

Mémoire sur le développement des gaz de schiste au Québec

Les risques environnementaux liés à la géologie et au climat

Présenté au
Bureau d'Audience Publique en Environnement

Par
Dany Ouellet
MSc. Biologie

Au nom du
Parti Vert du Québec

Novembre 2010

Sommaire

Avant propos	5
Les enjeux régionaux.....	6
La contamination des nappes phréatiques	6
La situation sismique de la vallée du St-Laurent.....	11
La problématique reliée aux eaux de surface	12
Les déficits hydrauliques	12
Les risques de contamination.....	13
Les enjeux globaux	14
Le bilan en GES	14
L'effet de serre et les changements climatiques.....	18
Une solution possible	21
Conclusion	23

Figure 1 : Voies de migration possibles le long d'un puits de gaz naturel.....	10
Figure 2 : Accélération maximale au sol pour le Canada à une probabilité de 2%/50 ans pour des conditions de sol ferme (NBCC soil class C).....	11
Figure 3 : Nombre et type de déversements dans l'état du Colorado de juin 2002 à juin 2006 ..	13
Figure 4 : Prévisions des émissions de GES de la Colombie-Britannique selon 3 scénarios (BAU, SGE, 33% below 2007). BAU = business as usual (sans mesures de réduction des GES,), SGE = Shale gas Emissions (avec exploitation des gaz de schiste).....	16
Figure 5: Variations en pourcentage des émissions de GES, de la consommation d'énergie provenant des combustibles fossiles, de la population et du PIB au Québec depuis 1990.....	18
Figure 6 : Progression des concentrations de CO ₂ dans l'atmosphère de 1960 à 2010, mesurées à l'observatoire de Mauna Loa, Hawaï.....	19
Figure 7 : Croissance des difficultés technologique, logistique et financier de l'exploitation de différentes sources (conventionnelle et non-conventionnelle) de gaz naturel.....	21
Figure 8 : Distribution mondiale des formations de shales gaziers	22
Tableau 1 : Sommaire des estimations de GES pour un puits unique et pour un site de 10 puits	15

Avant propos

Le développement durable d'une industrie du gaz de schiste : est-ce possible?

Le développement de l'industrie comporte des risques environnementaux, principalement liés à la contamination des eaux, de l'air et des sols. Les enjeux se définissent selon plusieurs échelles géographiques, de locale à globale en passant par des enjeux touchants les régions.

À l'échelle locale les inconvénients encourus touchent principalement l'environnement sonore et la qualité de vie des résidents situés près d'une zone de travaux de forage, la contamination des sols par des déversements accidentels de fluides de fracturation ou de boues de forage et les risques d'affecter également la qualité des approvisionnements en eau potable.

À l'échelle régionale, les enjeux reposent sur le traitement des eaux de forage, l'accroissement de la pression sur les réseaux routiers, la contamination des bassins versants et des nappes phréatiques, la protection d'espèces menacées et d'habitats exceptionnels.

À l'échelle globale, l'enjeu principal concerne les émissions de gaz à effet de serre (GES) et leur impact sur le réchauffement climatique.

Il n'est pas question dans ce document de prétendre faire le tour de tous les risques et problèmes associés à cette industrie, mais de mettre l'emphase sur certains aspects des risques environnementaux encourus, qui relèverait disons de l'intérêt national.

C'est pourquoi le document présenté dans le cadre de la commission d'audience publique sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec s'attardera en particulier sur les impacts environnementaux qui potentiellement risquent d'occasionner des dommages importants aux échelles régionale et globale.

Pour le Parti Vert, parmi les risques qui semblent les plus dommageables à l'échelle régionale figurent la possibilité de migration de fluide de fracturation ou du gaz naturel par l'ouverture de voies de communication à travers les couches sédimentaires, jusqu'aux nappes phréatiques et la surface du sol. Une autre source de préoccupation provient du captage de l'eau dans les cours d'eau et l'impact potentiel sur l'hydraulicité et les conditions d'habitat des espèces aquatiques.

Un autre risque, celui-ci à l'échelle globale, concerne les émissions de GES et leur impact sur le réchauffement planétaire qui est lui-même porteur d'autres risques environnementaux plus grand encore que ceux strictement liés à l'industrie du gaz de schiste.

Les enjeux régionaux

Parmi les risques environnementaux associés à l'industrie de l'extraction du gaz de schiste qui semblent être les plus préoccupants, il y a la possibilité de contamination de nappes phréatiques par des fluides ou du gaz, qui pourraient compromettre la qualité des approvisionnements en eau de certains utilisateurs.

La contamination des nappes phréatiques

Malgré les allégations de l'industrie à l'effet qu'aucun cas de contamination de nappe phréatique n'ait été officiellement relié à son activité, les nombreuses mentions de puits contaminés au gaz méthane en provenance des états américains où s'est développé cette industrie laissent un sentiment de perplexité bien légitime de la population face au développement de cette filière.

Et encore, malgré les affirmations des représentants de l'industrie, la profondeur à laquelle se font les travaux de fracturation (1000 mètres et +) n'est pas une garantie qu'il n'y aura pas de contamination causée par une migration de gaz ou de fluide vers les couches supérieures de la stratigraphie sédimentaire.

Les premières mentions de telles contaminations des eaux de surface ont été admirablement bien portées à l'attention de l'opinion publique par le documentaire Gasland, du réalisateur Josh Fox. D'autres mentions du même genre se retrouvent dans un autre documentaire en provenance de l'Alberta (Burning waters) et dans les publications d'un journaliste américain (Abraham Lustgarten) qui documente ces phénomènes. Et il est également possible de trouver des mentions de ces cas dans les publications et les sites web d'organismes de bassins versants situés dans les états où l'industrie du gaz de schiste s'est installée.

Selon les représentants de l'industrie, les rares cas dont ils ont la connaissance d'une contamination au gaz seraient liés à des problèmes dans la cimentation des puits lorsque ces derniers traversent une nappe de méthane biogénique à faible profondeur. Dans de nombreux cas de contamination au gaz méthane, des analyses indépendantes ont pourtant conclu à l'origine thermogénique du gaz en cause et non biogénique, comme dans le cas d'une douzaine de puits artésiens de Dimock en Pennsylvanie et de Garfield county au Colorado.

«En 2008, une analyse isotopique du méthane présent dans des puits d'eau potable de Garfield County au Colorado a montré que dans la plupart des cas, le méthane était d'origine thermogénique. Geoffrey Thyne, un hydrogéologue a déclaré que les résultats indiquent que ce sont des sources reliées au pétrole et non pas issues de poches de méthane biogénique à faible profondeur.»

Alors si des contaminations de puits artésiens puisant leur eau des nappes phréatiques se révèlent d'origine thermogénique, il y a de grandes possibilités qu'elles soient reliées aux opérations de forage ou de fracturation. Dans tous les cas rapportés, il y a un point commun : La présence d'activité gazière à proximité (souvent à l'intérieur de quelques centaines de mètres).

Comment expliquer aussi la présence de méthane thermogénique dans les échantillons d'eau provenant de puits artésien à Pavillion dans l'état du Wyoming, ainsi que la présence de 2-butoxyethanol, connu sous le nom de 2-BE, une substance présente dans des détergents ménagers, mais également dans les fluides de fracturation. (EPA: Chemicals

Found in Wyo. Drinking Water Might Be From Fracking by Abrahm Lustgarten, ProPublica, Aug. 25, 2009,).

Récemment, les résidents de Pavillion se sont fait dire de ne plus consommer d'eau de leur puits et d'utiliser une ventilation adéquate en prenant leur douche ou en faisant leur lessive afin d'éviter les risques d'explosion. De plus, l'EPA a découvert différents produits comme du benzène, des métaux, des naphthalènes, des phénols et du méthane dans les puits artésiens et les eaux souterraines des résidents de cette petite ville de 170 habitants. Le gaz méthane détecté dans sept des puits a été déterminé issu du réservoir de gaz en exploitation. Onze des puits contenaient également des niveaux faibles de 2-butoxyethanol phosphate, un composé lié aux processus de forage.

(Feds Warn Residents Near Wyoming Gas Drilling Sites Not to Drink Their Water by Abrahm Lustgarten, ProPublica, Sep. 1, 2010.)

Comme le mentionne un document technique de Schlumberger, firme de réputation mondiale dans les services de géophysiques et de génie civile,

« Il est difficile prévoir la géométrie des fractures hydrauliques. Même dans les environnements avec une géométrie de fracture relativement simple, la fracturation hydraulique peut se développer asymétriquement, avoir un confinement variable à travers des horizons géologiques, et changer d'orientation. Dans les réservoirs fracturés naturellement, tel que le shale de Barnett, la fracturation hydraulique a créé des modèles de fracture étonnamment complexes comme la boue injectée ouvre de préférence les réseaux de fractures préexistantes.»

«Le projet d'imagerie microsismique entrepris par Devon Energy pour surveiller la croissance des fractures pendant la stimulation hydraulique dans son jeu de puits du shale de Barnett a indiqué une complexité d'effet entre les fractures hydrauliques et naturelles qui n'avait pas été imaginée précédemment.»

«Tandis qu'il est possible d'avoir une bonne connaissance de l'organisation des systèmes existants des fractures naturels, notre capacité à déterminer la géométrie et les caractéristiques hydrauliques de la fracturation est limitée. Les discontinuités géologiques telles que des fractures et des failles naturelles peuvent dominer la géométrie de la fracturation d'une manière qui rend la prévision de son comportement difficile. Clairement, l'industrie de l'exploration et de l'exploitation gazière a encore beaucoup à apprendre sur la fracturation hydraulique.»

Ainsi comme l'indique ce document de la compagnie Schlumberger (Schlumberger's publication "Oilfield Review," Winter 2005/2006 Article: The Source For Hydraulic Fracture Characterization, p.46.), l'étendue que peuvent prendre les fractures stimulées est difficile à prévoir et la réalité est en fait probablement fort différente de ces schémas de fractures bien ordonnées et d'étendue similaire, tel que présenté dans les vidéos de promotion de l'industrie.

Selon Anthony Ingraffea, professeur de génie civil et environnemental à l'université Cornell, et membre du Cornell Fracture Group, qui crée, vérifie et valide des simulations sur ordinateur utilisées pour la fracturation hydraulique,

«Il est rare de trouver de la roche de schiste qui ne soit pas déjà fissurée. Ce sont exactement ces fissures que les compagnies recherchent, car ça prend moins d'énergie pour fragmenter une telle roche. Dans certaines formations, le schiste est caractérisé par des fissures verticales.»

« Puisque les gaz de schistes sont typiquement surpressurisés, et puisque le processus d'hydro-fracturation accroît la pression dans la masse de roche pendant une courte période, il est possible que le processus de fracturation puisse ouvrir une voie vers les aquifères. »

« Il n'est pas exact, de dire que les milliers de pieds de roche imperméable entre la formation de schiste traitée et les aquifères garantissent l'impossibilité d'une contamination. »

« Une bonne connaissance de la géologie des failles naturelles dans les formations visées pour la fracturation est donc essentielle avant de procéder à des essais de fracturation. »

(Fracture lines: Will Canada's Water be protected in the Rush to Develop Shale Gas? By Ben Parfitt For the Program on Water Issues Munk School of Global Affairs at the University of Toronto September 15, 2010).

Au Québec cependant, comme l'a indiqué M. Michel Malo, Géologue à l'INRS, dans sa présentation devant la commission, il n'y a pas de données sur les strates supérieures au shale Utica dans le sous sol de la vallée du St-Laurent. Cette absence de connaissance est problématique.

Mais d'autre part, d'où vient cette assurance de la part des représentants de l'industrie et de certains intervenants de différents paliers gouvernementaux, comme M. Denis Lavoie de la Commission Géologique Canadienne, qui affirme que la migration de gaz ou de fluide est impossible étant donné la profondeur à laquelle les travaux de fracturation ont lieu.

Dans les documents de présentation de ces activités industrielles, les schémas et images présentés nous montrent toujours les différentes couches sédimentaires structurant l'assemblage stratigraphique, comme des horizons rocheux homogènes et absolument monolithiques, i.e., sans discontinuité dans leur composition ou dans la géométrie et sans présence de fractures naturelles dans les formations.

En réalité, il est peu probable que ce soit le cas et les formations rocheuses, de schiste ou autres, doivent plutôt présenter des réseaux étendus de fractures naturelles.

Ce qui d'ailleurs semble être confirmé par les mentions de communication entre deux puits. Dans le shale de Montney en Colombie Britannique, lors d'une opération de fracturation hydraulique, une communication se produisit avec un puits avoisinant, distant de 670 mètres. Le sable utilisé dans le fluide injecté sous pression a refait surface dans l'autre. Dans un mémo émis en mai 2010, la Commission pour le pétrole et le gaz de la Colombie-Britannique rapporte être au courant d'au moins 18 incidents du même type dans la province et d'un en Alberta. Les distances entre les puits dans ces incidents de communication vont de 50 mètres à 715 mètres.

Un incident de communication est décrit comme « une entrée inattendue de fluide, de gaz ou d'hydrocarbures dans un puits qui est déjà sous contrôle et qui peut refouler jusqu'à la surface.

Ceci se produit lorsque les fluides de la formation sous contrôle sont poussés par des fluides provenant d'une formation rocheuse dont la pression est plus élevée que celle exercée dans le puits foré. Si le fluide de la formation rocheuse n'est pas contrôlé, une explosion peut survenir à la tête du puits. L'inverse est également possible, que la surpression provienne du puits en phase de fracturation et que le puits sous contrôle soit un puits voisin.

Parce que les formations géologiques et les nappes aquifères souterraines sont physiquement complexes, il est difficile de prévoir ce qui peut se produire avec de multiples

opérations successives de fracturation. Le résultat final peut être des "événements de communication" qui causent des incidents de contamination imprévus et indésirables.

(Fracture lines: Will Canada's Water be protected in the Rush to Develop Shale Gas? By Ben Parfitt For the Program on Water Issues Munk School of Global Affairs at the University of Toronto September 15, 2010)

Il n'y a donc certainement aucun doute que l'impression donnée par les documents d'information de l'industrie et des organismes gouvernementaux est non fondée. Des voies de communication imprévues peuvent s'ouvrir lors des procédés de fracturation hydraulique sous haute pression.

Il est également plausible de croire que l'ouverture de voies de communication soit possible à travers les couches sus-jacentes au shale Utica de la vallée du St-Laurent.

Et ces voies de communication pourraient présenter un délai dans leur développement. En effet, il n'est pas non plus impossible que les travaux de fracturation n'entraînent des altérations dans la structure des formations. L'eau laissée dans les fissures naturelles ou stimulées peut provoquer l'érosion lente du schiste calcaire de la formation Utica. D'autre part, le gaz contenu dans ces formations et sous pression participe au maintien de l'architecture microstructurale de la formation rocheuse. Le retrait de cette pression et l'érosion chimique de la roche consolidée va entraîner la création d'un vide, vide qui pourrait être compensé par la compaction de la formation sous la pression des masses rocheuses sus-jacentes. Ces formations sont évidemment soumises à la gravité, et écraseront en quelque sorte les espaces rocheux affaiblis par la fracturation.

Ceci ne peut se traduire que par des altérations aux réseaux de fractures naturelles des formations rocheuses formant le groupe de Lorraine en particulier, ou en créer des nouveaux.

Un tel mécanisme permet entre autres d'élaborer une explication aux nombreuses mentions de contamination des eaux souterraines par du gaz méthane thermogénique.

Cependant, la contamination par des gaz biogènes est également possible et serait reliée principalement à la qualité de la cimentation des puits de forage. Cette possibilité a été évoquée à 2 reprises au moins lors des audiences préliminaires de la commission du BAPE. De la part du représentant de l'agence de protection de l'environnement de l'état de la Pennsylvanie lors d'une conférence téléphonique et par M Jean Yves Lavoie de la compagnie Junex lors des questions qui ont suivi cette conférence téléphonique.

Ces "accidents" surviennent lorsque le puits en cours de forage atteint une poche de gaz biogénique. Ceci peut conduire à la migration du gaz vers la surface et présente la possibilité de contaminer les nappes aquifères. Le gaz en migration ne suivra pas nécessairement exactement la trajectoire du forage dans le sol, mais pourrait emprunter des fissures ou failles naturelles qui lui étaient auparavant inaccessibles. Le puits servant alors de voie de communication entre la poche de gaz et des fractures naturelles situées dans les formations rocheuses sus-jacentes.

Selon M Lavoie de Junex, la solution à ce moment est de condamner le puits et de le cimenter. Mais est-ce que cela garantit la fin de la contamination une fois réalisé? Il n'y a pas de certitude à cet effet.

Il y a plusieurs possibilités de fuite reliées à la qualité de la cimentation des différentes enveloppes (casing) des puits. (Voir schéma page suivante).

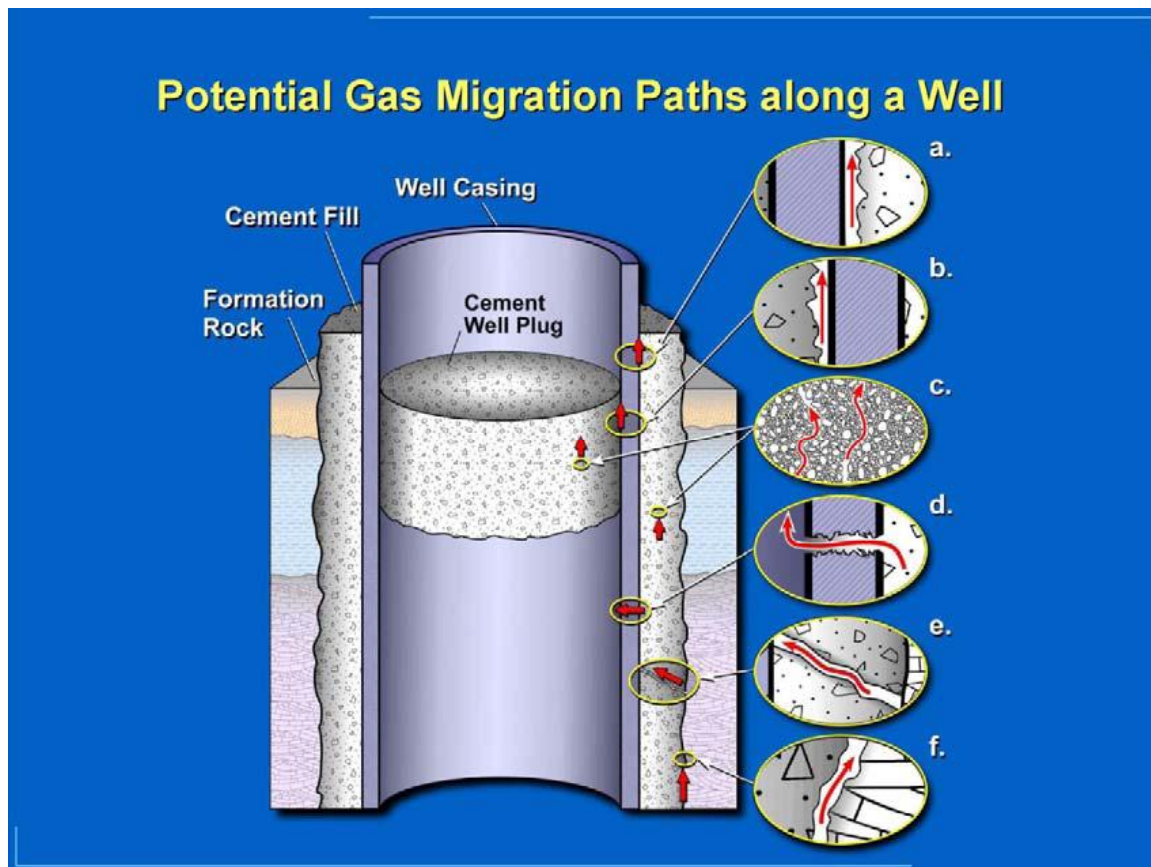


Figure 1 : Voies de migration possibles le long d'un puits de gaz naturel.

Un autre enjeu significatif qui influence la migration possible du gaz et d'autres contaminants d'un puits concerne la qualité du ciment de l'espace annulaire (comment l'espace entre la paroi du puits et l'enveloppe est-il scellé?). Le puits horizontal qui peut faire jusqu'à 2 km est constitué par un tube de métal, qui malgré sa rigidité doit présenter une certaine souplesse étant donné sa longueur. Il ne peut être garanti que la distribution du ciment autour de ce tube dans l'espace annulaire soit répartie de manière uniforme. Des manques, des espaces vides où le ciment est absent parce que le tube est collé à la paroi rocheuse, peuvent se produire dans la cimentation.

Peu importe en fait si des contaminants accèdent à la nappe phréatique par un réseau de fissures d'origine naturelle ou par celles créées par la fracturation hydraulique, ou encore pas des espaces entre les différentes enveloppes de ciment causés par le travail du sol. Les contaminants atteignent les nappes d'eau souterraine en raison des travaux et des pressions qui sont exercées sous terre.

La situation sismique de la vallée du St-Laurent

En mentionnant la possibilité que les modifications apportées aux formations rocheuses dans leurs caractéristiques de perméabilité, de porosité ainsi que dans la structure et l'étendue des réseaux de failles naturelles et stimulées, on ne peut pas évaluer les risques encourus sans tenir compte de la situation sismique de la vallée du St-Laurent.

Les vallées du St-Laurent, incluant les vallées de l'Outaouais et du Saguenay ainsi que la région de Charlevoix figurent avec la Côte Ouest-canadienne comme les principales régions habitées présentant les risques les plus élevés de tremblement de terre avec dommages élevés.

(2008: Fourth generation seismic hazard maps of Canada: Maps and grid values to be used with the 2005 National Building Code of Canada, 1 CD-ROM.)

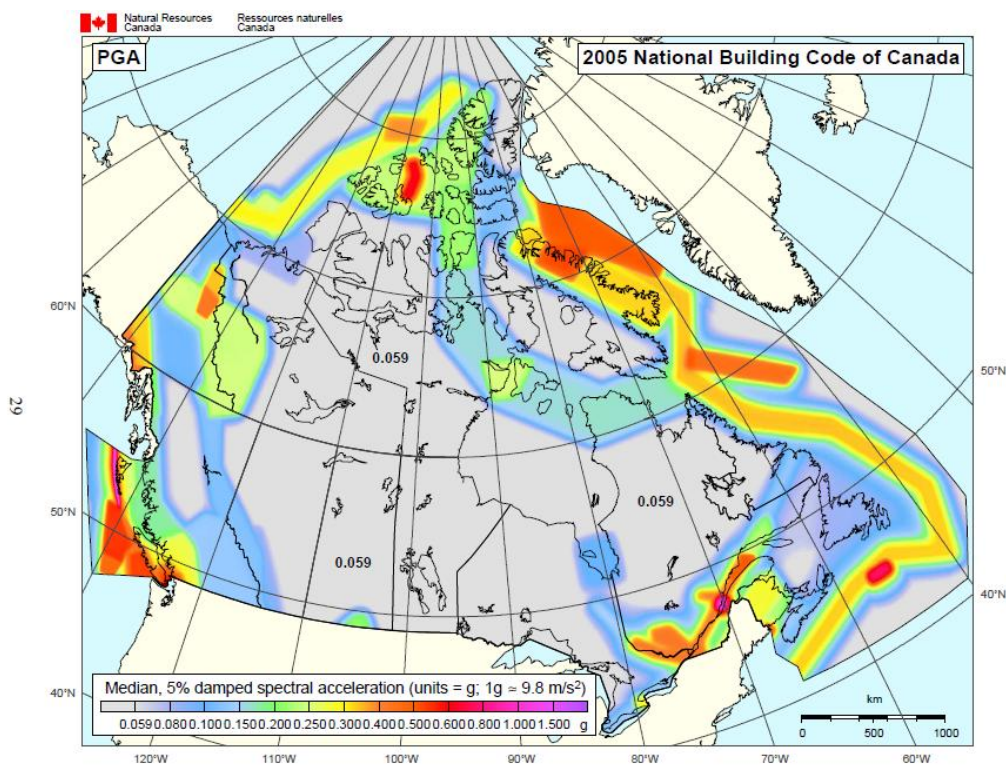


Figure 2 : Accélération maximale au sol pour le Canada à une probabilité de 2%/50 ans pour des conditions de sol ferme (NBCC soil class C).

Ainsi, sans nécessairement causer des problèmes immédiats, la fragilisation des formations de schiste calcaire par la fracturation et l'érosion lente de la micro architecture de ces strates sédimentaires consolidées par les fluides résiduels pourrait les rendre plus sensibles à la compaction. Les séismes, avec les vibrations qu'ils apportent dans le sol sont en mesure d'agir comme un facteur amplifiant le risque d'altération à l'organisation et la structure stratigraphique, permettant ainsi l'ouverture de voies de communication vers la surface par la création ou l'amplification des réseaux de fissures naturelles et stimulées. Ceci présente la possibilité de voir plusieurs fuites ou contaminations de gaz se produire simultanément dans des zones forées touchées par un séisme important.

La problématique reliée aux eaux de surface

Les déficits hydrauliques

Les eaux de surface, soit celles que l'on retrouve dans les cours d'eau et les lacs, mais également celles des réseaux publics, sont un enjeu important dans le débat entourant cette filière énergétique.

En effet, l'eau est d'une importance capitale dans la réalisation des travaux de forage pour l'extraction du gaz naturel. Les quantités utilisées sont astronomiques, et une bonne partie de l'eau utilisée pour la fracturation proprement dite est perdue dans les formations géologiques profondes. Ceci conduit à un gaspillage éhonté d'eau douce, une ressource vitale, plus que le gaz encore, que le Québec possède en abondance, mais cela ne signifie pas que l'on puisse la gaspiller pour autant.

Un autre élément important de la problématique associée aux eaux de surface est le captage requis pour obtenir les volumes de fluide nécessaire au forage et à la fracturation. Les volumes pompés des cours d'eau peuvent représenter une part substantielle du débit naturel.

Les fluctuations de débit affectent particulièrement la profondeur des cours d'eau ainsi que la largeur mouillée. Ceci comporte des implications importantes pour le succès de reproduction de certaines espèces de poissons par exemple. En effet, la réduction de la profondeur et de la largeur mouillée a un effet réducteur sur les aires disponibles pour la reproduction, l'alevinage et le développement des juvéniles.

Une bonne connaissance de la biologie des espèces touchées par ces prélèvements d'eau est nécessaire afin de déterminer leur vulnérabilité en fonction de la période où sont effectués les prélèvements. La période la plus critique est certainement celle de la reproduction, suivie de près par celle de l'alevinage. La réduction des aires disponibles pour la reproduction et les changements de débit est néfaste au succès reproducteur. Les principaux caractères de l'habitat qui modulent le choix des géniteurs pour l'emplacement des sites de ponte sont la profondeur, la vitesse et le type de substrat. Certaines espèces sont sélectives quand à la profondeur, dans le sens qu'une profondeur minimum est exigée pour le choix des sites de frai.

La réduction de débit en période de reproduction peut par exemple, par réduction de la largeur mouillée, restreindre les surfaces disponibles à la ponte. Ceci occasionne la superposition des frayères chez des espèces. Chez les ombles et truites, la femelle aménage un nid dans le gravier. Ainsi, à chaque fois qu'une femelle creuse un nid par-dessus celui d'une autre, elle anéantit la ponte de la précédente.

La réduction de la vitesse (vitesse du courant) peut également réduire l'oxygénation et favoriser le colmatage des frayères, nuisant ainsi à l'incubation des œufs.

Actuellement, le ministère responsable (MDDEP) repose son évaluation sur des règles de calcul de débit réservé ou celle du Q2/7. Malheureusement, ces règles de calcul ne donnent pas l'assurance que des critères minimum seront respectés concernant le maintien de conditions optimales d'habitat essentielles au succès de certains stades du cycle de vie des organismes aquatiques et incidemment, à la productivité de leur population.

Une méthode de calcul du débit minimum essentiel basée sur un modèle écohydraulique (basé sur les données propres au chenal lotique) ou écohydrologique (si la base de données

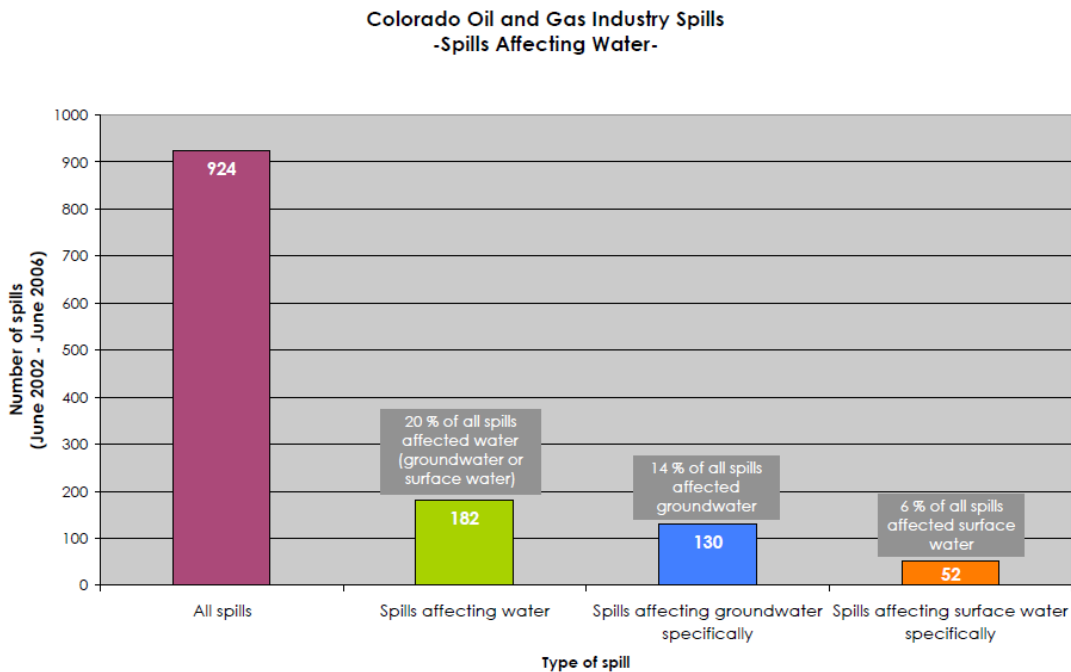
tient compte des précipitations) procurerait de meilleurs résultats que les méthodes de débit réservé et du Q2/7 qui sont désuètes.

Les risques de contamination

Les eaux de surface peuvent être affectées par des déversements accidentels, ce qui entraîne des risques de contamination. Les sources de déversements sont multiples, mentionnons en particulier les fluides de fracturation et les boues de forages, qui présentent le potentiel de remettre en circulation des substances toxiques issues des formations forées, mais aussi des ingrédients des fluides de forage et de fracturation. Il y a aussi des risques de déversement d'acide fort et d'hydrocarbures dus à la présence de camions-citernes contenant de grands volumes de liquide.

À titre d'exemple, pour la période de juin 2002 à juin 2006, il y a eu 924 cas de déversement accidentels pour l'état du Colorado uniquement. Dans 20% des déversements causés par l'industrie du gaz et du pétrole ont souillé l'eau : 14% des accidents ont affecté les eaux souterraines; et 6% des déversements ont affecté les eaux de surface.

(Colorado Oil and Gas Industry Spills: A review of COGCC data (June 2002 – June 2006). Oil and Gas Accountability Project).



Data Source: Colorado Oil and Gas Conservation Commission

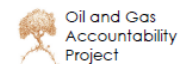


Figure 3 : Nombre et type de déversements dans l'état du Colorado de juin 2002 à juin 2006

Les enjeux globaux

Le bilan en GES

Malgré que ce sujet soit en dehors du mandat explicitement réservé au Bureau d'Audience Publique en Environnement, il ne peut être passé sous silence devant cette Commission sur le Développement Durable de l'Industrie des Gaz de Schiste.

Parce qu'en ne voulant pas aborder cet enjeu primordial dans le cadre de cette commission, le gouvernement du Québec fait une erreur monumentale.

L'impact qu'aura l'exploitation des gaz de schiste sur le bilan carbone doit être évalué et pris en considération dans une réflexion déterminant la pertinence de procéder au développement de cette industrie sur notre territoire.

L'enjeu est important. Personne ne peut raisonnablement mettre en doute la contribution humaine sur les concentrations atmosphériques en CO₂ et leur impact sur l'effet de serre et le réchauffement planétaire. De plus, plusieurs gouvernements, dont celui de l'état québécois, se sont engagés à atteindre des objectifs de réduction de leurs émissions de GES d'ici une échéance relativement réduite. Dans le cas du Québec les objectifs de réduction sont de 14,6 Mt en équivalent CO₂ d'ici à 2012 selon le plan d'action du gouvernement du Québec contre les changements climatiques mis à jour en 2008.

Le gaz naturel, comme celui contenu dans les shale, est présenté comme un combustible de substitution permettant une transition vers une société décarbonée, sur le principe que le gaz naturel est plus propre comme combustible fossile que le charbon ou le mazout par exemple. Il est certain que considéré sur une base comparative carburant contre carburant, le gaz naturel supplante les autres formes d'hydrocarbures fossiles à ce chapitre.

Cependant, cette comparaison est trop simpliste et ne tient pas compte dans son calcul des émissions de GES produites lors des différentes phases d'activités de cette filière énergétique. Ces émissions sont de différente nature; il y a tout d'abord les émissions reliées au transport des équipements et des fluides, les émissions provenant de génératrices, de torchères et des émissions fugitives issues des limites d'étanchéité des équipements ou de leur usure, comme les compresseurs par exemple.

Approximativement 14 à 17 tonnes d'émissions de CO₂ sont prévues pour le transport et l'installation de la plate-forme de forage, y compris la préparation d'emplacement dans un scénario intra-état *i.e.*, où les équipements utilisés proviennent de l'intérieur de l'état. Pour le scénario hors de l'état, la mobilisation et la démobilitation des plates-formes de forage, y compris la préparation d'emplacement, aurait comme conséquence la production de 69 à 123 tonnes d'émissions de CO₂.

Pour un site de 10 puits (voir le tableau 1), les émissions de CO₂ reliées transport lors des phases d'accomplissement sont estimés à 208 à 310 tonnes dans le scénario intra-état et à 4161 à 6209 tonnes dans le scénario hors-état, respectivement.

Les compresseurs utilisés pour pressuriser le gaz méthane dans le réseau de gazoducs laissent échapper un volume équivalent à 1,5 pi³ de gaz par heure de fonctionnement.

Comme ces installations fonctionnent 24 / 24 heures, en permanence, ceci représente l'équivalent de 8500 mètres³ de CO₂ évacué vers l'atmosphère pour chaque puits en opération par an. Avec la possibilité d'atteindre les 5000 ou 6000 puits en opération à plus ou moins long terme si l'industrie se développe à plein régime, le potentiel en termes de pertes fugitives uniquement s'élève à 4,2 millions de m³ en équivalent CO₂ annuellement

sous un scénario de 5000 puits avec l'utilisation d'un compresseur pour 10 puits, soit 500 compresseurs. Et ce calcul ne concerne que les compresseurs, des fuites fugitives similaires peuvent survenir à travers d'autres types d'équipement.

Tableau 1 : Sommaire des estimations de GES pour un puits unique et pour un site de 10 puits

	CO ₂ (tons)		CH ₄ (tons)	CH ₄ Expressed as CO ₂ e (tons) ⁷²	Total Emissions from Proposed Activity CO ₂ e (tons)	
	<i>In-state Sourcing</i>	<i>Out-of-state Sourcing</i>			<i>In-state Sourcing</i>	<i>Out-of-state Sourcing</i>
Estimated First-Year Green House Gas Emissions from One-Well Project	6,604 – 6,619	7,175 – 7,465	226	5,650	12,254 – 12,269	12,825 – 13,115
Estimated Post First-Year Annual Green House Gas Emissions from One-Well Project	6,163	6,202	244	6,100	12,263	12,302
Estimated First-Year Green House Gas Emissions from Ten-Well Pad	10,505 – 10,610	14,524 – 16,629	60	1,500	12,005 – 12,110	16,024 – 18,129
Estimated Post First-Year Annual Green House Gas Emissions from Ten-Well Project	18,784 (1,878/well)	19,076 (1,908/well)	1,470 (147/well)	36,750 (3,675/well)	55,534 (5,553/well)	55,826 (5,583/well)

Cette évaluation ne tient cependant pas compte des fuites fugitives qui pourraient être causées par une migration de gaz vers la surface. Dans ce cas, les volumes sont pratiquement impossibles à évaluer, ces fuites étant incontrôlées et pourraient dans certains cas, passer inaperçues. En effet, les mentions faisant état de contamination de puits d'eau potable et qui sont aussi indicatrices de la contamination de la nappe phréatique, ne sont peut être que la pointe de l'iceberg. Des fuites similaires peuvent se produire à des endroits où l'absence de prise d'eaux souterraines ou d'urbanisation dans les environs empêche leur constatation.

Ceci porte à croire qu'au bout du compte, le gain final en matière d'émissions en GES de cette industrie puisse être réellement insignifiant, voir négatif dans le bilan carbone globale de notre société comme le suggère une étude réalisée en Colombie-Britannique par le "Pacific Institute for Climate Solutions". Dans cette étude, les auteurs anticipent une augmentation des émissions totales de la province de 10 % par rapport à un scénario où rien n'est fait dans la réduction de GES (business as usual), comparativement au scénario où 33 % de réduction en émissions de GES en rapport au niveau de 2007 est légiféré comme objectif à atteindre d'ici à 2020.

(Shale Gas and Climate Targets: Can They Be Reconciled? Mark Jaccard and Brad Griffin, School of Resource and Environmental Management, Simon Fraser University, Pacific Institute for Climate Solution)

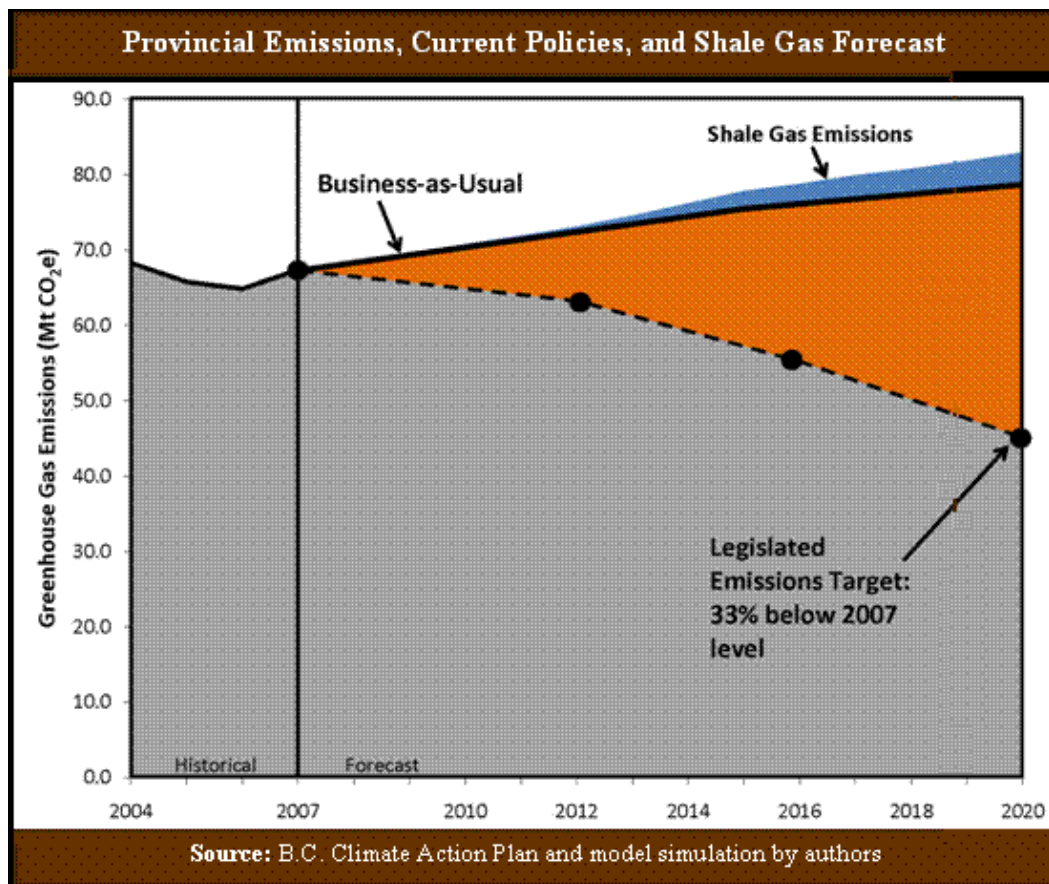


Figure 4 : Prévisions des émissions de GES de la Colombie-Britannique selon 3 scénarios (BAU, SGE, 33% below 2007). BAU = business as usual (sans mesures de réduction des GES), SGE = Shale gas Emissions (avec exploitation des gaz de schiste)

Le gaz naturel des shales gaziers de la Colombie-Britannique présente des concentrations de CO₂ plus élevées que celles constatées dans le shale Utica. Les concentrations avoisinent les 12 % et, pour les besoins du transport en gazoduc et des fins de commercialisation, doivent être ramenées à 2 % de concentration maximum. L'excédent dans la plupart des cas est évacué vers l'atmosphère. Ceci présente le potentiel de contribuer significativement à l'augmentation des émissions en GES de la province.

La situation au Québec est différente, car les concentrations en CO₂ du shale Utica sont suffisamment faibles pour ne pas avoir à être traitées. Ceci n'empêche toutefois pas la pertinence de l'exercice consistant à évaluer le bilan global en carbone de cette industrie.

Un chercheur en écologie et biologie environnementale à l'université Cornell, Robert Howarth, croit qu'une étude détaillée de toutes les émissions de GES liées à la production et à la combustion ultérieure du gaz naturel issu des formations de schiste fracturé constaterait que de telles émissions sont équivalentes à celles des dépôts de charbon les plus sales à exploiter.

Quand on regarde la précombustion ou le cycle de vie « en amont » dans la production de gaz naturel (c.-à-d., son extraction, traitement, compression et transport par des canalisations), des quantités significatives d'énergie sont consommées et de grands volumes de GES sont libérés vers l'atmosphère

En 2008, l'Agence américaine pour la protection de l'environnement (EPA) a rapporté des émissions de méthane de plus de 96 millions de tonnes en équivalent de CO₂ en provenance de l'industrie du gaz naturel, faisant d'elle la deuxième plus grande source anthropogène en émissions de méthane aux États-Unis.

Une étude produite par le département de génie civil et environnemental de l'Université Southern Methodist et dirigé par Al Armendariz, conclue que la production du gaz naturel dans le shale de Barnett a émis environ 33 000 tonnes par jour en équivalent CO₂ en 2009. « *C'est grossièrement équivalent à l'impact prévu en GES de deux centrales électriques à charbon de 750 MW* ».

(Fracture lines: Will Canada's Water be protected in the Rush to Develop Shale Gas? By Ben Parfitt For the Program on Water Issues Munk School of Global Affairs at the University of Toronto September 15, 2010)

Dans la situation particulière du Québec où la majeure partie de l'électricité produite est hydroélectrique, donc faible en émissions de GES, la présence sur le marché québécois de gaz naturel à bon marché risque d'apporter une concurrence non souhaitable avec l'hydroélectricité. Cela risque d'inciter des consommateurs à se convertir de l'électricité vers le gaz naturel. Les conditions de libre marché seules ne permettront pas d'empêcher le transfert de l'électricité vers le gaz naturel pour certains utilisateurs, à moins d'un encadrement législatif.

Cela aurait comme conséquence d'accroître les émissions totales en GES de la province au lieu de les réduire, comme le suggèrent les promoteurs de ce type d'énergie. Selon la formule présentée par les tenants de cette filière énergétique, le recours au gaz naturel plutôt qu'au mazout ou au charbon pour le chauffage ou la production d'électricité est certainement moins polluant que les combustibles fossiles qu'ils visent à remplacer.

Dans ce sens, le gaz naturel est souvent présenté comme un carburant de transition en attendant l'atteinte d'une société complètement décarbonisée.

Cette impression est fautive si au bout de la ligne, l'exploitation et l'utilisation que l'on fait de ce gaz de source non conventionnelle conduit à l'augmentation des émissions totales de la province en GES.

Comme l'indique la figure à la page suivante, les émissions de GES sont étroitement associées aux formes d'énergie provenant des combustibles fossiles.

Entre 1990 et 2007, les émissions de GES au Québec ont augmenté de 5,6 % (voir le tableau 1). Au cours de cette période, la consommation d'énergie provenant des combustibles fossiles s'est accrue de 12,1 %, tandis que la population a crû de 9,9 % et le PIB de 43,9 %.

Le chauffage des bâtiments est la principale activité émettrice de GES du secteur résidentiel, commercial et institutionnel où l'on note une augmentation de ces émissions de 4,7 % depuis 1990. On y observe des variations importantes causées par les températures hivernales, lesquelles fluctuent d'une année à l'autre.

La diminution de 26,1% du secteur résidentiel est atténuée par une importante augmentation de 53,0 % des émissions de GES attribuable au chauffage dans le secteur commercial et institutionnel en raison de la demande croissante en énergie. Contrairement au secteur résidentiel, les combustibles fossiles sont largement utilisés pour le chauffage des bâtiments commerciaux et institutionnels.

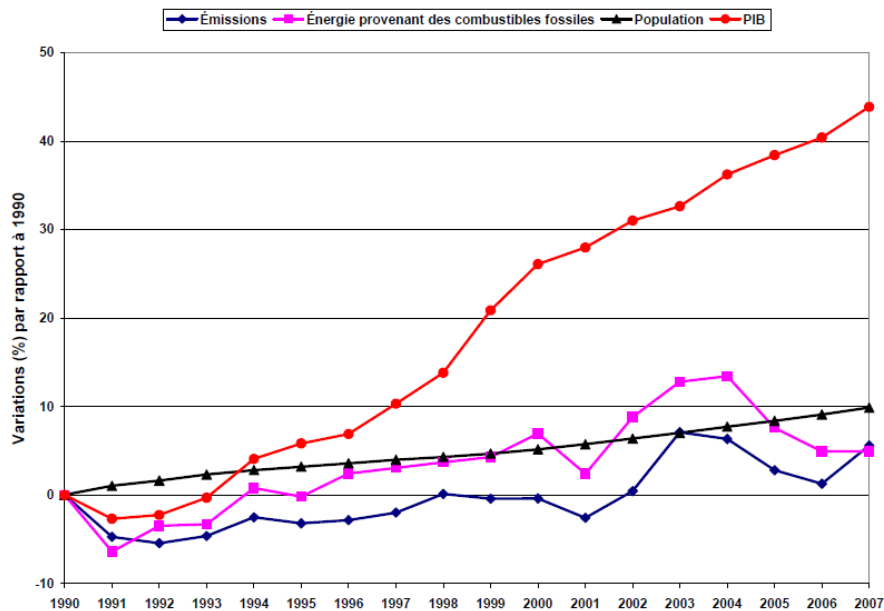


Figure 5: Variations en pourcentage des émissions de GES, de la consommation d'énergie provenant des combustibles fossiles, de la population et du PIB au Québec depuis 1990

(inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2007 et leur évolution depuis 1990, direction des politiques de la qualité de l'atmosphère, mddep, décembre 2009)

Il faut rappeler ici pourquoi cet enjeu concernant les émissions de GES est aussi important. Comme le titre d'ailleurs le plan d'action 2006-2012 du gouvernement du Québec en section 1.1:

LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES : LE PLUS GRAND DÉFI ENVIRONNEMENTAL AUQUEL LA PLANÈTE AIT JAMAIS ÉTÉ CONFRONTÉE.

L'effet de serre et les changements climatiques

L'effet des GES sur la capacité de rétention de chaleur dans l'atmosphère repose sur la physique fondamentale des gaz à trois atomes. L'augmentation de la concentration de ces gaz dans l'atmosphère sert de stimulant à un réchauffement planétaire dont l'issue est bien incertaine.

Les concentrations de CO₂ dans l'atmosphère, telles que mesurées à l'Observatoire de Mauna Loa à Hawaï, avoisinent maintenant les 390 ppm (parties par millions). Le rythme d'augmentation du CO₂ s'est accéléré depuis une décennie, il est de 2,5 ppm/an d'augmentation durant cette période comparativement à la période 1960 à 2010, qui est de 1,5 ppm/an. Si le rythme d'augmentation en CO₂ ne cesse de progresser, les concentrations atteintes à court terme peuvent devenir dangereuses pour l'équilibre climatique.

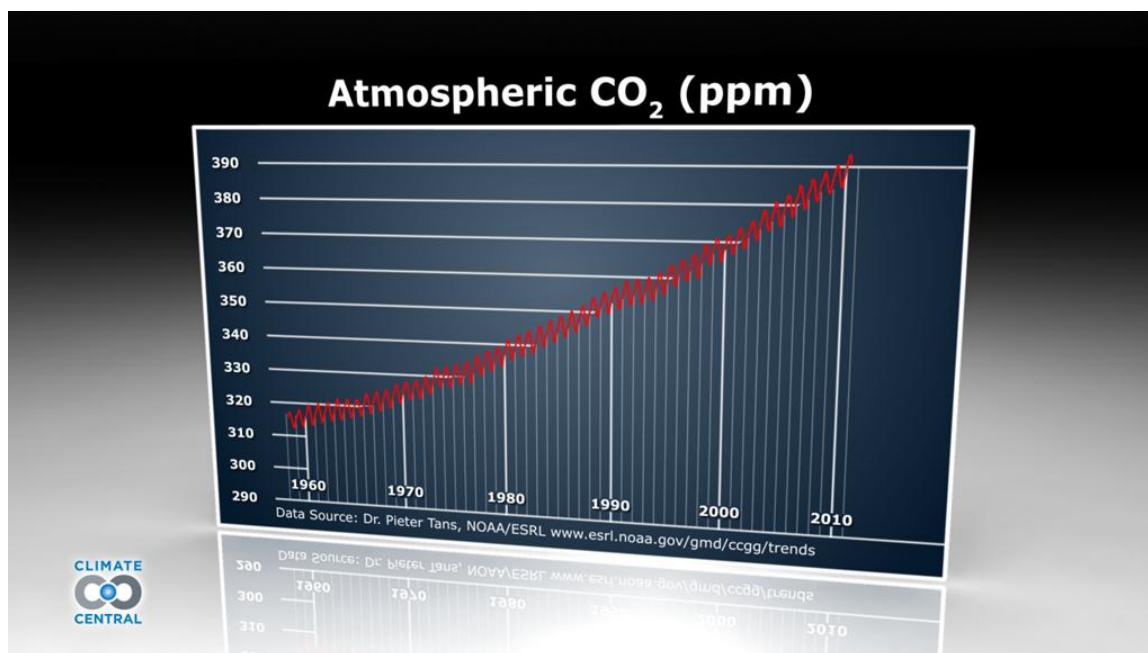


Figure 6 : Progression des concentrations de CO₂ dans l'atmosphère de 1960 à 2010, mesurées à l'observatoire de Mauna Loa, Hawaï

Pour certains chercheurs, des concentrations en CO₂ de 450 à 600 ppm représentent un seuil dangereux pour l'équilibre du climat. Au rythme d'augmentation observé depuis ne décennie, des concentrations de 450 ppm sinon plus, seront atteintes d'ici 20 à 30 ans.

En quoi des concentrations de cet ordre sont-elles dangereuses?

Des changements brusques dans le climat peuvent survenir quand le système planétaire est poussé au-delà d'un certain seuil. Dans ces situations, le système climatique peut alors être entraîné dans une direction irréversible. Ce phénomène s'appelle l'hystérésis.

Ainsi, si nous voulons agir de façon responsable afin d'éviter le dépassement de 2 °C de réchauffement global, nous devons absolument éviter de laisser les concentrations de CO₂ augmenter continuellement.

Les gaz de schiste ne seront d'aucune utilité dans cet effort de réduction des émissions de GES car, provenant d'un réservoir géologique profond, ils auraient pu ne jamais être remis en circulation dans l'atmosphère.

Nous exploitons déjà un réservoir de combustible fossile, soit celui des hydrocarbures lourds comme le charbon ou le pétrole. En exploitant ce nouveau type de gisement non conventionnel, nous nous attaquons à un autre réservoir de combustible fossile, celui des hydrocarbures légers comme le gaz naturel.

Présenté comme une solution au réchauffement planétaire, le gaz naturel constitue pourtant la continuité d'une stratégie de support énergétique basée sur l'utilisation des hydrocarbures fossiles, source de GES. Leur utilisation ne fait que contribuer à

l'augmentation des émissions de GES et ainsi à l'augmentation des quantités de CO₂ et de méthane dans l'atmosphère.

Avec le réchauffement des zones de pergélisol et celui des mers peu profondes de l'arctique, de vastes volumes d'hydrates de méthane risquent de s'évaporer vers l'atmosphère. Une amplification du réchauffement de l'arctique est à envisager, créant avec lui la possibilité de cascades de rétroactions pouvant entraîner l'hystérésis du système climatique.

Sans remettre en question l'utilisation du gaz naturel dans les économies industrielles, une réflexion doit se réaliser sur la pertinence des approvisionnements en regard de leur impact sur le bilan carbone global. En effet, s'il faut absolument utiliser du gaz méthane comme combustible pour le fonctionnement de nos économies pour une longue période encore, il serait plus sage de récupérer le gaz de ces hydrates de méthane des zones de pergélisol ou de sédiments marins avant qu'ils ne s'échappent vers l'atmosphère et ne contribuent ainsi au réchauffement significatif de l'arctique.

L'arctique en elle-même constitue une zone-clé dans l'équilibre du climat planétaire. Des changements climatiques affectant la zone arctique, comme un réchauffement accéléré, vont avoir des répercussions sur l'ensemble du climat planétaire à brève échéance. L'Arctique compte pour une grande part de l'albédo de l'hémisphère Nord. Un recul des glaces marines comme celui constaté depuis les 30 dernières années, s'il est amplifié, peut rapidement contribuer au réchauffement des masses océaniques. Comme l'atmosphère au dessus de l'arctique agit comme une coupole, l'isolant partiellement des autres masses d'air, les processus qui sont modifiés dans cette zone sont susceptibles d'avoir une grande influence sur la dynamique climatique interne du système arctique.

Les hydrates de méthane figurent comme un des maillons d'une chaîne de réaction. Le réchauffement des courants marins en profondeur dans les océans (la profondeur à laquelle se forment les hydrates de méthane dépend des conditions de température et de pression) présente le risque de déstabilisation des hydrates de méthane que l'on appelle des clathrates, soit des cristaux glacés de méthane hydraté.

La déstabilisation de ces clathrates est suggérée comme impliquée dans certaines phases dramatiques de réchauffement au cours de la préhistoire. Les concentrations en méthane atmosphérique démontrent également des augmentations substantielles lors de la phase de réchauffement qui accompagne la fin de la dernière période glaciaire, il y a 10 000 ans.

Le rythme d'augmentation du gaz carbonique dans l'atmosphère est sans précédent depuis au moins 20 000 ans et les concentrations actuelles n'ont pas eu de précédent depuis possiblement 20 millions d'années.

L'équilibre du système planétaire est en jeu et la seule chose qui pourrait atténuer les risques de basculement du climat vers un état imprévisible demeure la réduction des concentrations atmosphériques en CO₂, par une réduction drastique des émissions de GES causées par les activités humaines.

Des simulations indiquent que si l'Amérique du Nord veut réduire ses émissions de 80% pour le milieu du siècle, alors presque toute l'utilisation de combustible fossile devra être dirigée vers la conversion en électricité et en hydrogène ainsi que dans la capture et le stockage de 90% de tout le carbone dans les carburants.

Une solution possible

Si le recours au gaz naturel est incontournable dans la transition vers une société décarbonée, son utilisation doit se faire là où elle sera le plus efficace dans la réduction des GES. Dans le même ordre d'idée, la source de ce gaz naturel devra être choisie judicieusement de manière à optimiser l'atteinte d'un but général de préserver la stabilité de l'état actuel du système climatique.

Pour poursuivre dans ce sens, l'industrie serait mieux à même d'atteindre simultanément des objectifs d'approvisionnement énergétique et de protection de l'environnement si elle engageait ses efforts vers la récupération des clathrates des zones qui présentent le risque de libérer les hydrates de méthane qu'elles contiennent à court terme et ainsi de les faire participer activement au réchauffement planétaire.

Une telle forme d'exploitation de source non conventionnelle de gaz présente l'intérêt d'apparaître comme un vaste exercice de géo-ingénierie climatique servant à la fois de source d'approvisionnement énergétique. Un projet pilote de ce genre est en cours au large de l'Alaska. Comme l'indique la figure suivante, la difficulté et les coûts vont en croissance pour l'exploitation des gaz dans les formations non conventionnelles.

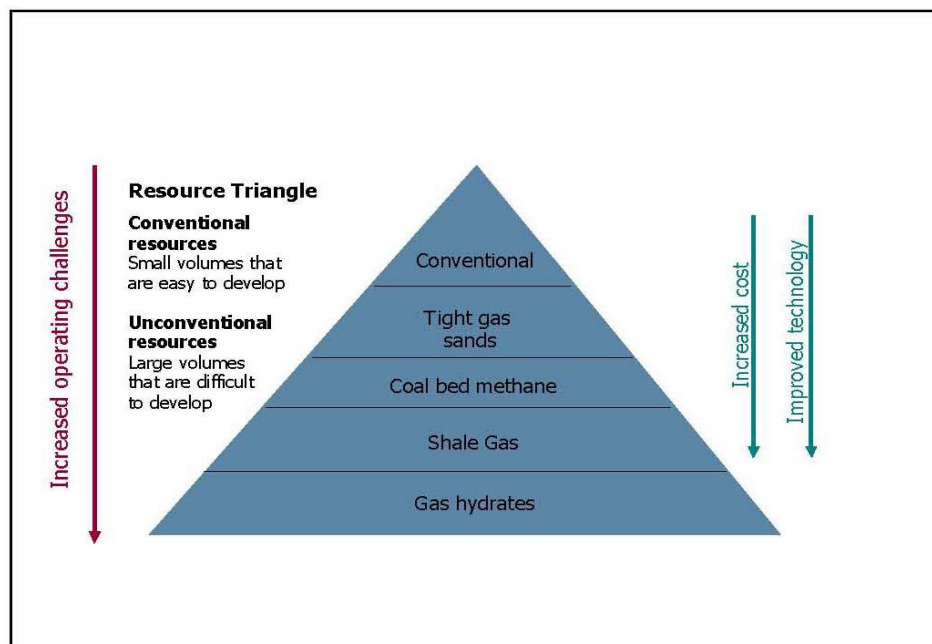


Figure 7 : Croissance des difficultés technologique, logistique et financier de l'exploitation de différentes sources (conventionnelle et non-conventionnelle) de gaz naturel.

Cependant, considérant les risques inhérents à l'exploitation des gaz de schiste et l'impact potentiel sur le réchauffement planétaire de la remise en circulation dans l'atmosphère du carbone géologique contenu dans ces formations, sous forme de CO₂ après combustion ou sous forme de CH₄ (méthane) à travers des fuites fugitives, la question se pose à savoir s'il est pertinent de poursuivre l'exploitation de ce type de gisement gazier. Malgré les difficultés accrues, il pourrait être plus avantageux et efficace dans le contexte de la lutte aux changements climatiques de passer directement à la forme non conventionnelle de gisement de gaz qui représente le défi le plus élevé, celui des pergélisols et des fonds marins, sans s'attarder aux shales gaziers.

La figure suivante montre la répartition des shales gaziers sur la planète. Il est facile d'observer que des shales gaziers existent sur l'ensemble des continents habités et que l'exploitation généralisée des ces formations gazières va multiplier les sources et le volume des émissions de GES à travers la planète.

Distribution des ressources globales de gaz naturel dans le schiste

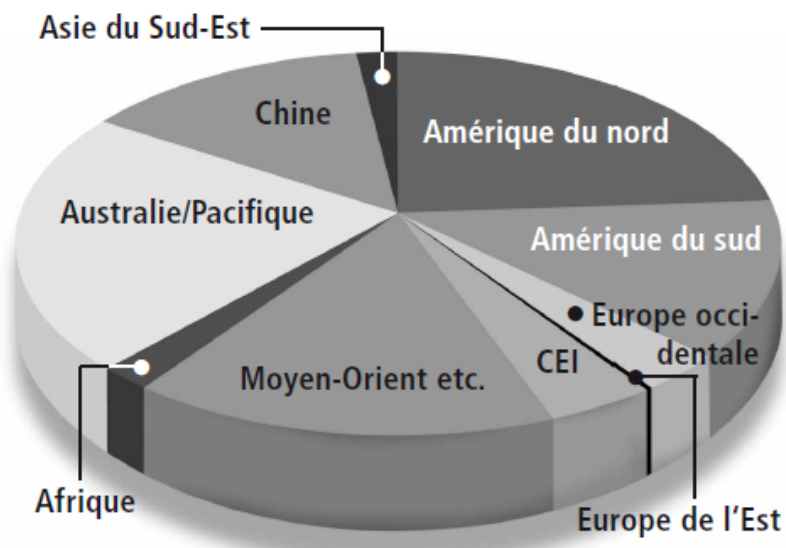


Figure 8 : Distribution mondiale des formations de shales gaziers

(Le gaz de schiste: une nouvelle ressource de gaz naturel? Association Suisse de l'Industrie Gazière ASIG)

Conclusion

En considérant les facteurs énumérés précédemment, nous recommandons que le Parti Vert du Québec demande;

- un moratoire indéterminé, *i.e.*, jusqu'à ce que le mandat du BAPE soit complété
 - et que toutes les réponses aient été apportées aux interrogations actuelles en regard de l'évaluation des risques encourus et des mesures de sécurité disponibles

- et un élargissement du mandat de la Commission sur le Développement Durable de l'industrie des gaz de schiste tenu par le Bureau d'Audience Publique en Environnement (BAPE)
 - afin d'évaluer la pertinence de l'exploitation des gaz de schiste en regard des contraintes environnementales évoquées dans ce mémoire et par d'autres participants, y compris l'impact sur le bilan carbone de la province et sur ses émissions de GES

 - afin d'étudier et d'élaborer toutes les mesures de protection et rétribution générale adéquates en ce qui a trait à ce type d'exploitation des ressources, s'il y a lieu.

