

## MÉMOIRE

273 P  NP  DM129

Développement durable de l'industrie des gaz  
de schiste au Québec

6212-09-001



Le développement durable de l'industrie du gaz de shale au Québec

Le 11 novembre 2010

1650 AMEC Place  
801 Sixth Avenue SW  
Calgary (Alberta) T2P 3W2  
Tél. : 403 777-1185  
Télec. : 403 777-1578  
Courriel : [info@questerre.com](mailto:info@questerre.com)  
Site Web : [www.questerre.com](http://www.questerre.com)

## Sommaire

Présenté par Michael Binnion, président et chef de la direction de Questerre Energy Corporation, au nom de la Société



Ce tableau est accroché dans ma maison et je le regarde tous les jours. Cette scène a été peinte près de Montréal, en 1867, par l'artiste Frances Anne Hopkins. Je me demande souvent ce que ce coureur de bois penserait de ce qui se passe actuellement dans notre secteur au Québec.

Pendant quatre cents ans, l'histoire du Canada s'est construite d'est en ouest. Cadillac, Varennes, le Père Lacombe et les coureurs de bois ont été les premiers à avoir apporté de l'expertise et du financement provenant de l'Est du pays pour développer l'Ouest canadien.

Cette histoire est l'héritage qui appartient aux Québécois. Le gaz de shale est aussi un héritage qui leur appartient.

Aujourd'hui, les pionniers du gaz de l'Ouest veulent redonner au Québec.

Et je suis fier de notre industrie.

Nous produisons un des éléments essentiels à la vie. Dans le climat nordique, ces éléments sont les suivants : la nourriture, le logement, les vêtements et l'énergie utilisée pour, par exemple, chauffer les maisons. Nous sommes des ingénieurs et des géologues professionnels qui respectent les règles édictées par nos métiers respectifs et nous nous soucions de notre société et de l'environnement.

Le secteur du gaz de shale est présent dans les régions rurales, et notre société exerce ses activités et dispense ses bénéfices partout. Nous représentons ce qui se fait de mieux au niveau de l'utilisation optimale des terres agricoles. Non pas seulement en raison des avantages économiques, mais aussi parce que nous perturbons très peu l'agriculture. Dans plusieurs régions, notre secteur a permis aux fermes familiales d'obtenir un revenu supplémentaire tout en continuant leur travail agricole.

Pourtant, les études économiques, qui ont été réalisées au Québec, ne tiennent pas compte de la création d'un secteur de services dans cette province. La raison ? Il n'existe aucune donnée économique au Québec sur ce sujet. De plus, les études passent complètement à côté de la question. Il ne peut pas exister une industrie concurrentielle sans un secteur de services locaux et sans les emplois qui y sont associés.

Un secteur de services locaux donnerait l'occasion aux Québécois, qui travaillent dans l'Ouest, de revenir dans leur province d'origine. Certaines personnes, comme Pascal St-Onge, ont déjà trouvé un emploi dans le secteur québécois des services sismiques, et comme Michel Caron, rêvent d'établir une entreprise de services de boue près de Drummondville.

Ce secteur créerait également des emplois pour les francophones, femmes et hommes, jeunes et vieux qui vivent actuellement au Québec, comme, par exemple, Mario Lyonnais, qui travaille pour Questerre. Ou encore, comme Sylvie Roy qui sait que, dans son comté, il n'y a pas d'emploi. Ce secteur peut également aider à préserver les emplois de ceux qui travaillent pour la Coop de St-Édouard, qui a de la difficulté à survivre.

La croissance et la prospérité de villes du secteur des services dans l'Ouest, comme Red Deer, Grande Prairie et Fort St. John, donnent un aperçu des possibilités qui s'offrent au Québec pour Drummondville, Trois-Rivières, Saint-Hyacinthe, ou pour d'autres villes, comme Fredericton, au Nouveau-Brunswick, qui est aussi près de Trois-Rivières que Red Deer l'est de Grande Prairie.

Le Québec connaît actuellement une période de ralentissement économique. Une entreprise, telle que Experienced Well Services Inc., qui a tenté sa chance et ouvert un établissement au Québec offrant des services de câble en acier, a récemment avisé Questerre qu'elle prévoyait fermer ses portes et revenir dans l'Ouest. J'espère que le BAPE formulera des recommandations au gouvernement au sujet de l'importance de faciliter l'établissement d'entreprises, dans le secteur des services au Québec, qui emploieront des gens en région, qui sont fiers de leurs compétences hautement spécialisées et de leur capacité à créer un environnement prospère pour leurs familles.

J'aimerais que le gouvernement du Québec songe à aider des gens, comme Michel Caron, à réaliser leur rêve et à rendre attrayant l'établissement de certaines d'autres entreprises qui sont nécessaires pour que le secteur des services du Québec soit concurrentiel. Il est maintenant temps de passer à l'action pour que le Québec ait sa juste part de ce secteur et que Fredericton ne prenne pas les devants avec la mise en valeur de son gaz de shale.

Je sais que plusieurs personnes s'inquiètent du fait que le secteur agit trop vite et qu'il n'est pas réglementé.

Ma société explore le Québec depuis plus de dix ans. Au cours de notre histoire et avant cette période, nous avons foré des puits dans les basses-terres du Saint-Laurent, soit en 1989 et en 1993. Avant nous, Shell et Soquip faisaient de l'exploration pour rendre le Québec indépendant sur le plan de l'énergie et raffermir sa position en Amérique du Nord et sur les marchés mondiaux.

Il n'y a pas eu de ruée, et mes actionnaires ont été extrêmement patients pendant que notre société passait méthodiquement à travers des phases du développement du gaz de shale. Nous réalisons actuellement un projet pilote et la mise en valeur commerciale n'est pas garantie. Ma société et moi sommes optimistes, mais nous avons besoin de capitaux importants. Ces capitaux ne sont pas disponibles au Québec, mais à Toronto, à New York, à Londres et à Oslo. Des représentants du gouvernement québécois sont allés à Oslo en octobre dernier pour expliquer pourquoi Norway devrait investir au Québec. Mais Norway a déjà des investissements au Québec.

Nos actionnaires ont accepté des risques élevés et investi des dizaines de millions de dollars dans l'exploration du gaz naturel au Québec. Ils sont disposés à investir des centaines de millions de dollars de plus pour témoigner de notre découverte et commencer la production. Nous avons joint à notre mémoire plusieurs lettres au nom d'investisseurs, qui font état de leurs préoccupations.

La plus importante de ces préoccupations porte sur un cadre réglementaire stable, efficace et concurrentiel.

Le cadre réglementaire du Québec a été élaboré pour l'activité d'exploration. Aujourd'hui, on trouve d'anciens employés de Soquip un peu partout au Québec dans le secteur et certains travaillent même pour le gouvernement. Ces personnes possèdent de grandes connaissances et sont compétentes. Il existe moins de dix sociétés de gaz naturel au Québec. MNRF a deux inspecteurs à temps plein, qui inspectent en moyenne huit puits par année. Des douzaines de pages de réglementation portent exclusivement sur le pétrole et le gaz et nous devons respecter toutes les autres lois et tous les autres règlements en vigueur au Québec. De plus, nos ingénieurs et géologues professionnels doivent suivre les pratiques exemplaires en ce qui a trait aux champs de pétrole, sinon ils risquent de perdre leur permis d'exercice. Obtenir la permission de forer un puits au Québec exige plus de permis et prend plus de temps que n'importe où ailleurs au Canada. Il n'y a pas moins de réglementation au Québec pour l'exploration et les projets pilotes, c'est tout le contraire.

Il n'y a pas de dissension au sein du secteur du gaz naturel : tous s'entendent pour dire que les lois et règlements doivent être modernisés. Le secteur doit savoir que toutes les entreprises qui la composent suivent les pratiques exemplaires et qu'une surveillance est faite pour s'en assurer. Le secteur a besoin de règlements régissant exclusivement les activités de gaz naturel. Nous devrions demander moins de permis, et ce, plus rapidement. Toutefois, ces permis remplissent une mission : celle de protéger le public et l'environnement. Nous aurons besoin de plus de personnel et de plus de ressources pour surveiller nos activités dans le cadre d'un cadre efficace et rapide à mesure que nous prenons de l'expansion. De plus, nous aurons besoin d'un bureau d'expertise, ayant l'autorité nécessaire pour s'adapter à l'évolution de notre secteur et rassurer le public.

Je suis persuadé que le BAPE recommandera au gouvernement de continuer son projet d'élaboration d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures et de son règlement d'application. Que cette nouvelle loi fasse appel à l'expérience, à l'expertise et aux pratiques exemplaires développées par les meilleurs organismes réglementaires de l'Amérique du Nord, qui j'en suis très fier, sont canadiens. J'espère également que le BAPE recommandera le financement d'un budget pour l'établissement d'un bureau chargé des affaires liées au pétrole et au gaz, qui possédera les ressources et l'expertise à la hauteur de la nouvelle loi et de l'accroissement des activités.

Il existe également des préoccupations au sujet l'environnement. Je suis découragé d'œuvrer au sein d'un secteur qui, malgré les énormes améliorations dans la gestion de l'environnement, est dénigré chaque jour, particulièrement par des groupes animés de visées politiques. Je me soucie de l'environnement, comme tous et chacun dans notre société. Nous habitons dans des collectivités canadiennes comme tout le monde. Et comme eux, j'aime boire de l'eau propre et respirer de l'air pur.

Un secteur du gaz naturel au Québec sera respectueux de l'eau. Une partie de l'héritage du Québec réside dans l'un des meilleurs endroits au monde pour l'eau douce. L'eau était un avantage concurrentiel important pour les habitants et continue de l'être. Il n'y a probablement pas de meilleur territoire en Amérique du Nord au niveau de l'eau pour mettre en valeur le gaz de shale que celui des basses-terres. En tant que consommateurs industriels minimes d'eau dans les basses-terres, nous passerons pratiquement inaperçus. En ce qui concerne les régions qui connaissent une pénurie d'eau, le MDDEP a déjà imposé des limites sur la consommation d'eau.

De surcroît, Mère Nature a ajouté à l'héritage du Québec les shales d'Utica. Chaque shale possède sa propre minéralogie et l'Utica est très propre. Cette formation contient moins de sel que l'eau provenant des rues de Montréal imprégnées de calcium, l'hiver, même avant d'avoir été traitée, ce que nous ferons. Cela veut dire qu'il est facile de recycler. Nous prévoyons donc, tout comme pour la formation Marcellus, recycler presque 100 % de nos eaux de fracturation.

Nous espérons que le BAPE recommandera au MDDEP d'élaborer une réglementation, dans le cadre du projet de loi 27, qui sera propre au secteur du gaz naturel. Nous croyons que cette réglementation devrait reposer sur les pratiques exemplaires qui sont déjà en vigueur au Québec et en Colombie-Britannique et que son application devrait être confiée à un bureau qui possède l'expertise requise pour surveiller les activités de fracturation.

La production de gaz naturel au Québec aura un effet immédiat et positif sur la qualité de l'air. Le meilleur choix, pour les Québécois, est le gaz de shale provenant de l'Ouest canadien et le gaz de shale du Québec.

SNC-Lavalin a présenté une preuve au BAPE selon laquelle les boues de lavage provenant du gaz naturel sont une autre source importante d'émissions de dioxyde de carbone dans l'Ouest canadien. Des tests sur la composition du gaz d'Utica révèlent que moins de 0,5 % de ce gaz est inerte, comme l'azote et le dioxyde de carbone.

Le gaz naturel acheminé représente 4 % du gaz qui est utilisé comme combustible et un autre 12 % en fuite de méthane. Cela représente environ 450 000 tonnes de dioxyde de carbone, qui serait éliminé si le Québec décidait de combler ses besoins actuels sur son territoire au lieu de les faire combler par l'Ouest canadien et de transporter le gaz jusqu'ici. Certaines personnes croient que seules les émissions du Québec devraient être prises en compte, alors que les émissions provenant de TCPL ignorent les frontières et affecteront tout autant le climat du Québec.

Nous sommes persuadés que le BAPE recommandera également au gouvernement d'envisager la possibilité de changer de combustible au Québec. Des initiatives, comme les autobus et autres parcs de véhicules alimentés au gaz naturel comprimé, la création d'une autoroute verte entre Québec et

Windsor pour les grands routiers et le remplacement du mazout, auront un impact significatif sur la qualité de l'air.

Chez Questerre, nous rêvons depuis de nombreuses années d'une énergie indépendante pour le Québec, rendant cette province, et toutes celles du Canada prospèrent. C'est un rêve comportant des avantages personnels dont le plus important sera d'avoir créé une différence.

Je crois que le coureur de bois dans ma toile doit se demander si le Québec l'a oublié. Le Québec se rappellera-t-il de son héritage canadien et de celui que le coureur de bois et d'autres ont laissé dans cette province ? Si le coureur de bois voyait les Québécois aujourd'hui, comme Pascal, Michel, Mario, les employés de la Coop de St-Édouard et les jeunes sans emploi de la Rive Sud, il serait certainement d'avis que l'histoire du Canada devrait changer de direction et qu'il est maintenant temps que le Québec bénéficie de son héritage.

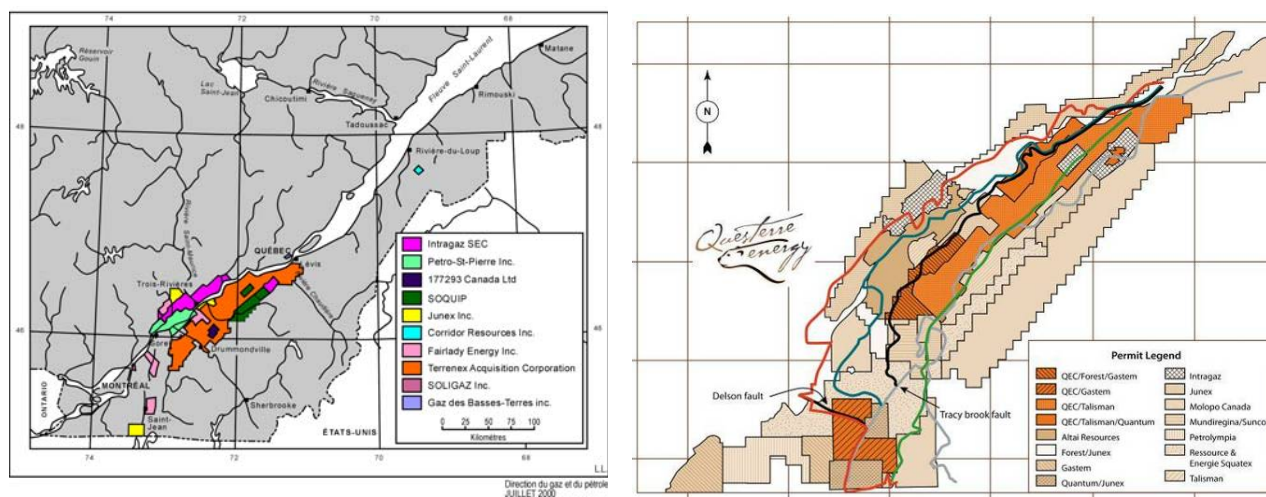
## Introduction

Située à Calgary, en Alberta, Questerre Energy Corporation est une société de production et d'exploration de pétrole et de gaz, qui possède des actifs partout au Canada.

Questerre explore depuis fort longtemps le gaz naturel dans les basses-terres du Québec. Le mot Questerre est une abréviation de Québec, est et terre.

Par l'entremise de notre actionnaire fondateur, Terrenex, nous sommes actifs au Québec depuis la fin des années 1980. Grâce à des idées nouvelles en matière d'exploration, nous avons attiré Bow Valley Exploration, Amerada Hess et d'autres sociétés pour chercher du gaz naturel dans les basses-terres. À ce moment, ces idées ne se sont pas traduites par des gisements commerciaux de gaz naturel, mais elles ont démontré que les shales d'Utica étaient une roche de source prolifique, capable de produire du gaz naturel de grande qualité.

Position de terrain dominante 1998 et 2010



Une décennie plus tard, nous avons constaté que la géologie des basses-terres du Saint-Laurent était similaire à celle du bassin des Appalaches, là où la plupart des nouveaux gisements non traditionnels ont été découverts. Ces gisements incluaient les shales d'Utica fractionnés. Une fois de plus, nous avons pu intéresser une grande société indépendante, Talisman Energy, pour qu'elle réalise un programme d'exploration approfondi au Québec. Les travaux effectués par Questerre et ses associés ont résulté, en grande partie, dans la découverte des shales d'Utica comme ressource de gaz naturel importante.

Nous croyons que les shales d'Utica comptent parmi les dix plus importantes découvertes de gaz naturel en Amérique du Nord. Les shales représentent une occasion unique pour le Québec, soit une nouvelle source de gaz naturel qui pourrait chauffer chaque foyer québécois pendant plus de cent ans.

Questerre, qui possède des permis d'exploration visant plus d'un million d'acres bruts dans les basses-terres, est fermement déterminée à mettre en valeur les shales d'Utica. Nous avons commencé, grâce à nos ressources financières et intellectuelles, à commercialiser cette ressource

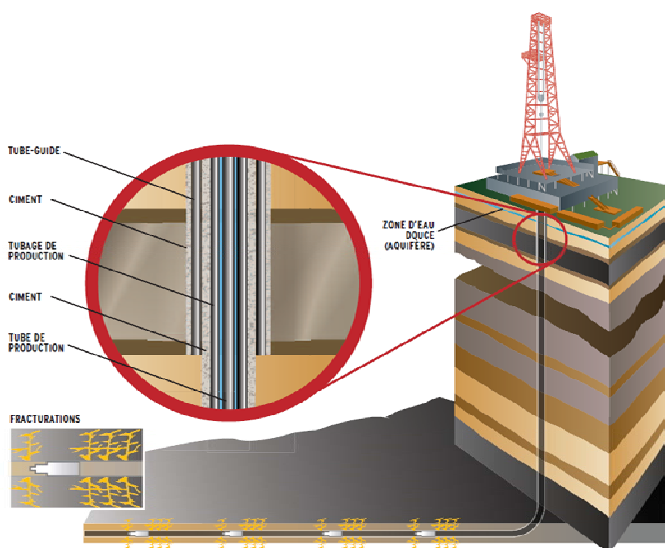
massive pour tous les intéressés. Toutefois, cette démarche ne représente qu'une partie de l'équation. Nous avons également besoin d'une stabilité fiscale et d'un cadre réglementaire pour garantir l'efficacité et la transparence du secteur, tout en offrant au public l'assurance que la ressource est développée de manière responsable.



## Questions touchant l'environnement et la sécurité

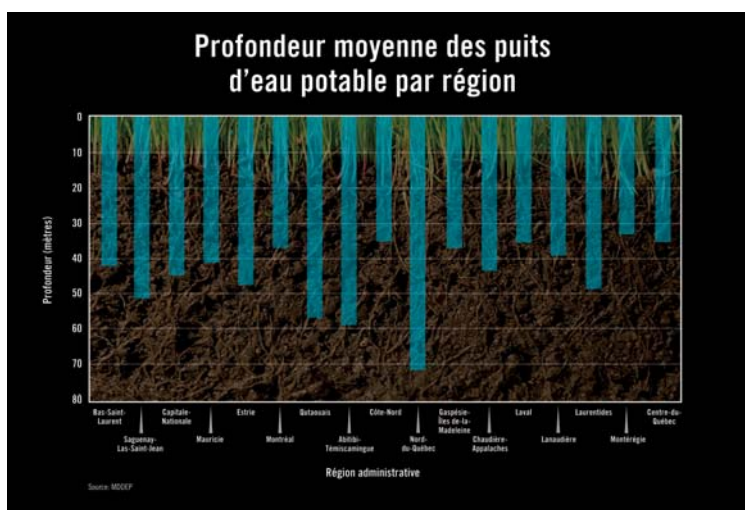
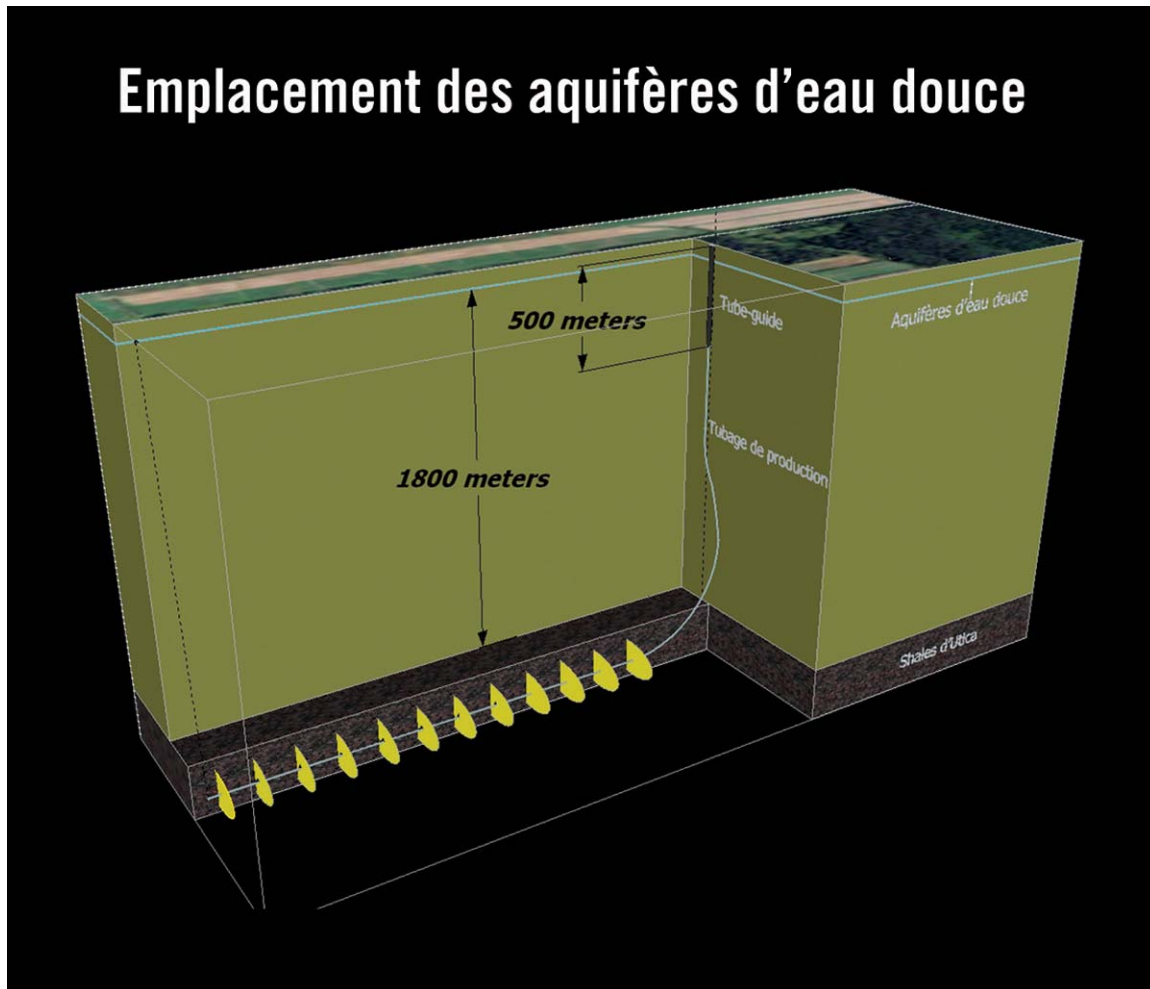
Protéger les sources d'eau douce est une priorité pour le secteur, puisque les citoyens vivent et travaillent dans les mêmes collectivités que nous.

Nous utilisons plusieurs tiges de tubage en acier et en ciment pour isoler les activités de forage et de complétion de l'eau souterraine. L'intégrité du tubage et du ciment est soumise à des tests de pression pour vérifier que la résistance de compression est plus grande que n'importe quel autre type de pression à laquelle elle peut être exposée, même durant les activités de fracturation hydraulique.



Les travaux de complétion, qui comprennent la fracturation hydraulique, sont un processus complexe sur le plan technique et soumis à un contrôle rigoureux. Ce processus est conçu pour vérifier sans interruption que le coffrage peut supporter la pression avant le début de chaque opération de fracturation. Cette opération permet d'assurer que les défauts soient immédiatement décelés. Si le tubage ne supporte pas la pression, aucune opération de fracturation n'est réalisée tant que la défectuosité n'a pas été corrigée. Si elle ne peut pas être réparée, aucun travail de fracturation n'aura lieu.

Il est pratiquement impossible que la fracturation hydraulique utilisée dans l'exploration du gaz de shale aujourd'hui perce une roche très imperméable sur un ou deux kilomètres jusque dans l'aquifère. Les fracturations qui sont réalisées à des profondeurs incertaines peuvent toucher l'aquifère, c'est pourquoi la réglementation stipule les profondeurs minimales à respecter pour les fracturations.

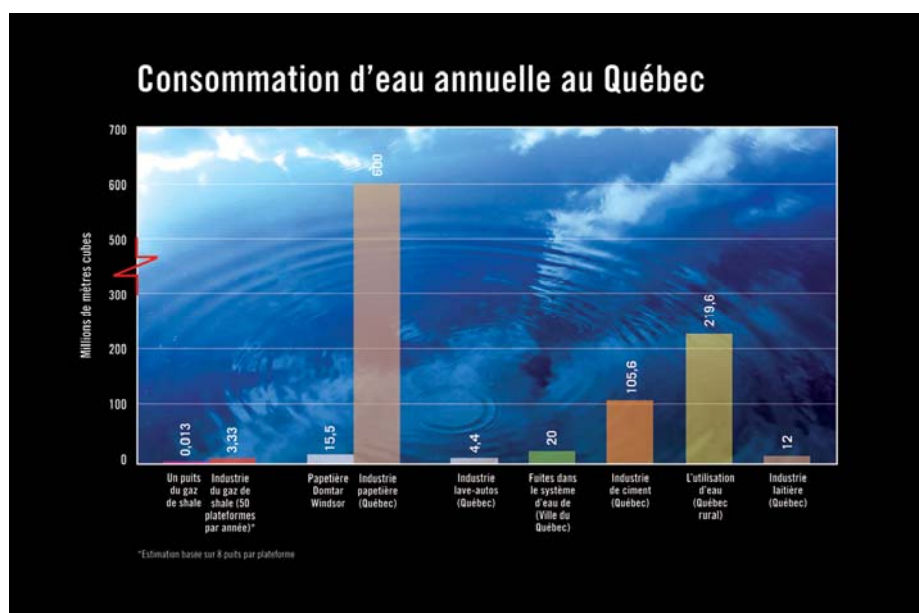


Nous recueillons les données de base à partir de puits d'eau pour nous assurer qu'ils ne seront pas touchés par les travaux de forage et de complétion. Ces données démontrent souvent ce que les résidents des basses-terres connaissent depuis longtemps : à savoir que le gaz naturel se trouve naturellement à une distance peu profonde, souvent près de l'aquifère. La présence de ce gaz naturel n'est pas, par conséquent, le résultat d'activités de complétion. Les fermiers des basses-terres ont foré des puits d'eau et ont souvent trouvé du gaz naturel dont ils se sont servis pour chauffer leurs maisons. Nous avons joint à notre mémoire une étude réalisée en 1993, qui décrit les volumes mesurables de gaz naturel présent dans des puits d'eau peu profonds au Québec (Annexe A). Comme les puits d'eau qui sont forés en bonne et due forme, nos puits ont aussi des événements, qui sont surveillés dans le but de détecter les fuites de gaz naturel mineures et de nous assurer que la pression ne s'accumule pas et n'endommage pas l'aquifère.

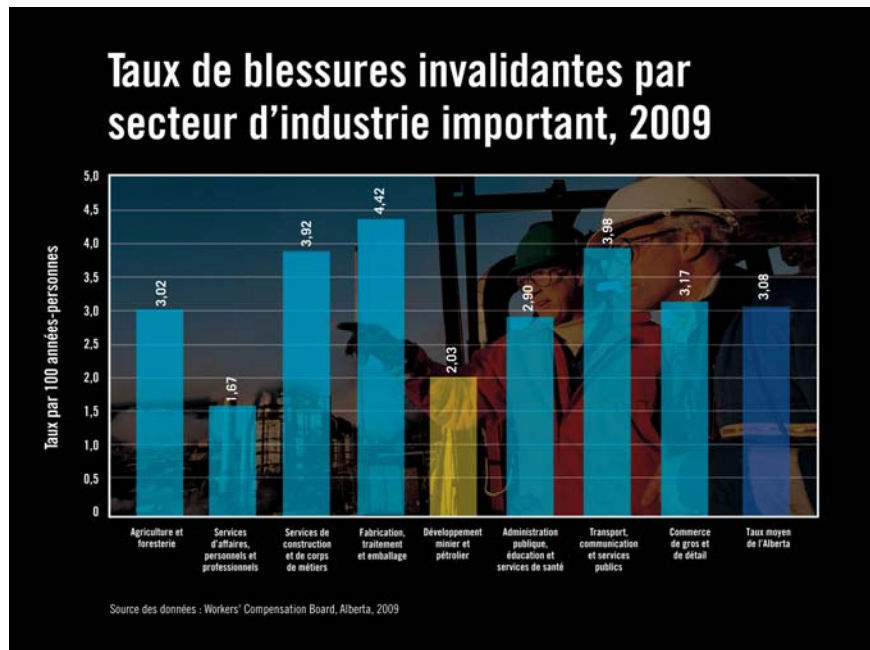
Au Québec, les ressources en eau sont un avantage concurrentiel clé. L'abondance d'eau douce dans la province et la réglementation stricte visant à protéger cette eau signifie que la ressource sera utilisée efficacement.

Nous reconnaissons la valeur de cette ressource et déployons des efforts pour en minimiser l'utilisation. La consommation d'eau dans son plein développement sera celle d'un petit utilisateur industriel, ce qui se compare favorablement à la consommation d'autres d'utilisateurs. Nous utiliserons moins d'eau que dans les lave-autos du Québec, et moins de 2 % de l'eau consommée par le secteur des pâtes et papiers. Le gaz naturel demeure l'un des utilisateurs les plus efficaces d'eau par rapport aux autres sources, notamment les biocarburants.

Pour conserver cette ressource précieuse, nous prévoyons récupérer environ 30 % à 50 % de l'eau utilisée dans nos activités de complétion et comptons recycler cette eau en totalité. En raison de la nature des shales d'Utica, l'eau produite que nous récupérerons sera moins salée que l'eau de mer et elle contiendra des quantités infimes de minéraux, ce qui en fait un candidat idéal de recyclage.



Des règlements stricts régissent nos activités. Ils sont conçus pour protéger l'environnement et les gens qui travaillent dans notre secteur d'activités. Nous sommes fiers de notre dossier de sécurité, qui est l'un des meilleurs au Canada et en Amérique du Nord. En fait, en Alberta, le secteur du pétrole et du gaz occupe le deuxième rang, après les services commerciaux et professionnels, pour ce qui est du nombre de blessures.



La sécurité n'est pas parfaite, car même si nous nous efforçons d'éviter les incidents, nous commettons parfois des erreurs. Dans un tel cas, nous devrions réparer les dégâts et atténuer le problème, ce que nous faisons. Ces erreurs comprennent notamment les déversements en surface et les vices dans la cimentation du tubage. Ce sont des erreurs courantes dans les activités de forage, même pour les puits d'eau, et cela ne provient pas de la fracturation hydraulique. Compte tenu du nombre de puits forés, notre secteur détient un record enviable.

En termes d'émissions de gaz à effet de serre, les incidences environnementales pour le secteur du gaz naturel sont les plus faibles de tous les combustibles fossiles, y compris la chaîne d'approvisionnement complète : production, traitement, transport et distribution. Ces faits ont été confirmés par une étude sur les émissions réalisée, en 1997, par la Environmental Protection Agency des Etats-Unis (Annexe B). L'étude, dont un exemplaire est joint au mémoire, révèle qu'en comparaison, l'huile (qui sert à chauffer environ 18 % des foyers du Québec) a un impact plus élevé de 20 %, et le charbon, de 50 %.

Malgré l'abondance de l'énergie hydroélectrique au Québec, près de la moitié de l'énergie consommée dans la province provient du pétrole et du gaz naturel. Le gaz naturel issu des shales d'Utica peut réduire davantage plus ces incidences environnementales.

En produisant du gaz naturel dans un marché situé à proximité de ses consommateurs, la mise en valeur des shales d'Utica réduira les émissions causées par le transport du gaz par gazoduc de l'ouest du Canada. D'après les estimations du MDDEP et de TCPL, sur les facteurs d'émission, la diminution du transport de gaz d'environ 183 Mpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel par année, soit l'équivalent de la consommation annuelle du Québec, entraînera la réduction des émissions d'environ 440 000 tonnes d'équivalents dioxyde de carbone. Un sommaire des calculs est présenté ci-dessous.

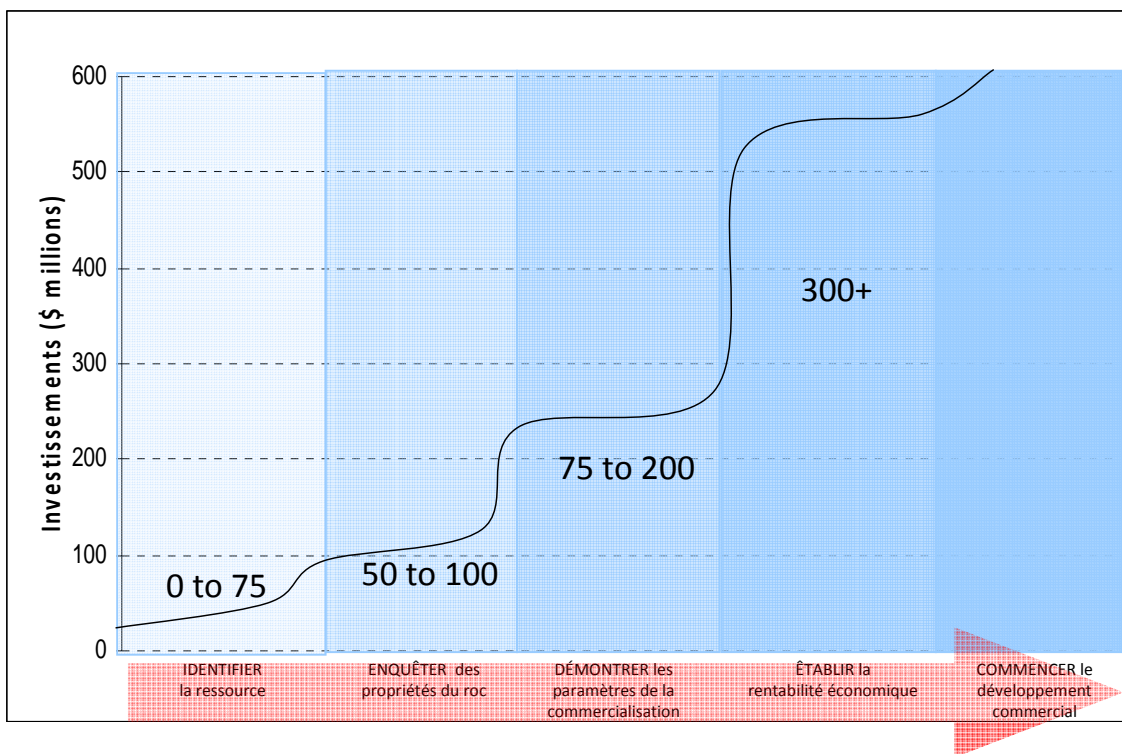
Quantité de gaz naturel transporté de l'Alberta	(cf/jour)	500,000,000
	(Bcf/année)	183
Le combustible utilisé sur TCPL Mainline (Alberta et le Québec)		3%
Le combustible utilisé sur le système de l'Alberta		1%
consommation totale de le combustible		<u>4%</u>
Facteurs de conversion des émissions (MDDEP)		
CO2 (tonnes) par cf		5.35694E-05
CH4 (kg) par cf		1.04816E-06
N2O (kg) par cf		9.34488E-07
Les émissions totales (tonnes d'équivalent CO2) de GES par cf		5.38811E-05
Réduction de l'utilisation de carburant (4% de la quantité de gaz naturel impo (cf)		7,300,000,000
La réduction des émissions de la réduction de la consommation de carburant		
CO2 (tonnes)		391,057
CH4 (kg)		7,652
N2O (kg)		6,822
Réduction des GES (tonnes d'équivalent CO2)		393,332
Les émissions de méthane associées à de transport par pipeline (TCPL)		12%
Total émissions de GES, y compris les fuites de méthane (tonnes d'équivalent CO2)		440,532

La minéralogie des shales d'Utica signifie qu'en moyenne elle est plus propre que le gaz de l'Ouest canadien, avec un contenu en dioxyde de carbone inférieur à 0,1 %. Les données publiques du ministère des Ressources naturelles, qui sont jointes aux présentes, appuient cette analyse (Annexe C). Elles correspondent aussi aux analyses de gaz provenant des puits forés par Questerre et ses associés dans les basses-terres et se comparent favorablement au gaz naturel provenant d'autres shales, comme ceux de Horn River, qui contiennent environ 12 % de dioxyde de carbone, et de Montney, qui en contiennent environ 1 %.

La grande qualité du gaz de l'Utica, contenant des quantités infimes de dioxyde de carbone et d'autres types de gaz inertes, réduira davantage les émissions, car le traitement du gaz sera moins important. En comparaison, l'exploitant de la principale installation de traitement de Horn River prévoit que, lorsque cette installation fonctionne à pleine capacité, les émissions de dioxyde de carbone provenant des shales de Horn River pourraient totaliser 2 millions de tonnes par année.

## Répercussions économiques

Pour que tous les intéressés puissent bénéficier des retombées économiques, il faut faire progresser la mise en valeur des shales d'Utica en vue de leur commercialisation.



Les deux premières étapes des travaux visant les shales d'Utica sont réussies, et la troisième étape est en cours. À ce jour, les travaux ont permis de définir les ressources potentielles et de démontrer que les shales d'Utica possèdent les propriétés géomécaniques propices à la fracturation hydraulique. Un programme pilote de puits horizontaux visant à établir les paramètres commerciaux du projet se déroule actuellement et fournit des renseignements utiles sur les facteurs de récupération et les coûts préliminaires.

L'étape suivante servira à établir la faisabilité économique de l'exploitation. Il faudra à cette fin investir plusieurs centaines de millions de dollars dans un programme comportant de nombreux puits, afin d'optimiser les coûts et de démontrer les taux de récupération commerciale. Cet investissement comporte des risques considérables.

L'existence d'un cadre réglementaire et fiscal efficace et stable et d'un secteur de services local sont des conditions préalables à cet investissement important. Le secteur des services, pour sa part, doit être assuré par l'industrie gazière que son matériel sera utilisé adéquatement. À l'heure actuelle, le matériel provient de l'Ouest canadien, et les coûts additionnels importants et l'absence d'économies d'échelle découlant de ce fait produisent des résultats non rentables. La concurrence à l'égard du capital entre Utica et d'autres zones de shale gazéifère dans des endroits où le secteur des services et l'infrastructure sont davantage établis risque de laisser Utica au stade du projet pilote indéfiniment.

Si le Québec s'engage à établir un cadre réglementaire et fiscal efficace et stable, il pourra attirer le capital nécessaire à la faisabilité économique. Le secteur des services sera alors incité à se développer. Puis, les collectivités locales commenceront à leur tour à profiter de certains des avantages économiques de ce secteur en expansion.

Le secteur des services est plus qu'un secteur de soutien à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada.

En 2006, le secteur des services a généré environ 4,8 % du PIB du Canada, soit 65 milliards de dollars, et représentait 4,8 % de la main-d'œuvre canadienne. Par comparaison, les producteurs de pétrole et de gaz sont à l'origine d'environ 6,4 % du PIB du Canada, soit 87 milliards de dollars. Les techniques, le matériel, les procédures et le personnel du secteur des services sont de premier ordre. L'apport de ce secteur à la recherche-développement, à la technologie et à la fabrication à valeur ajoutée est précieux. Riche de ses compétences dans le secteur manufacturier, en recherche-développement et en haute technologie, le Québec est dans une position idéale pour mettre en place un secteur de services pouvant soutenir l'exploitation des shales d'Utica.

Le secteur des services comprend :

#### Services directs

- activités de soutien à l'extraction du pétrole et du gaz : études sismiques, forages, conditionnement et production
- services d'ingénierie et travaux de construction liés à l'exploitation du pétrole et du gaz
- services professionnels, scientifiques et techniques

#### Services indirects dans le secteur manufacturier

- construction de bâtiments non résidentiels
- chaudières de production d'énergie et échangeurs de chaleur
- bacs de métal
- tuyaux et tubes de fer et d'acier à partir d'acier acheté
- fabrication de matériel utilisé dans les champs pétroliers et gaziers
- fabrication de pompes et de compresseurs

#### Autres branches du secteur manufacturier

- transport, génie, construction
- fabrication de béton prêt à l'emploi
- fabrication de matériel industriel, commercial et destiné au secteur des services
- fabrication de turbines et de matériel de transmission d'énergie
- fabrication de fils et de câbles électriques et de communication

#### Autres industries

- extraction minière et extraction en carrière : sable, gravier, argile, céramique et minéraux réfractaires
- communications, génie, construction
- ateliers d'usinage

- activités de soutien au transport
- entreposage et stockage
- transport par camion

D'après une étude effectuée par le Canadian Energy Research Institute en 2010, le Québec fournit environ 5 % du PIB de 65 milliards de dollars que génère le secteur des services au Canada. En décidant de mettre en valeur les shales d'Utica, le Québec saisirait une occasion historique d'accroître sa part du secteur des services à l'industrie pétrolière et gazière au Canada.

Au cours des cinquante dernières années, le secteur des services est passé d'entreprises largement sous contrôle étranger à des entreprises canadiennes. En effet, les entreprises canadiennes sont de plus en plus présentes dans le secteur des services, stimulées par une clientèle qui encourage l'innovation, le choix d'un environnement à fonctionnement unique et l'esprit d'entreprise.

Le développement du secteur des services au Québec se traduirait par la perception d'impôts supplémentaires, tant auprès des particuliers que des entreprises concernées, qui augmenteraient les recettes publiques. De plus, il créerait pour les Québécois des occasions de lancer et de bâtir leurs propres entreprises.

Aucune industrie ne réussit aussi bien que l'industrie pétrolière et gazière à engendrer des avantages économiques à l'échelle locale et à les distribuer sur un très large territoire. Le soutien et les services doivent être disponibles là où les activités ont lieu. La participation des collectivités locales est essentielle et, par conséquent, elles sont le plus susceptibles de bénéficier des activités d'exploitation.

Tout récemment, un nouvel organisme, le Mouvement d'appui au gaz de shale, a été créé. Il regroupe plus de 300 personnes et entreprises de services qui appuient la mise en valeur des shales d'Utica. Ce sont ces entreprises, et des centaines d'autres, qui fourniront les biens et les services dont nous aurons besoin au Québec, à des coûts compétitifs, pour exploiter les shales d'Utica de manière rentable.

Si les fournisseurs de services sont locaux, de nombreuses possibilités d'emploi seront créées dans les basses-terres du Saint-Laurent. Nous aurons besoin non seulement d'ingénieurs, de géologues, de géophysiciens et d'agents fonciers, mais aussi de foreurs, de maître sondeur, de personnel médical, de directeurs de la sécurité, de mécaniciens pour les moteurs à gaz et diesel, les génératrices et les autres équipements, des travailleurs de la construction, y compris les opérateurs de véhicule « bobcat », de pelle rétrocaveuse et d'autres machines de construction, de chauffeurs de camion, d'inspecteurs de pipelines, de bacs et d'autres équipements nécessaires à l'exploitation d'un champ pétrolifère, de cuisiniers, de cimentiers, de spécialistes en traitement chimique, d'ouvriers non qualifiés, de mécaniciens de chantier, de conducteurs d'essais de puits, d'électriciens, d'arpenteurs-géomètres, d'opérateurs de tronçonneuse et de techniciens en installation de lignes sismiques, notamment. Les établissements d'enseignement et le gouvernement devraient donner un degré de priorité élevé à la formation du personnel nécessaire à la prestation de ces services essentiels.

On n'a qu'à constater l'essor et la prospérité que connaissent les villes qui fournissent des services de soutien à l'industrie gazière et pétrolière dans l'Ouest canadien, comme Red Deer, Grande Prairie,



Fort Nelson et Fort St. John, pour entrevoir les possibilités qui s’offrent à Drummondville, à Trois-Rivières et à Bécancour, entre autres.

Voici la traduction d’un extrait d’un article publié en juin 2010 dans la revue Up Here Business, un magazine d’affaires du Nord canadien.

« Il y a deux ans seulement, l’avenir se présentait plutôt mal pour la ville de Fort Nelson, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Deux scieries, les plus grands employeurs de la ville, avaient fermé leurs portes et 565 personnes s’étaient trouvées sans emploi. Spectra Energy envisageait de ralentir les activités de son usine de traitement du gaz, étant donné que les sources classiques de gaz naturel dans la région continuaient de s’amenuiser. Certaines familles pliaient bagage, d’autres se disaient les prochaines à partir si de nouveaux emplois n’apparaissaient pas miraculeusement. Il s’agit d’une histoire qui s’est répétée à bien des endroits dans le pays au cours des années.

Cette fois, le miracle s’est produit.

Aujourd’hui, Fort Nelson compte une population de 4 500 et est en plein essor. “Ceux qui veulent travailler ont un emploi, et à un meilleur salaire que celui qu’offraient les scieries,” selon Bill Streeper, le maire de la ville. De nouveaux hôtels et des parcs de camions sont visibles. Le conseil municipal a même approuvé la demande de licence d’un service d’escorte. En effet, le développement de Fort Nelson se fait à une échelle et à un rythme tels que certains se demandent si la ville pourra tenir bon. Fort Nelson a pris le taureau par les cornes, et ce taureau est le gaz de schiste. »

L’établissement d’un secteur de services et de soutien local est l’élément le plus important qui peut contribuer à la création de valeur économique et à l’accroissement des recettes publiques. Le modèle de l’ISQ qu’a employé SECOR dans son étude est limité par le manque de données économiques statistiques sur l’industrie pétrolière et gazière. Ce manque se traduit par une sous-estimation considérable des avantages de la nouvelle industrie même dans les scénarios les plus prudents.

Les avantages économiques estimés par le Groupe Secor

1900 puits forés au total	Phase	Phase de	Total
	d’exploration	développement	
	2010-2015	2016-2025	2010-2025
Total des dépenses (\$ million)	2 053	6 998	9 051
Valeur ajoutée (\$ million)	790	2 866	3 656
Emplois soutenus (personne/année)	13 105	51 317	64 422
Emplois en moyenne par année	2 184	5 132	4 026
Redevances (\$ million)	92	793	884
Taxes (\$ million)	141	410	551
Recette du gouvernement du Québec (\$ million)	<u>233</u>	<u>1 202</u>	<u>1 435</u>
Recette du gouvernement fédéral (\$ million)	<u>39</u>	<u>145</u>	<u>184</u>
Autres (estimé par l’APGQ)			
Taxes foncières (\$ million)	2	31	33

6910 puits forés au total	Phase	Phase de	Total
	d'exploration	développement	
	2010-2015	2016-2025	2010-2025
Total des dépenses (\$ million)	4,565	27,990	32,555
Valeur ajoutée (\$ million)	1,788	11,517	13,305
Emplois soutenus (personne/année)	29,690	192,711	222,401
Emplois en moyenne par année	4,948	19,271	13,900
Redevances (\$ million)	204	2,968	3,172
Taxes (\$ million)	305	1,880	2,184
Recette du gouvernement du Québec (\$ million)	<u>509</u>	<u>4,848</u>	<u>5,356</u>
Recette du gouvernement fédéral (\$ million)	<u>89</u>	<u>539</u>	<u>628</u>
Autres (estimé par l'APGQ)			
Taxes foncières (\$ million)	5	112	117

De plus, l'étude ne tient pas compte des dépenses liées au transport et à la distribution du gaz, ni des incidences directes et indirectes qui y sont associées. Elle exclut l'impact de la consommation personnelle résultant de la hausse des revenus, c'est-à-dire les avantages induits qui représentent généralement entre 20 et 50 % des avantages directs et indirects. L'étude ne prend pas en considération les impôts que paient les particuliers et les entreprises, tant à l'échelle provinciale que municipale.

Ces avantages économiques ne seront pas réalisés du jour au lendemain ni sans risques.

Les possibilités économiques qui pourraient provenir d'un secteur de services locaux sont en péril avant même le démarrage des activités d'exploitation des shales d'Utica. La mise en valeur des gaz de shale de Frederick Brook, au Nouveau-Brunswick, met Fredericton en position favorable pour devenir le nouveau centre du secteur des services de la province, voire de la région. Des entreprises de services existantes qui s'étaient installées au Québec pour soutenir l'industrie retournent maintenant en Alberta en raison de la prise de position du gouvernement à l'égard des activités de forage futures.

Des investissements de plus de cent millions de dollars ont été faits au Québec au cours des vingt dernières années sans produire de rendement. Les investisseurs du Canada, des États-Unis et de la Norvège partagent avec nous l'objectif de réaliser l'indépendance énergétique du Québec. Ils ont investi leur capital avec le nôtre en s'appuyant sur l'engagement financier de la province à l'égard de la réalisation de cet objectif. Ils ont récemment exprimé leur inquiétude au sujet de la fermeté de l'engagement de la province (Annexe D).

Ce n'est que le début. Il reste à investir plusieurs centaines de millions de dollars de capital supplémentaire pour pouvoir démontrer que l'exploitation commerciale de l'Utica est possible. Pour attirer ce capital, il est nécessaire que le gouvernement provincial s'engage à établir un cadre réglementaire et fiscal efficace et stable.

### *Recommandations au BAPE*

- Encourager le gouvernement à créer des incitatifs fiscaux pour porter les personnes et les sociétés à établir des entreprises de services au Québec
- Présenter une nouvelle loi sur les hydrocarbures, ainsi que des règlements connexes, en vue de l'établissement d'un cadre réglementaire stable, efficace et concurrentiel
- Financer le budget d'un Bureau du pétrole et du gaz chargé de la nouvelle loi et des nouvelles activités
- Recommander au MDDEP d'instaurer des règlements associés au projet de loi 27 adaptés au secteur du gaz naturel
- Faire la promotion de l'adoption du gaz naturel en vue de la réduction des émissions

## ANNEXE A

## Genèse du gaz naturel de la région de Trois-Rivières, basses terres du Saint-Laurent, et de Saint-Flavien, Appalaches, Québec, Canada

P. ST-ANTOINE ET Y. HÉROUX

Centre géoscientifique de Québec, Institut national de la recherche scientifique – Géoresources, 2700, rue Einstein, Sainte-Foy, QC G1V 4C7, Canada

Reçu le 22 mars 1993

Révision acceptée le 31 août 1993

Des analyses des teneurs en  $^{13}\text{C}$  et  $^2\text{H}$  du méthane, ainsi que de la composition moléculaire des gaz totaux, ont été effectuées sur cinq échantillons de l'empilement sédimentaire pléistocène des basses terres du Saint-Laurent de la région de Trois-Rivières et des Appalaches à Saint-Flavien, où l'on trouve des accumulations de gaz naturel. Les résultats indiquent que (i) le gaz de Yamachiche est biogénique et formé in situ dans les dépôts pléistocènes, (ii) le gaz de Saint-Flavien est thermogénique et (iii) le gaz de Pointe-du-Lac et des Vieilles-Forges est vraisemblablement mixte. L'examen pétrographique de la matière organique du Groupe de Beekmantown d'âge ordovicien moyen suggère que le gaz de Saint-Flavien a migré dans l'actuel réservoir après le maximum thermique.

Isotopic analyses of  $^{13}\text{C}$  and  $^2\text{H}$  concentrations in methane and determinations of the total gas molecular composition were completed on five samples collected in the Pleistocene sediments of the Trois Rivières area, St-Lawrence Lowlands, and of the Saint-Flavien area, in the Appalachians, where accumulations of natural gas occur. The results indicate that (i) the gas at Yamachiche is biogenic and formed in situ within the Pleistocene deposits, (ii) the gas at Saint-Flavien is thermogenic, and (iii) the gas at Pointe-du-Lac and at the Vieilles-Forges is likely a mixture of both. The petrogenic study of the organic matter of the Beekmantown Group, Middle Ordovician age, suggests that the gas at Saint-Flavien migrated into the present reservoir after the thermal peak.

[Journal translation]

Can. J. Earth Sci. 30, 1881–1885 (1993)

### Introduction

Le gaz naturel de la vallée du Saint-Laurent suscite un vif intérêt, tant de la part des compagnies d'exploration pétrolière que du public en général, et ce, depuis plus d'un siècle. L'une des questions qui se pose encore aujourd'hui porte sur la nature bio- ou thermo-génique du gaz de cette région. Des analyses portant sur la teneur en  $^{13}\text{C}$  et  $^2\text{H}$  du méthane ainsi que sur la composition moléculaire du gaz total ont été réalisées, afin d'élucider l'origine du gaz naturel dans cette région du Québec.

L'emphase de la présente étude sera mise sur la caractérisation du gaz naturel contenu dans trois réservoirs pléistocènes des basses terres du Saint-Laurent (fig. 1), et dans un réservoir ordovicien des Appalaches. Il n'existe pas, à notre connaissance, de publication traitant de l'origine du gaz naturel dans la vallée du Saint-Laurent.

### Contexte géologique

La vallée du Saint-Laurent se compose d'un empilement sédimentaire déposé en discordance sur le socle grenvillien. Deux épisodes bien distincts de sédimentation y sont présents. À la base, la série cambro-ordovicienne constitue le substrat rocheux. Elle est principalement composée de grès, de carbonates et de shales (fig. 2). Au sommet reposent en discordance les dépôts meubles du quaternaire. Ils sont composés principalement de till, d'argile et de sable (fig. 2).

#### Série Cambro-Ordovicienne

La séquence cambro-ordovicienne des basses terres, d'une épaisseur totale variant de 1500 à 3000 m, a été légèrement plissée à l'Ordovicien, lors de la mise en place des Appalaches. La séquence représente un cycle complet de transgres-

sion et de régression marines. Les formations de la base du Cambrien supérieur et de l'Ordovicien supérieur sont d'origine continentale, alors que la partie médiane est d'origine marine (Globensky 1987).

Les séquences cambro-ordoviciennes du domaine appalachien se caractérisent par des strates déformées et charriées. La région de Saint-Flavien se trouve dans la zone externe des Appalaches. À cette localité, la faille de Logan fait chevaucher les shales et ardoises de la Formation de Bourret, sur les séquences allochtones des basses terres (Bertrand et al. 1992). Les occurrences de gaz se trouvent dans les dolomies du Groupe de Beekmantown (fig. 2).

#### Dépôts quaternaires

L'épaisseur totale des dépôts quaternaires est d'environ 80 m. Les premières études détaillées du Quaternaire de la région de Trois-Rivières ont été réalisées par Occhietti (1980). Plus récemment, dans la région de Pointe-du-Lac, les dépôts pléistocènes rencontrés ont été décrits par Bolduc et Duchaine (1992), et se présentent comme suit, de la base au sommet : un sable bien trié, une argile, une deuxième couche de sable, un diamicton, une seconde argile et un autre sable en surface (fig. 2). C'est au niveau du sable bien trié que l'on retrouve le gaz du réservoir de Pointe-du-Lac.

### Méthodologie

À l'exception des Vieilles-Forges du Saint-Maurice où deux échantillons de gaz ont été prélevés de façon artisanale en 1990 et 1991, un échantillon de gaz a été prélevé et pressurisé dans des bombes en acier inoxydable, à la tête des puits de production dans chacune des localités présentées à la figure 1. Les analyses isotopiques et de composition moléculaire des gaz

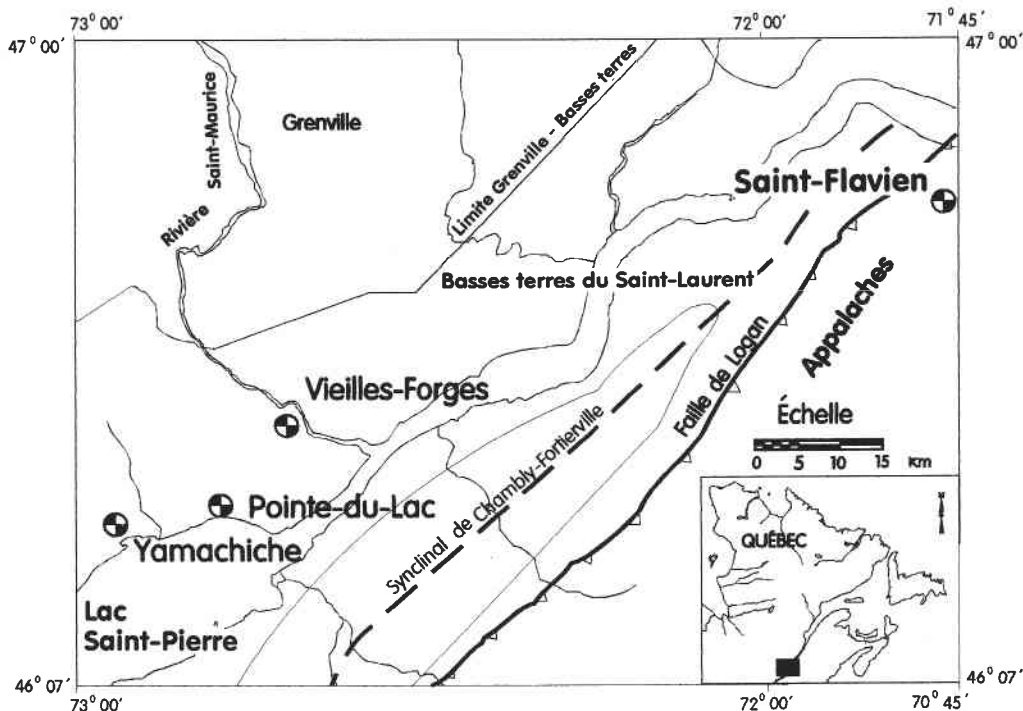
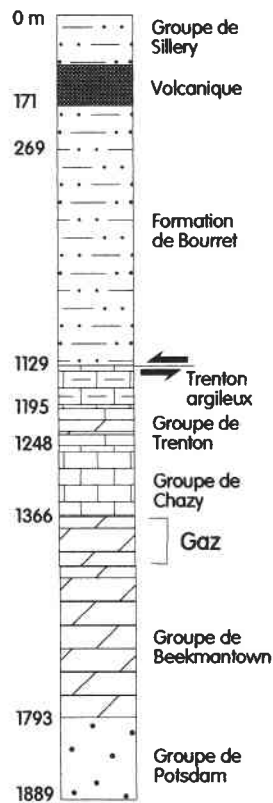


FIG. 1. Localisation des sites d'échantillonnage. La géologie est modifiée d'après Globensky (1987).

**Shell Saint-Flavien n° 1**



**Pointe-du-Lac**

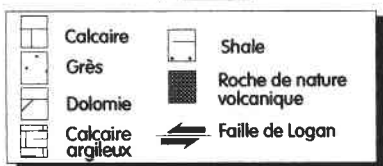
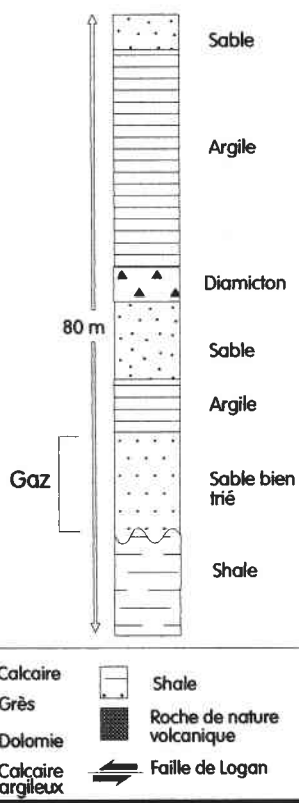


FIG. 2. Stratigraphie du puits Shell Saint-Flavien n° 1 et schéma stratigraphique des dépôts pléistocènes de la région de Pointe-du-Lac (d'après Bolduc et Duchaine 1992).

échantillonnés ont été effectuées aux laboratoires de l'University of Waterloo (Ontario). La composition isotopique exprimée sous la forme  $\delta^{13}C$  ou  $\delta^2H$  (en ‰) résulte de la relation suivante :

$$\delta = [(R_{\text{échantillon}}/R_{\text{standard}}) - 1] \times 10^3$$

où  $R$  peut représenter les rapports  $^{13}C/^{12}C$  ou  $^2H/^1H$ . Le degré de précision des résultats est  $\pm 0,1\%$ . Les étalons utilisés pour les calculs de  $\delta$  sont les bélemnites de Peedee.

À Saint-Flavien (fig. 1), 24 échantillons de retailles de forage pétrolier ont été prélevés afin de faire l'examen pétrographique de la matière organique (MO) et d'en mesurer le pouvoir réflecteur ( $R_h$ ). Ceci a pour objet de déterminer le niveau de maturation thermique atteint par la roche réservoir (les dolomies du Groupe de Beekmantown) afin de le comparer avec celui suggéré par la composition isotopique du gaz qu'il renferme.

Par ailleurs, un échantillon de shale a été prélevé par forage sous le réservoir de Pointe-du-Lac et soumis aux mêmes études que les échantillons de Saint-Flavien. Les mesures de la  $R_h$  effectuées sur des fragments de MO non orientés ont été prises sur des pyrobitumes et des fragments de fossiles organiques, puis converties en équivalent vitrinite, macéral standard, selon la méthode de Héroux et Bertrand (1991). Les lames de kérogène ont été préparées selon la méthode de Bertrand et al. (1985).

**Résultats**

Les résultats des analyses isotopiques du carbone et de l'hydrogène, ainsi que la composition moléculaire des gaz échantillonnés sont compilés au tableau 1. À Yamachiche, le gaz a donné des valeurs de  $-74,7\%$  et  $-228,9\%$  pour le  $\delta^{13}C$  et le  $\delta^2H$ , respectivement, et de  $0,05\%$  pour sa compo-

TABLEAU 1. Synthèse des différentes analyses effectuées sur les gaz échantillonnés

Localité	$\delta^2\text{H}_{\text{CH}_4}$ (‰)	$\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ (‰)	$\text{CH}_4$ (%)	$\text{C}_2\text{H}_6$ (%)	$\text{C}_3\text{H}_8$ (%)	$\text{C}_4\text{H}_{10}$ (%)	$\text{C}_{2+}/\text{C}_1$
Vieilles-Forges	-274,1	-59,4	91,3	0,03	<0,01	<0,01	0,03
Pointe-du-Lac	-273,4	-57,3	85,5	0,01	<0,01	<0,01	0,03
Yamachiche	-228,9	-74,7	87,3	0,03	<0,01	<0,01	0,03
Saint-Flavien	-157,5	-36,6	90,2	2,46	0,22	<0,01	2,89

tion en  $\text{C}_{2+}$  ( $\text{C}_{2+}$  : éthane ( $\text{C}_2$ ), propane ( $\text{C}_3$ ) ou butane ( $\text{C}_4$ )) par rapport au méthane ( $\text{C}_1$ ). L'échantillon de Pointe-du-Lac affiche des valeurs plus élevées du  $\delta^{13}\text{C}$  (-57,3‰), et plus négatives en  $\delta^2\text{H}$  (273,4‰) que le gaz de Yamachiche, alors que la concentration en  $\text{C}_{2+}$  est demeurée sensiblement inchangée (0,03%). Aux Vieilles-Forges-du-Saint-Maurice, le gaz se caractérise par des teneurs isotopiques similaires à celles de Pointe-du-Lac, soit de -59,4‰ pour le  $\delta^{13}\text{C}$ , de -275,1‰ pour  $\delta^2\text{H}$  et de 0,03% pour sa composition en  $\text{C}_{2+}$ . Toutefois, à Saint-Flavien, les analyses du gaz montrent des valeurs très différentes, soit de -36,6 et -157,5‰ pour le  $\delta^{13}\text{C}$  et le  $\delta^2\text{H}$ , respectivement. Le rapport  $\text{C}_{2+}/\text{C}_1$ , présenté dans ce tableau, témoigne de la faible quantité de gaz lourds ( $\text{C}_{2+}$  par rapport au méthane ( $\text{C}_1$ )). L'utilisation conjointe des rapports isotopiques et des teneurs en  $\text{C}_{2+}$  du gaz, pour chacune des localités, permet de visualiser des différences importantes entre le gaz des diverses localités échantillonnées (fig. 3). Les gaz situés dans les dépôts quaternaires de la région de Trois-Rivières montrent une composition similaire dans l'ensemble. On y remarque que la quantité de gaz humides ( $\text{C}_{2+}$ ) est à toute fin pratique négligeable, ce qui contraste avec le cas de la région de Saint-Flavien où on observe une quantité significativement plus élevée (2,46%).

L'examen pétrographique des kérogènes dans le puits Shell Saint-Flavien n° 1 se décrit comme suit, du sommet vers la base de la séquence :

(i) La Formation de Bourret est relativement riche en MO. Les fragments de fossiles (zooclastes) y occupent un faible pourcentage (10–15%), comparativement à la MO amorphe et cokéfiée dans les lames. Les zooclastes sont représentés par des graptolites et quelques chitinozoaires; le reste des fragments de zooclastes demeure indifférencié. Le pyrobitume observé dans cette formation est surtout un pyrobitume de réservoir, présentant par endroit des marques de dégazage et de cokéfaction avec des textures en mosaïque et en palissade.

(ii) Les groupes de Trenton et Chazy sont assez riches en MO. Ils contiennent surtout de la MO amorphe (35–40%). Les débris de fossiles (graptolites, chitinozoaires et indifférenciés) totalisent 20%. Quelques chitinozoaires sont reconnaissables, mais leur taille ne permet pas d'en mesurer la  $R_h$ . Le bitume de réservoir (25%) est localement anisotrope et craquelé. La MO cokéfiée (10–15%) affiche des textures en mosaïque et en palissade.

(iii) Dans le Groupe de Beekmantown, l'examen pétrographique a révélé que la MO ayant développé des textures propre aux cokes et la MO amorphe dominant. La plupart des fragments de MO sont de nature indéterminée et très anisotrope. Plusieurs morceaux de bitume renferment des sphères de mésophase. La MO cokéfiée très abondante (jusqu'à 70%) montre sur la plupart des fragments des traces de dégazage. Il n'a pas été possible d'effectuer un nombre de mesures de la  $R_h$  qui soit statistiquement satisfaisante. Cependant, les valeurs

TABLEAU 2. Valeurs de la réflectance  $R_h$  de la MO dans le puits Shell Saint-Flavien n° 1 et du shale du Groupe de Lorraine prélevé à Pointe-du-Lac

Shell Saint-Flavien n°1					
Profondeur (m)		Lithostratigraphie	$R_h$ (%)*		
Supérieure	Inférieure		2	2,5	3
21	51	Sillery	●		
63	93	Sillery	●		
327	357	Bourret	●		
480	510	Bourret	●		
600	630	Bourret	●		
690	720	Bourret	●		
810	840	Bourret	●		
900	930	Bourret	●		
1050	1077	Bourret	●		
1080	1107	Bourret	●		
1140	1197	Trenton argileux	●		
1209	1239	Trenton			●
1275	1305	Chazy			●
1440	1470	Beekmantown			●
1545	1575	Beekmantown			●
Pointe-du-Lac					
Sommet du puits	Shale du Groupe de Lorraine		1,40		

\* Valeur équivalente pour une télinite de même rang.

obtenues sur les bitumes solides du Groupe de Beekmantown excèdent le 3% (tableau 2 et fig. 3).

(iv) Le Groupe de Potsdam est très pauvre en MO. Il contient surtout des cokes avec des textures de fluage et un bitume cokéfié avec des sphères de mésophases. On trouve un peu de MO amorphe mais aucun fossile.

Les mesures de la  $R_h$  effectuées sur des pyrobitumes et des graptolites du puits Shell Saint-Flavien n° 1 sont présentées au tableau 2 et à la figure 3. La  $R_h$  de la MO de la Formation de Bourret varie de 2,18 à 2,53% pour atteindre 3,10% dans le groupe de Beekmantown.

### Discussion

L'interprétation des résultats d'analyse des gaz dans la vallée du Saint-Laurent repose principalement sur les diagrammes de Schoell (1980, 1983) (fig. 3). Ces schémas de

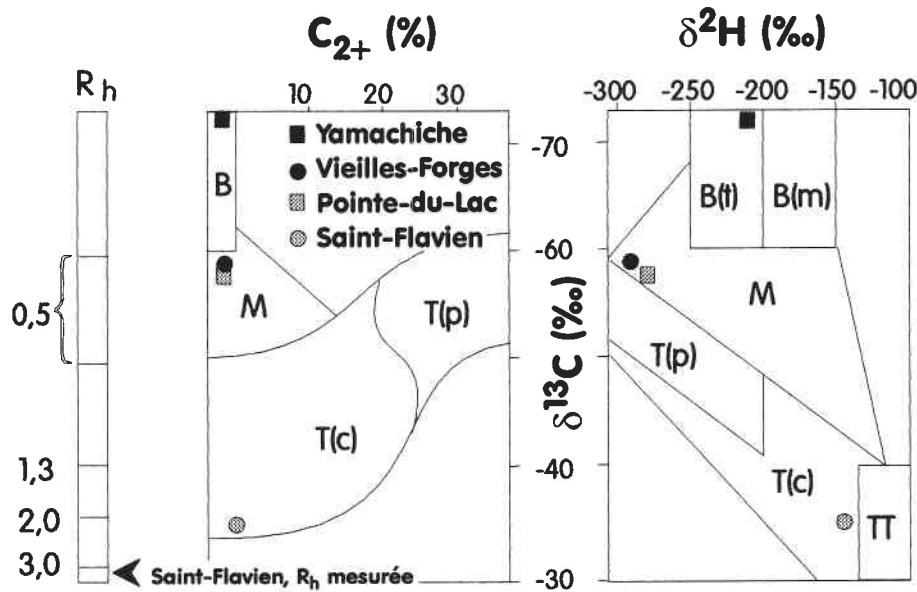


FIG. 3. Diagramme  $\delta^{13}\text{C}$ ,  $\delta^2\text{H}$  et  $\text{C}_{2+}$  permettant de classer des gaz de diverses origines (modifié d'après Schoell 1980, 1983): B (t, m), biogénique continentale (t) ou marine (m); M, mixte; T (p, c), thermogénique associée au pétrole (p) ou aux condensats (c); TT, thermogénique non associé. Les diagrammes sont corrélés à la gauche avec l'échelle d'évolution de la réflectance ( $R_h$ ) de la MO. La flèche sur l'échelle de réflectance indique la valeur moyenne mesurée de la  $R_h$  sur la MO de l'horizon réservoir du Groupe de Beekmantown.

classification génétique du gaz montrent différents champs de composition, diagnostiques de chaque source de gaz. Ainsi, les variations de concentration en  $^2\text{H}$  et en  $^{13}\text{C}$ ,  $-57,5$  à  $-274,1\text{‰}$  et  $-36,6$  à  $-74,7\text{‰}$ , respectivement, sont représentatives de gaz formé entre le stade immature (biogénique) et mature avancé (thermogénique).

À Yamachiche, la composition isotopique du méthane suggère un gaz biogénique (fig. 3). La composition isotopique de l'hydrogène suggère que la MO génératrice du gaz de Yamachiche n'est pas d'origine marine, ce qui est corroboré par la présence de MO d'origine végétale (bois) dans les sédiments de Saint-Pierre (Gadd 1971) et de Lotbinière (Lamothe 1989). Précisons que la putréfaction précoce de MO génère des gaz dont la teneur en isotopes légers du carbone est très élevée, puisqu'ils sont plus faciles à dissocier de la structure organique (Daines 1980).

À Saint-Flavien, la composition isotopique du méthane suggère une origine thermogénique du gaz (fig. 3), ce qui est corroboré par la présence du gaz humide ( $\text{C}_{2+}$ , 2,46%). Les textures optiques du kérogène du réservoir de Saint-Flavien nous indiquent que la MO a été soumise à des températures telles que le gaz n'aurait pu être conservé.

Les valeurs de la  $R_h$  de la MO, notamment au niveau du Groupe de Beekmantown, indiquent que le niveau de maturation atteint excède la zone de formation de gaz sec. Par ailleurs, le niveau de maturation thermique suggéré par la teneur en  $^{13}\text{C}$  du gaz emprisonné dans ce groupe diffère de celui mesuré sur les bitumes solides (fig. 3). Pour ces raisons, nous estimons que le gaz présent dans le réservoir de Saint-Flavien y a migré postérieurement au maximum thermique auquel la séquence a été soumise.

Les gaz de la région de Pointe-du-Lac et des Vieilles-Forges possèdent des compositions très similaires. Les diagrammes de caractérisation favorisent une origine mixte (fig. 3) bio-thermogénique, toutefois, la composition isotopique du carbone de ces gaz est encore trop faible pour justifier de façon

non équivoque une telle origine. Cependant, cette valeur est interprétée ici et, sous toute réserve, comme étant d'origine mixte pour les raisons suivantes : (i) en comparant les compositions isotopiques obtenues à Yamachiche ( $\delta^{13}\text{C}$ ,  $-74,7\text{‰}$ ) avec celles de Pointe-du-Lac et des Vieilles-Forges ( $\delta^{13}\text{C}$ ,  $-58\text{‰}$ ), on constate un écart remarquable pour des gaz emmagasinés dans les mêmes types de sédiments; (ii) la présence de failles dans les séries cambro-ordoviciennes sous le réservoir de Pointe-du-Lac (Yves Duchaine de Intragaz Inc., communication personnelle) peut constituer un accès pour la migration des gaz thermogéniques; (iii) la  $R_h$  de la MO de la séquence cambro-ordovicienne de cette région (1,40%) indique que le stade de formation du gaz thermique a été atteint sans y être dépassé; et (iv) la tendance biogénique de ces gaz peut facilement s'expliquer par un apport modeste de gaz thermogénique en provenance des séries cambro-ordoviciennes.

Finalement, l'écart remarquable entre les valeurs des analyses isotopiques du gaz de Saint-Flavien et celles des gaz des réservoirs pléistocènes (fig. 3) montre de manière certaine la nature biogénique (Yamachiche) ou du moins une tendance biogénique (Pointe-du-Lac et Vieilles-Forges) pour le gaz de la région de Trois-Rivières.

### Conclusion

Le gaz naturel de la vallée du Saint-Laurent se situe autant dans les dépôts quaternaires que dans les séries cambro-ordoviciennes. À Saint-Flavien, le gaz contenu dans les dolomies du Beekmantown est thermogénique et sa migration est postérieure au maximum thermique. À Yamachiche, le gaz contenu dans les sédiments meubles quaternaires est biogénique et formé dans ces sédiments. L'origine du gaz à Pointe-du-Lac et aux Vieilles-Forges est mixte (bio-thermogénique). Les sédiments de Saint-Pierre et de Lotbinière sont, en raison de leur nature, des dépôts quaternaires susceptibles de produire et d'emmagasiner du gaz biogénique. Cependant,



aucune étude portant sur les teneurs et la composition en MO des unités quaternaires des basses terres du Saint-Laurent n'a été réalisée à ce jour. Une telle étude permettrait de mieux identifier les unités quaternaires gazéïgènes.

### Remerciements

Les auteurs sont reconnaissants envers un certain nombre de personnes qui ont collaboré à la réalisation de cette étude : Jean-Yves Laliberté, ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec; Yves Duchaine, compagnie Intragaz Inc.; Andrée Bolduc, Commission géologique du Canada; Rudolf Bertrand, Institut national de la recherche scientifique. Les analyses ont été payées par une subvention du Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (n° A4251). Nous sommes également reconnaissants envers Claude Hillaire-Marcel et Patrice de Caritat, dont les commentaires ont grandement contribué à améliorer la présentation du texte.

- Bertrand, R., Bérubé, J.C., Héroux, Y., et Achab, A. 1985. Pétrographie du kérogène dans le Paléozoïque inférieur : méthode de préparation et exemple d'application. *Revue de l'Institut français du pétrole*, **40** : 155–167.
- Bertrand, R., Savard, M., et Malo, M. 1992. Évolution diagénétique des réservoirs gaziers dans la région de Saint-Flavien. Séminaire d'information 1992 : Un rendez-vous avec la qualité. Direction de la recherche géologique, ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, Québec.

- Bolduc, A., et Duchaine, Y. 1992. Paléogéographie quaternaire de la région de Pointe-du-Lac, Québec, d'après les données de forages et de géophysique. *Bulletin d'information de l'Association québécoise pour l'étude du Quaternaire*, **18** : 25.
- Daines, P. 1980. *Handbook of environmental isotope geochemistry*. Elsevier, Amsterdam. pp. 329–406.
- Gadd, N.R. 1971. Pleistocene geology of the central St-Lawrence Lowland, with selected passages from an unpublished manuscript: the St-Lawrence Lowland by J.W. Goldthwait. *Commission géologique du Canada, mémoire n° 359*.
- Globensky, Y. 1987. Géologie des basses-terres du Saint-Laurent. Ministère de l'Énergie et des Ressources du Québec, MM 85-02.
- Héroux, Y., et Bertrand, R. 1991. Maturation thermique de la matière organique dans un bassin du Paléozoïque inférieur, basses-terres du St-Laurent, Québec, Canada. *Revue canadienne des sciences de la Terre*, **28** : 1019–1030.
- Lamothe, M. 1989. A new framework for the Pleistocene stratigraphy of the central St-Lawrence Lowlands, southern Québec. *Géographie physique et Quaternaire*, **43** : 119–129.
- Occhiotti, S. 1980. Le quaternaire de la région de Trois-Rivières Shawinigan, Québec. Contribution à la paléogéographie de la vallée moyenne du St-Laurent et corrélations stratigraphiques. Université du Québec à Trois-Rivières. *Paléo-Québec*, n° 10.
- Schoell, M. 1980. The hydrogen and carbon isotopic of methane from natural gases of various origins. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **44** : 649–661.
- Schoell, M. 1983. Genetic characterization of natural gases. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, **67** : 2225–2238.

## ANNEXE B



# Project Summary

## Methane Emissions from the Natural Gas Industry

Matthew R. Harrison, Theresa M. Shires, Jane K. Wessels, and R. Michael Cowgill

Gas Research Institute (GRI) and the U.S. Environmental Protection Agency's (EPA's) Office of Research and Development cofunded a major study to quantify methane emissions from U.S. natural gas operations. For the 1992 base year, total methane emissions were estimated at  $314 \pm 105$  Bscf ( $6.04 \pm 2.01$  Tg), which is equivalent to  $1.4\% \pm 0.5\%$  of gross natural gas production.

Since 1992, many companies have participated in voluntary programs designed to reduce emissions. Methane emission reductions from these programs are not reflected in the report. However, methane emissions from a future incremental increase in gas sales were evaluated. Depending on the size of the potential increase in sales, estimated emissions would be between 0.5% and 1.0% of the incremental increase.

This study provides data from the U.S. natural gas industry needed for constructing global methane inventories and for determining the relative impacts of coal, oil, and natural gas use on global warming. Using this study's emissions estimate and some key assumptions, an analysis showed that the impact on warming from the use of oil and coal per unit of energy generated is much larger than that from the use of natural gas.

This study is documented in 15 volumes. Volume 2 is a technical summary that includes what was done and how the measurements and calculations were performed.

*This Project Summary was developed by EPA's National Risk Management Research Laboratory's Air Pollution Prevention and Control Division, Re-*

*search Triangle Park, NC, to announce key findings of the research project that is fully documented in 15 volumes comprising a report of the same title (see Project Report ordering information at back).*

### Introduction

This report summarizes a major study conducted by GRI and EPA to quantify methane emissions from U.S. natural gas operations. The goal was to determine these emissions to within  $\pm 0.5\%$  of natural gas production, starting at the well-head and ending immediately downstream of the customer's meter. The study was conducted because this information is needed to determine if natural gas can be used as an integral part of a fuel switching strategy to reduce the potential of global warming, and to provide data for a global methane inventory.

Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) contributes nearly as much to global warming as all other greenhouse gases combined. Since natural gas produces much less CO<sub>2</sub> per unit of energy when combusted than either coal or oil, the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), EPA, and others have suggested that, by promoting the increased use of natural gas, global warming could be reduced. However, methane, which is the major constituent of natural gas, is also an important greenhouse gas and, on a weight basis, methane is a more potent greenhouse gas than CO<sub>2</sub>. For this reason, it was important to determine if emissions from the natural gas industry are large enough to substantially reduce or even eliminate the advantage that natural gas has because of its much lower CO<sub>2</sub> emissions during combustion.

This study, like other efforts to develop emission inventories, had to address sev-

eral difficult problems. Most of these problems were primarily associated with the size and diversity of the natural gas industry and the number of sources that must be considered. This industry complexity, combined with the lack of both equipment populations and methods for estimating emissions, meant that early in the program, resources were devoted to developing comprehensive methods for estimating and extrapolating emissions. This also included selecting an accuracy goal that could reasonably be achieved but was sufficiently accurate to examine the fuel switching strategy.

Considering these issues, a method of approach was developed that

- Accounted for all emission sources;
- Measured and calculated emissions;
- Extrapolated emissions data; and
- Assessed the accuracy of the final estimate.

### Method for Estimating Emissions

This summary briefly describes the method used to estimate methane emissions from the natural gas industry.

### Accounting for All Emission Sources

The natural gas industry (shown in Figure 1) was divided into four segments: production, processing, transmission/storage, and distribution. The project established boundaries for each industry segment to specify the equipment included in the study. The guideline used for setting the boundary was to include only the equipment in each segment that is required for *marketing* natural gas.

To fully characterize the natural gas industry and account for all potential sources of methane, the four industry segments were divided into facilities, equipment, and components; and emission

sources were identified by equipment type, mode of operation, and type of emission. Equipment types included individual devices, such as a pneumatic operator; large pieces of equipment, such as a compressors; or a grouping of equipment, such as an offshore platform. Modes of operation are start-up, normal operations, maintenance, upsets, and mishaps. Emission types are fugitive, vented, and combustion.

For this project each emission source was accounted for by carefully examining the operating mode for each equipment category. This differentiation ensured that all emission sources were accounted for and that all types of emissions from the source were considered. For example, compressor engines can be a significant source of fugitive, vented, and combustion emissions that result from a variety of operating modes. During normal operations, unburned methane is emitted in the

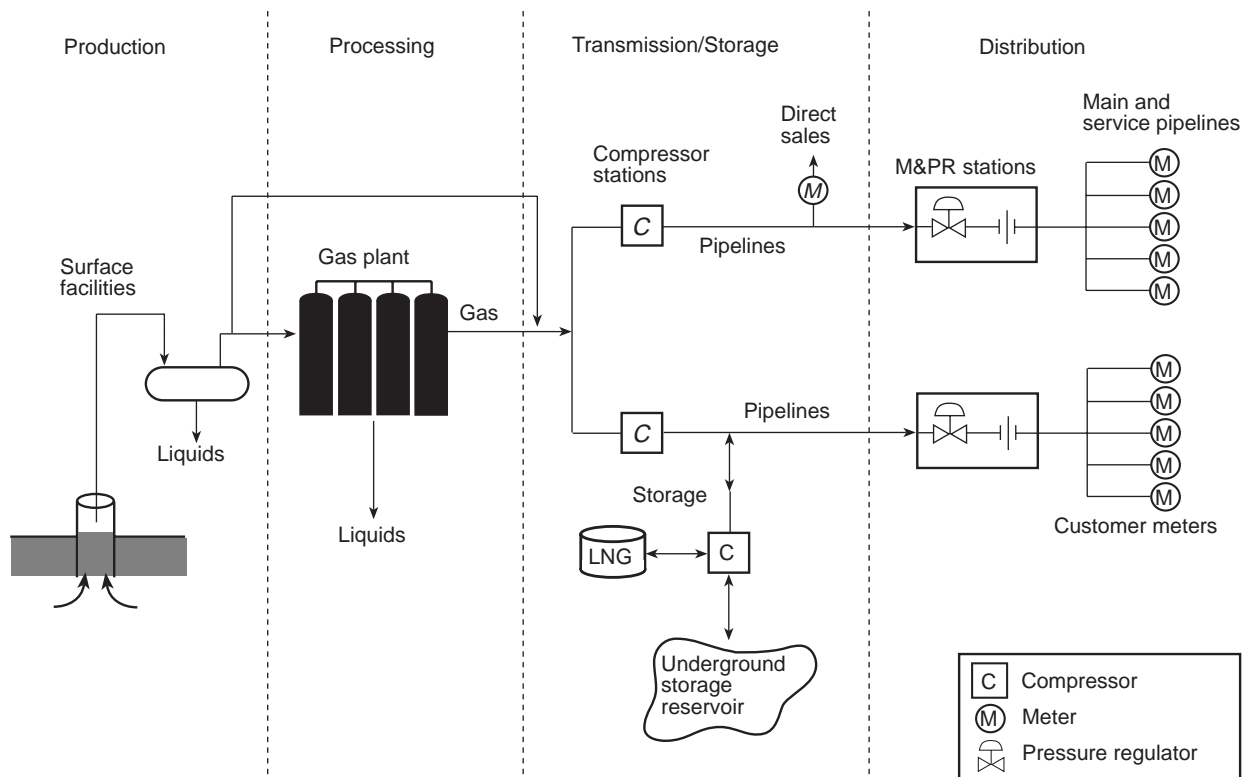


Figure 1. Gas industry flow chart.

engine exhaust, and fugitive emissions can result from leaks in valves and pressurized connections. Also, natural gas is vented during engine start-ups if natural gas is used to power the starter turbine. During upsets, natural gas is released from compressor blowdown and pressure relief valves, and natural gas is vented during compressor blowdown for maintenance.

### **Measuring and Calculating Emissions**

Initially, few methods were available for measuring and/or calculating emissions from natural gas facilities. Therefore, the early stages of this study were spent developing measurement techniques and demonstrating them in the field before using them to gather data for the study. On the basis of these proof-of-concept tests, three measurement methods were eventually chosen for use in this study. For pipeline leaks, the emission rate was measured by isolating the leaking section of pipe and measuring the amount of gas needed to maintain operating pressure in the line. For fugitive leaks from above-ground facilities, either a tracer gas method or a component emission factor approach was used.

For the tracer gas method, a tracer gas such as sulfur hexafluoride is released at a known constant rate near the methane source. The emission rate was determined by measuring the concentration of the tracer and methane downwind; since the ratio of emission rates is equal to the ratio of concentrations, the methane emission rate can be calculated.

The component emission measurement approach develops average emission rates for the basic components (valves, flanges, seals, and other pipe fittings) that comprise natural gas facilities. The total emissions from the facility are the product of the number of components times the corresponding emission factor.

New component emission factors were developed as a result of this study for natural gas production and processing facilities, compressor stations, and residential and commercial meters. Also a new "Hi-Flow" instrument was developed that can measure emissions quickly and accurately from pneumatic control devices, valves, flanges, and other pipe fittings.

In some cases it is more accurate and less complicated to calculate, rather than measure, emissions. An example is emissions from a "blowdown" to make a pipe repair. Knowing the temperature and pressure of the gas, the volume of the pipe, and the frequency of the event, emissions can be calculated. Another reason for cal-

culating emissions is that it may not be practical to measure emissions from some sources. Since annual emissions are needed for the study, it is not practical to try to measure highly variable, unsteady emissions. In developing engineering models for calculating these types of emissions, it is necessary to first understand the equipment and the nature of the process causing the emissions and then to collect field data on the frequency of the event.

### **Extrapolating Emissions**

A considerable amount of field data was collected during this study. In addition to measuring emissions and collecting information on operating characteristics of equipment and frequency of events, a substantial effort was required to collect information on equipment populations. Equipment counts are needed to extrapolate measured and calculated emissions to other similar sources in the industry.

Data were collected on each source category identified during initial stages of the project. However, because of the large number of sources in each source category, data were collected on a relatively small percentage of all sources in each category. Therefore, these data had to be extrapolated to account for the sources that were not measured in order to develop a national emissions estimate. To extrapolate the emission data, emission and activity factors were defined so that their product equals the annual nationwide emissions from a given source category. Typically, the emission factor is defined as the average annual emissions from a piece of equipment or event. The activity factor would then be the national population (i.e., the total equipment count or total number of events). For example, if fugitive emissions from compressor engines is the source category, then average emissions per engine would be the emission factor, and the number of engines would be the activity factor.

Although this approach is straightforward, the application proved to be difficult due to the lack of data on equipment populations and operational events. Limited information is available on a national basis. Collecting data on activity factors, e.g., number of separators, pneumatic control devices, miles of gathering lines, blowdown events, required a large number of site visits and was therefore a major part of the study.

### **Assessing Accuracy**

The accuracy of the emissions estimate depends on the precision and bias of both the activity and emission factors. In devel-

oping activity factors, as in conducting emission measurements, care was taken in developing sampling protocols, detecting and eliminating bias, and developing methods for calculating precision.

The accuracy goal of the project was to determine emissions from the natural gas industry to within  $\pm 0.5\%$  of gross natural gas production. This goal was established based on the accuracy needed for constructing emission inventories for use in global climate change models and for assessing the validity of the proposed fuel switching strategy.

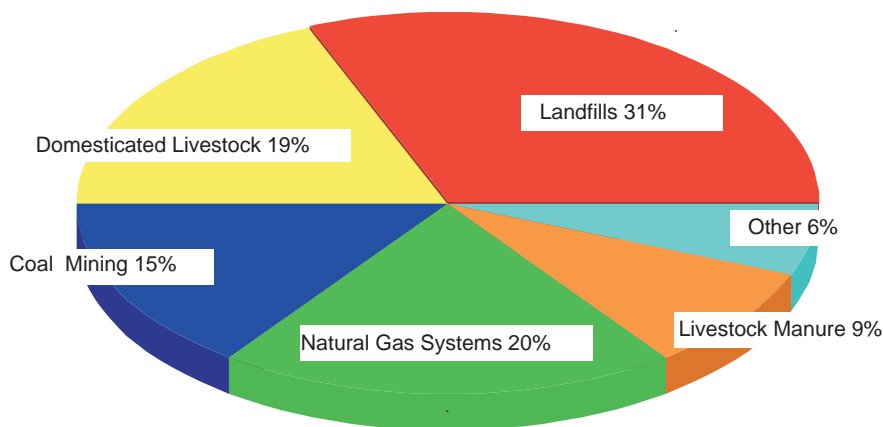
The first step in achieving the accuracy goal was to develop accuracy targets for each source category. Accuracy targets were assigned so that a higher degree of accuracy would be required for the largest sources while achieving the overall program goal. This had the additional advantage of automatically assigning more program resources to the most important source categories.

Accuracy is made up of precision and bias. Precision can be calculated, but bias can only be minimized. To minimize bias, a sampling approach similar to disproportionate stratified random sampling was developed. A project review committee was established and industry advisory groups were formed for production, transmission, and distribution to review the program and ensure that any potential for bias was identified and eliminated. Also the data were analyzed to ensure that data were not sampled disproportionately with respect to the parameters that had a large impact on emissions. This not only minimized bias but also reduced the impact that outlying data points had on the result. The precision of the activity and emission factors was calculated for a 90% confidence level from the number of data points collected and the standard deviation. The precision of the emission estimate for each source category as well as the national estimate was also calculated in a statistically rigorous fashion.

## **Results**

### **1992 Baseline Emissions**

Total methane emissions from the natural gas industry for the 1992 baseline year are  $314 \pm 105$  Bscf ( $6.04 \pm 2.01$  Tg). This is approximately  $1.4\% \pm 0.5\%$  of gross natural gas production, a result that meets the project accuracy goal. This represents approximately 19% of total U.S. anthropogenic emissions, based on methane emission estimates reported by the EPA for major anthropogenic sources (see Figure 2).



**Figure 2.** Contribution of major methane sources to total U.S. anthropogenic emissions.

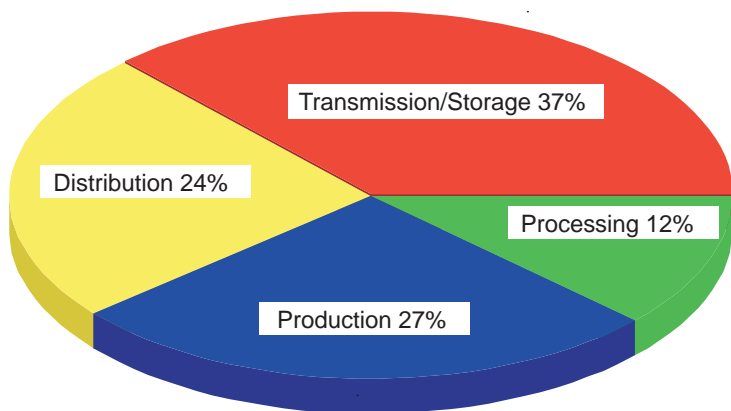
Figure 3 presents methane emissions for the natural gas industry by industry segment. The transmission/storage segment accounts for the largest portion of emissions (37%) with the processing segment contributing the least (12%).

The largest emission sources for each industry segment are presented in Table 1. Fugitive emissions are the largest contributor to methane emissions from natural gas processing, transmission, and storage. Nearly 90% of these emissions result from leaks on compressor components such as the suction, discharge, blowdown, and pressure regulator valves and compressor seals. Fugitive emissions from all compressor components are approximately 80 Bscf (1.6 Tg), while fugitive emissions from all other compressor station components, such as yard piping and filter-separators, are approximately 10

Bscf (0.19 Tg). Compressor engine exhausts are responsible for slightly more than 25 Bscf (0.48 Tg) of methane emissions.

Fugitive emissions from pipelines are approximately 48 Bscf (0.93 Tg), of which 42 Bscf (0.80 Tg) is from distribution piping. Distribution piping systems actually emit 51 Bscf (0.98 Tg), but approximately 18% of the natural gas leaked is oxidized in the soil by methanotrophs. Approximately 22 Bscf (0.42 Tg) is leaked from cast iron mains that constitute only 6% of the total length of distribution main pipelines. However, most cast iron leaks are very small and, since the oxidation rate varies inversely with leak rate, only 60% of the leaks (13 Bscf or 0.25 Tg) reach the surface.

The two largest methane emission sources in natural gas production are



**Figure 3.** Summary of methane emissions.

pneumatic control devices and fugitives. Prior to this study, pneumatic devices were not considered a major emission source. Approximately a third of these devices bleed natural gas to the atmosphere continuously. Pneumatic devices are the largest source of methane emissions in the production segment, accounting for 31 Bscf (0.60 Tg). Total fugitive emissions from production equipment are large even though the average leak rate is small, because of the large number (approximately 80 million) of valves, connectors, and other pipe fittings on equipment located at production sites across the country.

### ***Emissions from Incremental Increases in Gas Sales***

Consumption of natural gas has increased since the 1992 base year. To determine the effect that this increase and future increases will have on emissions, a study was conducted to determine the percent increase in emissions resulting from an incremental increase in natural gas production and sales. The study found that increases in throughput would, in many cases, produce increases in emissions. However, the average increase in emissions would be proportionally smaller than the increase in system throughput.

The study examined the consequences of increasing gas sales by 5%, 15%, and 30% under three scenarios: uniform, winter peak, and summer peak load profiles. All segments of the gas industry were examined to determine the percent increase in equipment that would be needed to meet the increased demand. The percent increase in emissions was then estimated based on changes in the current system that would be required to accommodate the increase in gas sales. The GRI/EPA emission estimate was used to calculate the percent increase in emissions that would result from an incremental increase in natural gas sales for several scenarios examined in the study.

The most realistic scenario assumed that the system would be expanded using the latest technologies, whereas the most conservative scenario assumes that the expanded system mirrors the existing system. Generally, as the system expands, the emission rate for the expansion would be less, as a percent of throughput, than for the base system. Emissions from a system load increase (an increase in consumption of gas) of 30% would emit at only one- to two-thirds of the base emission rate. For example, if gas production increased by 30% (6 to 7 trillion cubic feet per year), emissions from the system expansion would be between 30 and 70

**Table 1.** Largest Emission Sources by Industry Segment

Segment	Source	Annual Methane Emissions		Percent of Segment Total
		(Bscf)	(Tg)	
Production	Pneumatic devices	31	0.60	37
	Fugitive emissions	17	0.33	21
	Dehydrators	14	0.28	17
	Other	21	0.41	25
Processing	Fugitive emissions	24	0.47	67
	Compressor exhaust	7	0.13	19
	Other	5	0.10	14
Transmission/Storage	Fugitive emissions	68	1.30	58
	Blow and purge	19	0.36	16
	Pneumatic devices	14	0.27	12
	Compressor exhaust	11	0.22	10
	Other	5	0.10	4
Distribution	Underground pipeline leaks	42	0.80	54
	Meter and pressure regulating stations	27	0.53	35
	Customer meters	6	0.11	8
	Other	2	0.04	3
<b>Total<sup>1</sup></b>		<b>314 Bscf</b>	<b>6.04 Tg</b>	

<sup>1</sup> Individual sources may not sum exactly to total shown due to roundoff errors.

Bscf. These emissions, when divided by the incremental production, are equivalent to an emission rate between 0.4% and 1.0% of incremental production. This is much lower than the 1.4% of production emitted from the current base system for 1992.

Emissions are lower for an incremental increase in gas sales because the current system has excess capacity and any additional equipment that would have to be installed to meet increased demand would use current and lower emitting technology. A few examples of these technologies are no-bleed pneumatic devices, turbine compressor engines, and plastic pipe instead of steel and cast iron mains.

### Emissions and Fuel Switching

The estimate of methane emissions from natural gas operations was used in an analysis to determine if the potential for global warming could be reduced by switching from coal or oil to natural gas. Emissions from coal and oil were estimated from other sources. Other than CO<sub>2</sub> and methane, emissions from other greenhouse gases from the fuel cycle of fossil fuels are negligible. Methane, however is a more potent greenhouse gas than CO<sub>2</sub>. The approach used was to determine the emissions of methane and CO<sub>2</sub> for the complete fuel cycle of natural gas, oil, and coal, and to convert the methane emis-

sions to equivalent CO<sub>2</sub> using the Global Warming Potential (GWP).

The GWP is an index that relates the impact of releasing quantities of the various greenhouse gases to the release of an amount of CO<sub>2</sub> that would produce the same impact on global warming. Currently, there is a great deal of uncertainty in the time period associated with the GWP of methane. Typical time periods range from 50 to 500 years, which correspond to GWP values of 34 and 6.5, respectively. This means that 1 lb of methane is equivalent to between 6.5 and 30 lb of CO<sub>2</sub>.

Equivalent CO<sub>2</sub> emissions from the fuel cycle of natural gas were calculated to be 132 lb/10<sup>6</sup> Btu (57 kg/GJ) for a GWP of 6.5 and 152 lb/10<sup>6</sup> Btu (66 kg/MJ) for a GWP of 34. Even for a GWP of 34, the analysis showed that, compared to natural gas, oil has 1.2 times the impact on global warming and coal has 1.5 times the impact.

### Conclusions

Based on data collected, methane emissions from natural gas operations are estimated to be 314 ± 105 Bscf (6.04 ± 2.01 Tg) for the 1992 baseline year. This is approximately 1.4% ± 0.5% of gross natural gas production. This study also determined that the percentage of methane emitted per gas production rate for an incremental increase in natural gas sales would be between 1.19% and 1.38% of

the total gas production, compared to 1.4% of production for the baseline case.

Results from this study were used to compare greenhouse gas emissions from the fuel cycle for natural gas, oil, and coal using the GWPs recently published by the IPCC. The analysis showed that natural gas contributes significantly less to global warming per unit of energy than coal or oil, which supports the fuel switching strategy suggested by IPCC and others.

This study, like other efforts in developing emission inventories, had to address the following typical but nevertheless difficult problems:

- Collecting demographic information;
- Developing methods for measuring and calculating emissions;
- Extrapolating a limited amount of data to a large, diverse national population; and
- Determining the accuracy of the final estimates.

The most difficult of these is evaluating the accuracy. Accuracy targets were established for each source category that would be needed to achieve the overall accuracy goal of the study. A sampling procedure with checks for bias was then established, data were collected, and the precision of the emission estimate was rigorously calculated for each category, as well as for the national estimate.

During the course of the study, equipment population in the gas industry was collected and new methods were developed for measuring emissions from a variety of sources. Unique methods were developed using tracer gas techniques, and a new "Hi-Flow" instrument was developed that provides a quick, cost-effective method for measuring the leak rate of valves, seals, pneumatic devices, and connectors.

In addition, results from this study are being used by the natural gas industry to reduce operating costs while reducing emissions. Some companies are also participating in the Natural Gas-Star program, a voluntary program sponsored by EPA's Office of Air and Radiation in cooperation with the American Gas Association to implement cost-effective emission reductions and to report reductions to the EPA. Since this program was begun after the 1992 baseline year, any reductions in methane emissions from this program are not reflected in this study's total emissions.

In conclusion, the project reached its accuracy goal and provides an accurate estimate of methane emissions for 1992 gas industry practices. The results can be used to construct U.S. methane inventories and analyze fuel switching strategies.

Matthew R. Harrison, Theresa M. Shires, Jane K. Wessels, and R. Michael Cowgill are with Radian International LLC, Austin, TX 78720-1088.

**David A. Kirchgessner** is the EPA Project Officer (see below).

The complete report, consisting of 15 volumes, is titled "Methane Emissions from the Natural Gas Industry" and has the following order numbers and costs:

The set (Order No. PB97-142913; Cost: \$331.00, subject to change)

Volume 1: Executive Summary (Order No. PB97-142921; Cost: \$19.50, subject to change)

Volume 2: Technical Report (Order No. PB97-142939; Cost: \$31.00, subject to change)

Volume 3: General Methodology (Order No. PB97-142947; Cost: \$38.00, subject to change)

Volume 4: Statistical Methodology (Order No. PB97-142954; Cost: \$31.00, subject to change)

Volume 5: Activity Factors (Order No. PB97-142962; Cost: \$31.00, subject to change)

Volume 6: Vented and Combustion Source Summary (Order No. PB97-142970; Cost: \$21.50, subject to change)

Volume 7: Blow and Purge Activities (Order No. PB97-142988; Cost: \$25.00, subject to change)

Volume 8: Equipment Leaks (Order No. PB97-142996; Cost: \$31.00, subject to change)

Volume 9: Underground Pipelines (Order No. PB97-143002; Cost: \$25.00, subject to change)

Volume 10: Metering and Pressure Regulating Stations, Etc. (Order No. PB97-143010; Cost: \$21.50, subject to change)

Volume 11: Compressor Driver Exhaust (Order No. PB97-143028; Cost: \$25.00, subject to change)

Volume 12: Pneumatic Devices (Order No. PB97-143036; Cost: \$25.00, subject to change)

Volume 13: Chemical Injection Pumps (Order No. PB97-143044; Cost: \$21.50, subject to change)

Volume 14: Glycol Dehydrators (Order No. PB97-143051; Cost: \$21.50, subject to change)

Volume 15: Gas-Assisted Glycol Pumps (Order No. PB97-143069; Cost: \$21.50, subject to change)

These volumes will be available only from  
National Technical Information Service  
5285 Port Royal Road  
Springfield, VA 22161  
Telephone: 703-487-4650

The EPA Project Officer can be contacted at  
Air Pollution Prevention and Control Division  
National Risk Management Research Laboratory  
U.S. Environmental Protection Agency  
Research Triangle Park, NC 27711

United States  
Environmental Protection Agency  
Center for Environmental Research Information  
Cincinnati, OH 45268

Official Business  
Penalty for Private Use  
\$300

EPA/600/SR-96/080

BULK RATE  
POSTAGE & FEES PAID  
EPA  
PERMIT No. G-35



## ANNEXE C

Description Well log Composite log SIGPEG Reports

Junex, Champlain No 1 A251

 This well has been re-entered : [Re-entry data](#)
**Identification**

Year of drilling : 2006  
 Geological region : A-Basses-Terres (sols consolidés)  
 Lot :  
 Range :  
 Township :  
 Parish :  
 Location note : 100 m au Nord de la route Notre-Dame (132)  
 Latitude (NAD83) : 46° 24' 54,3"  
 Longitude (NAD83) : 72° 24' 04,8"  
 NTS map-sheet number : 31108  
 Licence number : 2002PG597  
 Depth : 750 m/KB  
 Ground elevation : 6.0 m/mer  
 Rotary table elevation (KB) : 8.0 m/mer  
 Well status : Abandonné\indices de gaz  
 Well type : Puits d'exploration «Wildcat»  
 Licence holder : Junex Inc.  
 Partners : n.d.  
 Operator : Junex Inc.  
 Drill set-up on : Ligne sismique C2005-03 (point de tir #264)  
 Drilling contractor : Foragaz Inc.  
 Drilling rig type : Rotative  
 Composite log : Non  
 Public on : 2009-11-03

**Chronology**

Event	Starting date	Ending date
Forage	2006-08-28	2006-11-03
Réentrée	2007-04-04	2007-05-11

**Casing**

Type	Top	Base	Diameter	Weight	Amount of cement
Conducteur	2.2 m/KB	37.5 m/KB	244.6 mm	32.0 lbs/pi	n.d.
Surface	2.2 m/KB	90.0 m/KB	177.0 mm	20.0 lbs/pi	5.0 m <sup>3</sup>
Intermédiaire	2.2 m/KB	644.5 m/KB	115.0 mm	n.d.	9.1 m <sup>3</sup>
Tubage de production	2.2 m/KB	740.7 m/KB	60.0 mm	4.6 lbs/pi	n.d.

**Geology**

Lithology	Group	Formation	Top	Base	Thickness
-----------	-------	-----------	-----	------	-----------

Dépôts meubles	n.d.	n.d.	2.2 m/KB	36.0 m/KB	33.8 m
Siltstone, mudstone (+/-grès)	Lorraine	n.d.	36.0 m/KB	618.0 m/KB	582.0 m
Shale, calcaire dolomitique	Utica	n.d.	618.0 m/KB	750.0 m/KB	132.0 m

## Shows

Show type	Top	Base	Shows	Pressure	Remarks
Gaz	315.0 m	315.0 m	n.d.	n.d.	Petit indice de gaz (77%).
Gaz	405.0 m	405.0 m	n.d.	n.d.	Petit indice de gaz (98%).
Gaz	425.0 m	425.0 m	n.d.	n.d.	Petit indice de gaz (100%).
Gaz	490.0 m	490.0 m	n.d.	n.d.	Petit indice de gaz (98%).
Gaz	560.0 m	560.0 m	n.d.	n.d.	Petit indice de gaz (96%).
Gaz	636.0 m	636.0 m	n.d.	n.d.	Bon indice de gaz (100%).
Gaz	655.0 m	655.0 m	n.d.	n.d.	<u>Important indice de gaz (100%).</u> <u>Mise en gaz du pu...</u>
Gaz	662.0 m	662.0 m	n.d.	n.d.	Important indice de gaz (100%).
Gaz	725.0 m	725.0 m	n.d.	n.d.	Bon indice de gaz (78%).

## Fluid analyses

Analysis type	Top	Base	Formation	Remarks
Eau	n.d.	n.d.	n.d.	Calcium = 38 000 mg/L Potassium = 790 mg/L Magnésium = 1300 mg/L Sodium = 12 000 mg/L Strontium = 1300 mg/L Chlorures = 200 000 mg/L PH = 4,16 Conductivité = 160 000 uS/cm
Pétrole	644.0 m	750.0 m	Utica/Trenton	Viscosité cinématique: -5oC = 0,7430 cSt 0oC = 0,7050 cSt 5oC = 0,6700 cSt 10oC = 0,6370 cSt 15oC = 0,6060 cSt 20oC = 0,5720 cSt 12oC(extrapolé) = 0,6200 cSt 25oC(extrapolé) = 0,1800 cSt  Densité mesurée à 15oC = 686,2 kg/m3 Gravité API à 15oC = 74,7 "Pour Point" (ASTM D-97) = < -60oC "Flash Point" - "Pensky-Martens Closed Cup" (corrigé à 101,3 kPa) (ASTM D-92) = < -2oC Valeur calorifique (ASTM D-240) = 19 540 BTU/lb
Pétrole	410.0 m	510.0 m	Lorraine	Valeur calorifique (ASTM D-240) = < 50 BTU/lbs
Pétrole	636.0 m	636.0 m	Utica	Valeur calorifique (ASTM D-240) = < 50 BTU/lbs

Analyse d'un échantillon par chromatographie:

Gaz	n.d.	n.d.	n.d.	87,74% méthane 8,17% éthane 2,24% propane 0,46% azote 0,59% I-butane 0,40% N-butane 0,18% I-pentane 0,13% N-pentane 0,004% Néo-pentane 0,03% I-hexane 0,03% N-hexane 0,005% Cyclohexane 0,008% N-heptane 0,003% N-octane 0,001% N-nonane 0,03% CO2  Pouvoir calorifique: PCS Odegré C = 44,93 Mjoulés/m3 (1206,0 BTU/pi3) PCI Odegré C = 40,57 Mjoulés/m3 (1088,9 BTU/pi3) Masse volumique: 0,8293 Kg/m3 (0,05178 lbs/pi3)
-----	------	------	------	--

**Drilling fluids**

Type	Composition	Top	Base	Density	PH	Remarks
Eau	Eau	n.d.	659.0 m	n.d.	0.0	Densité de la boue entre 39 et 662 mkb = 1,02 à 1,36. Densité de la boue entre 662 et 750 mkb = 1,39 à 1,55.
Eau	Eau, CaCl2	659.0 m	750.0 m	n.d.	0.0	n.d.

**Samples**

Type	Serial number	Sample number	Top	Base
Déblais	D1	1	2.5 m	750.0 m
Fiole	F1	1	2.5 m	747.5 m
Fiole	F2	1	2.5 m	122.5 m
Fiole	F2	2	250.0 m	747.5 m

Québec 

© Gouvernement du Québec, 2010

## ANNEXE D

**DnB NOR  
Markets**

Oslo, 9 novembre 2010

Madame Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

Objet : Le développement durable de l'industrie des gaz de shale au Québec

Madame,

La présente a pour but de vous présenter notre point de vue sur le développement de l'industrie des gaz de shale au Québec. DnB NOR Markets constitue la filière investissement et services bancaires de la DnB NOR Bank, une maison de courtage commerciale, d'investissement et de services bancaires dans le domaine de l'énergie dont l'actif avoisine les 300 milliards de dollars. En tant que principal souscripteur de Questerre Energy Corporation (« Questerre ») à la Bourse d'Oslo, nous suivons étroitement le dossier des gaz de shale au Québec depuis une dizaine d'années. Nous croyons que la zone ressource de l'Utica représente une des plus importantes possibilités de développement énergétique en Amérique du Nord, notamment en raison du volume de gaz en place, du facteur de récupération potentielle et des prévisions économiques. L'industrie pétrolière et gazière du Québec se trouve à une croisée des chemins. Les investisseurs surveillent attentivement les actions et les décisions des gouvernements provincial et fédéral, lesquelles détermineront directement la capacité du Québec à s'établir à plus ou moins brève échéance comme un important producteur gazier.

DnB NOR Markets a dépêché récemment de nombreux représentants à la conférence de l'Association pétrolière et gazière du Québec. Notre présence ne se limitait pas à un geste d'appui à l'égard de Questerre, un de nos principaux partenaires d'investissement, mais avait également pour but de nous informer des développements susceptibles de se répercuter sur l'industrie des gaz de shale au Québec.

Jusqu'à présent, nous avons remarqué un intérêt marqué de la part de nos investisseurs de Norvège, d'Europe et des États-Unis à investir du capital pour financer le développement de l'industrie du gaz naturel au Québec. En dépit du stade préliminaire du projet, nos investisseurs ont consenti un capital actions de plus de 200 millions de dollars à Questerre. Ce montant représente environ 50 % de tout le capital amassé par les sociétés engagées dans le développement des gaz de shale au Québec et inscrites à la Bourse de Toronto, ce qui illustre clairement le pouvoir des investisseurs de la Bourse d'Oslo.

En raison de l'intérêt des investisseurs norvégiens et européens, les parts de Questerre sont parmi les plus activement transigées à la Bourse d'Oslo, ce qui explique l'inscription de la société à l'indice OBX. Ainsi, les transactions relatives aux actions de Questerre à la Bourse d'Oslo excèdent celles à la Bourse de Toronto, dans un rapport d'environ 9 à 1. Autrement dit, nos investisseurs constituent une source de capital non négligeable pour le développement de cette ressource énergétique.

Les investisseurs norvégiens sont à l'aise avec la part de risque ou de gain inhérente à l'exploitation des gaz de shale et sont prêts à appuyer pendant des années les sociétés extractrices durant les stades préliminaires d'exploration ou d'exploitation, jusqu'à ce que le projet se révèle rentable. Ce type d'appui s'explique en partie par la perception d'absence de risque politique et de présence de régime établi de gestion environnementale. De plus en plus, les investisseurs n'évaluent plus seulement la valeur des zones ressources en fonction de considérations économiques, mais tiennent compte du risque pays, de l'attrait du régime

financier ainsi que des questions environnementales potentielles ou des responsabilités des exploitants.

Jusqu'à récemment, le Québec obtenait un très bon classement sur tous ces points. Toutefois, les investisseurs perçoivent clairement un changement d'attitude de la part du gouvernement du Québec quant à la priorité accordée au développement de l'industrie pétrolière et gazière. Ce changement de cap est préoccupant, car les investisseurs commencent à perdre confiance en ce projet en raison de possibles retards liés à des questions environnementales ou à des lacunes réglementaires en matière d'exploitation pétrolière et gazière. Cette perte de confiance aura pour effet que les capitaux seront investis ailleurs, dans des zones ressources exemptes de tels obstacles.

La décision du gouvernement du Québec de suspendre les activités liées à l'exploitation pétrolière et gazière dans certaines régions de la province a entraîné une bonne part d'incertitude chez les investisseurs. Le rendement des actions de Questerre depuis la fin de septembre l'illustre bien : elles ont subi une baisse de 35 %, alors que l'ensemble du marché a connu une hausse de 8 %. Nous sommes d'avis que la situation ne connaîtra aucune amélioration marquée avant que ces questions ne soient résolues. Pour que les investisseurs consentent à financer la croissance de sociétés comme Questerre, ils doivent être en mesure d'en déterminer la valeur théorique.

Actuellement, la confusion entourant certaines lois cadres et questions environnementales clés rendent cet exercice difficile voire impossible. Cela complique grandement la recherche de capital des exploitants et peut en bout de piste limiter l'exploitation des gaz de shale au Québec. Puisqu'une bonne part des sociétés québécoises appelées à intervenir sont sous-financées et de petite taille, nous comprenons mal comment l'industrie pétrolière et gazière québécoise pourrait prospérer sans l'appui d'investisseurs. Nous estimons que la production commerciale ne peut débuter avant 2013 ou 2014, ce qui fait de l'accès au capital une nécessité vitale. Nous sommes d'avis que les marchés de capitaux propres sont effectivement fermés à ces petits exploitants tant et aussi longtemps qu'un climat politique stable et favorable ne sera pas établi au Québec.

À long terme, nous demeurons toutefois très optimistes en ce qui concerne l'industrie pétrolière et gazière québécoise. Des capitaux propres et des capitaux d'emprunt seront disponibles pour financer son développement si ces questions sont résolues de façon opportune. En outre, les déclarations à venir du gouvernement du Québec enverront un signal déterminant aux investisseurs; ces derniers doivent être rassurés et percevoir que les discussions progressent dans la bonne direction.

Nous demeurons prêts à appuyer Questerre et d'autres sociétés afin de contribuer à faire de l'industrie pétrolière et gazière québécoise un succès et espérons pouvoir apporter un point de vue constructif dans le processus de discussion entamé.

Je vous prie d'agréer, Madame, l'expression de mes salutations distinguées,

Au nom de :

DnB NOR Bank ASA

DnB NOR Markets

## Pareto Securities AS

Dronning Mauds gate 3

P.O. Box 1411 Vika

N-0115 Oslo, Norway

Tél. : +47 22 87 87 00

Télé. : +47 22 87 87 10

[www.pareto.no](http://www.pareto.no)

Org. n° 956 632 374 MVA

Le 5 novembre 2010

Mme Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

### **Objet : Investir dans la mise en valeur de l'industrie du gaz de shale au Québec**

Madame,

Il existe plusieurs ressemblances entre le Canada et la Norvège. Nos deux économies sont axées sur les ressources naturelles et comptent un secteur de l'énergie vaste et important. Qui plus est, le Canada et la Norvège sont les principaux pays exportateurs de gaz dans le monde, tout juste après la Russie. L'énergie est le principal secteur représenté à la bourse d'Oslo et, au cours des dernières années, le marché des capitaux de la Norvège a été marqué par un intérêt croissant des investisseurs dans le secteur de l'énergie canadien, intérêt qui a d'ailleurs servi d'assise à la conclusion d'un accord de coopération entre les bourses des deux pays. Cet accord a notamment pour objectif de favoriser l'élaboration d'un cadre qui encourage et facilite la double cotation d'entreprises sur les marchés boursiers norvégien et canadien ainsi que la mise en place d'organismes de réglementation, de professionnels des marchés des capitaux et de participants au sein de chaque pays. Cet accord marque une étape cruciale dans le resserrement des liens entre les marchés boursiers de nos deux pays.

Pareto ([www.pareto.no](http://www.pareto.no)) est la première banque d'investissement norvégienne dans le secteur de l'énergie : depuis 2005, nous avons apporté quelque 35 milliards de dollars US en RCI auprès de nos clients investisseurs dans ce secteur. Même si le marché financier a essuyé plusieurs revers au cours des dernières années, Pareto a constaté que les projets de gaz de shale en Amérique du Nord suscitent un intérêt marqué auprès des investisseurs.

Pareto entretient une relation durable avec Questerre Energy et appuie ses activités d'exploration de gisements de gaz naturel au Québec depuis plusieurs années. La volonté de cette société d'investir au Québec est frappante, et depuis 2005, Questerre a réuni un capital actions de 250 millions de dollars US. Bien qu'environ 85 % de ce montant provienne de l'extérieur de la Norvège, Questerre est aujourd'hui membre de l'OBX, indice qui regroupe les 25 valeurs mobilières affichant la plus grande liquidité à la bourse d'Oslo.

Si Questerre bénéficie d'un solide appui du marché de capitaux norvégien, c'est parce qu'elle est axée sur l'exploration de gisements de gaz naturel à haut risque et à fort potentiel au



Québec. Il va sans dire que ce soutien de longue date a grandement contribué à la notoriété de Questerre au Québec, particulièrement lorsque l'entreprise ne suscitait pas l'intérêt des investisseurs canadiens.

La récente évolution négative du cours des actions des entreprises gazières québécoises reflète les inquiétudes des investisseurs concernant la stabilité de la réglementation et la compétitivité du Québec. De fait, le développement de l'industrie gazière au Québec sera tributaire de l'accès à un capital substantiel, et l'instrument clé permettant la consolidation d'un tel capital est un cadre à la fois stable, compétitif et prévisible.

La société norvégienne a grandement bénéficié de la production gazière et pétrolière : grâce à un cadre fiscal et réglementaire stable, l'industrie a connu un développement fructueux axé sur l'investissement socialement responsable et l'environnement, suscitant ainsi l'intérêt de la communauté internationale d'investisseurs pour l'industrie pétrolière et gazière norvégienne. S'il disposait d'un cadre stable et compétitif, le Québec saurait probablement s'attirer les faveurs d'un nombre toujours croissant d'investisseurs, à la façon de la Norvège et du reste du Canada.

C'est pourquoi nous sommes convaincus de l'intérêt grandissant qui sera porté au financement de projets comme celui des gaz de shale de l'Utica une fois un tel cadre instauré.

Cordialement,

Hans Jacob Holden

Responsable du secteur pétrolier et gazier – Financement corporatif  
Pareto Securities AS

SEB ENSKILDA

Le 9 novembre 2010

Mme Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

Objet : QUESTERRE ENERGY CORPORATION

Chère Madame,

SEB Enskilda AS (« SEB Enskilda ») figure parmi les grandes banques d'investissement norvégiennes. Depuis de nombreuses années, nous assumons le rôle de partenaire et de conseiller financier de Questerre Energy Corporation (« Questerre »), société qui est en train d'établir le potentiel commercial des gaz de shale de l'Utica qu'elle a découverts dans les basses terres du Saint-Laurent, au Québec.

Bien que Questerre possède des actifs en dehors de la Norvège, les investisseurs norvégiens sont généralement ouverts aux propositions d'investissement à l'étranger dans le secteur pétrolier et gazier et classent ces occasions mondiales selon différents critères, tels que les relations risque-rentabilité, la stabilité politique et fiscale et les répercussions environnementales. Confortés par le choix préférentiel du gaz naturel parmi tous les combustibles fossiles pour son faible impact environnemental, les investisseurs norvégiens misent sur la grande rentabilité des gisements de gaz de shale nord-américains. Ainsi, Questerre a pu obtenir plus de 178 millions de dollars canadiens en capital actions sur le marché financier norvégien, principalement pour ses activités liées aux gaz de schiste au Québec.

Au cours de la dernière décennie, Questerre a ainsi tiré la majorité des capitaux destinés à financer son plan d'affaires des marchés financiers norvégiens. La société accorde une place fondamentale à l'élargissement de ses actifs au Québec. Quant aux investisseurs canadiens, nous avons constaté qu'ils avaient commencé il y a deux ans et demi seulement à appuyer le plan d'affaires de Questerre par des capitaux importants.

Les investisseurs étrangers ont toujours considéré le Québec comme une région stable. C'est pourquoi les entreprises qui y investissent jouissent d'un coût de capital bas par rapport à d'autres pays. Vous vous souvenez sûrement de la présentation de Mme France Bourdon, directrice du développement des affaires d'Investissement Québec, intitulée « Invest Québec – your unique, lifelong business partner ensuring success of your North American business venture » (Investissement Québec, votre fidèle partenaire, garant du

*Adresse postale :* Scandinavian House, 2 Cannon Street, London, EC4M 6XX, United Kingdom  
*Téléphone :* +44 20 7246 4000  
*Télécopie :* +44 20 7329 4583

succès de vos entreprises commerciales en Amérique du Nord), prononcée le 26 octobre à l'occasion du petit-déjeuner d'information offert par la Canadian Norwegian Business Association (CNBA) à l'ambassade du Canada à Oslo. Cependant, nous sommes d'avis que les événements récents qui se sont produits au Canada ont suscité une certaine inquiétude chez les investisseurs norvégiens. Si le projet de moratoire ou les changements dans le régime financier de la mise en valeur du gaz de shale venaient à être promulgués, le coût du capital des entreprises présentes au Québec pourrait sensiblement augmenter.

Les conséquences du projet de moratoire ont été principalement négatives pour Questerre : si des entreprises similaires cotées à la bourse d'Oslo ont vu leurs actions bondir de 15,6 % en moyenne, le cours des siennes a chuté de 36,6 % depuis le 30 septembre 2010, alors que le marché général norvégien a connu une augmentation de 8,1 %. Les investisseurs norvégiens sont déçus et découragés, car ils ont fait des investissements importants au Québec, pensant que la région jouissait d'un climat financier et réglementaire stable.

Nous pensons que l'abandon du moratoire rassurerait les investisseurs norvégiens. Ils continueraient alors de soutenir les efforts de Questerre et d'autres entreprises en vue de l'exploitation d'une source d'énergie écologique qui profiterait non seulement aux investisseurs, mais également aux collectivités locales.

Je vous prie d'accepter, chère Madame, l'expression de mes sentiments distingués.

Henrik Tangen  
Directeur  
SEB Enskilda AS

*Adresse postale :* Scandinavian House, 2 Cannon Street, London, EC4M 6XX, United Kingdom  
*Téléphone :* +44 20 7246 4000  
*Télécopie :* +44 20 7329 4583

Le 10 novembre 2010

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

À l'attention de Madame Monique Gélinas, coordonnatrice du secrétariat de la commission

**Objet : Développement durable de l'industrie des gaz de schiste**

Madame,

Dans le cadre des consultations relatives aux gaz de schiste menées par le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, nous aimerions présenter ci-après des arguments à l'appui de l'un de nos clients et partenaires commerciaux de confiance, Questerre Energy Corporation.

Valeurs mobilières Dundee est une division de Marchés financiers Dundee et un membre de Patrimoine Dundee inc., société de services financiers et de gestion de placements qui possède plus de 550 bureaux d'un océan à l'autre, dont près de 20 au Québec. Nous faisons affaire avec Questerre Energy depuis plusieurs années, notamment par le truchement de notre division de Calgary. Nous tenons l'entreprise ainsi que ses dirigeants en très haute estime et accordons beaucoup d'importance aux liens tissés avec eux.

Financer la mise en valeur de gisements dans les secteurs des ressources et de l'énergie s'inscrit dans la longue tradition que nous a transmise Ned Goodman, notre fondateur et président du conseil, et qui a façonné l'histoire de Patrimoine Dundee. Questerre Energy figure parmi les nombreuses sociétés pour lesquelles nous avons le privilège d'intervenir sur les marchés financiers. Une entreprise de sa trempe nous permet d'entrevoir l'avenir avec optimisme.

Questerre Energy a prouvé qu'elle était à la fois fiable, engagée et très sensible au débat suscité par ses activités. Nous croyons qu'elle peut contribuer positivement aux discussions ayant cours au Québec. Par ses gestes, ses opérations et sa bonne gouvernance, elle saura établir des normes élevées en matière de développement énergétique.



Nous vous invitons par ailleurs à prendre conscience de l'ampleur des besoins en approvisionnement futurs et à ne pas vous limiter aux données laissant entendre que les gaz de schiste ne constituent pas une nécessité immédiate ni, par conséquent, une occasion à saisir. Cette source d'énergie de remplacement sera appelée à jouer un rôle prépondérant dans l'avenir de la Belle Province.

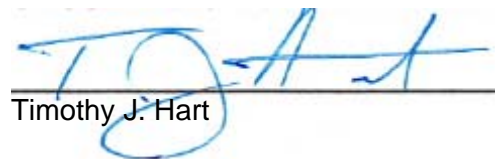
À notre avis, un gouvernement fort doit à la fois être visionnaire et saisir parfaitement les enjeux actuels. Il lui faut aussi pouvoir compter sur des partenaires de choix qui veulent s'investir pour créer de nouveaux emplois durables et favoriser la croissance de façon responsable. La population québécoise est en droit de s'attendre à des normes et garanties qui assureront l'équilibre entre le développement énergétique et la protection de l'environnement. Elle ne peut toutefois pas se permettre de négliger les redevances que l'État touchera à long terme grâce à la mise en valeur et à la production d'un gaz naturel brûlant sans résidus.

Nous sommes convaincus que Questerre Energy Corporation relèvera le défi tout en participant pleinement à l'essor du Québec.

C'est donc avec plaisir que nous recommandons cette société et que nous réitérons notre respect ainsi que notre soutien à son égard.

Veillez agréer nos plus sincères salutations.

Le directeur général et chef des services bancaires d'investissement, Énergie,



Timothy J. Hart

c. c. Robert Pattillo, vice-président directeur, Patrimoine Dundee inc.

5 novembre 2010  
Madame Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

Objet : Le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec

Madame,

Nous vous écrivons au nom de Mackie Research Capital Corporation.  
Nous nous intéressons au développement de l'industrie des gaz de shale au Québec, car nous offrons des garanties de recherche et de financement d'entreprise à des sociétés d'exploitation de gaz de shale établies au Québec et parce que nous avons encouragé de nombreux clients à investir dans des sociétés directement liées à cette industrie.

La création et le développement d'une industrie viable dépendent étroitement de l'existence d'un cadre politique et réglementaire stable et prévisible, énoncé particulièrement juste dans le cas de l'industrie pétrolière et gazière, un des secteurs les plus exigeants en matière de capitaux. Vu la nature internationale de cette industrie, les considérations politiques et réglementaires sont effectivement des critères importants lorsque les sociétés ou les investisseurs décident où investir.

Les inquiétudes à l'égard de la stabilité et de la compétitivité de l'exploitation des gaz de shale québécois se sont récemment reflétées dans le cours des actions des sociétés gazières établies au Québec. Depuis l'évocation d'un moratoire sur les activités gazières et la parution d'articles à ce sujet dans des publications d'importance comme le *Globe and Mail*, de nombreuses sociétés pétrolières et gazières établies au Québec ont vu leur valeur marchande chuter d'environ 40 %. Selon nous, il s'agit d'un vote de non-confiance de la part des sociétés et des investisseurs, qui respectivement réinvestissent leurs capitaux ailleurs et optent pour d'autres titres.

Le capital investissement ne fait pas bon ménage avec l'incertitude, et il est clair que l'incertitude qui caractérise la réglementation actuelle n'a rien pour favoriser l'investissement. À notre avis, tant que sera maintenue cette incertitude réglementaire, nous n'assisterons pas à un rendement du capital investi important dans les gaz de shale de l'Utica, et ce, tant à l'échelle nationale qu'internationale. Les gisements de gaz de shale de l'Utica constituent une ressource de renommée internationale qui pourrait donner lieu au développement d'une toute nouvelle industrie susceptible d'avantager les Québécois sur plusieurs plans.

C'est pourquoi nous suggérons au BAPE d'élaborer un cadre réglementaire définitif et concurrentiel permettant à l'industrie de procéder à l'exploration et à l'exploitation des dépôts de gaz de shale de l'Utica.

Vous remerciant de l'attention que vous porterez à notre message,

nous vous prions d'agréer, Madame, l'expression de nos salutations distinguées,

Ken Lin et Cam Danyluk  
Mackie Research Capital Corporation

Coordonnées :  
Ken Lin  
Directeur général, recherche  
Mackie Research Capital Corporation  
1550, 335 8<sup>th</sup> Ave SW  
Calgary, Alberta T2P 1C9  
Tél. : 403-750-1284  
Courriel : klin@mackieresearchcapital.com

Cam Danyluk

Vice-président, investissement et services bancaires  
Mackie Research Capital Corporation  
1550, 335 8th Ave SW  
Calgary, Alberta T2P 1C9  
Tél. : 403 355-2303  
Courriel : [cdanyluk@mackieresearchcapital.com](mailto:cdanyluk@mackieresearchcapital.com)

Le 9 novembre 2010

Madame Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec, Québec  
G1R 6A6

Madame,

La présente confirme le soutien accordé par la société Fraser Mackenzie à la présentation d'un mémoire par Questerre Energy Corporation (Questerre) au BAPE. Pour vous mettre en contexte, Fraser Mackenzie Limited (« Fraser Mackenzie ») est une maison de courtage établie au Canada et offrant principalement ses services à des investisseurs institutionnels d'Amérique du Nord ainsi qu'à des émetteurs privés canadiens et internationaux. Fraser Mackenzie détient une importante franchise en ressources énergétiques et minières, de même qu'elle a collaboré à la levée de capitaux propres pour des entreprises comme Questerre, qui mènent activement des activités d'exploration de gisements de gaz de shale dans les basses terres du Saint-Laurent, au Québec. Conséquemment, nous parlons non seulement en notre nom, mais également en celui d'investisseurs institutionnels de partout en Amérique du Nord.

Fraser Mackenzie suit et commente le dossier des gaz de shale dans les basses terres du Saint-Laurent depuis mai 2008. Il en ressort que le faible cours actuel du gaz naturel en Amérique du Nord de même que l'apparente incertitude politique et populaire entourant l'exploitation des gaz de shale au Québec ont refroidi l'intérêt des investisseurs envers les sociétés ouvertes actives dans cette région. Du point de vue de Fraser Mackenzie et de nos investisseurs, il semble nécessaire de résoudre trois points clé afin d'attirer un capital investissement pour développer le potentiel gazier des basses terres du Saint-Laurent :

- 1) Établir un environnement politique stable comportant une réglementation claire, conçue pour encadrer le développement;
- 2) Mettre en place un système de financement offrant des mesures incitatives à l'industrie et stimulant le développement qui puisse, d'une part, assurer un juste rendement à cette dernière et, d'autre part, assurer une part équitable des revenus de production à la province;



- 3) Mettre en place un processus bien défini de résolution de conflits entre le gouvernement, l'industrie et la collectivité.

Nous croyons que l'exploitation des importants gisements de gaz de shale des basses terres du Saint-Laurent représente une excellente occasion pour la province de Québec de créer de nouveaux emplois et d'encaisser de nouveaux revenus d'impôt et recettes en redevances. Toutefois, le capital des investisseurs jouera un rôle critique pour assurer l'exploitation efficace et profitable de cette ressource. C'est pourquoi il nous apparaît primordial de mettre en place un environnement politique stable et un système de financement concurrentiel pour offrir un climat susceptible d'attirer le capital nécessaire au développement de l'industrie des gaz de shale au Québec. Nous espérons que la commission accordera de l'importance à notre présentation et que vous n'hésitez pas à communiquer avec nous pour obtenir, au besoin, de plus amples renseignements.

Je vous prie d'agréer, Madame, l'expression de mes salutations distinguées.

Le président-directeur général,

Mark J. Polubiec

48, Yonge Street, Suite 1100, Toronto (Ontario) M5E 1G6

Tél. : 416 955-4777

Télec. : 416 955-0203

Sans frais : 1 877 955-4777

Oslo, 10 November 2010

Mme Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

Ref: The sustainable development of the shale gas industry in Quebec

Dear Mme Gélinas,

We are writing to present some capital markets perspectives in relation to the development of the shale gas industry in Quebec. DnB NOR Markets is the investment banking arm of DnB NOR Bank, a \$300 billion, energy-focused commercial and investment banking firm. As a lead underwriter for Questerre Energy Corporation ("Questerre") on the Oslo Stock Exchange ("OSE"), we have closely followed the development of shale gas in Quebec for an extended period. We believe that the Utica shale gas play represents one of the largest energy opportunities in North America, given its relative gas-in-place, potential recovery factor and estimated economics. The Quebec oil & gas industry is at an important stage in its life cycle. The actions and decisions by the provincial and federal governments are being closely watched by investors and will have a significant impact on the ability of these investors to support the development of Quebec as a major gas-producing region.

DnB NOR Markets recently sent representatives to last month's Quebec Oil and Gas Conference. Our attendance was to not only show support for Questerre, one of our key investment banking relationships, but also to stay abreast of developments impacting the shale gas industry in Quebec.

To date we have witnessed a strong interest from our investors in Norway, Europe and the United States to provide capital to finance the development of the Quebec natural gas industry. Despite the early-stage nature of the play, our investors have been willing to provide over \$200 million to finance Questerre. This amount represents approximately 50% of all capital raised by TSX-listed companies involved with shale gas development in Quebec, clearly demonstrating the impact of the OSE investor base.

As a result of the interest by Norwegian and European investors, Questerre's shares are one of the most actively traded on the Oslo Stock Exchange, resulting in Questerre becoming part of the OBX index. The trading of Questerre's OSE-listed shares far exceeds that of its TSX-listed shares, typically by a factor of 9-to-1. In other words, our investors represent an attractive pool of capital to help the development of this key resource play.

Norwegian investors are comfortable with the risk / reward inherent in shale gas development, and are prepared to support early-stage exploration/development companies for years until the ultimate opportunity is realized. This level of support is due in part to a perceived lack of political risk as well as an established regime for handling environment matters. Investors are increasingly rating the attractiveness of resource plays based not only on the underlying economics but also the level of regulatory visibility / sovereign risk, the attractiveness of the fiscal regime, and the potential environmental issues / liabilities operators face.

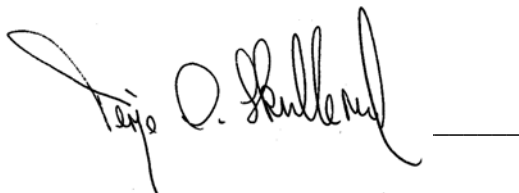
Quebec has scored highly on all of these counts. However, some investors are concerned there may have been a subtle shift in the attitude of the Quebec government in prioritizing the evolution of a local oil & gas industry. This is of concern to us as we do not want to see investors lose confidence in the Quebec opportunity due to uncertainties in relation to the regulatory framework. This may result in capital being diverted into other energy plays that provide investors with greater visibility. We have noticed that the decision by the Quebec government to suspend oil and gas activity in certain parts of the province have created some uncertainty with investors. This is confirmed by the performance of Questerre's shares since the end of September, which are down 35% vs. the overall Oslo market which is up 8%. We believe investors are looking for more information and therefore are overestimating the potential risks for companies operating in the Quebec shale gas play. In order for investors to be willing to provide capital for the growth of companies such as Questerre, they must be able to determine the theoretical valuation.

Currently, the lack of clarity on some key legislative and environmental issues makes it difficult to accurately price some of the value opportunities in the region. This creates a more challenging capital-raising environment for operators and ultimately may constrain the development of shale gas companies in Quebec. As many of the players in Quebec are small undercapitalized companies with above average business risk we emphasise the importance of regulatory visibility as a stabilizing factor in building investor interest in this space.

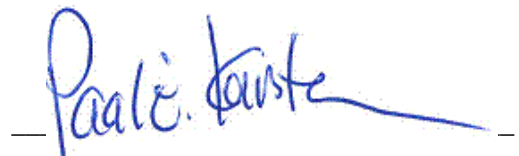
We continue to believe that the long-term outlook for the Quebec oil & gas industry is very attractive and will ultimately prove to be one of, if not the most, attractive shale gas play in North America. Equity and debt capital will be available to support its development once the legal and environmental framework for production of oil & gas in Quebec is understood. Just as important will be the signal effect of future announcements made by the Quebec government. Investors are looking for signs that the discussion is heading in a positive direction.

We remain prepared to support Questerre and others in helping to make the Quebec oil & gas industry a success and hope that we can act as a valuable discussion partner during this process.

Best Regards  
for DnB NOR Bank ASA  
DnB NOR Markets



Terje Skullerud  
Head of Corporate Finance



Paal Karstensen  
Head of Equities Sales/Research

## Pareto Securities AS

Dronning Mauds gate 3  
P.O. Box 1411 Vika  
N-0115 Oslo, Norway

Tel: +47 22 87 87 00  
Fax: +47 22 87 87 10  
www.pareto.no

Org. nr: 956 632 374 MVA

To: Mme Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la  
commission  
Bureau d'audiences publiques sur  
l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

Date: 05.11.2010

### **Investing in the development of the shale gas industry in Quebec**

There are several similarities between Canada and Norway. Both countries are resource driven with a large and important energy sector. After Russia, Canada and Norway are the two largest gas exporters in the world. Energy is the main sector on the Oslo Stock Exchange and over the last years we have seen an increasing interest in the Norwegian capital market to invest in the Canadian energy sector. This was also the background for the cooperation agreement between the two countries' stock exchanges. The objective of the agreement is amongst others to explore a framework to promote and facilitate dual listing of companies on each other's' exchanges as well as introductions to regulatory authorities, capital market professionals and participants in each other's' jurisdiction. We see this agreement as an important step in establishing an even closer relationship between the capital markets in the two countries.

Pareto ([www.pareto.no](http://www.pareto.no)) is the leading Norwegian investment bank within the energy sector. Since 2005 Pareto has raised approximately USD 35 billion for our clients within the energy sector. Even though the financial market has experienced severe challenges in recent years, Pareto has observed strong interest from investors to invest in shale gas projects in North America.

Pareto has a long term relationship with Questerre Energy and has been supporting the company in exploration for natural gas in Quebec for several years. The interest for investing in Quebec has been very strong, and since 2005 Questerre has raised USD 250 million in equity. Of this amount, approx. 85% has been raised out of Norway and today Questerre is a member of the OBX index, constituting the 25 most liquid stocks on the Oslo Stock Exchange.

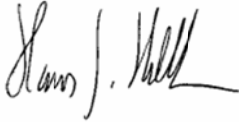
The reason for the strong support from the Norwegian capital markets in Questerre is the company's focus on high risk and high potential exploration for natural gas in Quebec. It is worthwhile mentioning that this long term support has been instrumental for development of Questerre's position in Quebec, also when local Canadian investors were not interested.

The recent negative share price development for Quebec focused natural gas companies is a reflection of investors' concerns about the regulatory stability and competitiveness of Quebec. The further development of the gas industry in Quebec will be dependent on access to substantial amount of capital and the key to secure capital for development of the gas industry in Quebec is a stable, competitive and predictable framework.

The Norwegian society has benefited enormously from the production of oil and gas. The industry has successfully been developed through high focus on ethical investing and on the environment. Combined with a stable fiscal and regulatory framework, this has created significant interest from the international investor community in the Norwegian oil & gas industry. With a stable and competitive framework in place, we believe Quebec can become an increasingly interesting area to invest, similar to Norway and the rest of Canada.

We are convinced that there will be continued interest in financing projects like the Utica shale when a stable and competitive framework is in place.

Best regards,

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Hans J. Holden', with a stylized flourish at the end.

Hans Jacob Holden

Head of Oil and Gas - Corporate Finance  
Pareto Securities AS

Mme Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

November 9, 2010

Dear Mme Gélinas,

RE: QUESTERRE ENERGY CORPORATION

SEB Enskilda AS ("SEB Enskilda") is a leading Norwegian investment bank. We have for many years been a partner and financial advisor to Questerre Energy Corporation ("Questerre"), a company currently establishing commerciality of its Utica shale gas discovery in the St. Lawrence Lowlands, Québec.

Although Questerre has assets outside Norway, Norwegian investors are generally supportive of international oil & gas investment proposals. They rank these global opportunities on numerous criteria, including risk/reward, political and fiscal stability and environmental impact. Backed by the fact that natural gas should be a preferred source of energy over other fossil fuels based on environmental impact, Norwegian investors believe that North American shale gas plays will display strong returns. As a result, Questerre has been successful in raising more than Cdn178 million in equity from the Norwegian capital market primarily for its shale gas assets in Québec.

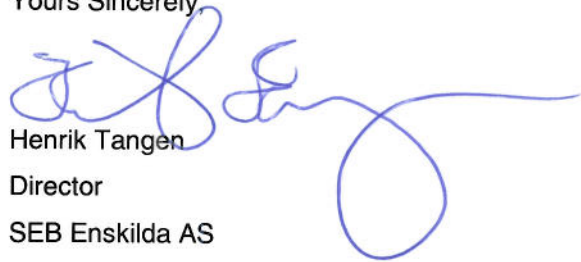
Questerre has raised the majority of its equity capital for its business plan over the last ten years from the Norwegian capital markets. Developing its assets in Quebec has been a cornerstone of Questerre's business plan. We note that it is only in the last two and a half years that Canadian investors have begun to support this business plan with significant capital.

Quebec has always been viewed as a stable region for foreign investments, and, as a result, companies investing in Quebec have enjoyed a comparatively low cost of capital relative to other foreign jurisdictions. Reference is made to the October 26th CNBA breakfast briefing at the Canadian embassy in Oslo, where Ms. France Bourdon, Director Business Development at Invest Québec gave a presentation entitled "Invest Québec – your unique, lifelong business partner ensuring success of your North American business venture". However, recent events have in our view triggered a concern amongst Norwegian investors, and the cost of capital for companies operating in Québec may increase significantly should the proposed moratorium or changes in the fiscal regime for shale gas development be enacted..

For Questerre, the effect of the proposed moratorium has been most negative. The share price has fallen 36.6% since September 30, 2010, during which time the general Norwegian market has increased by 8.1% and similar companies on the Oslo Stock Exchange on average have increased by 15.6%. Norwegian investors are disappointed and discouraged, as their significant investments have been made assuming that Quebec enjoyed a stable fiscal and regulatory climate.

Should however the moratorium not be put in place, we believe that Norwegian investors will take comfort and continue to support Questerre's and other companies' effort towards exploiting an environmentally sound source of energy, to the benefit of not only investors but also the local communities.

Yours Sincerely,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Henrik Tangen', with a large, stylized flourish extending to the right.

Henrik Tangen

Director

SEB Enskilda AS

Oslo 09.11.2010

Mme Monique Gelin

Coordonnatrice du secretariat de la commission

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

575, rue Saint-Amble, bureau 2.10

Quebec G1R 6A6

The sustainable development of the shale gas industry in Quebec

Arctic Securities is a leading investment bank in Oslo, Norway. We have over the past years been advising Questerre Energy Corporation on capital markets transactions in the Norwegian market, and latest in February this year we were part of a consortium that raised USD 120 million in new equity for Questerre.

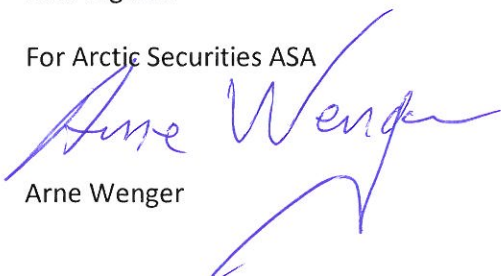
Questerre has been listed on the Oslo Stock Exchange main list for a number of years and has a solid base of Norwegian and international shareholders that have invested in the company mainly on the basis of the very promising future prospects of their shale gas resources in the Quebec area. A development of these resources is seen as a very interesting business case and has attracted significant attention among energy investors worldwide. For these investors, a stable financial and political framework is very often the basis for their investments, and sudden changes in rules and regulations may very well discourage further investments in both the company and the region. Some evidence of this is reflected in the Questerre share price which has gone through a significant fall on the back of the uncertainty introduced over the last couple of months.

It is therefore our hope that the ongoing public consultation process will give due regard to all the positive effects of the Questerre shale gas project in Quebec and to the investments already made and the commercial and economic benefits of the project, and that solutions are sought that are environmentally sustainable, but that also safeguard the interest of the high number of both private and professional investors that over years have supported the company in the development of the Quebec shale gas project.

Best regards

For Arctic Securities ASA

Arne Wenger





Arctic Securities ASA

P.O. Box 1833 Vika,

NO-0123 Oslo

Norway

Tlf. 0047 21 01 31 00

Mme Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

To whom it may concern

**Re: The BAPE process**

I am writing to you as an employee of First Securities AS, a leading Norwegian investment bank.

As you are aware, the Norwegian investment community has for many years contributed to the development of the Canadian oil and gas industry in general, and the industry in Quebec in particular, through investments in several Canada-based companies. Of particular interest in this respect is Questerre Energy which has been listed on the Oslo Stock Exchange for five years. The company has raised a total of approx. \$178 million over the last 10 years of which a major part has been raised in the Norwegian capital market. The vast majority of this has been raised during the past three years in order to contribute to the development of the company's Utica shale properties in Quebec.

For the record, First Securities AS has not contributed to raising any of the capital mentioned above. However, many of our clients have on our advice invested in Questerre.

Norway has for many years been a large petroleum producer, and hence we are as a nation aware of the challenges the balancing of financial and environmental considerations pose for a petroleum producing region. Furthermore, we are also aware of the advantages that a solid and stable regulatory environment provides for the industry. Hence we applaud the current process in Quebec as we believe it will, when concluded, provide a sound framework for the industry to work within and hopefully a framework that balances environmental needs with the industry's need for both predictability and profitability. If these concerns are met, we are certain that Quebec will continue to see considerable investments from the Norwegian investment community.

There are several reasons why Questerre and other Canadian gas players have been able to raise substantial amounts of capital in the Norwegian capital markets, and I would like to draw your attention to some of these. One key factor is in our view the environmental advantages associated with the production of natural gas, and the obvious positive emission effects that can be attained by replacing more polluting sources of energy with natural gas. This is by many in our investment community seen as an important driver for natural gas demand going forward and is one of the reasons why Quebec has been able to attract substantial investments in spite of the current low gas price environment.

Another factor has been the perception of a stable regulatory environment. The Norwegian financial community is used to considering petroleum investment opportunities in several regions of the world, and is accustomed to considering not only the geological risks offered in the different regions but also the regulatory risks. It is our view that regions where the regulatory environment is deemed unstable attract substantially less investment than would otherwise be the case.

We fully support the Quebec government's initiative to put in place a regulatory framework that balances the needs for safeguarding the local environment with the industry's need for a stable environment from which to develop what we regard as an environmentally friendly source of energy. If completed successfully, we would expect such regulations to be a factor that would contribute positively to the possibility of further investment from the Norwegian community. If, on the other hand, the process is now halted or any form of moratorium is put in place we believe that this would act as a deterrent for future investments. Furthermore, this deterring effect is like to remain even after a moratorium has been lifted, as it would lead to investors questioning the future stability of the regulatory framework.

In conclusion, we hope that a stable and predictable legal framework is quickly put in place to enable the Norwegian investment community to continue its support for the development of the Quebec gas industry.

Best regards



Arild Andresen  
Ass. Director  
Corporate Finance  
First Securities AS

November 10, 2010

**Bureau d'audiences publiques sur l'environnement**  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec)  
G1R 6A6

Attention: **Mme Monique Gélinas**  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission

Dear Madame:

**Re: Sustainable Development of Shale Gas Industry**

We write in support of our trusted client and frequent business partner, Questerre Energy Corporation with respect to the matter before the Bureau d'audiences publiques sur l'environnement regarding the sustainable development of Québec's shale gas industry.

Dundee Securities is a division of Dundee Capital Markets and part of DundeeWealth Inc., a financial services and asset management company that does business across Canada through more than 550 offices including nearly 20 in Québec alone. We have been doing business with Questerre Energy for the past several years, largely through our operations in Calgary. We hold the Company and its Principals in high regard.

Financing the development of energy and mining resources in Canada has shaped the DundeeWealth story and remains part of the significant legacy of Ned Goodman our Company's founder and present Chairman. Questerre Energy is one of a large number of companies on whose behalf it remains our privilege to act inside the capital markets. We value the relationship and look forward to the future with the kind of confidence only companies of the quality obvious in Questerre deserve. It is a pleasure to bring these very real strengths to market.

In our experience the Company has proved to be trustworthy, committed and enormously sensitive to the pressures and concerns raised by the sustainability debate wherever they do business. The discussion in Québec is one to which we believe Questerre can make a positive contribution and, by its action, operations and governance, can set an enviable standard in the development of what ultimately will be a valuable alternative energy resource for the Province.

In recommending Questerre Energy to you we would urge the Commission to recognize the important supply needs of the future rather than dwell on metrics that might suggest opportunities such as shale gas development are immediately unnecessary and therefore unwanted. This energy has an important role to play in the future of Québec.



We share the view that strong government must accommodate that future with a firm understanding of the present. At the same time it must be satisfied that chosen development partners stand ready to participate in bringing to Québec new, lasting employment opportunities that would be involved in the responsible development and production of a natural gas that today yields clean burning properties. Finally, it is important that the Province weigh the long term royalty revenue benefits that will accrue in this undertaking, seeking as it does so, reasonable guarantees and standards that will meet those very real concerns that increasingly seek a balance between energy development and environmental sensitivity in a modern world.

We are satisfied that Questerre Energy Corporation can meet these tests and become a full partner in the future growth of Québec. It is a pleasure to recommend this Company to you.

We submit these comments with respect and in support of Questerre Energy Corporation.

Sincerely,

---

Timothy J. Hart  
Managing Director  
Head of Energy Investment Banking

cc: Robert Pattillo  
Executive Vice President  
DundeeWealth Inc.

November 5, 2010

Mme Monique Gélinas  
Coordonnatrice du secrétariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Québec (Québec) G1R 6A6

Re: The sustainable development of the shale gas industry in Quebec

Dear Mme Gélinas,

Our names are Ken Lin and Cam Danyluk and we are both writing this letter on behalf of Mackie Research Capital Corporation. We are interested in the development of the shale gas industry in Quebec as we have both research and corporate finance coverage of Quebec-based shale companies and have encouraged many of our clients to invest in companies that are directly related to the industry.

To create and grow a viable industry, a stable and predictable political and regulatory environment is crucial. This is especially true for the oil and gas industry as it is one of the most capital intensive sectors. Given the global nature of the oil and gas industry, political and regulatory considerations are important criteria when companies and/or investors decide where to allocate capital.

The concerns about the stability and competitiveness of shale gas in Quebec have recently affected the share price of Quebec-based natural gas companies. Since discussions about a drilling moratorium and subsequent news articles in major publications such as the Globe and Mail emerged, many of the oil and gas companies operating in Quebec have suffered market value losses of approximately 40%. We view this as a vote of non-confidence by both companies, by reallocating capital elsewhere, and by investors, by investing in alternative equities.

Investment capital and uncertainty do not co-exist well and it is clear that the uncertainty in the regulatory environment has created a challenging environment in which to invest capital. It is our opinion that we will not see a meaningful return of investment capital to the Utica shale regions on a domestic and foreign level until this uncertainty is eliminated. The Utica shale is a world class natural gas deposit that could spur the development of an entirely new industry and could bring many benefits to the people of Quebec.

We would suggest that BAPE develop a definitive and competitive regulatory framework that allows industry to explore and develop the Utica shale. We thank you for your consideration of our letter.

Sincerely,

Ken Lin & Cam Danyluk  
Mackie Research Capital Corporation

Contact Information:

Ken Lin  
Managing Director, Research  
Mackie Research Capital Corporation  
1550, 335 8<sup>th</sup> Ave SW  
Calgary, Alberta T2P 1C9  
Tel: (403)750-1284  
Email: [klin@mackieresearchcapital.com](mailto:klin@mackieresearchcapital.com)

Cam Danyluk  
Vice President, Investment Banking  
Mackie Research Capital Corporation  
1550, 335 8<sup>th</sup> Ave SW  
Calgary, Alberta T2P 1C9  
Tel: (403)355-2303  
Email: [cdanyluk@mackieresearchcapital.com](mailto:cdanyluk@mackieresearchcapital.com)



Mme Monique Gelin  
Coordonnatrice du secretariat de la commission  
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement  
575, rue Saint-Amable, bureau 2.10  
Quebec, Quebec  
G1R 6A6

November 9, 2010-11-09

Dear Mme Monique Gelin,

This letter from Fraser Mackenzie is a submission of support for Questerre Energy Corporation's (Questerre) submission of a memoire to BAPE. As background, Fraser Mackenzie Limited (Fraser Mackenzie) is a Canadian based investment dealer primarily serving institutional equity investors in North America and corporate issuers internationally and in Canada. Fraser Mackenzie has a strong franchise in resources both energy and mining. The firm has assisted in raising equity capital for companies such as Questerre that are actively pursuing the development of shale gas in the St. Lawrence lowlands region of Quebec. Therefore, our firm reflects not only its own views but also the views of institutional equity investors across North America.

With regards to the shale gas development in the St. Lawrence Lowlands Fraser Mackenzie has been following and commenting on developments in the region since May 2008. Current interest by investors in public companies active in the St. Lawrence lowlands has been tempered in part due to the current low level of natural gas prices in North America but also in part due to perceptions of the recent uncertainty surrounding political and community support for the development of shale gas in the province. From the perspective of Fraser Mackenzie and the view of our investors we believe three key issues have to be resolved to attract investor capital in developing the potential of natural gas in the Lowlands:

- 1) A stable political environment with clear rules and regulations defined to establish a framework for development.
- 2) A fiscal system that provides incentives to industry which will encourage development and provides a fair return for industry but is balanced by an equitable share of the production revenue to the province of Quebec.
- 3) A well defined process for resolving conflicts between, government, industry and community.



We believe the province of Quebec through the significant potential development of shale gas in the St. Lawrence Lowlands has an excellent opportunity to capture new jobs and add tax and royalty revenue to the provincial treasury. Capital invested by investors will be critical to ensuring an efficient and profitable development of the resource. The importance of having a stable political environment and a competitive fiscal system in place is paramount in our view to provide a favourable climate to attract capital to the development of shale gas in the province. We trust the commission will find Fraser Mackenzie's submission of value. If any follow up is required we would be pleased to provide additional information.

With Regards,



Mark J. Polubiec  
Chairman and CEO