économique;
- c- « **Prévention** » : en présence d'un risque connu, des actions de prévention, d'atténuation et de correction doivent être mises en place, en priorité à la source;
- d- « **Précaution** » : lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement;
- e- « **Production et consommation responsables** » : des changements doivent être apportés dans les modes de production et de consommation en vue de rendre ces dernières plus viables et plus responsables sur les plans social et environnemental, entre autres par l'adoption d'une approche d'écoefficiente, qui évite le gaspillage et qui optimise l'utilisation des ressources;
- f- « **Pollueur payeur** » : les personnes qui génèrent de la pollution ou dont les actions dégradent autrement l'environnement doivent assumer leur part des coûts des mesures de prévention, de réduction et de contrôle des atteintes à la qualité de l'environnement et de la lutte contre celles-ci;

¹ QUEBEC, MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES PARCS (MDDEP), *À propos du développement durable*, En ligne, <http://www.mddep.gouv.qc.ca/developpement/definition.htm>.

² *Ibid.*

³ QUEBEC, MDDEP, *Les principes du développement durable : un guide pour l'action*, En ligne, <http://www.mddep.gouv.qc.ca/developpement/principe.htm>.

- g- « **Internalisation des coûts** » : la valeur des biens et des services doit refléter l'ensemble des coûts qu'ils occasionnent à la société durant tout leur cycle de vie, de leur conception jusqu'à leur consommation et leur disposition finale.

L'impact sur les émissions de gaz à effet de serre

Il faut d'abord regarder la nature de la ressource en question. Cette dernière est non renouvelable et représente un réservoir de carbone séquestré depuis quelques milliers à quelques millions d'années dans le sol. Exploiter complètement cette dernière aura un impact sur la disponibilité de la ressource pour les générations futures (voir définition du développement durable). Ce combustible fossilisé a donc à toute fin pratique été retiré du cycle « contemporain » du carbone. La justification de ceci provient du fait que justement, il constitue un réservoir exploitable.

Par cycle « contemporain » du carbone, on entend :

L'équilibre stationnaire qui s'établit quant aux concentrations du carbone total entre les différents réservoirs globaux que sont l'atmosphère, l'hydrosphère, la biosphère et la lithosphère par les différents mécanismes d'échange entre ces réservoirs sur une échelle de temps de l'ordre du siècle.

Un des indicateurs de la modification de cet équilibre est de regarder ce qui se passe dans le réservoir atmosphérique à travers les gaz contenant des atomes de carbone. Principalement à travers le gaz carbonique (CO₂), le méthane (CH₄) et les gaz hydrochlorofluorocarbonés (HCFC) ou chlorofluorocarbonés (CFC). Tous ces gaz sont reconnus comme des GES, ce qui au sens large, signifie qu'ils auront une influence sur le climat en fonction de leur concentration dans l'atmosphère. D'où leur intérêt dans la problématique des changements climatiques. Problématique documentée par le GIEC (Groupes d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat) et reconnue par le gouvernement du Québec à travers son *plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques*⁴. Or l'augmentation de la concentration en CO₂ dans l'atmosphère terrestre demeure un fait bien documenté maintenant⁵. Cependant, l'augmentation du méthane est également une source de préoccupation et d'études. Le gaz naturel est composé à plus de 90 % de méthane, un GES dont chaque kg contribuerait 25 fois plus au réchauffement qu'un kg de gaz carbonique (CO₂)⁶. Les fuites de gaz ou émissions « fugitives » affecteront beaucoup la performance réelle de l'exploitation des gaz de schiste quant au bilan des émissions de GES qu'elle produit. Dans les activités d'extraction et de livraison du gaz conventionnel, environ 1 % du gaz est perdu. Dans l'exploitation du gaz de schiste, le contrôle des pertes sera cependant beaucoup plus difficile (on peut fort bien estimer qu'elles pourraient s'avérer de l'ordre de 2 à 4 %).

En résumé, l'exploitation des gaz de schiste injectera dans l'atmosphère, dans une échelle de temps très courte, une quantité supplémentaire de carbone principalement sous la forme de GES que sont le CO₂ et le CH₄, résultats de la combustion et des fuites. Ce carbone qui aura mis des siècles à être séquestré dans la lithosphère ne pourra cependant être compensé par les mécanismes de séquestration de la planète qui déjà, n'arrive plus à compenser. Une preuve : la concentration de CO₂ dans l'atmosphère

⁴ QUEBEC, MDDEP, *Le Québec, un leader dans la lutte contre les changements climatiques*, En ligne, http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/plan_action/index.htm.

⁵ GIEC, (2007), *Bilan 2007 des changements climatiques. Contribution des Groupes de travail I, II et III au quatrième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat [Équipe de rédaction principale, Pachauri, R.K. et Reisinger, A. (publié sous la direction de)]*, GIEC, Genève, Suisse, 103 p., En ligne, http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_fr.pdf.

⁶ HOUGHTON, J., (1997), *Global Warming: The Complete Briefing*, Cambridge, UK, Cambridge University Press.

n'est pas stable, elle est croissante. Si rien n'est prévu pour aider à maintenir l'équilibre stationnaire, l'exploitation des gaz de schiste participera donc à la modification de la composition chimique de l'atmosphère. Ceci entre en contradiction avec les notions de développement durable mentionné ci-haut. Note historique, ce n'est pas la première fois que l'humanité et l'industrie accepte de modifier ses pratiques concernant des gaz émis dans l'atmosphère ayant un impact global et un effet sur l'environnement. Fait plus intéressant, ces gaz ont été mentionnés plus haut, soit les HCFC et les CFC. En effet, ces derniers ont été identifiés comme chimiquement responsables de la problématique de réduction et de destruction de la couche d'ozone.

Conséquemment, que propose l'industrie actuellement ? Quelles solutions le gouvernement devrait favoriser pour améliorer cet impact environnemental ? Deux solutions apparaissent évidentes. Exploiter la ressource dans un futur où l'humanité aura réussi à contrôler ses émissions de GES. Bref au moment où l'apport de l'exploitation de la ressource ne contribuera plus à modifier le cycle contemporain du carbone parce que la planète et l'humanité compenseront naturellement ces émissions. Cette solution devrait de plus coïncider avec celle d'exploiter la ressource au moment où sa valeur économique sera la plus grande et les risques environnementaux contrôlés. Une autre est de compenser par l'achat de crédits de carbone ou de participer à des initiatives environnementales de compensation ou de séquestration de carbone. Cependant, ces initiatives devront être comptabilisées dans l'« internalisation des coûts » et basée sur la notion de « pollueur payeur » en s'assurant de leur efficience. La première solution apparaît cependant la plus intéressante économiquement et du point de vue du développement durable.

L'impact sur les eaux de surfaces, les eaux souterraines et sur la contamination des sols

Tout d'abord, l'exploitation des gaz de schiste nécessite l'utilisation d'un très grand volume d'eau. La technique de fracturation hydraulique utilisée en est principalement responsable. Pour l'exploitation d'un seul puits de forage, cela représente entre 4 et 35 millions de litres d'eau⁷, soit l'équivalent de 2 à 12 piscines olympiques. L'eau proviendra des sources de surfaces et souterraines, de même que des réseaux municipaux⁸. De l'eau potable dont le traitement aura été payé par les citoyens sera donc utilisée lors des activités d'exploitation. Si une partie de cette eau est puisée localement, quel impact cela aura sur la charge hydraulique de l'aquifère local; c'est-à-dire le niveau de la nappe phréatique exploitée ? Est-ce que les puits artésiens de certains citoyens pourraient subir une perte de charge ? Ceci n'est pas une question abstraite comme le prouve l'exploitation des sables bitumineux. En effet cette dernière utilise également beaucoup d'eau et l'Office national de l'énergie prévoit que si le rythme de retrait de l'eau de la rivière Athabasca se maintient, son volume ne pourra suffire pour mener d'autres projets annoncés d'exploitation à ciel ouvert⁹. L'impact ici touche directement l'industrie et ne considère pas l'écosystème dans son ensemble.

Dans le cas où l'eau n'est pas puisée localement, qui payera pour le surplus de traitement de l'eau ? Est-ce que les installations auront la capacité d'y répondre ? De plus, il est nécessaire de transporter cette eau sur le site de forage. Ces transports doivent donc s'ajouter au bilan énergétique et au bilan de GES de l'exploitation. S'ajoute à ce bilan la construction de routes, des infrastructures de transport du gaz et le fonctionnement des compresseurs et des pompes nécessaires pour pousser le gaz le long du

⁷ QUEBEC, MDDEP, (2010), *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent*, document de travail, octobre, p. 26.

⁸ *Ibid.*

⁹ CANADA, OFFICE NATIONAL DE L'ENERGIE, *Les sables bitumineux du Canada – Perspectives et défis jusqu'en 2015 – Questions et réponses*, En ligne, <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rngvnmftrn/rgyrprt/lsnd/pprtrntsdchllngs20152006/qapprntsdchllngs20152006-fra.html>.

réseau de transport. La qualité de l'air environnant pourra également être affectée par la production de polluants atmosphériques tels que le dioxyde de carbone, les oxydes d'azote et de soufre. De même, il ne faut pas négliger l'impact sur les infrastructures routières locales par l'augmentation du transport lourd dans la région.

Selon un scénario basé sur les données précédentes, en prenant un volume moyen de 20 millions de litres d'eau par puits et l'utilisation de camions-citernes de 20 000 litres, cela représente alors 1000 chargements pour un puits de forage. En considérant une moyenne de 250 puits forés par année au Québec¹⁰, cela préoccupe, car le calcul donne environ 5 milliards de litres d'eau utilisés pour 250 000 chargements.

D'autre part, le gisement Utica visé se trouve dans la vallée du St-Laurent, soit la zone la plus densément peuplée du Québec et son grenier agricole. Selon le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP), l'eau souterraine sert d'approvisionnement sur près de 90 % du territoire québécois et alimente 20 % de sa population. Ce dernier, non sans raison, a lancé un programme¹¹ pour en améliorer sa connaissance jusqu'en 2013, puisqu'elle est actuellement fragmentaire. Or des études hydrogéologiques approfondies peuvent s'avérer très coûteuses. Conséquemment, une partie des coûts associés à l'acquisition de ces connaissances doivent être comptabilisés par le gouvernement dans ce qu'il en coûtera pour minimiser les risques environnementaux de l'exploitation des gaz (« internalisation des coûts »). Car l'industrie devra se servir de ces données publiques payées par le citoyen. Et une bonne compréhension des aquifères s'avère essentielle en cas de catastrophe environnementale.

Il faut comprendre qu'en cas de contamination, le traitement de l'eau souterraine s'avère très difficile, très coûteux, et parfois impossible. Il suffit de se rappeler une des pires catastrophes environnementales du Québec et du Canada, toujours d'actualité d'ailleurs, soit le cas « des Lagunes de Mercier ». La contamination des eaux souterraines de cette région agricole perdure depuis plus de 40 ans et n'a toujours pas trouvé de solution définitive. Actuellement le plan du gouvernement consistera à aménager de nouveaux pièges hydrauliques, donc à confiner davantage la contamination, et le coût de traitement perdurera sur des générations¹².

Alors que le Québec dispose d'importantes réserves d'eau potable, la qualité et l'accessibilité à cette ressource doivent impérativement être protégées.

Les risques de contamination des eaux souterraines et de surfaces sont bien réels et ne disparaîtront pas dans le temps. Ils proviennent du forage du puits lui-même, mais principalement de l'eau contaminée utilisée pour fracturer la roche contenant le gaz. En effet, en plus du sable, des additifs chimiques sont ajoutés à l'eau, représentant entre 0,5 % et 2 % du mélange¹³. Donc sur la même base comparative d'un puits nécessitant 20 millions de litres d'eau, cela correspond à environ 100 000 à 400 000 litres de

¹⁰ Peut-être plus de 250 puits par année au Québec, voir l'article suivant : <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2010/10/05/015-gaz-schiste-puits.shtml>.

¹¹ QUÉBEC, MDDEP, *Programme d'acquisition de connaissance des eaux souterraines*, En ligne, <http://www.mddep.gouv.qc.ca/eau/souterraines/programmes/acquisition-connaissance.htm>.

¹² Voir l'article suivant : <http://www.ledevoir.com/politique/quebec/159108/quebec-renonce-a-excaver-les-sols-contamines-des-lagunes-de-mercier>.

¹³ ZOBACK, M., S. KITASEI, ET B. COPITHORNE, (2010), *Briefing Paper 1, Addressing the environmental risks from Shale Gas development*, WorldWatch Institute, Natural Gas and Sustainable Energy Initiative, july, p. 9-10, En ligne, <http://www.worldwatch.org/node/6421>; PARFIT, B., (2010), *Fracture Lines: Will Canada's Water be Protected in the Rush to Develop Shale Gas?*, Program on Water Issues, Munk School of Global Affairs at the University of Toronto, september, p. 25.

produits chimiques utilisés par puits. Ces additifs chimiques servent à réduire la croissance bactériologique, à réduire la friction et à améliorer l'efficacité du travail de fracturation¹⁴. La faible viscosité du liquide fait en sorte qu'il peut facilement circuler dans les microfractures naturelles déjà présentes dans le schiste. Cette propriété intéressante pour la fracturation hydraulique devient un inconvénient majeur en cas de fuite, car il aura la propriété de facilement se diffuser dans la roche. Ceci augmente donc le risque de la technique¹⁵.

La liste des substances chimiques utilisées dépend de la composition particulière de la formation rocheuse où le puits est foré. On en dénombre environ 260¹⁶. La divulgation de ces substances devrait être entièrement publique afin de permettre un suivi de l'apparition ou non de ces contaminants dans l'environnement. De même, cela donnerait la transparence nécessaire pour comprendre et mieux évaluer les risques toxicologiques qu'ils représentent et vérifier la capacité réelle des technologies actuelles à traiter ces contaminants en cas de fuite. Particulièrement advenant un déversement de produits dû à un mauvais entreposage, à un accident lié au transport de ces produits chimiques ou à une défaillance d'un des bassins de rétention¹⁷. En effet, environ 25 % de l'eau contaminée utilisée pour la fracturation hydraulique pourrait refaire surface entraînant avec elle, en plus des produits chimiques ajoutés, divers contaminants naturels, sels, métaux lourds et certaines matières radioactives¹⁸. Actuellement, la technique envisagée est de confiner dans des bassins de rétention cette eau contaminée en attendant de pouvoir transporter cette dernière à des usines de traitement lorsque cela s'avèrera possible (encore du transport)¹⁹. Ces bassins représentent un risque évident de contamination des eaux de surfaces et des sols environnants en cas de défectuosité. Dans quelles proportions ces bassins seront-ils à long terme suffisamment sécuritaire ? Particulièrement au Québec avec l'hiver qui impose des contraintes supplémentaires à ce type de bassin. Quelle est la durée de vie des membranes géotextiles utilisées ? Qui plus est, les installations de traitement d'eau, si elles existent à proximité, n'ont pas été conçues pour traiter cette eau contaminée par ces produits chimiques et ces matières dissoutes²⁰. Puisque les usines de traitement relèvent des municipalités, qui payera pour ces nouvelles installations ou pour mettre à niveau les anciennes ? Est-ce que ce seront les citoyens seuls qui assumeront ces frais ou l'industrie y participera ? L'idéal serait que l'industrie traite sur place cette eau contaminée (prévention, précaution et internalisation de ces coûts ?). Cependant, il faut bien voir ici que l'on reporte à plus tard un problème n'ayant pas de solution immédiate.

Ultimement, malgré la mise en place d'un traitement avec un certain pourcentage d'efficacité, ces eaux usées se retrouveront rejetées dans les cours d'eau et se retrouvera dans le fleuve St-Laurent. Le gouvernement a d'ailleurs récemment interdit l'exploration gazière et pétrolière dans la zone de l'estuaire, en raison de la fragilité de son milieu. Mais les impacts de l'exploitation pourraient quand même être ressentis par ce dernier si la capacité de traitement ne respecte pas des normes sévères.

Qu'arrivera-t-il ensuite aux 50 % de l'eau qui n'est pas récupérée et réutilisée lors de l'exploitation²¹ ? En effet, cette eau contaminée demeurera confinée sous terre dans des conditions réductrices, c'est-à-

¹⁴ ZOBACK, M. *et al.*, *op. cit.*, p. 4-5.

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ QUEBEC, MDDEP, (2010), *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent*, *op. cit.*, p. 32; PARFIT, B. *op. cit.*, p. 20.

¹⁷ ZOBACK, M. *et al.*, *op. cit.*, p. 9.

¹⁸ *Ibid.*, p.10.

¹⁹ QUEBEC, MDDEP, (2010), *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent*, *op. cit.*, p. 30.

²⁰ ZOBACK, M. *et al.*, *op. cit.*, p. 11; PARFIT, B. *op. cit.*, p. 23.

²¹ QUEBEC, MDDEP, (2010), *Les enjeux environnementaux de l'exploration et de l'exploitation gazières dans les Basses-Terres du Saint-Laurent*, *op. cit.*, p. 14 et 26.

dire ne favorisant pas la dégradation par oxydation. La présence de bactéricide dans l'eau de fracturation n'aidera pas non plus à la dégradation biologique possible des contaminants. Conséquemment, chaque puits pourra représenter une source de contamination diffuse même après leur vie utile et l'impact potentiel de contamination sera transféré aux générations futures. En termes plus clairs, il y aura de multiples puits bouchés dans le sol québécois qui représenteront des sources de contamination dans le temps. **Cela n'est pas dans l'esprit de la définition du développement durable.**

De plus, quelles sont les conséquences du dégazage de cette structure géologique située à 2000 m sous terre ? La fragilisation de la formation en raison de la longueur des puits horizontaux et de leur multiplication dans un même secteur aura-t-elle un impact sur son étanchéité ? D'autant que les formations de schiste ne sont pas vraiment épaisses. Les contaminants seront toujours là après 30 ou 40 ans et des puits, il y en aura beaucoup. Ainsi, à la fin de la durée de vie utile des puits, comment empêcher la migration des gaz résiduels et empêcher les fluides contaminés d'atteindre d'autres stratifications rocheuses et les eaux souterraines ? Quelles sont les mesures qui seront prises pour s'assurer que la fermeture des puits sera rigoureuse et sécuritaire dans le temps ? Est-ce que la réglementation actuelle est suffisante ? Quelles mesures seront prises pour en assurer le respect et le suivi ? À qui appartiendra la responsabilité et pendant combien d'années après la fermeture du puits ? Comment déterminer quel puits aura eu des problèmes avec le caisson de fermeture en cas de contamination et comment le réparer en cas de problème ? Qu'arrive-t-il en cas de faillite de l'entreprise responsable ? Est-ce que les coûts associés à la fermeture, l'entretien et la surveillance des puits ont été internalisés, c'est-à-dire inclus dans l'analyse de rentabilité de l'exploitation ? Quelle sera la durée de vie du béton et des matériaux utilisés avant de devoir être remplacés pour éviter toute contamination ? Les risques de fissuration sont-ils vraiment contrôlés ?

Il ne faut pas oublier tous les risques de contamination durant l'exploitation elle-même. Le climat du Québec avec la quantité de neige, le froid intense et le vent peut avoir un impact sur la rigueur des méthodes de travail et augmenter sensiblement les risques d'accident. Ce climat favorise la dispersion des contaminants à travers la fonte au printemps. La fracturation hydraulique elle-même présente plusieurs risques si l'on possède une méconnaissance de la répartition spatiale de la formation rocheuse à exploiter. Particulièrement si la propagation verticale de la fracturation dépasse l'épaisseur de la couche exploitable de la formation de schiste. De sorte que pour avoir un meilleur contrôle de cette fracturation, il est nécessaire d'analyser les microséismes produits par la technique²². La détection de ces derniers nécessite des puits de détection supplémentaires et des sismographes très sensibles²³. Quel est le nombre de puits de détection nécessaires pour que la fracturation ne se fasse pas aléatoirement ? L'industrie s'adonnera-t-elle à cet exercice et les coûts supplémentaires associés aux puits de détection ont-ils été comptabilisés ? Ensuite, il ne faut pas oublier les sols retirés lors du forage. Comment disposera-t-on de ces sols alors que l'exploitation se trouve très souvent en milieu agricole ? Est-ce que la politique en matière de sols contaminés s'applique ? Comment a-t-on prévu disposer des sols suivant la loi et quelles conditions s'appliquent ? Est-ce que chaque puits de forage à la fin de sa vie utile sera considéré comme un terrain contaminé aux hydrocarbures pétroliers ou à certains produits toxiques présents dans l'eau de fracturation et seront ajoutés comme tel aux répertoires des terrains contaminés du MDDEP ? La réhabilitation des terrains à la fin de l'exploitation sera-t-elle assumée par l'industrie ?

²² ZOBACK, M. *et al.*, *op. cit.*, p. 8.

²³ *Ibid.*, p. 9.

Ainsi, à la lumière des nombreuses interrogations formulées concernant l'augmentation des GES, l'utilisation et la perte d'une énorme quantité d'eau potable, l'incapacité actuelle de traiter l'eau contaminée engendrée par la technique de fracturation hydraulique, le risque de contamination des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines en cas d'accident, l'entretien des puits à long terme, le risque de contamination qu'ils représentent pour les générations futures et la réhabilitation des terrains à la fin de l'exploitation; il est difficile pour ce type d'exploitation de s'inscrire actuellement dans une logique de développement durable. Pour y arriver, il faudra impérativement répondre à ces impacts environnementaux, mais cela aura des conséquences sur les coûts d'exploitation de la ressource. La section suivante s'attarde plus particulièrement à la question du retour sur l'investissement.

DES CONDITIONS D'EXPLOITATION AU RETOUR SUR L'INVESTISSEMENT ÉNERGÉTIQUE

D'une politique sur les hydrocarbures au relèvement de la taxe verte

Pour une société, un gouvernement ou une entreprise, la rentabilité d'un projet doit nécessairement tenir compte des redevances qui seront versées, mais également, de tous les autres impacts sociaux et environnementaux qui pourraient survenir à long terme et dont les coûts économiques devront être assurés par ces derniers (« internalisation des coûts »). C'est-à-dire que l'argument économique n'est pas le seul facteur à considérer dans une analyse de rentabilité d'un projet. Cependant, il n'en demeure pas moins très important. Qu'en est-il exactement pour cette ressource de combustible fossile non renouvelable que sont les gaz de schiste ?

Pour ce qui est de la question de l'exploitation des ressources non renouvelables, Herman Daly, économiste à la Banque mondiale, recommandait ceci : « Une ressource non renouvelable ne peut être exploitée qu'à un rythme et à un prix qui permettent son remplacement par des ressources renouvelables »²⁴. C'est vraisemblablement un excellent indice de la façon dont nos sociétés doivent les gérer.

Cela soulève deux autres enjeux : le rythme d'exploitation et les prix et redevances associés aux filières énergétiques.

Il est nécessaire d'encadrer correctement le développement de l'industrie pétrolière et gazière au Québec. Mais l'élément clé d'une politique énergétique favorisant le développement énergétique durable consiste à relever significativement la taxe verte afin d'accroître dès maintenant le prix des énergies fossiles, en taxant davantage le mazout – plus polluant – que le gaz naturel.

Il y a maintenant des évidences flagrantes que l'humanité vient d'entrer dans un tournant majeur de son histoire. Alors qu'au moins 65 pays ont déjà atteint un pic de leur production pétrolière et que 35 sont sur le point de les rejoindre, on constate que le déclin dans les sources de production traditionnelle a amené la production mondiale à un plateau qui devrait durer une quinzaine d'années avant d'entamer son inexorable déclin (voir l'annexe A). C'est le cas pour le pétrole, ce le sera ensuite pour le gaz naturel.

Les analystes de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ont, depuis longtemps et jusqu'à tout récemment, anticipé que le cours de l'or noir pouvait être contenu, notamment grâce à la croissance de l'offre. Ils ont complètement changé leurs pronostics : « il commence à être de plus en plus apparent que l'ère du pétrole à bon marché est terminée », commencent-ils à affirmer en 2008²⁵.

Une des plus implacables preuves du déclin des ressources pétrolières et gazières se retrouve dans la chute drastique du retour sur l'investissement énergétique (*energy payback*) associé à leur exploitation. Le ratio entre l'énergie investie et celle qui est obtenue est appelé le retour sur l'investissement énergétique (en anglais *energy payback*).

Ainsi, il faut de plus en plus d'énergie pour aller les chercher. Et les futurs gisements se trouvent dans des sites peu accessibles ou dispersés. Dans les puits traditionnels, l'extraction de 100 barils de pétrole nécessite l'utilisation de l'équivalent d'un baril. Dans le cas des sables bitumineux canadiens, il faut

²⁴ LEFEBVRE, J.F., N. MOREAU ET J. THÉORÊT, (2010), *Énergies renouvelables, mythes et obstacles*, Coéditions MultiMondes-GRAME, 190 p.

²⁵ BLAS, J. ET C. HOYOS, (2008), « Oil price to bounce back with recovery, IEA warns », *Financial Times*, 6 novembre, (traduction libre).

brûler entre 25 et 30 barils²⁶. Nous sommes donc passés d'un ratio de près de 100 à seulement 4 avec l'exploitation des sables bitumineux. Pour un puits de gaz naturel conventionnel, ce dernier permet une production assez continue durant près d'un quart de siècle, avec un retour sur investissement énergétique qui peut être de l'ordre d'environ 5 (il faut donc brûler un baril de pétrole pour obtenir l'équivalent d'environ cinq barils de pétrole en gaz naturel).

Le déclin s'annonce encore plus dramatique avec l'exploitation des gaz de schiste. Parmi les puits creusés qui seront opérationnels, la plupart vont produire à leur maximum de capacité dans la première année pour ensuite voir leur rendement tomber sous la rentabilité économique après 5 ou 10 ans²⁷. Ainsi, les réserves pourraient être surestimées, tout comme les performances quant aux puits forés. Par exemple, dans le réservoir de Barnett aux États-Unis, de 25 à 35 % des puits forés entre 2004 et 2006 seraient déjà sous le seuil de la rentabilité²⁸.

S'il est dit que les gaz de schiste pourraient être exploités pendant une trentaine d'années au Québec, on ne doit pas imaginer quelques puits fonctionnant en continu durant trois décennies, mais plutôt une succession de puits, lesquels devront être déplacés systématiquement afin d'aller collecter les bulles de gaz emprisonnées dans le gruyère que représente le schiste.

Sans tenir compte des impacts environnementaux, il est raisonnable de considérer que l'exploitation des gaz de schiste impliquerait un retour sur investissement énergétique qui représenterait à peine la moitié de celui des gisements conventionnels. Ainsi, il faudrait un baril de pétrole pour récupérer l'équivalent de 2 à 2,5 barils en gaz naturel.

Scénario *optimiste* pour les gaz de schiste québécois

En nous basant sur l'*energy payback*, il est possible d'établir des corrélations avec les GES produits. Considérons que l'énergie investie proviendra surtout du pétrole, utilisé par les camions et les compresseurs. Supposons un *payback* de 3, donc une augmentation des émissions de GES de 50 % par rapport à la combustion directe, ainsi que des émissions fugitives de méthane de 2 %, donc une hausse des émissions de GES de 18 % par rapport à la combustion directe. Cela signifie que, pour l'ensemble de son cycle de vie, les gaz de schiste émettraient un peu plus de GES que le mazout dans le chauffage.

Scénario *réaliste* pour les gaz de schiste québécois

Mais il est plus vraisemblable que le *payback* s'approche de 2, ce qui implique une augmentation des émissions de GES de 75 % par rapport à la combustion directe. Il y a également un risque que les émissions fugitives atteignent les 4 %, donc hausse des émissions de GES de 36 %, par rapport à la combustion directe. Cela signifie que, pour l'ensemble de leur cycle de vie, les gaz de schiste émettront beaucoup plus de GES que le mazout dans le chauffage. En production d'électricité, cela signifie que les gaz de schiste émettront environ 700 kilotonnes de GES par TWh, comparativement à environ 400 pour le gaz conventionnel.

Ainsi, nous en sommes rendus à vouloir brûler une unité pétrole pour recueillir deux unités de gaz naturel.

²⁶ RUBIN, J., (2009), *Why your world is about to get a whole lot smaller*, Toronto, Random House Canada, 286 p.; GAGNON, L. (2008), « Civilisation and energy payback », *Energy Policy*, 36, p. 3317-3322; voir aussi la synthèse de LEFEBVRE *et al.*, *op. cit.*

²⁷ ZOBACK, M. *et al.*, *op. cit.*, p. 5.

²⁸ ASSOCIATION FOR THE STUDY OF PEAK OIL & GAS – USA, (2010), « Interview with Art Berman – part 1. », July 19, En ligne, <http://www.aspousa.org/index.php/2010/07/interview-with-art-berman-part-1>.

Nous avons la responsabilité de ne pas dilapider nos ressources fossiles à des prix dérisoires qui se limiteraient à en justifier la rentabilité pour les entreprises privées en l'absence de redevances significatives pour la société. L'exploitation des hydrocarbures du Québec doit être couplée à des redevances extrêmement élevées servant à financer la transition vers le développement durable du Québec.

Des redevances suffisamment élevées impliquent qu'une partie très importante des projets d'exploitation ne serait pas réalisée immédiatement. Ainsi, lorsque le pétrole ou le gaz naturel verront leurs cours doubler ou tripler, le Québec pourra compter sur le fait que nous aurons conservé quelques réserves.

De plus, les technologies d'exploitation ainsi que le cadre réglementaire devraient s'améliorer à long terme, ce qui permettrait d'exploiter de façon beaucoup plus sécuritaire - et nous le répétons **à meilleur coût** - les ressources que l'on aura sagement conservées durant la présente décennie. De plus, une source d'énergie non renouvelable qui n'est pas exploitée présentement pourra l'être plus tard, contrairement à une source d'énergie renouvelable qui est gaspillée, si elle n'est pas exploitée actuellement. Ainsi, il n'y a aucune urgence à exploiter le gaz naturel présent dans le sous-sol québécois.

En d'autres termes, voulons-nous suivre la voie du Royaume-Uni ? Ce pays a dilapidé ses réserves de pétrole de la mer du Nord à environ une vingtaine de dollars le baril. Après avoir atteint son pic en 1999, la production a, depuis, périclité inexorablement. En 2007 le pays était déjà un importateur net de pétrole aux prix du marché (actuellement autour de 90 \$).

Il ne suffit pas de se demander si l'on doit ou non exploiter de tels gisements, mais aussi dans quelle mesure il est pertinent d'en ralentir ou au contraire d'en accélérer leur exploitation. La crise énergétique qui s'annonce cible en réalité notre dépendance aux combustibles fossiles. Sans changements majeurs de paradigme et sans moteur de transition pour remplacer cette source énergétique par d'autres plus durables, il sera difficile de penser pouvoir maintenir notre mode de vie et nos niveaux de consommation en comptant sur l'approvisionnement à bas prix de pétrole et de gaz provenant de sites d'exploitation loin de nos regards. Déjà la société est confrontée aux dilemmes sur l'exploitation des ressources de gaz naturel et de pétrole résiduels. Cependant, si l'exploitation du gaz de schiste connaît une augmentation en Amérique du Nord, il existe un risque que le prix du gaz naturel baisse (à court terme) et rende par conséquent plusieurs projets déficitaires. De même, la transition vers le gaz naturel peu coûteux n'est pas à l'avantage du Québec si cela, à travers les centrales thermiques au gaz, entre en compétition avec l'exportation de son hydroélectricité faible émettrice en GES et source de revenus pour la province.

Sur le plan environnemental, on peut considérer qu'une exploitation faisant preuve d'une extrême retenue permettrait d'acquérir l'expérience et les compétences pour en minimiser les impacts. Il est ainsi probable qu'une exploitation visant sérieusement à atténuer les impacts potentiellement forts négatifs de la filière soit susceptible d'en accroître significativement les coûts. Par contre, dans un contexte où la hausse des prix apparaît inévitable, cette contrainte pourrait s'avérer surmontable.

En fait, une façon d'éviter l'exploitation de cette ressource, avec tous les impacts écologiques qu'elle risque d'avoir et les coûts associés, serait de combiner la poursuite du développement de toutes les filières renouvelables, l'accroissement des efforts en efficacité énergétique, l'arrêt de l'expansion des

banlieues, l'électrification massive des transports et, finalement, l'adoption d'une réforme fiscale écologique majeure.

Cette dernière verrait le remplacement d'une partie significative de la fiscalité actuelle par des écotaxes. Ce qui implique qu'il faudrait hausser fortement les tarifs d'électricité, avec une taxe sur le carbone encore plus importante, le tout compensé par des soutiens majeurs, toutes proportions gardées, accordés aux familles à faibles revenus et une baisse du fardeau fiscal des classes moyennes.

Finalement en plaçant l'argument économique dans une perspective de développement durable, il ne semble pas être à l'avantage de la société québécoise de permettre actuellement un développement massif et à grande échelle de la ressource : les conditions ne sont pas réunies.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'exploitation des gaz de schiste demeure hautement risquée d'un point de vue environnemental et ne s'inscrit pas dans le cadre de la loi sur le développement durable. De plus, sa rentabilité économique en tenant compte de « l'internalisation des coûts » et en incluant les développements technologiques nécessaires pour minimiser son impact sur l'environnement est remise en question en tenant compte du marché actuel du gaz naturel. Conséquemment, les recommandations qui vont suivre iront dans le sens de protéger la ressource pour l'exploiter avec retenue et au moment où économiquement et environnementalement parlant, il sera beaucoup plus avantageux pour le Québec de le faire et beaucoup moins risqué.

Tout d'abord, il est nécessaire de laisser toute la compétence au MDDEP de sorte que la politique québécoise en environnement soit appliquée et respectée. Le gouvernement devra s'assurer également que la loi sur les mines du Québec n'entre pas en contradiction avec celle du développement durable. Conséquemment, les certificats d'autorisation devront être délivrés par le MDDEP.

L'utilisation de vente aux enchères (à l'instar de la Colombie-Britannique) pour l'attribution des permis d'exploration permettrait de mieux révéler la valeur réelle de la ressource. Cependant, seules des redevances élevées à l'exploitation et leur attribution à un fonds de développement durable (visant notamment l'efficacité énergétique, l'électrification des transports et le développement des transports collectifs) permettront la prise en compte du long terme. De plus, il serait nécessaire d'obtenir l'appui de la population locale pour aller de l'avant avec tout projet de développement.

Appliquer des normes environnementales très strictes et des redevances élevées équivalentes à celles de la Norvège pour l'exploitation du pétrole (de l'ordre de 50 %, lesquelles ont permis d'accumuler l'équivalent de près de 400 milliards de dollars dans un fonds de développement durable, après avoir exploité environ l'équivalent des deux tiers du pétrole tiré de l'Ouest canadien jusqu'à présent)²⁹. Par conséquent, le développement de nombreux projets d'exploitation sera limité, ce qui laissera du temps pour poursuivre les recherches et les évaluations environnementales.

En effet, il faut s'assurer d'obtenir des données scientifiques suffisantes et objectives préalablement à l'exploration et l'exploitation à grande échelle. Comprendre le bilan énergétique et le bilan des GES de l'exploitation de cette source et de sa rentabilité à long terme en tenant compte des impacts environnementaux. Quel est le coût réel de l'exploitation de cette source d'énergie ? Dans tous les cas, inciter l'industrie à compenser les GES produits par l'achat de crédits de carbone ou par la participation à des initiatives environnementales.

Attendre la réalisation d'une étude hydrogéologique approfondie du bassin versant et de l'aquifère local avant de délivrer un permis dans un secteur donné et s'assurer d'une connaissance géologique adéquate de la formation de schiste. Lors de la fracturation hydraulique, s'assurer de l'utilisation de méthode de détection afin de dresser un portrait de l'étendue de la fracturation pour des fins de prévention et de cartographie. Ces données devront être transmises au MDDEP.

Prévenir immédiatement le risque de contamination des eaux souterraines et de surface à court et long terme. Retarder le développement de l'industrie tant qu'il n'y aura pas de technologie efficace et sécuritaire de traitement de leurs eaux usées. S'assurer que l'industrie soit responsable de ce traitement

²⁹ Voir l'article suivant : <http://lapresseaffaires.cyberpresse.ca/portfolio/les-defis-du-quebec/201011/09/01-4340794-vers-une-gestion-responsable-derniere-parution-dune-serie-de-6.php>; <http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2010/Chapter-3/>.

et qu'elle minimise la durée d'utilisation des bassins de rétention. Charger des redevances importantes sur l'utilisation de l'eau potable afin de favoriser sa réutilisation, son traitement et donc son économie par l'industrie. Réduire au minimum l'utilisation des produits chimiques et valider la pertinence de leur utilisation pour chaque puits. S'assurer que l'industrie divulgue publiquement la composition de ces derniers utilisés à chaque forage. Trouver des solutions pour minimiser la quantité d'eau contaminée qui demeurera dans les puits. Prévoir des plans d'intervention en cas de contamination et s'assurer de la responsabilité civile de la compagnie en cas de catastrophe écologique. Obtenir un plan adéquat de gestion des puits fermés. S'assurer de contrôler la sécurité de la technique de fermeture d'un puits, son suivi et sa dégradation dans le temps. Définir les responsabilités de l'industrie sur la gestion de ces sites et ce qu'il arrive en cas de faillite. Inclure dans le répertoire sur les terrains contaminés du MDDEP tous les puits qui auront été forés afin de conserver un maximum d'informations à leur sujet. S'assurer de la réhabilitation des sols par l'industrie une fois que l'exploitation sera terminée et en respect de la politique du MDDEP.

Produire des plans d'intervention en cas de fuites ou d'incendies et renseigner les populations locales sur ceux-ci. S'assurer que les méthodes d'entreposage des produits chimiques minimisent les risques pour l'environnement.

Informier adéquatement les travailleurs des risques encourus et s'assurer de l'application de méthodes de travail rigoureuses.

Recommander que l'industrie investisse dans la recherche et le développement des alternatives durables aux hydrocarbures non renouvelables. À titre d'exemple, une filière de production de biogaz.

Annexe A) Au-delà du pic pétrolier

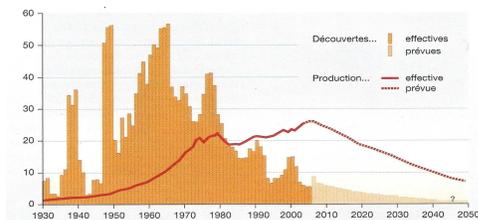
Qu'est-ce que le fameux pic pétrolier ?

En 1956, le géophysicien King Hubbert affirma que la production de pétrole américaine devait atteindre un pic vers 1970, puis entamer un inexorable déclin. L'Histoire lui a donné raison. La production américaine a atteint son pic à un peu moins de 10 millions de barils par jour en 1971. Depuis, elle a chuté de moitié.

On appelle maintenant la courbe d'Hubbert cette figure en forme de cloche qui représente la hausse de la production d'une ressource non renouvelable jusqu'à ce que celle-ci atteigne un pic - lequel peut prendre en fait la forme d'un plateau durant quelques années - suivi de l'inévitable descente qui lui succède (voir la figure 1 et le tableau 1).

Figure 1

Le déclin incontestable des découvertes de réserves et de la production pétrolières



Source : Le Monde diplomatique, L'atlas environnement 2007.

Tableau 1

Les découvertes de réserves pétrolières ne compensent plus les pertes depuis 1988

	Consommation	Découvertes
	(en milliards de barils par an)	
1930	1,5	10
1964	12	48 (meilleure année)
1988	23	23
2005	30	entre 4 et 5

Quand aurons-nous atteint le pic au niveau mondial ? Pour plusieurs, le fameux pic aurait été atteint en 2005-2006 à l'échelle internationale. Ce sera en 2010 selon le PDG de Pétrobras (prévisions de 2009). Nous ne saurons peut-être jamais exactement quand le pic aura effectivement été atteint - plusieurs pays producteurs n'ayant pas intérêt à dévoiler l'ampleur du déclin de leur production - mais ce qui est certain c'est que la production mondiale a atteint un plateau.

Nous perdons actuellement à chaque année une capacité de production de 4 à 5 millions de barils par jour de la part des sources conventionnelles. Il faut donc accroître la production d'autant non pas pour accompagner une demande croissante, mais strictement pour remplacer les pertes de production.

La Grande-Bretagne a vu la production de ses champs pétrolifères de la mer du Nord commencer à décliner en 1999. En 2005, le pays est devenu un importateur net.

Les limites des sables bitumineux

À cet égard, l'exploitation des sables bitumineux canadiens à pleine capacité (nous faisons fi pour l'instant des considérations environnementales) pourrait faire passer la production d'un peu plus d'un million de barils par jour aujourd'hui à quelques 4 millions sous peu, soit moins que le rattrapage d'une seule et unique année dans le déclin des sources conventionnelles.

Pourquoi il faut revoir les prévisions pour les prix des carburant

Plusieurs facteurs expliquent pourquoi l'offre ne peut plus maintenant répondre à la demande, ce qui entraînera des hausses sans précédents des cours de l'or noir.

Des taux de déplétion des gisements conventionnels largement sous-évalués : En 2008, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a mené, pour la première fois, une vaste étude détaillée de l'état de la production pétrolière.

Ses résultats ne laissent plus planer aucun doute : l'étude de 800 champs pétrolifères comptant pour les trois quart des réserves a révélé un taux de déclin annuel de la production situé entre 6,7 et 8,6 % annuellement. Ce taux est largement supérieur à celui qui était considéré antérieurement.

Le signal de prix qui devait amener à une utilisation judicieuse de la ressource n'existe tout simplement pas pour la moitié de la planète : Le Venezuela du Président Chavez considère le pétrole comme une richesse nationale dont les pauvres doivent profiter, à moins de 10 cents le litre.

Des réserves surévaluées : Les quotas assignés par l'OPEP étant directement proportionnels aux réserves déclarées, on sait maintenant que plusieurs pays (dont le Koweït, l'Iran et le Venezuela) ont volontairement surestimé celles-ci.

Des capacités d'exportation cannibalisées par la demande intérieure : Finalement, là où les prévisionnistes se sont trompés le plus, ce n'est pas tant sur la quantité de pétrole susceptible d'être extraites du sol, mais sur celle qui reste disponible pour l'exportation.

Le cas de l'Indonésie illustre bien comment la croissance économique des économies émergentes a cannibalisé la production pétrolière des pays exportateurs. Ce pays était considéré comme une source d'approvisionnement fiable. Non seulement la production a décliné de 30 % relativement à son pic atteint en 1991, mais le pays a cessé d'être un exportateur en 2007. L'Indonésie est ainsi devenu le premier pays à quitter l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), après en avoir été membre durant 46 ans.

L'essence bientôt à 2 \$ le litre

Qu'ont en commun Sadad-Al-Husseini, Charles Maxwell et Jeff Rubin ? Respectivement Arabe, Américain et Canadien, le premier est ex-vice président exécutif d'Aramco, le 2^e est analyste senior en énergie chez Weeden & Co., tandis que le 3^e a été, durant près de deux décennies, économiste en chef à Marchés mondiaux CIBC ?

Ils ont tous les trois lancé au cours des dernières années le même cri d'alarme : la production de pétrole vient d'atteindre un plateau, tandis que la demande continue sa hausse vertigineuse, dopée notamment par la croissance asiatique. Résultat ? Tous les pronostics passés sont à refaire. Le prix de l'or noir devait exploser, jusqu'à provoquer une puissante récession. Juillet 2008, le brut atteint un plafond record à 147 \$US le baril. La récession qui suivit fut la plus profonde des trente dernières années dans le monde.

Comme toutes les conditions sont rassemblées pour la tempête parfaite, cette forte récession ne pourra offrir qu'un bref répit, avant que les cours du pétrole ne se mettent à exploser de nouveau. C'est à plus de 200 \$US le baril que risque de se transiger sous peu l'or noir, prévient Rubin.

Une course contre la montre

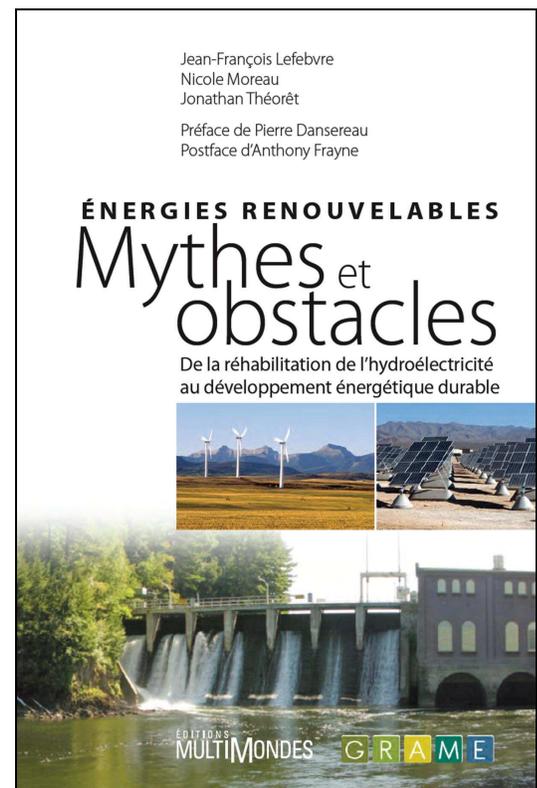
La transition vers un développement énergétique durable devient une priorité. Cela inclut d'abord la nécessité à la fois de réduire drastiquement la consommation d'énergie. Puis de favoriser une substitution massive des combustibles fossiles - particulièrement les filières les plus polluantes que sont le charbon et de pétrole - par des sources d'énergies renouvelables.

Atteindre ces objectifs requiert d'œuvrer simultanément sur plusieurs fronts, dont : repenser l'aménagement urbain et investir massivement dans le développement des transports collectifs, procéder à une réforme écologique de la fiscalité, implanter une gestion écologique des déchets et surmonter les obstacles qui nuisent au plein développement du potentiel d'énergies renouvelables.

Pour plus d'informations, nous suggérons le livre suivant :

Lefebvre, J.-F., N. Moreau et J. Théorêt, (2010), « Énergies renouvelables : Mythes et obstacles », Éditions MultiMondes - GRAME, 190 p.

www.gramme.org/livrenergie.html



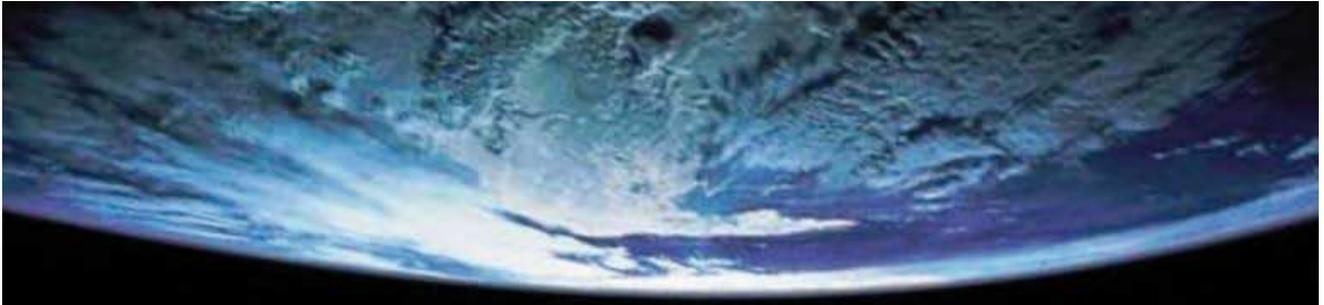
Annexe B) Présentation du GRAME

Le GRAME est un organisme à but non lucratif fondé en 1989. Il œuvre dans la promotion du développement durable à travers ses travaux de recherche et ses activités de sensibilisation auprès de la population.

Le GRAME s'est donné pour objectif de développer des outils d'analyse et de gestion propres au développement durable en tenant compte des enjeux globaux ou macroécologiques. Composé d'une équipe multidisciplinaire très dynamique, le GRAME fut ainsi un des rares organismes à caractère environnemental à appuyer publiquement les projets hydroélectriques, tout comme il fut un pionnier pour faire connaître les avantages de l'écofiscalité.

En 20 ans d'activité, le GRAME a réalisé plusieurs travaux de recherches et mémoires, lesquels ont porté, notamment, sur l'utilisation d'instruments économiques en gestion de l'environnement, sur les externalités environnementales des filières énergétiques ainsi que sur les impacts environnementaux de divers projets énergétiques.

Son expertise a été sollicitée à plusieurs reprises, notamment par le Gouvernement du Québec.



Le Groupe de recherche appliquée en macroécologie

Fondé en 1989, le GRAME est un organisme à but non lucratif indépendant et multidisciplinaire basé à Montréal, au Québec. Il œuvre à la promotion du développement durable en tenant notamment compte du long terme et des enjeux globaux, dont celui des changements climatiques, par la promotion des énergies renouvelables, de l'aménagement urbain et des transports durables, de l'efficacité énergétique et de l'utilisation d'incitatifs économiques en gestion de l'environnement.

L'organisme vise à contribuer à l'amélioration de la gestion des ressources naturelles, des choix énergétiques et de l'aménagement du territoire afin d'en maximiser les bénéfices sur l'environnement et pour les consommateurs, dans une perspective macroécologique et d'équité intergénérationnelle.



Groupe de recherche appliquée en macroécologie

Pour information ou pour nous appuyer:

www.grame.org