

273 P NP DM136

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

6212-09-001



2795 boulevard Laurier, suite 200
Québec (Québec) G1V 4M7
418-654-9661

**MÉMOIRE DÉPOSÉ DANS LE CADRE DE LA
COMMISSION D'ENQUÊTE ET LES AUDIENCES PUBLIQUES DU
BUREAU D'AUDIENCES PUBLIQUES EN ENVIRONNEMENT
SUR LE DÉVELOPPEMENT DURABLE DES GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC**

11 NOVEMBRE 2010

TABLE DES MATIÈRES

SECTION 1	Mise en contexte.....	3
SECTION 2	Sommaire exécutif.....	4
SECTION 3	Junex : une PME québécoise au cœur de la découverte d’Utica	
	a. Historique de Junex Inc.....	11
	b. Nos investissements clés : l’expertise et les ressources humaines.....	13
	c. Propriété québécoise de la ressource gazière.....	15
	d. Travailler en harmonie avec les communautés locales.....	16
	e. Intégration des activités de forage au territoire agricole.....	18
	f. Protection de la nappe phréatique et utilisation de l’eau.....	19
SECTION 4	Le gaz naturel, une énergie cruciale pour le Québec	
	a. Une énergie stratégique pour les industries québécoises.....	23
	b. La sécurité des approvisionnements gaziers.....	24
	c. Les bénéfices environnementaux du gaz naturel.....	25
SECTION 5	La révolution énergétique des shales gazéifères	
	a. Historique du développement.....	28
	b. Les bassins en production.....	30
	c. L’émergence des shales d’Utica.....	34
SECTION 6	Le bassin des Basses-Terres du St-Laurent	
	a. La géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent.....	36
	b. Historique des travaux d’exploration.....	38
	c. Potentiel gazier de l’Utica.....	40
SECTION 7	Création d’emplois et retombées économiques	
	a. Des emplois de qualité dans les régions du Québec.....	42
	b. Les effets structurants et multiplicateurs de la naissance d’une industrie nouvelle.....	44
	c. Cadence de développement du Bassin d’Utica et régime de redevances.....	45
SECTION 8	Conclusion.....	48
SECTION 9	Références.....	49

1. MISE EN CONTEXTE

Le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« BAPE ») a été mandaté par le Gouvernement du Québec pour mener une Commission d'enquête et des audiences publiques sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste¹ au Québec.

Junex est une compagnie québécoise ayant été créée en 1999 et dont les actions transigent à la Bourse de croissance TSX. Elle est, depuis sa création, active dans le secteur de l'exploration du pétrole et du gaz naturel sur le territoire du Québec. Le siège social de la compagnie est situé dans la ville de Québec, toutes ses activités opérationnelles sont concentrées au Québec et ses 45 employés sont des résidents québécois.

Junex détient par ailleurs la plus importante superficie sous permis d'exploration pour le pétrole et gaz tant pour l'ensemble du territoire québécois que pour la région spécifique des Basses-Terres du St-Laurent. À ce titre, elle est au cœur de la découverte gazière des Shales d'Utica.

Junex est également membre fondateur de l'Association pétrolière et gazière du Québec (« APGQ ») et elle endosse entièrement le contenu du mémoire déposé par l'APGQ devant la commission du BAPE sur le développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec. Le mémoire de l'APGQ traite en long et en large de toutes les opérations liées à l'exploration et à l'exploitation des Shales d'Utica. Il discute également des différents impacts économiques, énergétiques et environnementaux de la mise en valeur des Shales d'Utica.

Le mémoire de Junex ne reprendra donc pas chacune des étapes du cycle opérationnel et il ne détaillera pas l'ensemble des mesures prises par l'industrie pour mitiger les risques liés aux opérations gazières. Tel que démontré par le mémoire de l'APGQ auquel nous avons participé, nous sommes convaincus que le développement des Shales d'Utica peut être fait dans le respect de l'environnement et des communautés locales. Nous référons donc au mémoire de l'APGQ le lecteur qui voudrait connaître les détails opérationnels du développement des Shales d'Utica. Le mémoire de Junex abordera plutôt le dossier sous l'angle plus général d'une PME du Québec qui voit dans ce projet un important vecteur de richesse tant pour ses actionnaires que pour la collectivité québécoise au sein de laquelle vivent ses employés, ses partenaires financiers et la grande majorité de ses actionnaires.

¹ Nous utilisons le terme « schiste » lorsque nous citons le mandat accordé au BAPE. Nous utiliserons dans la suite du document le terme « shale » qui est l'appellation scientifique correcte pour désigner la couche sédimentaire d'Utica.

SECTION 2 – SOMMAIRE EXÉCUTIF²

L'énergie est pour le Québec une richesse collective dont nous sommes fiers. Depuis les années 60, notre développement économique a été intimement lié à celui de nos ressources hydrauliques. La mise en valeur du potentiel énergétique du Québec, notamment par la construction des grands barrages de la Baie-James, a permis à toute une génération de Québécois de s'enrichir collectivement et de développer une expertise qui rayonne aujourd'hui à travers le monde.

L'hydro-électricité fait partie intégrante de la culture québécoise, mais bien que la très grande majorité de notre électricité soit produite à partir de ressources hydrauliques, il n'en demeure pas moins qu'environ la moitié de toute l'énergie consommée par les Québécois provient de sources fossiles, principalement le pétrole et le gaz naturel. Depuis plusieurs décennies, bon nombre de compagnies dont la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP), ont tenté sans grand succès (seulement deux champs gaziers ont été produits et ensuite convertis en installations de stockage souterrain) de trouver des ressources pétrolières et gazières au Québec.

Ces efforts infructueux en ont mené plusieurs à croire que les bassins géologiques du Québec ne contenaient pas le potentiel d'une découverte majeure d'hydrocarbures et c'est sans doute la raison pour laquelle l'émergence des Shales d'Utica, inattendue pour la majorité des Québécois, a mobilisé plusieurs groupes de pression et créé depuis quelques mois la tempête médiatique que l'on connaît.

Pourtant, la découverte chez nous de ressources gazières pouvant répondre à nos besoins de consommation pour plusieurs décennies, voire plus de cent ou deux cents ans, est en soi une excellente nouvelle qui, comme le soulignait avec justesse la publication britannique *The Economist*³ dans un article publié le 23 septembre dernier, réjouirait la majorité des peuples dans le monde. La découverte des Shales d'Utica offre au Québec une opportunité historique de participer à la « révolution énergétique » actuellement en cours. Par l'entremise d'un développement commercial à grande échelle, elle pourrait compléter admirablement notre portefeuille énergétique et devenir, pour les générations futures, un vecteur de richesse comparable à celui que le développement de la filière hydro-électrique a été pour les générations qui nous ont précédés.

Malgré toutes ces promesses, il est important de préciser que le Shale d'Utica n'a cependant pas encore démontré sa commercialité. En effet, il est acquis que l'Utica contient des quantités importantes de gaz naturel et que la roche peut être fracturée avec succès, deux étapes cruciales dans le développement d'un bassin de Shales. Par contre, l'échantillonnage de puits horizontaux avec fracturations multiples dans les Basses-Terres demeure encore très faible et le modèle économique propre à l'Utica comporte plusieurs variables inconnues. Bref, l'industrie devra probablement investir encore

² Nous reprenons dans ce Sommaire les grandes idées de notre mémoire. Certaines de ces phrases sont donc reprises intégralement dans les différentes sections du mémoire.

³ *The Economist* (2010) *in* Energy Policy in Quebec - « High Speed gas » - Too fast for a green province.

quelques centaines de millions de dollars afin de connaître la réelle valeur économique de l'Utica.

Dans ce contexte, il serait catastrophique d'imposer un moratoire alors même que l'industrie est à une étape cruciale de développement qui nécessite un investissement massif de capital encore risqué. Sans compter que loin de se précipiter comme le laissent entendre les opposants au projet, les compagnies impliquées ici explorent à une cadence nettement moins rapide que celle des autres bassins comportant des potentiels comparables. Nous croyons donc que le Gouvernement du Québec aura tout le temps, d'ici à la mise en production commerciale du bassin prévue autour de 2014, de revoir sa législation et de mettre en place les structures administratives qui encadreront harmonieusement le développement gazier.

En termes clairs, nous désirons porter à l'attention des Commissaires du BAPE et de nos concitoyens les faits suivants :

- **Le Québec consomme pour environ 2 milliards de dollars de gaz naturel par année⁴.** À partir du moment où une découverte gazière majeure est faite sur notre territoire il nous apparaît tout à fait naturel de produire chez nous cette ressource plutôt que de continuer de l'importer de l'Ouest canadien. Il en résultera automatiquement un déplacement, de l'Alberta vers le Québec, de la création de richesse associée au développement gazier.
- **Le gaz naturel est une source d'énergie stratégique pour toutes les nations du monde, incluant le Québec.** Plusieurs analystes du secteur énergétique croient que le gaz naturel représente, en raison de ses avantages écologiques par rapport aux autres énergies fossiles, la source énergétique de transition vers de nouvelles formes d'énergies à carbone neutre qui pourraient être déployées à grande échelle sur un horizon de quarante ou cinquante ans.
- **L'accès au gaz naturel est indispensable pour plusieurs entreprises du secteur industriel québécois.** Plusieurs industries créatrices d'emplois au Québec, notamment les papetières, les alumineries, les fonderies, les cimenteries, ont besoin de la valeur énergétique du gaz naturel pour que fonctionnent leurs procédés industriels. La stratégie énergétique 2006-2015 du Québec note avec justesse que « Le gaz naturel joue un rôle stratégique dans tous les domaines où la production de chaleur doit être contrôlée avec précision. (...) Pour plusieurs industries, la disponibilité du gaz naturel est un facteur de localisation important⁵ ».
- **Le Québec est totalement dépendant de la production gazière de l'Ouest canadien.** Bien que le marché gazier nord-américain soit intégré, il n'en demeure pas moins que le Québec, par sa situation géographique, n'a qu'une seule source d'approvisionnement. Tout le gaz naturel consommé chez nous

⁴ SECOR (2010) : Retombées économiques de l'industrie gazière. Disponible sur www.apgq-qoga.com.

⁵ Gouvernement du Québec (2006) *in* L'Énergie, pour construire le Québec de demain

est acheminé par un seul et unique canal, le réseau de TransCanada PipeLines, et le Québec est situé au dernier bout de la ligne de transport. Non seulement le Québec est-il dépendant de la conduite de TCPL, mais il est aussi à la merci de la production gazière déclinante des provinces de l'Ouest canadien. C'est pourquoi la diversification des approvisionnements gaziers est une préoccupation importante maintes fois exprimée dans la stratégie énergétique 2006-2015 du Québec : *Les seules réserves auxquelles nous ayons accès directement semblent avoir atteint leur apogée puisque les réserves prouvées ont diminué de 40% en vingt ans. [...] Nous devons donc diversifier nos sources d'approvisionnement afin de renforcer notre sécurité énergétique à moyen et long termes*⁶. Cette préoccupation a d'ailleurs mené, au cours des dernières années, à l'élaboration de quelques projets de terminaux méthaniers. Or il semble indiscutable que la production locale de la ressource représente de loin la solution la plus avantageuse pour assurer la sécurité des approvisionnements gaziers du Québec.

- **Les récents travaux de la Commission Géologique du Canada suggèrent que la séquence de Shales Utica/Lorraine représente un des meilleurs prospects de shales gazéifères au Canada**⁷. Il y a dix ans, le Québec n'avait, selon l'industrie pétrolière et gazière internationale, pas ou peu de potentiel en hydrocarbures. Les bassins du Québec étaient tout bonnement à l'extérieur des radars de l'industrie pétrolière. Aujourd'hui, le potentiel gazier du territoire québécois est confirmé par l'ensemble de l'industrie.
- **La ressource gazière, comme toutes les autres ressources naturelles, appartient au Gouvernement du Québec, donc à la collectivité québécoise.** Dans le but de stimuler les investissements de capitaux de risques et de favoriser la mise en valeur de cette ressource, le Gouvernement émet à différentes sociétés des permis d'exploration.
- **Nous estimons que Junex détient sous permis d'exploration environ 30% de la superficie prospective du bassin d'Utica.** Plusieurs ont évoqué à tort que la propriété de la ressource est entre les mains de compagnies de l'extérieur du Québec. En réalité, deux entreprises québécoises, Junex et Gastem, sont à l'origine de la découverte d'Utica. Au fil des ans ce sont des investissements de plus ou moins 55 M\$ qui ont été consentis sur les propriétés de Junex. C'est en grande partie l'utilisation optimale de ces capitaux extrêmement risqués qui a initialement conduit à la découverte des Shales d'Utica lorsque notre partenaire a démontré la capacité de fracturation de la roche en 2008.
- **Junex est une PME québécoise au cœur de la découverte d'Utica.** Incorporée avec un capital de départ de 500 000\$ en 1999, la compagnie a aujourd'hui une capitalisation boursière de plus ou moins 70 M\$. Environ

⁶ Gouvernement du Québec (2006) *in* L'Énergie, pour construire le Québec de demain.

⁷ Hamblin (2006) *in* The "Shale Gas" concept in Canada : a preliminary inventory of possibilities

75% à 80% des actions émises et en circulation de la compagnie sont détenues par des partenaires financiers institutionnels ou des petits investisseurs du Québec.

- **Junex est très fière d'avoir en partie contribué à ouvrir des perspectives d'emplois pour les finissants de nos universités dans le domaine du pétrole et gaz.** Depuis l'abandon des activités d'exploration par la SOQUIP en 1984, très peu d'opportunités d'emplois ont été offertes aux jeunes professionnels en géologie, en ingénierie ou en géophysique intéressés par le secteur du pétrole et gaz. Depuis dix ans, nous avons embauché et offert une première expérience de travail à plusieurs de ces jeunes professionnels qui représentent aujourd'hui des forces vives qui permettront à Junex de poursuivre sa croissance tout en développant une expertise québécoise qui n'a rien à envier à celle des autres régions productrices dans le monde.
- **Le développement gazier des Shales d'Utica créerait des milliers d'emplois bien rémunérés dans les régions du Québec.** L'étude des retombées économiques de SECOR⁸ témoigne des importantes retombées économiques dont pourra bénéficier le Québec. Selon cette étude, c'est entre 4 950 et 19 800 emplois directs et indirects qui pourraient être créés. Ce chiffre est conservateur. À titre comparatif, l'étude de PennState⁹ estime que les 710 puits forés dans le Shale du Marcellus en 2009 ont créé pas moins de 44 098 emplois.
- **Le développement commercial des Shales d'Utica offrirait au Québec une opportunité unique d'ouvrir à son économie un tout nouveau secteur industriel.** Les activités pétrolières et gazières nécessitent des capitaux d'investissement importants et récurrents dont les impacts sur l'économie, à condition d'atteindre une masse critique suffisante et de former une main-d'œuvre locale performante, seraient structurants et multiplicateurs. L'étude de PennState¹⁰ sur les retombées économiques du développement gazier du Marcellus estime que chaque dollar dépensé par l'industrie génère 1,90\$ de retombées totales. Ces retombées se font sentir dans plusieurs secteurs d'activités tels que la construction, les ventes au détail, les services de restauration, etc.
- **Dans le but de maximiser les retombées économiques au Québec, il est primordial que les compagnies impliquées dans les opérations gazières chez nous puissent avoir accès à une main-d'œuvre locale performante et bien formée.** À cet égard nous supportons pleinement les efforts du CEGEP de Thetford-Mines qui est à mettre en place un programme de formation pour les travailleurs de l'industrie du pétrole et gaz.

⁸ SECOR (2010) : Retombées économiques de l'industrie gazière. Disponible sur www.apgq-qoga.com.

⁹ Considine, et al. (2010) *in* The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: An Update.

¹⁰ Considine, et al. (2010) *in* The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: An Update

- **Les avantages environnementaux du gaz naturel sont bien connus.** À la consommation, le gaz naturel émet environ 42% moins de gaz à effet de serre (GES) que le charbon; 31% moins de GES que le mazout; et 25% moins de GES que le diesel¹¹. Lorsqu'il est utilisé comme source primaire pour la production d'électricité les bénéfices environnementaux du gaz naturel par rapport à ces sources sont encore plus impressionnants. C'est pourquoi bon nombre d'organismes environnementaux croient qu'il peut jouer un rôle dans la lutte mondiale à la réduction des gaz à effet de serre.
- **Nous sommes d'avis que des mesures incitatives devraient être mises en place afin de favoriser le remplacement de sources énergétiques plus polluantes par du gaz naturel québécois.** À cet égard, deux axes semblent particulièrement prometteurs, soit celui du déplacement du mazout lourd encore très utilisé au Québec et celui de l'utilisation du gaz naturel liquéfié dans le secteur du transport de véhicules lourds.
- **Même en plein développement (250 puits par année), l'industrie gazière utiliserait seulement 37% de l'eau utilisée par les lave-auto du Québec.** À 250 puits par année l'industrie gazière utiliserait 0,3% de l'eau utilisée par les pâtes et papier; 1,5% de l'eau utilisée par l'industrie du ciment ; 8% de l'eau perdue dans le réseau d'aqueduc de la ville de Québec; 10% de l'eau utilisée par une seule cimenterie¹².
- **La nappe phréatique est complètement isolée par de multiples coffrages d'aciers cimentés aux parois du puits par des couches de béton.** Les millions de puits forés en Amérique du Nord prouvent l'efficacité de cette technique.
- **La fracturation hydraulique de l'Utica survient en grande profondeur tandis que la nappe phréatique est située à quelques dizaines de mètres de la surface.** C'est donc des centaines, sinon des milliers de mètres de roches imperméables, les Shales du Lorraine, qui séparent la zone de fracturation de la nappe phréatique. L'utilisation de la technologie de la microsismique révèle d'ailleurs que les fractures hydrauliques ne s'étendent pas au-delà d'environ 90 mètres.
- **À l'échelle de l'ensemble du territoire agricole, les sites de production gazière représenteront peu de superficie.** L'utilisation de sites multi-forages permet de diminuer grandement la surface nécessaire à l'extraction du gaz.

¹¹ Source : Agence de l'efficacité énergétique du Québec

http://www.aee.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/facteurs_emission.pdf

¹² O'Shea (2010) in Gaz de Shale – Le Mythe de l'Eau : Bien comprendre l'impact du développement du gaz de shale sur l'eau potable.

Dans un scénario de 250 puits horizontaux, à raison de 8 puits horizontaux par site, il y aurait par année 32 nouveaux sites de production en opération sur le territoire. Dans le cas de sites couvrant 3 hectares chacun, l'utilisation de terres agricoles serait donc de 96 hectares, soit 0,004% du territoire agricole total des Basses-Terres.

- **L'harmonie avec les communautés est possible.** Junex a signé depuis 2001 un total de 24 ententes de gré à gré avec les propriétaires des terrains sur lesquels nous avons procédé à des forages gaziers. Aucune de ces ententes n'a donné lieu à des requêtes ou des demandes de dommages de la part des propriétaires fonciers. Au contraire, plusieurs ont exprimé leur satisfaction à l'égard de notre façon de mener nos opérations.
- **Nous ne pouvons pas travailler au Québec de la même façon que dans certaines autres juridictions où l'industrie gazière est intégrée à la culture locale depuis des décennies.** L'exploration gazière est méconnue par les citoyens du Québec et l'industrie aura un travail important à faire dans le but d'expliquer de façon transparente la nature de ses activités, de travailler de concert avec les communautés et de susciter l'acceptabilité sociale de ses projets.
- **Nous croyons qu'il est essentiel que la collectivité québécoise reçoive sa juste part de la production gazière par le biais d'un système de redevances équitable.** Nous soulignons en même temps que le régime du Québec doit tenir compte du niveau de développement du bassin, toujours au stade de l'exploration, et qu'il doit impérativement être compétitif par rapport aux régimes des autres juridictions qui tentent d'attirer chez eux les importants capitaux de l'industrie gazière.
- **L'idée de la nationalisation complète de l'industrie évoquée par certains nous apparaît pour le moins farfelue.** Pour se développer de façon optimale, le bassin d'Utica nécessitera non seulement des milliards d'investissements de capitaux parfois risqués, mais il ne se fera que dans la mesure où des compagnies transfèrent ici l'expertise acquise ailleurs dans des bassins similaires. En termes clairs, le secteur gazier québécois a besoin du capital et de l'expertise de sociétés gazières canadiennes ou internationales. Ceci ne nous empêche toutefois pas d'espérer qu'émerge, en parallèle au développement de l'industrie gazière québécoise, une entreprise québécoise de grande envergure. Junex travaille à la réalisation de cet objectif.
- **Un moratoire aurait des effets catastrophiques sur l'émergence du bassin d'Utica.** Le manque d'investissements initiaux dans les premières phases d'exploration peut causer des retards souvent irrécupérables dans le développement d'un bassin gazier. À cet égard, l'Utica se développe à une cadence nettement moins rapide que tous les autres bassins nord-américains au potentiel comparable. Cette situation fait en sorte que notre bassin perd du

terrain par rapport aux bassins compétiteurs qui, en attirant le capital de développement, deviennent peu à peu des bassins producteurs, réduisant d'autant les risques d'exploration et attirant de ce fait encore plus de capitaux. Une réglementation claire est essentielle, c'est pourquoi nous souhaitons que la nouvelle législation sur le pétrole et gaz soit adoptée dans les meilleurs délais.

En conclusion, nous sommes convaincus que le développement gazier offre à notre collectivité des opportunités exceptionnelles quant au développement économique et à la sécurité énergétique du Québec. Nous espérons que l'industrie gazière, les gouvernements municipaux et provinciaux ainsi que les groupes environnementaux, syndicaux et économiques travailleront en collaboration afin que cette précieuse richesse qu'est le gaz naturel puisse se développer dans le respect de chacun et au bénéfice de l'ensemble de nos concitoyens Québécois.

SECTION 3 – JUNEX, UNE PME QUÉBÉCOISE AU CŒUR DE LA DÉCOUVERTE DES SHALES D’UTICA

Contrairement à l’idée véhiculée par certains, l’exploration du bassin gazier d’Utica n’est pas majoritairement l’affaire de compagnies en provenance de l’extérieur du Québec. Si la compagnie Talisman, par sa taille et sa capacité d’investissement, est vue comme la locomotive du développement, il ne faudrait pas oublier que deux compagnies québécoises, Junex et Gastem, sont à l’origine de la découverte d’Utica. Encore aujourd’hui ces deux entreprises participent activement à l’exploration du bassin. Junex est notamment le plus important détenteur de permis d’exploration dans les Basses-Terres du St-Laurent.

a. Historique et stratégie d’exploration

La compagnie Junex a été créée en 1999 par M. Jean-Yves Lavoie, ingénieur pétrolier alors président de Ressources naturelles Jaltin et de Foragaz, et Me Jacques Aubert, ancien haut-dirigeant de Cascades et ancien président de SOQUIP, dans le but d’explorer le potentiel pétrolier et gazier du Québec. Incorporée avec un capital de départ de 500 000\$, la compagnie a aujourd’hui une capitalisation boursière d’environ 70 M\$ et elle a réalisé son dernier financement, en juin 2008, sur la base d’une capitalisation boursière de plus de 250 M\$.

Les actions de Junex ont été cotées à la Bourse de Montréal le 13 juin 2001 suite à un premier appel public à l’épargne ayant permis de lever 1,5 M\$ auprès du public investisseur. L’entrée en Bourse de la compagnie lui a permis d’avoir un meilleur accès au capital, favorisant ainsi la mise en oeuvre d’une stratégie d’exploration rigoureuse et systématique, axée sur le modèle ayant mené à la réussite d’autres compagnies junior d’exploration.

L’exploration pétrolière et gazière au Québec a subi de nombreux revers de fortune au cours des décennies ayant précédé la création de Junex et plusieurs entreprises, dont la société d’état SOQUIP, ont abandonné nos bassins géologiques après y avoir investi des millions de dollars sans qu’une découverte importante n’ait été réalisée. Dans ce contexte, il était pour le moins hasardeux et téméraire de solliciter les investisseurs pour mener des projets d’exploration pétrolière et gazière au Québec. C’est pourquoi Junex, contrairement à d’autres sociétés juniors d’exploration qui souvent ont joué à risque-tout en levant du capital entièrement investi pour le forage d’une seule structure d’envergure, a plutôt décidé de miser sur la science et le travail à long terme afin de valoriser l’actif de ses actionnaires.

C'est ainsi qu'au fil des dix dernières années, la stratégie d'exploration de la compagnie s'est déployée en cinq différentes phases :

Phase 1 - Sécuriser le domaine minier

La première étape d'une stratégie d'exploration gagnante est d'abord de s'assurer de détenir des droits d'exploration sur un vaste domaine minier qui sera valorisé de façon importante en cas de découverte. Junex a eu l'occasion d'accumuler depuis sa création des droits sur plus de six millions d'acres dans les principaux bassins géologiques du Québec. Lors de son inscription en Bourse en 2001, les activités d'exploration pétrolière et gazière au Québec étaient presque nulles et les sociétés pétrolières et gazières n'avaient pratiquement aucun intérêt pour le Québec, ce qui a permis à Junex de bâtir rapidement un important domaine sous permis d'exploration. Junex a donc occupé à partir de 2001 le terrain laissé libre par les différentes compagnies ayant connu des échecs d'exploration sur notre territoire.

Phase 2 : Bâtir un modèle géologique crédible

À mesure qu'elle levait auprès des marchés financiers les capitaux nécessaires à l'exploration, Junex poursuivait des travaux d'exploration de base ayant permis de développer des modèles géologiques crédibles. Quoique moins coûteux que le forage de puits, ces travaux ont quand même requis l'investissement de quelques millions de dollars pour échantillonner les roches sur le terrain ; analyser les propriétés minéralogiques de la roche-mère ; procéder à des levés sismiques ; identifier la présence de dolomie hydrothermale ; travailler avec les sociétés savantes telles que la Commission géologique du Canada, etc. Cette étape représente un travail scientifique essentiel à la réussite de l'exploration.

Phase 3 : Investir pour démontrer la valeur du modèle et des propriétés

Après avoir conceptualisé les modèles géologiques sur la base des travaux d'exploration des premières années, Junex a investi entre 2003 et 2007 plusieurs millions de dollars dans le but de compléter une quinzaine de forages dans les Basses-Terres du St-Laurent et en Gaspésie. Quoique ces forages n'aient pas mené à des découvertes majeures d'hydrocarbures, ils ont toutefois validé nos modèles géologiques et démontré hors de tout doute la présence de pétrole et de gaz naturel au Québec. Ces résultats nous ont également permis de placer les potentiels du Québec dans leur contexte géologique nord-américain en démontrant les analogies qui existent entre nos projets et les découvertes réalisées dans des bassins similaires, notamment dans le bassin des Appalaches aux États-Unis. C'est pendant cette période que Junex a notamment commencé à investiguer le potentiel gazier des Shales d'Utica.

Phase 4 : Signer des partenariats d'exploration

L'objectif de ces partenariats est de générer des investissements sur nos propriétés et, dans certains cas, de profiter de l'expertise de partenaires réputés de l'industrie pétrolière et gazière. Junex est aujourd'hui impliquée dans deux partenariats avec la compagnie américaine Forest Oil Corporation pour l'exploration et le développement des Shales d'Utica. C'est d'ailleurs le premier partenariat de Junex avec Forest Oil Corporation qui a mené à la découverte du potentiel géant des Shales d'Utica en avril 2008.

Phase 5 : Maximiser la valeur d'une découverte importante

Tout programme d'exploration vise comme fin ultime la découverte d'un gisement gazier ou pétrolier. C'est ce qui est arrivé en 2008 quand Forest Oil a démontré, sur le puits Junex Bécancour no 8, que les Shales d'Utica pouvaient être fracturés et libérer du gaz naturel. Junex a alors procédé à une levée de fonds de plus de 22 M\$ qui lui a permis de mettre en œuvre son programme d'évaluation spécifique des nombreuses propriétés qu'elle détient dans les Basses-Terres du St-Laurent. Ces travaux ont permis à Netherland, Sewell & Associates, Inc ("NSAI"), une firme de consultation pétrolière indépendante basée au Texas, d'établir à 48,34 trillions de pieds cubes (Tcf) sa meilleure évaluation du gaz original en place sur les permis de Junex et à 3,7 Tcf sa meilleure estimation de la part nette à Junex du gaz naturel potentiellement récupérable sur ces permis. La valeur marchande de ces ressources, si elles étaient produites au prix d'aujourd'hui, serait d'environ 15 milliards de dollars.

b. Nos investissements clés : l'expertise et les ressources humaines

Depuis sa création en 1999, Junex a levé sur le marché des capitaux d'environ 60 M\$. Ces sommes peuvent sembler considérablement élevées mais, dans le contexte particulier de l'exploration pétrolière et gazière, elles demeurent plutôt marginales. Cette capacité de financement a néanmoins permis de générer, sur nos projets d'exploration, des investissements de plus ou moins 55 M\$. Nous tenons à souligner que c'est en grande partie l'utilisation optimale de ces capitaux extrêmement risqués qui a initialement conduit à la découverte des Shales d'Utica.

Tel que mentionné à la section précédente, la stratégie d'exploration de Junex a été méthodique et rigoureuse sur le plan scientifique. Le succès d'une pareille démarche repose en très grande partie sur l'expertise des professionnels à l'emploi de la compagnie. Dès son inscription en Bourse en 2001, Junex a commencé à embaucher de jeunes professionnels formés par nos universités québécoises. Par leur passion, leur volonté d'apprentissage, leur travail rigoureux et leur talent, nous considérons que ces jeunes professionnels ont développé une expertise tout à fait nouvelle dans le secteur de l'exploration pétrolière et gazière au Québec. Depuis l'abandon des activités d'exploration par la SOQUIP en 1984, très peu d'opportunités d'emplois ont été offertes aux jeunes finissants en géologie, en ingénierie ou en géophysique intéressés par le

secteur du pétrole et gaz. En réalité, ces jeunes professionnels ont pendant de nombreuses années été dans l'obligation de s'exiler dans l'Ouest canadien ou à l'étranger afin de poursuivre une carrière stimulante et enrichissante.

Junex est très fière d'avoir en partie, à la mesure de ses modestes moyens, contribué à ouvrir des perspectives d'emplois pour les finissants de nos universités dans le domaine du pétrole et gaz. Depuis dix ans, nous avons embauché et offert une première expérience de travail à plusieurs de ces jeunes professionnels. En date d'aujourd'hui, la compagnie embauche sur une base permanente une équipe d'environ une quinzaine de professionnels dont la majorité sont des spécialistes de l'industrie pétrolière et gazière : ingénieur(e) de réservoir; ingénieur(e) géologue; géologue; géophysicien (ne); ingénieur de forage. Consciente que l'expertise de son capital humain est au cœur du succès d'une entreprise d'exploration, Junex a encouragé la formation continue des ses employés qui ont suivi au fil des ans une panoplie de formations pointues en plus de participer à une multitude de conférences leur ayant permis d'approfondir leurs connaissances et d'échanger avec leurs pairs de partout dans le monde.

Nous sommes convaincus que ces jeunes professionnels sortis de nos universités depuis une dizaine d'années représentent aujourd'hui des forces vives qui permettront à Junex de poursuivre sa croissance tout en développant une expertise québécoise qui n'a rien à envier à celle des autres régions productrices dans le monde.

Un modèle d'affaires qui intègre les services de forage

Compte-tenu des moyens financiers limités dont disposait la compagnie à ses débuts, la gestion des coûts et l'optimisation des retombées de chaque investissement ont été des préoccupations constantes tout au long de son histoire corporative. C'est dans cette perspective que nous avons adopté un modèle d'affaires peu commun au Canada qui intègre les activités de forage à l'activité principale d'exploration. Junex détient en effet à part entière une division, Foragaz, qui a su développer une expertise locale dans le forage et la complétion de puits pétroliers et gaziers.

Foragaz est la seule compagnie québécoise spécialisée dans ce domaine. Elle compte une trentaine d'employés, dont certains sur une base ponctuelle, et possède des équipements qui peuvent être utilisés soit pour le forage de puits, soit pour les travaux d'entretien ou de complétion des puits. Le forage de puits gaziers requière une main-d'œuvre importante. Plus d'une trentaine de personnes travaillent en continue lors des opérations de forage. La plupart des postes sur l'équipe de forage nécessite peu de scolarité mais certains exigent une formation technique spécialisée.

En plus de permettre une meilleure gestion des coûts d'exploration, Foragaz assure à Junex un accès instantané aux équipements de forage lorsque la compagnie est prête à investir son capital d'exploration. Au cours des derniers mois, Foragaz a grandement bonifié ses équipements en construisant une toute nouvelle foreuse qui assurera une meilleure efficacité des opérations. En raison de son modèle d'affaires, Junex possède

aujourd'hui tant une expertise scientifique de haut-niveau qu'une expertise opérationnelle « de terrain » spécifique aux activités pétrolières et gazières.

c. Propriété québécoise de la ressource gazière

Notre stratégie d'exploration rigoureuse, en conjonction avec une stratégie de financement peu dilutive, permet aujourd'hui à Junex d'être au cœur de la découverte des Shales d'Utica tout en conservant un contrôle, parmi les initiés et les mains amies près de la compagnie, sur plus de 30% des actions émises et en circulation. Cette structure de capital-actions représente un outil important de création de valeur pour nos actionnaires, dont la grande majorité sont des Québécois.

Nous estimons que 75% à 80% des actions émises et en circulation de Junex sont détenues par des partenaires financiers institutionnels ou des petits investisseurs du Québec. De plus, nous estimons que Junex détient environ 30% de la superficie prospective du bassin d'Utica. En ajoutant le Bassin des Appalaches qui couvre les régions de la Beauce et de l'Estrie, c'est plus ou moins 50% de tout le territoire prospectif pour les Shales gazéifères qui est détenu par Junex.

Ces précisions sont importantes puisque plusieurs ont évoqué à tort que la propriété de la ressource est entre les mains de compagnies de l'extérieur du Québec. Cette affirmation est d'ailleurs fautive dans sa nature même puisque la ressource gazière, comme toutes les autres ressources naturelles, appartient au Gouvernement du Québec, donc à la collectivité québécoise. Dans le but de stimuler les investissements de capitaux de risques et de favoriser la mise en valeur de cette ressource, le Gouvernement émet à différentes sociétés des permis d'exploration. Les compagnies gazières qui détiennent ces permis ont par ailleurs l'obligation contractuelle de payer des rentes annuelles et de procéder à des investissements pour mettre en valeur les ressources potentielles de leurs permis. Après une découverte commerciale, ces mêmes compagnies doivent obtenir, auprès du Gouvernement du Québec, des baux de production qui leur permettront d'exploiter la ressource. Ce faisant, elles paieront au Gouvernement du Québec des redevances liées à la production.

Bref, non seulement le Gouvernement est propriétaire de la ressource et chargé de définir les conditions de développement de celle-ci, mais il est également faux de prétendre que l'exploitation sera faite uniquement par des sociétés privées ayant leur siège social à l'extérieur du Québec. Nous avons démontré dans les sections qui précèdent que Junex est la principale détentrice de permis dans les Basses-Terres du St-Laurent et qu'elle a de plus développé dans le secteur gazier une expertise qui lui permettra de participer activement au développement des Shales d'Utica.

L'idée de la nationalisation complète de l'industrie évoquée par certains nous apparaît pour le moins farfelue. Pour se développer de façon optimale, le bassin d'Utica nécessitera non seulement des milliards d'investissements de capitaux parfois risqués, mais il ne se fera que dans la mesure où des compagnies transfèrent ici l'expertise acquise ailleurs dans des bassins similaires. En termes clairs, le secteur gazier québécois

a besoin du capital et de l'expertise de sociétés gazières canadiennes ou internationales. Ceci ne nous empêche toutefois pas d'espérer qu'émerge, en parallèle au développement de l'industrie gazière québécoise, une entreprise québécoise de grande envergure. Junex travaille à la réalisation de cet objectif.

Bien évidemment, la commercialisation d'un bassin de Shale nécessite des investissements de capitaux massifs et récurrents, ce qui nous obligera un jour soit à diluer notre capital-actions, soit à diluer nos intérêts dans les permis en signant des partenariats avec des sociétés majeures de l'industrie. Or dans la perspective d'une dilution du capital-actions, rien n'empêchera des sociétés d'investissement du Gouvernement du Québec de prendre des positions dans notre compagnie et de profiter ainsi de sa croissance.

De plus, les actions de Junex, comme celles de la grande majorité des entreprises actives dans le bassin d'Utica, transigent sur les différentes places boursières du Canada ou d'ailleurs. Encore une fois, investir du capital passif dans les sociétés actives au Québec représente un moyen simple et efficace de bénéficier des retombées financières du développement gazier de l'Utica.

d. Travailler en harmonie avec les communautés locales

Les relations initiales avec les communautés ont été généralement bonnes, mais certains travaux menés ici ont créé auprès de quelques citoyens un mécontentement qui a éveillé la conscience des membres de l'APGQ à l'égard des particularités du Québec. Nous ne pouvons pas travailler au Québec de la même façon que dans certaines autres juridictions où l'industrie gazière est intégrée à la culture locale depuis des décennies. L'exploration gazière est méconnue par les citoyens du Québec et l'industrie aura un travail important à faire dans le but d'expliquer de façon transparente la nature de ses activités et de susciter l'acceptabilité sociale de ses projets.

Les contacts fréquents que nous entretenons avec nos collègues de l'extérieur du Québec nous incitent à croire hors de tout doute en leur volonté de prendre acte des traits culturels particuliers du Québec et d'ajuster leurs opérations en conséquence. C'est ainsi que les membres de l'APGQ ont récemment adopté une « Déclaration d'acceptabilité sociale » qu'ils mettront systématiquement en pratique lors de leurs opérations sur notre territoire.

Les membres de l'APGQ se sont donc engagés à respecter les principes suivants et à mener leurs activités en conformité avec ceux-ci :

Respect des communautés

- Les membres de l'APGQ communiqueront aux élus locaux les détails de tous les projets à venir.
- Les membres de l'Association obtiendront tous les permis et autorisations requis avant de commencer leurs activités.
- Les membres de l'APGQ emploieront, autant que possible, les résidents du Québec dans leurs opérations locales.

- Les membres de l'APGQ collaboreront avec les organismes locaux pour identifier des entrepreneurs et des sous-traitants locaux qualifiés, afin qu'ils puissent participer aux activités liées à leurs opérations.
- Les membres de l'APGQ vont supporter ou participer à des initiatives communautaires locales qui s'alignent avec leur philosophie et leurs valeurs corporatives.
- Les membres de l'APGQ reconnaissent les droits ancestraux des autochtones et respectent les exigences réglementaires quant à la consultation avec les communautés autochtones touchées par les activités de ses membres.

Gestion des terres

- Les membres de l'APGQ consulteront les autorités provinciales et locales et les propriétaires fonciers touchés directement par les projets afin d'atténuer les impacts liés à l'utilisation de la terre, telles que la sélection du site, la construction de routes d'accès et l'utilisation des routes locales secondaires.
- L'APGQ utilisera les meilleures pratiques de l'industrie pour gérer l'empreinte écologique pendant et après ses activités et remettra le terrain à l'état original en conformité avec les lois et règlements.

Les relations communautaires

- Les membres de l'APGQ s'engageront de façon proactive dans une consultation ouverte et honnête avec les intervenants directement touchés par le projet (comme les propriétaires fonciers).
- Les membres de l'APGQ fourniront des informations précises au sujet de leurs opérations aux parties intéressées.
- Les membres de l'APGQ prendront en considération les préoccupations des intervenants dans la prise de décisions et la planification des mesures d'atténuation.

À titre de joueur local impliqué dans l'exploration gazière, Junex a appris depuis quelques années à mieux travailler avec les intervenants locaux sur le terrain. Nous avons par exemple signé depuis 2001 un total de 24 ententes de gré à gré avec les propriétaires des terrains sur lesquels nous avons procédé à des forages gaziers. Aucune de ces ententes n'a donné lieu à des requêtes ou des demandes de dommages de la part des propriétaires fonciers. Au contraire, plusieurs ont exprimé leur satisfaction à l'égard de notre façon de mener nos opérations. C'est le cas de M. Magella Ghielen, propriétaire du terrain où nous avons procédé à des forages dans la région de Champlain :

La compagnie a été très respectueuse. Les employés ont créé des buttes de terre pour camoufler les bruits. Ils ont même créé des bassins de décantation pour traiter l'eau qui était utilisée lors du forage. Tout a été fait dans les règles de l'art¹³.

¹³ Roy (2010) *in* Deux puits et aucun problème

Cas type de la préparation d'un forage gazier

En plus de toute la série de permis et d'autorisations gouvernementales à obtenir, la préparation d'un forage gazier nécessite plusieurs actions qui permettent d'informer les populations locales des activités à venir. Nous sommes plutôt agacés par les prétentions de certains médias qui véhiculent que l'industrie se comporte de façon cavalière et irrespectueuse. Junex entend travailler de façon transparente avec la population du Québec. Voici notamment le détail de la séquence des préparatifs ayant mené au forage de notre dernier puits dans la région de Villeroy :

- **~12 mois avant le forage** : Rencontre et entente avec le propriétaire foncier où le puits sera foré.
- **~6 mois avant le forage** : Rencontre d'information avec la directrice générale de Villeroy. Parce que le puits est situé près du territoire de Notre-Dame de Lourdes le projet de forage a aussi été expliqué au maire lors d'un appel téléphonique.
- **~ 2 mois avant le forage** : Rencontre d'information avec le maire de Villeroy et sa directrice générale, le maire de Notre-Dame-de-Lourdes ainsi que son inspecteur municipal et un représentant de la MRC.
- **~ 2 mois avant le forage** : Junex a envoyé par la poste plus de 500 feuillets annonçant la tenue d'une réunion d'information qui ont été distribués à toutes les adresses postales de Villeroy et Val-Alain. Junex a aussi publié une annonce dans le journal local, l'Avenir de l'Érable.
- **~1 mois et demi avant le forage** : Le président de Junex, son chef des opérations et quelques employés ont participé à la rencontre d'information avec la population.
- **~ 1 mois avant le forage** : La directrice générale de la ville a été informée de la progression du projet sur une base ponctuelle. Nous avons notamment pris contact avec les pompiers et procédé à des analyses d'eau dans les puits artésiens dans un rayon de 1,5 km. Des études de débit d'eau ont également été faites sur les puits dans un rayon de 500m et chaque résident a été rencontré personnellement ou par téléphone afin d'obtenir leur approbation.
- **1 semaine avant le forage** : Visite des installations avec le Directeur du Service de Sécurité Incendie Régional de l'Érable et trois autres membres du service d'incendie dans le but de coordonner les plans de mesure d'urgence de Junex avec la municipalité.
- **1 semaine avant le forage**: Visite des installations de forage par le président de Junex avec les deux maires (Villeroy et Notre-Dame de Lourdes).

e. Intégration des activités de forage au territoire agricole

Un des grands enjeux de l'exploration et de l'exploitation du gaz de shale est la réduction de l'empreinte au sol pour assurer une protection optimale du territoire¹⁴. Le forage de plusieurs puits horizontaux à partir d'un même site en surface permet d'optimiser le drainage de la ressource gazière à partir d'un même point. Cette méthode est maintenant

¹⁴ Pickett (2010) *in* Technologies, Methods Reflect Industry Quest to Reduce Drilling Footprint

appliquée dans tous les bassins de shale. Par exemple, sur un site de deux hectares (100m x 200m), de quatre à douze puits horizontaux seront forés.

L'autre façon de diminuer l'impact au sol des travaux de forage est d'utiliser des foreuses adaptées et de moindre impact (*Low-Impact Fit for Purpose Rigs*). La capacité d'avoir des employés qualifiés a permis à Junex de construire, d'opérer et d'assurer la maintenance de trois foreuses. Les foreuses #2 et #3 sont de type « double », ce qui signifie qu'elles peuvent sortir deux longueurs de tiges de forage à la fois. Ce sont des équipements de forage standards de l'industrie pétrolière avec des capacités de forage de l'ordre de 1 800 à 2 300 mètres de profondeur. De type « simple », la foreuse #1 est moins puissante que les deux autres mais elle entre dans la catégorie des équipements de moindre impact. Elle est utilisée pour des forages dont les profondeurs sont inférieures à 1 000 mètres. Les puits forés par Junex avec cette foreuse nécessitent des surfaces de travail de moins de 0,5 hectare. Les équipements périphériques de la foreuse sont conçus de manière à réduire les opérations de déménagement et d'optimiser l'utilisation de la surface de travail. La foreuse #1 représente pour Junex l'outil optimal pour réaliser des puits d'exploration à des profondeurs inférieures à 1 000 mètres. En utilisant ses propres équipements, Junex a facilement été en mesure d'adapter ses trois foreuses pour diminuer leur impact au sol. Même les foreuses doubles sont constamment améliorées par les équipes de maintenance pour réduire leurs impacts visuels, sonores et sur le sol.

Aux yeux de la Commission de la Protection du Territoire Agricole du Québec et de la Loi qu'elle régit, les activités gazières ont peu d'impacts puisque les sites de production sont considérés comme des sites d'utilisation temporaire de la zone agricole. Les opérateurs de ces sites ont l'obligation de les restaurer pour l'usage agricole à la fin de la vie utile des puits. Cette période peut s'étendre jusqu'à 40 ans pour les meilleurs puits producteurs mais malgré tout, après cette période, il sera possible de retrouver la vocation agricole du terrain.

À l'échelle de l'ensemble du territoire agricole, les sites de production gazière représentent peu de superficie. L'utilisation de sites multi-forages permet de diminuer grandement la surface nécessaire à l'extraction du gaz. Prenons uniquement la superficie du territoire agricole des Basses-Terres du Saint-Laurent, soit 2 202 000 hectares. Dans un scénario de 250 puits horizontaux, à raison de 8 puits horizontaux par site, il y aurait par année 32 sites de production en opération sur le territoire. Dans le cas de sites couvrant 3 hectares chacun, l'utilisation de terres agricoles serait de 96 hectares, soit 0,004% du territoire agricole des Basses-Terres. En tenant compte du fait que plusieurs de ces sites peuvent être situés en zone agricole non-cultivée ou en zone agricole de faible potentiel on peut conclure que l'impact de l'industrie gazière sur l'intégrité du territoire agricole sera très faible.

f. *Protection de la nappe phréatique*

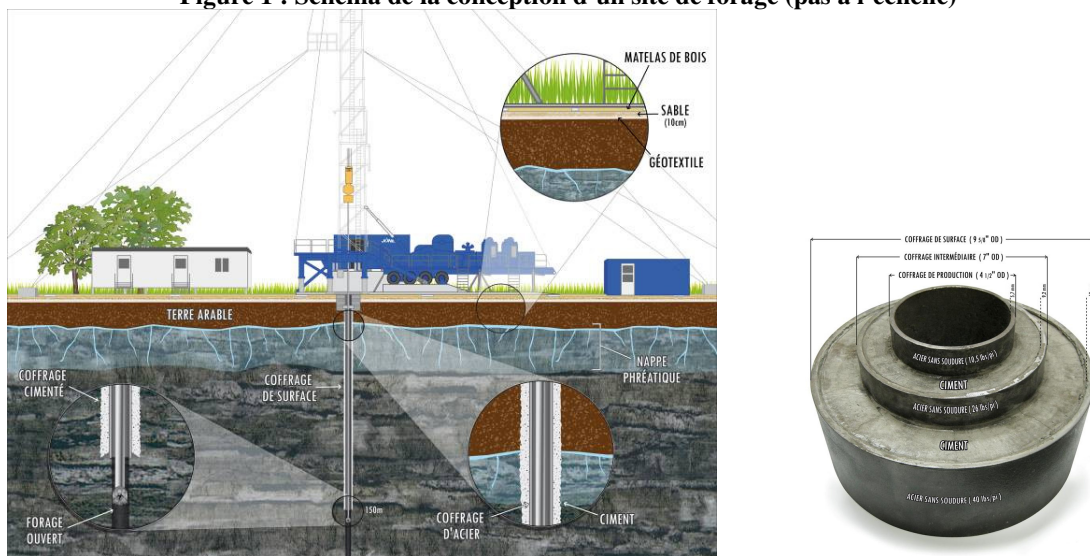
Tel que mentionné dans le « Mise en contexte » de ce mémoire, nous référons le lecteur au mémoire de l'APGQ pour connaître dans le détail toutes les mesures de mitigation des risques et des impacts liés aux opérations gazières, notamment à l'égard de la gestion de

l'eau et de la protection de la nappe phréatique. Nous nous contenterons au cours des prochains paragraphes de survoler ces enjeux cruciaux.

Il est d'abord important de mentionner que les opérations gazières sont effectuées selon les règles de l'art sous la supervision d'ingénieurs de forage certifiés. Les ingénieurs travaillant pour Junex sont membres de l'Ordre des Ingénieurs du Québec. Au point de vue de la sécurité des personnes, les superviseurs sont formés et certifiés selon les normes *First Line* et *Second Line* établies par l'industrie pétrolière depuis plusieurs décennies. Les membres de l'équipe de forage et les autres employés de terrain reçoivent également diverses formations visant à maintenir les qualifications de sécurité nécessaires aux opérations de terrain.

En ce qui concerne la protection de l'eau souterraine, tous les puits gaziers, peu importe leur type, sont creusés en système fermé et les zones de surfaces sont coffrées et cimentées pour être isolées des zones profondes. En d'autres mots, l'eau utilisée pour le forage est réutilisée constamment et elle n'entre pas en contact avec l'eau souterraine. Les coffrages conducteurs et de surface isolent l'eau souterraine de tous les fluides pouvant être rencontrés en profondeur, tel que démontré à la figure 1.

Figure 1 : Schéma de la conception d'un site de forage (pas à l'échelle)



Les différents coffrages d'acier sont fixés dans du béton qui est soumis à des tests de pression afin de s'assurer de son étanchéité. Ces multiples coffrages isolent complètement le puits de la nappe phréatique. Il s'agit d'une technique éprouvée sur des millions de puits forés à travers les années en Amérique du Nord.

Dans la seconde phase d'opération, lorsque les activités de stimulation massive sont complétées, les fluides de fracturation et de reflux (*fluid frac* et *flow-back fluid*) représentent alors les fluides principaux à gérer. Les sites de forage sont aménagés pour assurer la protection la plus complète du terrain, de l'eau de surface et de l'eau

souterraine. Les aires de forage sont alors conçues pour contrôler le drainage sur le site¹⁵. Les fluides utilisés lors des travaux de forage ou de complétion sont stockés dans des bassins de rétention étanches construits sur le site. Enfin, la manipulation de tous les additifs chimiques est effectuée selon les normes et leur utilisation est supervisée par des experts certifiés¹⁶.

Nous mentionnons enfin que la fracturation hydraulique est une technique éprouvée depuis plusieurs années. Dans les Shales d’Utica, la fracturation de la roche survient en général entre 1 500 et 2 500 mètres de profondeur. C’est donc des centaines et parfois des milliers de mètres de roches imperméables (les Shales du Lorraine) qui séparent la nappe phréatique des Shales d’Utica où a lieu la fracturation hydraulique. De plus, l’utilisation de la technologie de la microsismique confirme que les fractures hydrauliques ne vont pas au-delà d’environ 90 mètres.

Volumes d’eau utilisés

D’entrée de jeu, mentionnons que les usages industriels de la ressource hydrique sont réglementés et contrôlés par le Ministère du Développement Durable de l’Environnement et des Parcs (MDDEP).

La phase de creusage d’un puits nécessite peu d’eau, soit entre 250 000 et 350 000 litres. Après décantation, plus de 75% de cette eau est séparée des déblais de forage et prête à être traitée ou réutilisée. L’utilisation nette dans tous les cas est donc inférieure à 85 000 litres.

Dans le cas des travaux de fracturation massive, les volumes utilisés sont d’environ 13 000 000 litres par puits horizontal et cette eau provient de sources en surface (rivière, lac). Environ la moitié de cette eau injectée reste captive dans le gisement tandis que l’autre moitié est récupérée et traitée. Les chiffres semblent élevés, mais lorsque mis en perspective par rapport à l’utilisation d’eau d’autres grands secteurs industriels, il est évident que la consommation d’eau de la filière gazière sera marginale.

Tableau 1 : Comparatif de l’utilisation industrielle de l’eau au Québec¹⁷

Utilisation	m ³ /année	Utilisation pour la production gazière % comparaison
250 puits horizontaux de shales gazéifères	1 601 600	
Industrie québécoise des pâtes et papiers	600 000 000	0,3 %
Industrie du ciment	105 555 555	1,5 %
Perte dans le réseau d’aqueduc de la Ville de Québec	20 000 000	8 %
Une seule cimenterie	15 500 000	10 %
Production laitière québécoise	12 000 000	13 %
Lave-auto québécois	4 372 519	37 %

¹⁵ O’Shea (2010) *in* Gaz de Shale – Le Mythe de l’Eau : Bien comprendre l’impact du développement du gaz de shale sur l’eau potable.

¹⁶ La liste complète des additifs utilisés est disponible dans le mémoire de l’APGQ.

¹⁷ O’Shea (2010) *ibid*

Il est également important de préciser que malgré l'utilisation de certains additifs chimiques dans l'eau de fracturation¹⁸, la qualité de l'eau de reflux analysée au Québec est relativement bonne et facile à traiter. Considérant qu'il s'agit d'un rejet industriel, les teneurs en sel sont faibles et les teneurs en métaux répondent aux normes du MDDEP pour l'eau souterraine pour fin de consommation¹⁹. Globalement, en ce qui concerne les ressources hydriques, de l'avis des spécialistes en hydrogéologie, les risques associés au développement des gaz de shale sont faibles²⁰.

¹⁸ La liste des additifs utilisés est disponibles dans le mémoire de l'APGQ.

¹⁹ O'Shea (2010) *in* Gaz de Shale – Le Mythe de l'Eau : Bien comprendre l'impact du développement du gaz de shale sur l'eau potable

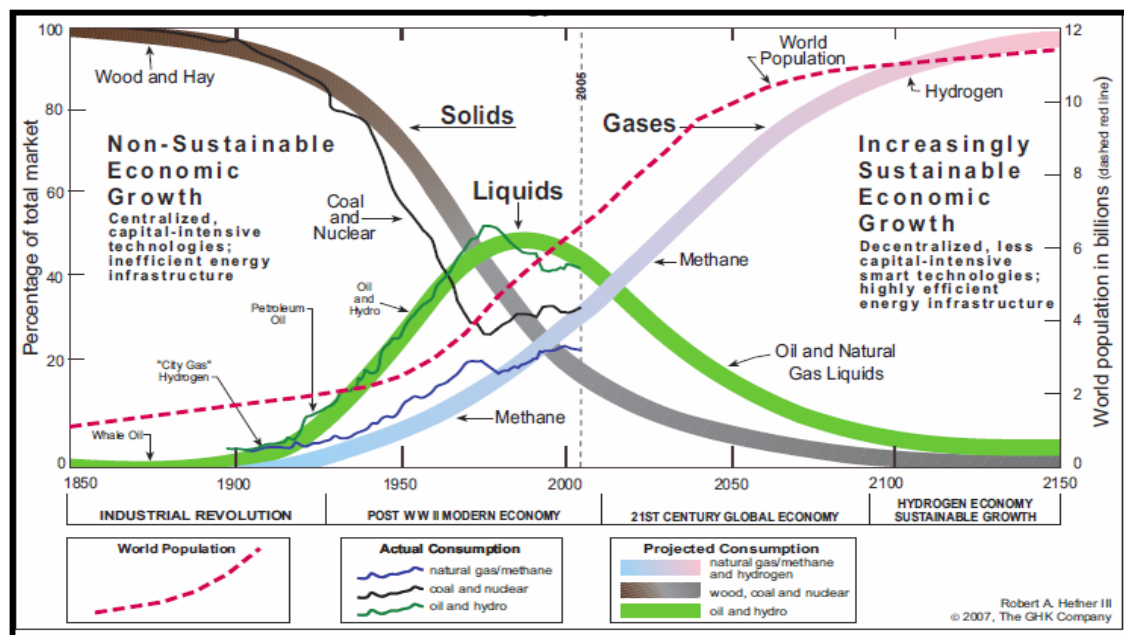
²⁰ O'Shea (2010) *ibid*

SECTION 4 – LE GAZ NATUREL, UNE ÉNERGIE CRUCIALE POUR LE QUÉBEC

a. Une énergie stratégique pour les industries québécoises

Plusieurs analystes du secteur énergétique estiment que le gaz naturel représente la source d'énergie des prochaines décennies. Nous verrons à la section suivante que le développement des bassins de Shale en Amérique du Nord et, ultimement, celui des autres régions du monde, entraîne une véritable révolution énergétique qui aura des conséquences géopolitiques et environnementales importantes²¹.

De tout temps, l'accès aux ressources énergétiques a permis à l'humanité d'améliorer ses conditions de vie. Depuis le dix-neuvième siècle, c'est également grâce à l'énergie que l'industrialisation des sociétés occidentales a entraîné une augmentation généralisée du niveau de vie des hommes. Le même phénomène est en voie de se produire dans des pays en émergence tels que la Chine ou l'Inde par exemples. Si les années qui ont précédées ont essentiellement été celles de l'utilisation du pétrole et du charbon comme sources d'énergie primaires, plusieurs croient que les années à venir seront celles du gaz naturel qui se substituera aux énergies plus polluantes et permettra ainsi une transition vers les énergies à carbone neutre.



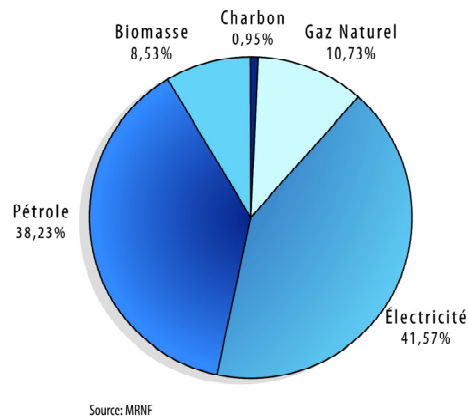
Le gaz naturel joue déjà un rôle important dans les stratégies énergétiques de tous les pays et ce rôle, comme nous venons de le voir, est appelé à grandir au cours des

²¹ Myers Jaffe (2010) in Shale Gas Will Rock the World

²² Hefner (2007) in Energy Gases

prochaines années. On pourrait croire que la situation est différente au Québec, compte-tenu des spécificités de son portefeuille énergétique axé presque en totalité sur la production hydraulique d'électricité. Malgré ce patrimoine hydraulique qui fait la fierté des Québécois, il n'en demeure pas moins qu'environ la moitié de l'énergie consommée au Québec provient de sources d'énergies fossiles²³.

Figure 3 : Consommation par forme d'énergie au Québec en 2008



Contrairement à la majorité des autres sociétés dans le monde, les Québécois utilisent majoritairement l'électricité pour répondre à leurs besoins de chauffage. De ce fait, ils entretiennent généralement avec le gaz naturel une relation moins directe et ils sont peu conscients de l'importance de cette ressource dans notre bilan énergétique. Pourtant, le Québec consomme pour environ 2 milliards de dollars de gaz naturel par année²⁴.

De plus, l'accès au gaz naturel est indispensable pour plusieurs entreprises du secteur industriel québécois. De nombreuses industries créatrices d'emplois au Québec, notamment les papetières, les alumineries, les fonderies, les cimenteries, ont besoin de la valeur énergétique du gaz naturel pour que fonctionnent leurs procédés industriels. La stratégie énergétique 2006-2015 du Québec illustre clairement cet état de fait :

Le gaz naturel joue un rôle stratégique dans tous les domaines où la production de chaleur doit être contrôlée avec précision. [...] À lui seul, le secteur industriel consomme près de 50% des approvisionnements en gaz naturel du Québec où il représente plus de 16% des besoins énergétiques. Pour plusieurs industries, la disponibilité du gaz naturel est un facteur de localisation important²⁵.

À l'évidence, la disponibilité du gaz naturel contribue grandement à la compétitivité de nombreuses entreprises en provenance des secteurs industriels parmi les plus importants créateurs de richesse et d'emplois au Québec.

²³ Source : Ministère des ressources naturelles du Québec.

²⁴ SECOR (2010) : Retombées économiques de l'industrie gazière. Disponible sur www.apgq-qoga.com

²⁵ Gouvernement du Québec (2006) in L'Énergie, pour construire le Québec de demain

b. La sécurité des approvisionnements gaziers

Toutes les nations du monde aspirent à l'indépendance à l'égard des ressources énergétiques étrangères et le Québec ne fait pas exception à la règle. Or, nos approvisionnements gaziers sont totalement dépendants d'un seul bassin de production et d'un seul moyen de transport.

En effet, un seul pipeline parcourt le pays d'ouest en est. De par sa situation géographique qui le place au bout de la ligne de transport, le Québec est donc totalement dépendant de l'efficacité de la conduite de gaz naturel de TransCanada PipeLines puisque la totalité du gaz naturel consommé au Québec est acheminé par cet unique canal de transport. Non seulement le Québec est-il donc dépendant de la conduite de TCPL, mais il est aussi à la merci de la production gazière déclinante des provinces de l'Ouest canadien. La Stratégie énergétique 2006-2015 du Québec précise que :

Les seules réserves auxquelles nous ayons accès directement semblent avoir atteint leur apogée puisque les réserves prouvées ont diminué de 40% en vingt ans. [...] Nous devons donc diversifier nos sources d'approvisionnement afin de renforcer notre sécurité énergétique à moyen et long termes²⁶.

La diversification des approvisionnements gaziers est une préoccupation importante maintes fois exprimées dans la Stratégie énergétique 2006-2015 du Québec. Cette préoccupation a d'ailleurs mené, au cours des dernières années, à l'élaboration de quelques projets de terminaux méthaniers. Or il semble indiscutable que de produire la ressource directement sur notre territoire représente de loin la solution la plus avantageuse pour contribuer à la sécurité des approvisionnements gaziers du Québec. C'est d'ailleurs la première priorité du plan d'action de la Stratégie énergétique.

À partir du moment où une découverte gazière majeure est faite sur notre territoire il nous apparaît tout à fait naturel de produire chez nous cette ressource plutôt que de continuer de l'importer de l'Ouest canadien. Ce faisant, non seulement la sécurité des approvisionnements sera-t-elle assurée, mais il en résultera automatiquement un déplacement, de l'Alberta vers le Québec, de la création de richesse associée à notre propre consommation gazière.

c. Les bénéfices environnementaux du gaz naturel

Les avantages du gaz naturel par rapport aux autres énergies fossiles sont bien connus. Sa combustion n'émet pas de dioxyde de soufre (SO₂) et elle émet trois fois moins de d'oxyde d'azote (NO_x) que le charbon ou le pétrole²⁷. À la consommation, le gaz naturel émet environ 42% moins de gaz à effet de serre (GES) que le charbon; 31% moins de GES que le mazout; et 25% moins de GES que le diesel²⁸. Lorsqu'il est utilisé comme source primaire pour la production d'électricité, les bénéfices du gaz naturel sont encore

²⁶ Gouvernement du Québec (2006) *in* L'Énergie, pour construire le Québec de demain.

²⁷ Hydro-Québec (2010) *in* Production d'électricité au Canada et aux États-Unis et impacts sur les émissions atmosphériques.

²⁸ Source : Agence de l'efficacité énergétique du Québec

http://www.aee.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/facteurs_emission.pdf

plus impressionnants : 54% moins de gaz à effet de serre (GES) que le charbon; 50% moins de GES que le mazout; et 35% moins de GES que le diesel²⁹. C'est pourquoi bon nombre d'organismes environnementaux sont d'avis que le gaz naturel, à condition bien sûr de déplacer des sources plus polluantes, peut jouer un rôle dans la lutte mondiale à la réduction des gaz à effet de serre.

Sur le plan continental, il est évident qu'en se substituant au charbon ou aux différents produits pétroliers, le gaz naturel contribuerait à réduire la facture globale des émissions de GES. Comme chacun sait, la problématique des changements climatiques déborde largement les seules frontières du Québec. Dans cette perspective, analyser l'impact des GES de la production gazière des Shales d'Utica à travers le seul prisme de la situation québécoise nous apparaît pour le moins réducteur.

De prime abord nous ne voyons pas pourquoi produire au Québec le gaz naturel que nous consommons émettrait à l'échelle du Canada plus de GES que la production du même gaz naturel en Alberta. Au contraire, la production locale permettra de réduire toutes les pertes, souvent évaluées de façon arbitraire à environ 5%, liées au transport de celui-ci sur environ 4 000 kilomètres. Par ailleurs, nous admettons que l'activité industrielle nécessaire à la production chez nous du gaz naturel que nous consommons déplacera de l'Alberta vers le Québec non seulement les impacts économiques corollaires de cette production mais également les impacts liés aux émissions de GES. Dans la mesure où nous acceptons l'idée que la problématique des gaz à effet de serre est globale et qu'elle ne doit pas être évaluée sous l'angle unique du Québec, nous croyons que les impacts globaux liés à la production des Shales d'Utica sur les GES seront positifs puisqu'ils élimineront toutes les émissions causées par l'activité de transport.

Par ailleurs, considérant les objectifs ambitieux que le Québec s'est donné pour la réduction sur son propre territoire des émissions de gaz à effet de serre, nous sommes d'avis que des mesures incitatives devraient être mises en place afin de favoriser le remplacement de sources énergétiques plus polluantes par du gaz naturel québécois.

À cet égard, deux axes semblent particulièrement prometteurs, soit celui du déplacement du mazout lourd et celui de l'utilisation du gaz naturel liquéfié dans le secteur du transport. D'abord, le Québec est le plus important consommateur industriel de mazout lourd. Il s'agit d'un marché où le gaz naturel pourrait faire des gains ayant un impact immédiat sur les émissions de GES. D'un autre côté, le projet de Transport Robert et Gaz métro pour alimenter des camions au gaz naturel liquéfié (GNL) pour le transport de marchandises dans le corridor formé par l'autoroute 401 en Ontario et l'autoroute 20 au Québec, entre la région de Québec et la région du grand Toronto, représente un autre exemple concret du rôle important que peut jouer immédiatement le gaz naturel dans la réduction du bilan de GES du Québec.

Enfin, il est à noter que si la production des Shales d'Utica était excédentaire aux besoins de consommation locaux, il y a fort à parier que les volumes exportés du Québec vers les

²⁹ Hydro-Québec (2003) *in* Émissions de gaz à effet de serre des options de production d'électricité
http://www.hydroquebec.com/developpementdurable/documentation/pdf/options_energetiques/pop_01_06.pdf

États-Unis serviraient à remplacer des sources énergétiques plus polluantes, notamment le charbon qui est encore très utilisé pour produire de l'électricité dans les états du nord-est américain.

SECTION 5 : LA RÉVOLUTION ÉNERGÉTIQUE DES SHALES GAZÉIFÈRES

a. Historique du développement

Les gisements de gaz naturel contenus dans les shales font partie de la catégorie des gisements non-conventionnels. Ce sont des accumulations continues de gaz naturel réparties sur de larges volumes rocheux saturés en hydrocarbures (gaz ou pétrole) s'étendant à une échelle régionale. La quantité de gaz en place de ces types de gisements est énorme, de l'ordre de plusieurs millions de mètres cubes³⁰, mais le taux de récupération peut être assez faible (habituellement inférieur à 50%). Une fois le potentiel gazier démontré, le succès de l'exploration et du développement des ressources non-conventionnelles repose sur la technique utilisée. La particularité des gisements de shales gazéifères vient du fait qu'au départ le shale est la roche-mère des systèmes pétroliers. Sous l'effet de l'enfouissement et de l'augmentation de chaleur en profondeur, la matière organique contenue dans le shale se transforme en hydrocarbures. C'est un processus de raffinage naturel qui se produit sur des millions d'années. Dans certains cas, la migration des fluides contenus dans le shale est impossible, la roche-mère se charge alors en hydrocarbures et devient elle-même une accumulation de gaz naturel ou de pétrole³¹.

La première production commerciale de gaz naturel aux États-Unis, en 1821, provenait d'un shale dévonien des Appalaches, à Fredonia dans l'État de New York. Comprendre la géologie et la géochimie des shales riches en matières organiques pour améliorer leur capacité de production a nécessité des sommes colossales d'argent de recherche et développement depuis une quarantaine d'années³². Les États-Unis ont en effet consacré plusieurs milliards de dollars pour développer et améliorer les techniques de production des gisements non-conventionnels et récoltent aujourd'hui le fruit de leurs efforts. Présentement, la production d'origine non-conventionnelle compte près de la moitié de la production quotidienne de gaz aux États-Unis. Le gaz de shale uniquement compte présentement pour un peu plus de 20% (12,5 Bcf/j)³³ de la production états-unienne alors que cette proportion n'était que de 3% (1,2 Bcf/j) en 2005³⁴.

La hausse mondiale de la demande énergétique et la hausse du prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont fortement stimulé la recherche de nouvelles sources d'approvisionnement et le développement des gisements non-conventionnels. Par rapport aux gisements conventionnels, les gisements non-conventionnels demandent plus d'investissements en capitaux de développement et plus d'effort de maintien des opérations. Il y a cinq ans, on présentait ces gisements en disant qu'ils étaient plus coûteux à mettre en production mais moins risqués à développer. Mais la baisse du prix du gaz naturel a forcé les producteurs à baisser leurs coûts d'opérations. Ce défi a été

³⁰ Un million de m³ est égal à 35,3 Bcf (milliard de pieds³) ou 0,035 Tcf (trilliard de pied³). Il faut un Tcf de gaz pour chauffer quinze millions de maisons pendant un an ou pour générer 100 milliards de kilowatt-heure d'électricité.

³¹ Jarvie et al. (2001) in Oil and Shale Gas from the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas

³² Curtis (2002) in Fractured Shale-Gas Systems

³³ Chesapeake Energy (2010) in October 2010 Institutional Investor and Analyst Meeting

³⁴ Sloane (2010) in Shale Plays – State of the Industry

relevé par l'industrie et aujourd'hui, les coûts d'exploration et de développements des ressources non-conventionnelles sont moins élevés que ceux des ressources conventionnelles³⁵.

Les gisements non conventionnels nécessitent plus de travail de maintenance mais leurs productions s'étendent sur plusieurs décennies. Le volume de gaz contenu dans les shales est énorme et les méthodes de mise en production efficaces existent à condition que les prémisses de départ soient positives. Bien que tous les bassins de shale soient différents, les prémisses à évaluer sont toujours les mêmes :

- Présence de matière organique dans les shales
- Maturation thermique du shale
- Épaisseur de la séquence sédimentaire des shales
- Évaluation du gaz en place
- Minéralogie des shales
- Fracturabilité des niveaux de shales
- Pression interstitielle dans la formation rocheuse
- Perméabilité des niveaux de shales

La production de manière économique de cette ressource a été rendue possible grâce à l'optimisation de deux procédés : 1) la fracturation hydraulique massive avec *proppants*³⁶ ; 2) le forage horizontal³⁷. L'amélioration de ces procédés s'est échelonnée sur une vingtaine d'années et elle tient lieu de courbe d'apprentissage.

L'exemple typique de la production de gaz naturel à partir de couches de shales est celui du gisement de Barnett Shale dans le centre-nord du Texas. Le shale de Barnett est une excellente roche-mère et il a généré d'importantes quantités de pétrole³⁸. La production commerciale de gaz naturel à partir du Barnett Shale dans le bassin de Fort Worth a été initiée par *Mitchell Energy and Development Corporation* en 1981. Suite à ces premiers travaux, il aura fallu quinze ans d'efforts pour amorcer une production rentable et encore cinq années supplémentaires avant de connaître une mise en production à grande échelle³⁹. Actuellement, la production gazière quotidienne du gisement de Barnett Shale atteint 5 000 MMcfd⁴⁰. Avec des réserves évaluées à 10 Tcf et une ressource potentielle de gaz en place estimée à 327 Tcf⁴¹, le succès du Barnett a démontré le potentiel économique des accumulations de shales en Amérique du Nord et a lancé l'exploration des autres bassins.

L'innovation et l'amélioration des procédés restent les éléments clef de la réussite. Encore aujourd'hui, de nouvelles techniques de forage et de complétion sont développées dans le bassin de Fort Worth : accroissement de l'extension horizontale par le forage de

³⁵ Sloane (2010) *in* Shale Plays – State of the Industry

³⁶ Le terme «proppant» décrit un matériel granulaire qui est injecté dans une fracture à partir d'un puits foré dans le but de la maintenir ouverte pour faciliter la circulation des fluides (gaz, pétrole ou eau).

³⁷ Halliburton White Paper (2008) U.S. Shale Gas : An unconventional Resource. Unconventional Challenges

³⁸ Jarvie et al. (2001) *in* Oil and shale gas from the Barnett Shale, Ft. Worth basin, Texas

³⁹ Southwestern Energy (2010) *in* September 2010 Update

⁴⁰ Chesapeake Energy (2010) *in* October 2010 Institutional Investor and Analyst Meeting.
Un MMcfd égal un million de pieds cubes par jour.

⁴¹ Smead et Pickering (2008) *in* North American Natural Gas Supply Assessment

multi-latéraux de plus de 1 000 mètres. Les puits sont forés avec des boues à base d'eau. Les coffrages sont cimentés, perforés et nettoyés à l'acide. Les latéraux plus longs nécessitent des travaux de stimulation plus importants et les opérateurs fracturent un plus grand nombre de zones. Les puits horizontaux forés en 2003 et 2004 sont présentement re-stimulés dans le but d'augmenter le taux de récupération du gaz de 10 à 35%. Beaucoup de technologies pour diminuer les impacts sont développés dans le bassin : *pad drilling* et traitement-recyclage de l'eau par exemples. L'expansion du gisement de Barnett en-dehors de la zone de production centrale s'accélère mais malgré le fort potentiel, certaines considérations essentiellement liées à la proximité des zones urbaines limitent le développement de nouvelles zones.

En mettant en marché des quantités de gaz naturel nouvelles et importantes, l'apport économique de ces nouvelles ressources dépasse toutefois les phases d'exploration. La production de gaz non-conventionnel assure une sécurité d'approvisionnement stabilisée inestimable pour les États-Unis. Plusieurs bassins sur la planète disposent également d'importantes ressources de gaz naturel dans les couches de shale. C'est le cas de la Chine, de l'Inde, de la Russie ou de la Pologne. À moyen terme, certains experts prédisent que l'apport de gaz naturel non-conventionnel, dont les ressources sont gigantesques, permettra de remplacer l'utilisation du charbon et du pétrole⁴². Cette nouvelle situation engendre également :

- Une baisse des prix de gaz naturel et de certaines ressources concurrentes, en plus d'assurer une certaine stabilité de prix à l'échelle continentale ;
- À moyen terme, une augmentation de la consommation de gaz naturel à travers l'Amérique du Nord et possiblement dans le monde entier ;
- À moyen et long termes, le gaz naturel jouera un rôle majeur dans la situation énergétique mondiale. Un grand nombre de procédés et d'équipements seront alimentés par le gaz naturel⁴³ et l'accès à la ressource gazière sera un facteur économique important.

Le prix du gaz naturel est appelé à augmenter dans les prochaines années ; les régions qui seront en mesure de le produire et de l'utiliser récolteront de grands bénéfices⁴⁴.

b. Les bassins en production

Les ressources gazières non-conventionnelles contenues dans les shales font l'objet d'une intense activité d'exploration et de mise en valeur partout en Amérique du Nord et les Basses-Terres du Saint-Laurent n'y échappent pas. Plusieurs experts évaluent les ressources nord-américaines de gaz de shales à plusieurs milliers de Tcf. Des évaluations de l'ordre de 5 000 Tcf⁴⁵ sont très réalistes en tenant compte de l'ensemble des bassins de shales répartis sur le continent. Ce nombre représente 250 fois la consommation annuelle des États-Unis ou 20 000 fois celle du Québec. Pour comprendre toute la valeur de cette ressource, rappelons qu'il faut un Tcf de gaz pour chauffer quinze millions de maisons pendant un an ou pour générer 100 milliards de kilowatt-heure d'électricité. On compte présentement six bassins de shale produisant commercialement du gaz naturel. Les shales

⁴² Hefner (2007) in *The Age of Energy Gases*

⁴³ Smith (2010) in *Chesapeake CEO's quest: Cars running on liquefied natural gas*

⁴⁴ Martin (2010) in *An Industry Perspective of the Haynesville Shale Gas Play*

⁴⁵ Kuuskraa et Stevens (2009) in *Worldwide Gas Shale and Unconventional Gas : A Status Report*

de Barnett, Fayetteville, Woodford, Marcellus, Eagle Ford et Haynesville assument la presque totalité de la production de shales gazéifères actuelles. Les ressources de gaz naturel de ces bassins sont estimées à plus de 1 500 Tcf. Peu importe le bassin, l'exploration des ressources non-conventionnelles passe par trois stades importants⁴⁶:

- 1) **Stade de l'exploration et de découverte** : acquisition de données sur les possibilités réservoir par le biais d'analyse d'échantillons de roche pour démontrer le potentiel économique du play⁴⁷ et planifier les techniques à utiliser ;
- 2) **Stade d'opération** : Mise en place d'un projet pilote pour valider et optimiser les techniques de développement tout en évaluant les infrastructures nécessaires à la mise en production ;
- 3) **Stade de production** : Production du gisement et optimisation de la récupération de gaz par la stimulation.

Le bassin de shale des Basses-Terres se situe présentement dans la période de transition entre la première et la seconde phase. Ultiment, le développement et la production du shale dépendront de la géologie du gisement, des percées technologiques et du prix du gaz naturel.

Tableau 2 : Sélection de gisements et plays de shale⁴⁸

Gisement ou Play	Région	Potentiel	GIP (Bcf/mi ²)	Production (Mmcf/d)	Profondeur (pi)	Pression (psi/pi)
Ohio Shale	Ohio – Western Virginia	248 Tcf	5 - 10	<300,00	2 500 – 6 000	>0,3
New Albany Shale	Indiana – Western Virginia	160 Tcf	7 - 10	<50,00	1 000 – 2 500	0,43
Antrim Shale	Michigan	76 Tcf	11	343,80	500 – 2 500	0,43
Barnett Shale	Texas	327 Tcf	65	5 000,00	6 500 – 8 500	0,46 - 0,54
Woodford Shale	Oklahoma	78 Tcf	220 - 300	80,10	8 000 – 13 000	0,35 – 0,44
Fayetteville Shale	Arkansas	105 Tcf	55	2 166,00	3 000 – 5 000	>0,45
Lewis Shale	Colorado – New-Mexico	97 Tcf	8 - 50	<150,00	4 500 - 6000	0,30
Conasauga Shale	Alabama	> 100 Tcf	330	0,06	6 000 – 9 000	0,47
Montney Shale	Colombie-Britannique	150 Tcf	8 - 160	400, 00	5 000 – 6 500	0,60 – 0,75
Marcellus Shale	Pennsylvania	1 900 Tcf	130	1 500,00	5 000	0,55
Haynesville Shale	Texas – Louisiane	670 Tcf	190	4 000,00	11 900	0,84
Eagle Ford Shale	Texas	400 Tcf	145	3 000,00	5 000 – 11 500	0,40 – 0,70
Muskwa Shale	Colombie-Britannique	500 Tcf	60 - 320	N/A	12 500	0,53
Bossier Shale	Texas – Louisiane	280 Tcf	165	N/A	11 650	0,78
Shale d'Utica	Québec	163 Tcf	114	N/A	1 500 – 8 500	0,6 – 0,7
Shale de Lorraine	Québec	> 100 Tcf	120	N/A	1 000 – 7 500	>0,43

Sources : Curtis et al. (2008); Probert (2008); Smead and Pickering (2008); Karlen (2007); British-Columbia Energy Ministry (2007); Moorman (2007); Frantz et al. (2005); Chesapeake Energy (2010); Marcil et al. (2010); Michigan Public Service Commission (2010); Pashin (2009); Alabama State (2010); ONE (2009)

Deux bassins producteurs de gaz de shale sont présentés dans les paragraphes qui suivent. Ils ont été sélectionnés en raison des informations pertinentes qu'ils nous offrent pour illustrer le potentiel des Basses-Terres du Saint-Laurent.

⁴⁶ Halliburton White Paper (2008) U.S. Shale Gas : An unconventional Resource. Unconventional Challenges

⁴⁷ Un play est défini comme un ensemble d'accumulations connues ou possibles d'hydrocarbures partageant des propriétés géologiques, géographiques et similaires, telles que la roche source, les voies de migration, le timing, les mécanismes de piégeage, et le type d'hydrocarbures (Gautier and others, 1996 in Tabular data, text, and graphical images in support of the 1995 National Assessment of United States Oil and Gas Resources, USGS).

⁴⁸ Pour faciliter la comparaison avec les données originales les unités impériales sont utilisées. Pour convertir les pieds en mètres, il faut multiplier par 0,3048 et pour convertir des psi/pi en kPa/m, il faut multiplier par 22,618

Fayetteville Shale, Arkansas

Très similaire géologiquement au Shale de Barnett, le Shale de Fayetteville est situé dans le bassin d'Arkoma. Le Fayetteville est moins épais et moins profond que le Barnett ; ceci implique des volumes de gaz en place moins grands mais des coûts de développement plus bas. Le taux de rendement des projets dans le Fayetteville est un des plus importants de l'industrie⁴⁹. La compagnie pionnière du Shale de Fayetteville est Southwestern Energy. Le premier puits d'exploration pour le Shale de Fayetteville a été complété en 2004. Seulement un an plus tard, 60 puits avaient été réalisés et le développement du gisement était lancé.

Le Fayetteville est un shale gris foncé à noir, riche en fossiles et carbonaté. Il est d'âge Carbonifère (Paléozoïque Supérieur). L'épaisseur du Fayetteville varie entre 15 et 170 mètres proportionnellement à des profondeurs allant de 450 à 2 000 mètres⁵⁰. Le shale est quartzitique à 50% et sa porosité varie de 3 à 5,5%. La maturité thermique du shale est de 2,4%. Il est légèrement surpressurisé.

La ressource de gaz en place est estimée à 55 Bcf/section. La production quotidienne du gisement de Fayetteville est de 2 166 MMcfd. Les puits actuels ont des débits de production initiaux d'environ 3,5 MMcfd et atteignent une production stabilisée variant entre 0,5 et 1,0 MMcfd. Ce débit stabilisé est atteint après trois ans. En moyenne, l'estimation de gaz récupéré pour chaque puits est de 2,6 Bcf. Les nouveaux puits horizontaux plus longs (latéral de 1 800 mètres) devraient augmenter la quantité de gaz récupéré à 4 Bcf selon les perspectives actuelles. Les coûts de développement du principal opérateur du bassin, Southwestern Energy, était de 0,69\$/mcf⁵¹. Il est également intéressant de noter que pour atteindre ses objectifs de rentabilité dans un bassin aussi peu exploré que le bassin d'Arkoma, la compagnie a dû mettre sur pied sa propre compagnie d'opération à grande échelle. Junex, qui possède elle-même une division de forage à part entière, est particulièrement intéressée par l'historique de développement de Southwestern Energy.

Il y a des similitudes entre les propriétés géologiques du Shale d'Utica et le Shale de Fayetteville. Du même coup, il y a également certaines ressemblances entre les conditions de développement du bassin d'Arkoma et le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent. La courbe d'apprentissage du Barnett a positivement influencé le développement du Shale de Fayetteville. Il aura fallu vingt-cinq ans pour que le gisement de Barnett produise 2 000 MMcfd, il n'aura en revanche fallu que cinq années pour que les opérateurs du Fayetteville dépassent ce niveau de production. Dans le cas du gisement de Fayetteville c'est bien plus l'approche proactive des opérateurs et des gouvernements qui a permis le développement accéléré de la ressource que les qualités géologiques du shale.

⁴⁹ Tristone Capital Energy Investment Team (2008) in *Can You Smell What the Rocks are Cookin' ? A 260 Tcf Shale Gas Revolution*

⁵⁰ Shelby (2008) in *The Fayetteville Shale Play of North-Central Arkansas – A Project Update*

⁵¹ Southwestern Energy (2010) in November 2010 Update

Haynesville Shale, Louisiane

Plus récent et plus profond que le Shale de Barnett, le Shale de Haynesville connaît présentement la plus forte croissance de développement gazier en Amérique du Nord. Les débits initiaux des puits sont parmi les plus élevés de l'industrie, dépassant de 2 à 3 fois ceux des autres gisements de shales gazéifères⁵². La compagnie la plus active dans l'exploitation du Shale de Haynesville est Chesapeake Energy. Le premier puits d'exploration pour le Shale de Haynesville a été complété en 2007 et seulement trois ans plus tard, 1 500 puits ont été réalisés, dont 550 puits producteurs.

Le Haynesville est un shale gris foncé à noir, carbonaté, laminé et bioturbé⁵³. Il est d'âge Jurassique (Mésozoïque Inférieur). En moyenne, l'épaisseur du Haynesville est de 70 mètres. Sa profondeur est supérieure à 3 000 mètres⁵⁴. Le shale est calcareux à près de 50% et sa porosité moyenne est de 7%. La maturité thermique du shale est de 2,7%. Il est fortement surpressurisé.

La ressource de gaz en place est estimée à 670 Bcf/section. La production quotidienne du gisement de Haynesville est de 4 000 MMcfd. Les puits actuels ont des débits de production initiaux d'environ 15,0 MMcfd. Les puits du bassin n'ont pas encore atteint leur débit stabilisé car la mise en production est encore récente, soit inférieure à deux ans. Les puits les plus « anciens » (environ 400 jours de production) produisent encore au-dessus de 4,0 MMcfd. En moyenne, l'estimation de gaz récupéré pour chaque puits est de 6 Bcf.

Il y a des similitudes entre les propriétés du Shale d'Utica et le Shale de Haynesville.

- La séquence sédimentaire des deux bassins est semblable. Le shale de Haynesville s'est mis en place entre une séquence de calcaire et une séquence de shale silteux. Le Haynesville est surmonté du Shale de Bossier, dont la géologie est similaire à celle du Shale de Lorraine. Dans les deux cas ces shales ont également un potentiel gazier notable.
- Les débits initiaux de certains puits des Basses-Terres et les surpressions associées enregistrées semblent indiquer que le Shale d'Utica pourrait avoir des capacités de production similaires au Shale de Haynesville, du moins dans certains secteurs. Les futurs puits permettront de cerner plus précisément ces secteurs de forte productivité. Les méthodes de recherches utilisées dans l'exploration du Shale de Haynesville, comme la géochimie isotopique du gaz, sont présentement appliquées avec succès au Québec⁵⁵.

⁵² Chesapeake Energy (2010) in October 2010 Institutional Investor and Analyst Meeting

⁵³ Hammes et Carr (2009) in Sequence Stratigraphy, Depositional Environments, and Production Fairways of the Haynesville Shale-Gas Play in East Texas

⁵⁴ Brittenham (2010) in Unconventional Discovery Thinking in Resource Plays : Haynesville Trend, North Louisiana

⁵⁵ Marcil et al. (2010) in Shale Gas in Quebec's Sedimentary Basins

c. L'émergence des Shales d'Utica

Les ressources moins conventionnelles sont bien connues au Québec, à titre d'exemple, la présence de gaz naturel dans les sables quaternaires de la Mauricie (secteurs de Louiseville et Pointe-du-Lac) à 70 mètres de profondeur. En 1905, des productions de gaz naturel à partir des sables quaternaires ont été mises en opération pour alimenter des réseaux locaux de la *Canadian Gas and Oil Company* sur la rive-nord du lac Saint-Pierre en Mauricie⁵⁶. En fait, le gaz naturel produit au gisement de Pointe-du-Lac trouve sa source dans les Shales d'Utica sous-jacents. Le gaz naturel produit dans les shales à cette faible profondeur migre lentement vers la couche de sable et s'y retrouve piégé par les argiles imperméables de la Mer Champlain qui bloque sa migration vers la surface⁵⁷. Après sa production complète, le gisement de 3,2 Bcf est aujourd'hui converti en réservoir de stockage de gaz naturel.

Un siècle plus tard, l'intérêt des compagnies d'exploration s'est recentré sur le Shale d'Utica, la roche-mère du sud du Québec. Dès 2005, dans le cadre d'un Forum sur le gaz naturel, Junex a mis en relief le potentiel en gaz naturel du shale des Basses-Terres du Saint-Laurent⁵⁸. Les résultats et évaluations alors présentées se sont confirmés positivement depuis⁵⁹. À bien des égards, malgré certaines différences, le Shale d'Utica se compare avantageusement aux autres shales nord-américains.

Les cinq éléments clés de comparaison des bassins sont :

1. la maturation thermique (%R_o) ;
2. la fraction de gaz adsorbé ;
3. l'épaisseur de la séquence réservoir ;
4. le carbone organique total TOC dans la roche ;
5. la ressource de gaz en place par superficie-épaisseur de réservoir.

L'exploration des ressources non-conventionnelles a profondément modifié la façon d'analyser les projets de pétrole et gaz. Bien que les prémisses de base soient les mêmes, tous les nouveaux outils technologiques et les nouvelles connaissances acquises influencent la manière d'évaluer le potentiel d'une région. L'intérêt prioritaire de l'industrie a été porté pendant des années sur la recherche et la découverte de ressources conventionnelles, délaissant par le fait même toutes les ressources dont le potentiel économique était à l'époque plus marginal. Aujourd'hui, tous ces projets peuvent se classer entre deux pôles, conventionnels et non-conventionnels, donnant place à une palette de ressources semi-conventionnelles, faisant appel à certaines technologies développées pour une ou l'autre des ressources.

Pour le Québec, les nouvelles connaissances sur les gisements non-conventionnels impliquent une réévaluation complète du potentiel énergétique du territoire. Les

⁵⁶ Clark et Globensky (1976) in RG-164: Trois-Rivières

⁵⁷ Lavoie (2009) in Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada.

⁵⁸ Lavoie et Marcil (2005) in L'exploration et l'exploitation de gaz naturel au Québec.

⁵⁹ JUNEX inc. (2010) in Corporate Presentation; Forest Oil Corporation (2008) in In the Zone – 2008 Analyst Conference; Talisman Energy (2008) in A Clear Strategy to Unlock Value - Corporate Presentation September 2008.

nouvelles technologies maintenant disponibles permettent de reconnaître un potentiel gazier ou pétrolier à des régions géologiques où l'on avait cessé l'exploration. L'effervescence relative que connaissent actuellement les bassins des Basses-Terres du Saint-Laurent⁶⁰ au Québec et le bassin des Maritimes au Nouveau-Brunswick⁶¹ en sont d'excellents exemples. Ce changement de paradigme est d'ailleurs à la base de la réflexion amorcée par Junex depuis 2001 dans sa mission de développer les ressources pétrolières et gazières du Québec.

Il est possible de résumer simplement la situation actuelle. Il y a dix ans, le Québec n'avait, selon l'industrie pétrolière et gazière internationale, pas ou peu de potentiel en hydrocarbures. Les bassins du Québec étaient tout bonnement à l'extérieur des radars de l'industrie pétrolière. Aujourd'hui, la perspective a changé et le potentiel gazier du territoire québécois est confirmé par l'ensemble de l'industrie. Avec des ressources potentielles de gaz naturel d'au moins 120 Tcf⁶² pour le shale d'Utica du bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent seulement, comment produire ce gaz adéquatement est la question à laquelle Junex tente de répondre.

⁶⁰ Laliberté et al. (2010) *in* Le programme d'acquisition de connaissances géoscientifiques du MRNF: Un outil de développement pour l'industrie de l'exploration pétrolière et gazière du Québec

⁶¹ Southwestern Energy Canada – <http://www.swncb.ca/> ; MacNeill (2010) *in* Apache starts fracing its southern New Brunswick shale gas wells; Exploration Rep says process will be complete by month's end and company will begin collecting flow data

⁶² Office National de l'Énergie (2009) *in* L'ABC du Gaz de Schiste au Canada

SECTION 6: LE BASSIN DES BASSES-TERRES DU ST-LAURENT

a. La géologie des Basses-Terres du Saint-Laurent

Les Shales d'Utica sont des sédiments marins s'étant déposés au milieu de la période ordovicienne, il y a 470 millions d'années (Ma). Pendant cette période géologique, un océan tropical de la taille de l'actuel Atlantique se refermait tranquillement, rapprochant ainsi les grandes masses continentales qui allaient former le nord-est de l'Amérique du Nord (Laurentia, Baltica et Siberia). Le Québec était situé près de l'équateur à l'Ordovicien moyen⁶³. L'Orogène Taconique⁶⁴, impliquant la collision de la marge continentale orientale de Laurentia avec un arc volcanique, amorça l'effondrement, la subsidence et la transgression de la plateforme carbonatée de l'Ordovicien moyen sur l'ensemble des Appalaches⁶⁵. Ces carbonates ont été recouverts par une séquence de calcaire argileux et de mudstone noir riche en matière organique, suivi d'une séquence de flysh. Dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, le Groupe d'Utica et la Formation de Nicolet sous-jacente sont des mudstones riches en matière organique provenant de l'érosion de l'Orogène Taconique à la fin de l'Ordovicien moyen⁶⁶.

En surface et en profondeur, de l'Ouest de Terre-Neuve jusqu'au Centre-sud des États-Unis, des shales noirs d'âge Édenien (455 à 445 Ma) ont succédé aux calcaires du Groupe de Trenton. Ces shales comprennent le Groupe d'Utica. À sa puissance maximale, les Shales d'Utica peuvent atteindre 300 mètres d'épaisseur⁶⁷ et représentent la plus étendue et la plus épaisse séquence de shales noirs roches-mères du Paléozoïque inférieur⁶⁸. Les Shales d'Utica sont recouverts par une seconde séquence de shales appartenant au Groupe de Lorraine. Elle est constituée de shales flyschitiques gris non-calcareux et localement plus pauvre en matière organique. L'épaisseur de cette séquence dépasse 1 000 mètres à plusieurs endroits des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les shales du Groupe de Lorraine sont recouverts en concordance par les sédiments continentaux du Groupe de Queenston.

Le contenu total en carbone organique des shales de Lorraine et d'Utica (TOC) varie de 1 à 6% du sud vers le nord-est. La maturité thermique, mesurée en réflectance-vitrine équivalente (R_o eq.) varie de 1% à 4% du nord-ouest vers le sud-est. En moyenne, la maturité thermique est de 2,1%, ce qui situe les shales dans la fin de la fenêtre à gaz à condensat jusqu'au gaz sec. En comparant la minéralogie des deux formations de shales, on constate rapidement des différences entre celles-ci⁶⁹. Le contenu en carbonate (CA) du Shale d'Utica est d'environ 60 % (variation de 30 à 90%). Celui du Shale de Lorraine varie entre 0 et 30% avec une moyenne de 5%. Respectivement le contenu en

⁶³ Scotese (2002) in PALEOMAP website

⁶⁴ Un orogène est une chaîne de montagnes résultant d'une compression entre deux masses rocheuses. Les grandes chaînes de montagnes comme les Appalaches ou les Alpes sont formées par plusieurs orogènes.

⁶⁵ Hiscott et al. (1986) in Progressive filling of a confined Middle Ordovician foreland basin associated with the Taconic Orogeny, Quebec

⁶⁶ Sanford (1993) in St. Lawrence Platform - Geology

⁶⁷ Aguilera (1978) in Log analysis of gas-bearing fractured shales in the St. Lawrence Lowlands of Quebec

⁶⁸ Ryder et al. (1998) in Black shale source rocks and oil generation in the Cambrian and Ordovician of the Central Appalachian

⁶⁹ Thériault, R., (2009) in Variations géochimiques, minéralogiques et stratigraphiques des shales de l'Utica et du Lorraine : Implications pour l'exploration gazière dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

quartz/feldspath (Qz+Fd) atteint 15% pour l'Utica et 40% pour le Lorraine. Les minéraux argileux constituent la portion restante des formations de shales des Basses-Terres du Saint-Laurent. Le carbonate et le quartz sont considérés comme étant des minéraux durs et cassants, répondant favorablement à des stimulations de type fracturation massive.

Tableau 3 : Données géochimiques du Ministère des Ressources Naturelles du Québec⁷⁰

Intervalle	TOC (moy)	S ₁ (moy)	S ₂ (moy)	HI(moy)	CA+Qz+Fd	Épaisseur
Utica inf. (280)	0,75%	0,47	0,57	77	70 %	150 m
Utica sup. (250)	1,21%	0,74	0,92	77	75 %	200 m
Lorraine (405)	0,90%	0,32	0,40	50	45 %	100 m

Dès 2004, Junex a abordé l'exploration des shales gazéifères en privilégiant la démarche scientifique⁷¹. La première étape aura été de construire une importante banque d'informations géoscientifiques pour mieux explorer et ultimement déterminer le meilleur endroit pour exploiter le gaz naturel des shales⁷². Bien sûr, l'acquisition de données par le biais de forage d'exploration représente sans contredit la source la plus fiable d'information, toutefois, la revue et l'analyse des données anciennes disponibles permettent de dresser une image régionale assez juste du potentiel gazier. Junex identifie une liste de neuf items à considérer pour mener à bien l'évaluation d'une formation de shale gazéifère :

1. Revue des données historiques des anciens puits et des anciens profils sismique ;
2. Élaboration d'un modèle sédimentaire régional ;
3. Interprétation de la géométrie du bassin à l'aide de la géophysique ;
4. Étude de la pétrographie et de la minéralogie des shales ;
5. Évaluation pétrophysique des shales par des mesures directes sur les carottes de forage et des mesures indirectes par les diagraphies électrique ;
6. Étude de la matière organique et de sa maturité thermique ;
7. Étude géochimique des hydrocarbures contenus dans les shales ;
8. Analyse des propriétés du réservoir comme la pression initiale ;
9. Évaluation du gaz en place dans la roche par le monitoring du dégazage des échantillons.

Toutes les nouvelles informations acquises viennent bonifier et raffiner le modèle d'exploration du système pétrolier des Basses-Terres. Ce processus est possible et efficace seulement si les scientifiques qui y participent possèdent les connaissances pour l'interpréter. Plus que tout, les connaissances fondamentales de base sont celles liées à la géologie du bassin. C'est cette connaissance et ce savoir-faire que les employés de Junex ont développé depuis dix ans et qui a permis à la compagnie de se placer dans une bonne position pour mettre en valeur le potentiel gazier du Québec.

⁷⁰ Thériault (2008) in Regional Geochemical Regional Geochemical Evaluation of the Ordovician Utica Shale Gas Play in Québec

⁷¹ Lavoie et Marcil (2005) in L'exploration et l'exploitation de gaz naturel au Québec

⁷² Lavoie et al. (2008) in La découverte de shales gazéifères (Shale Gas) dans la Vallée du Saint-Laurent, sud du Québec ; Marcil et al. (2010) in Shale Gas in Quebec's Sedimentary Basins

b. Historique des travaux d'exploration

Le bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent n'est pas un bassin producteur de gaz naturel. Les premiers travaux d'exploration visant à déterminer le potentiel gazier des Shales ordoviciens des Basses-Terres du Saint-Laurent remonte aux années 70. Suite à la découverte de zones fortement saturées en gaz naturel dans certains puits de la région de Lotbinière, l'ingénieur de réservoir Roberto Aguilera, aujourd'hui membre du conseil d'administration de Junex, a réalisé une première étude exhaustive visant à estimer le potentiel gazier de ces shales⁷³. Les estimations basées sur les premiers tests disponibles évaluaient la réserve potentielle de gaz entre 5 et 25 Bcf par section (1 mille²)⁷⁴.

Historique de la découverte d'Utica en trois grandes périodes :

- 1) **Premiers tests orientés vers les shales (1970 à 1990)** : Le premier puits foré par Shell dans la région de Villeroy rencontre d'excellents indices de gaz dans les shales ordoviciens. De 1971 à 1978, cinq puits d'exploration sont réalisés dans la région par Shell et SOQUIP. Les essais conduits alors dans ces puits donnent des débits variant entre 0,5 et 0,6 Mmcf/d. Avec des prix du gaz naturel très bas et le manque d'infrastructure dans la région, le projet est loin d'être économique. À la suite de ces travaux, Aguilera publie les premières études visant à démontrer le potentiel économique du play. En 1984, la SOQUIP publie un rapport défavorable à la poursuite de l'exploration gazière au Québec ce qui aura pour effet de freiner fortement le développement de cette ressource⁷⁵. En 1992, Intermont fore un premier puits orienté tentant ainsi d'optimiser une production gazière à partir des shales fracturés de Villeroy. Le projet n'atteint pas les objectifs de production visés et il sera abandonné ;
- 2) **Premières évaluations modernes et fracturations massives de puits verticaux (2004 à 2009)** : Suite aux succès du développement des ressources gazières des bassins de shales aux États-Unis, Junex commence à s'intéresser au potentiel des shales d'Utica. À Bécancour, en partenariat avec Forest Oil, Junex creuse un premier puits d'exploration vertical de 1048 mètres visant à tester le potentiel gazier des Shales d'Utica. Des estimations de gaz en place sont réalisées à l'aide d'échantillons carottés pressurisés et un premier essai de fracturation hydraulique massive est mené. Les résultats sont concluants. Forest Oil et la compagnie Gastem compléteront un second essai de fracturation massive au puits de St-Francois-du-Lac. Les résultats sont encore une fois positifs, le projet est lancé ;
- 3) **Premières fracturations massives de puits horizontaux (à partir de 2008)** : Sur leurs différents blocs de permis les partenariats Forest Oil/Junex et Forest Oil/Gastem se lancent dans la réalisation de puits horizontaux. Les premiers puits horizontaux stimulés donnent des résultats décevants. En parallèle aux travaux de Junex, Gastem et Forest Oil, le partenariat formé des compagnies Talisman Energy et Questerre Energy va de l'avant avec une campagne de cinq puits verticaux suivi d'autant de puits horizontaux. Au début de l'année 2010, les résultats de la fracturation massive du

⁷³ Aguilera (1978) *in* Log analysis of gas-bearing fractured shales in the St. Lawrence Lowlands of Quebec

⁷⁴ Aguilera (1977) *in* Evaluation of the Utica Shale, Villeroy Field, Lowlands of Quebec

⁷⁵ SOQUIP (1984) *in* Constat sur le potentiel des hydrocarbures au Québec

puits horizontal de Saint-Édouard-de-Lotbinière sont rendus publics et dépassent les attentes des spécialistes. La courbe d'apprentissage menant à la production commerciale se poursuit mais le potentiel gazier est clairement établi.

Aujourd'hui, nous sommes en mesure d'estimer avec assez de justesse la quantité de gaz total contenu dans les shales. Ces mesures de gaz en place sont rendues possibles par les analyses de carottes et de tous les échantillons de roche et de gaz qui sont récupérés lors des forages. Le gaz naturel découvert dans les Shales d'Utica est en cours d'évaluation et la prochaine étape de cette évaluation sera la mise en opération de projets pilotes visant à établir la productivité du shale.

À ce jour, la plupart des puits ont été complétés dans des régions où les Shales d'Utica atteignent des profondeurs variant entre 1 500 et 2 500 mètres. Il demeure toutefois difficile de déterminer clairement où se situe la meilleure zone de shales gazéifères puisque plusieurs régions des Basses-Terres n'ont pas encore fait l'objet de tests. De son côté, Junex poursuit ses travaux d'exploration dans des nouvelles parties du bassin. Des puits ont été réalisés dans les secteurs moins profonds, d'autres sont en cours dans les zones de chevauchement. Ces travaux permettent également à Junex de tracer un meilleur portrait des différentes zones de l'Utica (*fairway*) et de leur potentiel. Cinq zones ont été décrites par Junex⁷⁶ :

- **Zone 1 – Gaz de Shale des Zones Profondes** : Les shales riches en matière organique se trouvent entre 500 et 2 500 mètres de profondeur. La pression initiale est élevée, souvent surpressurisée. Il y a beaucoup de gaz accumulé dans le shale et certaines zones naturellement fracturées auraient un bon potentiel de production.
- **Zone 2 – Gaz de Shale des Zones Peu à Moyennement Profondes**: Les shales riches en matière organique se trouvent entre 100 et 500 mètres de profondeur. La pression initiale et le gaz en place sont moins élevés de même que les coûts de forage. Associés aux Shales d'Utica dans cette zone, on retrouve des quantités variables de propane et de pétrole léger⁷⁷. Ces produits de grande qualité (sans soufre et sans CO₂) donnent une valeur ajoutée au gaz naturel de cette zone.
- **Zone 3 – Gaz de Shale des Zones de Chevauchement** : Plusieurs unités de shales riches en matière organique se retrouvent à différentes profondeurs entre 1 000 et 3 000 mètres. Les séquences sédimentaires sont répétées par les failles de chevauchement, ce qui donne la possibilité de cibles multiples à partir d'un même puits. Les déformations subies par les shales créent un réseau de fracturation naturelle favorable.
- **Zone 4 – Gaz de Shale du Bassin des Appalaches** : Il s'agit d'une nouvelle cible d'exploration où très peu de données géologiques sont disponibles. Junex est la seule entreprise à explorer ce bassin et, pour l'instant, il semble que certains niveaux de shales sont très riches en matière organique avec des résultats analytiques variant entre 2 et 4%.
- **Zone 5 – Gaz de Shale Biogénique** : Peu répandu; il est localisé sur la rive-nord du Lac Saint-Pierre selon les données de géochimie du gaz disponibles. Il n'y a pas d'exploration pour ce type de gaz présentement au Québec.

⁷⁶ Lavoie et al. (2010) in Natural Gas Potential in the Saint Lawrence Lowlands : A Case Study

⁷⁷ Dorrins et al. (2010) in Junex – Exposure to the Shale Gas Potential of Southern Quebec (a.k.a. "The Quebec Shale Gas Adventure")

c. Potentiel gazier de l'Utica

Les récents travaux de la Commission Géologique du Canada suggèrent que la séquence de shale Utica/Lorraine représente un des meilleurs prospects de shale gazéifère au Canada⁷⁸. En avril 2008, le partenaire de Junex dans le projet de Bécancour, Forest Oil, a annoncé qu'elle avait fracturé et testé avec succès deux puits verticaux dans les shales d'Utica. À partir de ces résultats, Forest Oil a estimé que sur ses permis, les shales contenaient en moyenne 93 Bcf de gaz en place original (OGIP) par section. Les estimations de ressources nettes calculées par Forest Oil seraient de 4,1 Tcf de shale gas récupérables potentiels (récupération de 20%) et une ressource nette de 1,7 Bcf/puits basée sur un espacement de 100-acres. Sur ses permis, Talisman estime des ressources potentielles variant de 75 à 350 bcf OGIP par section pour les Shales de l'Utica et du Lorraine combinés. D'un point de vue géologique, les Shales de l'Utica forment un play très valable. La base du Lorraine (Formation de Nicolet) semble également très intéressante. Plusieurs rapports ont été publiés depuis la fin de 2009 et permettent d'établir que le potentiel de gaz en place au cœur du « fairway » serait en moyenne de 114 Bcf/section⁷⁹.

Tableau 4 : Évaluations de potentiel de gaz de shales rendues publiques⁸⁰

Auteur (année)	Région	Formation	OGIP (bcf/section)		
			Bas	Haut	Moyen
Aguilera (1978)	Villeroy	Utica	5,9	26,6	16,25
Encana (2007)	Regional Evaluation	Shales ordoviciens	7	99	53
Forest Oil (2008)	Bécancour and Yamaska	Utica			93
Talisman Energy (2008)	Bécancour and Lotbinière	Lorraine	50	190	120
Talisman Energy (2008)	Bécancour and Lotbinière	Utica	25	160	92,5
Molopo Energy (2009)	Overthrust and Fairway	Utica	4	150	115,85
Questerre (2009)	Bécancour and Lotbinière	Utica	102	220	158
Junex (2009)	Nicolet	Utica	102	153	126
Junex (2010)	Regional Evaluation	Utica	72	180	126
Chan et al. (2010)	Villeroy	Utica			96,5
Canbriam (2010)*	Richelieu	Utica	79	196	100
Moyenne globale					114,2

*1 section = 1 mille² = 640 acres

Autant les premiers travaux menés par Aguilera que les récents résultats dévoilés par Forest Oil et Talisman Energy confirment effectivement que les quantités de gaz naturel contenus dans les shales ordoviciens des Basses-Terres sont importantes. Des travaux plus avancés sont en cours et tenteront de répondre aux autres questions nécessaires à la mise en production commerciale du bassin d'Utica. Les compagnies doivent notamment mieux connaître certaines variables telles que le débit initial des puits et la courbe de

⁷⁸ Hamblin (2006) in The "Shale Gas" concept in Canada : a preliminary inventory of possibilities

⁷⁹ Marcil et al. (2010) in Shale Gas in Quebec's Sedimentary Basins

⁸⁰ Lavoie et al. (2010) in Natural Gas Potential in the Saint Lawrence Lowlands : A Case Study

déclin de ceux-ci afin d'être mieux en mesure d'évaluer dans quel contexte macro-économique (prix du gaz/coûts d'exploitation) la production de l'Utica sera rentable.

SECTION 7 – CRÉATION D’EMPLOIS ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

Le développement commercial des Shales d’Utica offrirait au Québec une opportunité unique d’ouvrir à son économie un tout nouveau secteur industriel. Les activités pétrolières et gazières nécessitent des capitaux d’investissement importants et récurrents dont les impacts sur l’économie, à condition d’atteindre une masse critique suffisante et de former une main-d’œuvre locale performante, seraient structurants et multiplicateurs.

a. Des emplois de qualité dans les régions du Québec

Les activités gazières requièrent notamment de faire appel à une multitude de disciplines professionnelles ainsi qu’à de nombreux ouvriers spécialisés dans toutes sortes d’activités de terrain (opérateur de machinerie lourde, soudeur, foreur, camionneur, etc.). Mis à part les équipes spécialisées qui opèrent les activités de forage et de fracturation, la plupart de ces ressources sont déjà disponibles au Québec.

Tableau 5 : Exemples d’emploi soutenus pour les activités d’exploration

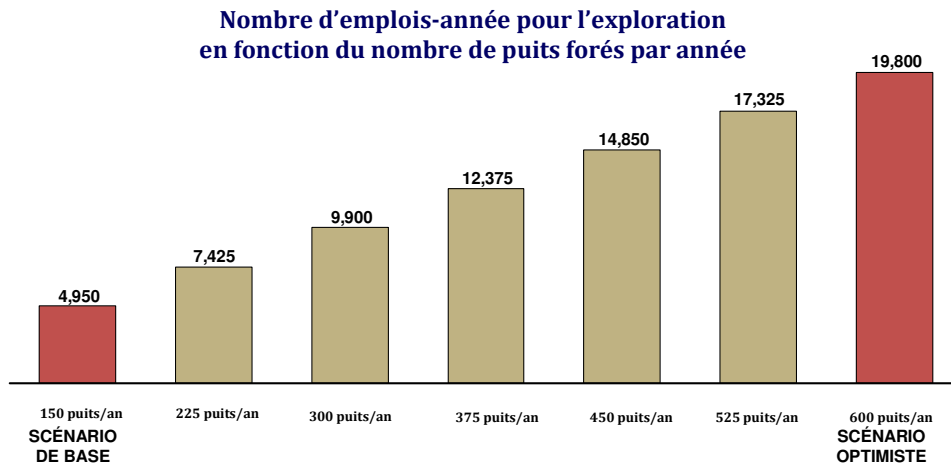
PROSPECTION	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Géologue ▪ Géophysicien ▪ Techniciens de géosciences 	DROITS MINÉRAUX ET PERMIS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Avocat ▪ Technicien juridique ▪ Technicien environnemental ▪ Technicien de permis ▪ Administrateur des droits de surface
AMÉNAGEMENT DU SITE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Défricheur ▪ Entrepreneur en aménagement de terrain ▪ Excavation 	FORAGE	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Géologue ▪ Ingénieur en forage ▪ Surintendant en forage ▪ Ouvrier sondeur ▪ Manœuvre de chantier ▪ Opérateur de machinerie lourde ▪ Électricien ▪ Opérateur de grues ▪ Inspecteur en environnement
FRACTURATION ET «COMPLÉTION»	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Manœuvre de chantier ▪ Superviseur ▪ Contremaître ▪ Gestionnaire de site ▪ Ingénieur pétrolier ▪ Hydrologiste / superviseur ▪ Technicien en maintenance de machinerie lourde ▪ Technicien en environnement 	DIVERS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sécurité ▪ Liaison locale ▪ Technicien de calibration ▪ Gestionnaire ▪ Support administratif ▪ Technicien informatique ▪ Logistique

Sources : Pennsylvania College of Technology; Analyse SECOR

Les retombées économiques liées au développement de l’Utica se feront d’ailleurs sentir de façon importante au chapitre de la création d’emplois directs et indirects. L’analyse effectuée par la firme SECOR⁸¹ indique que c’est entre 4 950 et 19 800 emplois qui pourraient être créés par la production commerciale de l’Utica.

⁸¹ SECOR (2010) : Retombées économiques de l’industrie gazière. Disponible sur www.apgq-qoga.com

Figure 4 : Bénéfices économiques Shales d'Utica
Exploration - Les retombées économiques selon scénarios



Nous tenons à souligner que ces chiffres, quoi que très significatifs, sont le fruit d'une approche conservatrice, tel qu'exprimé par SECOR en introduction de son étude. Pour s'en convaincre, il suffit de comparer le chiffre d'emplois créés par le forage anticipé de 600 puits par année au Québec versus celui de la Pennsylvanie. Selon ce scénario de 600 puits annuels, SECOR évalue que 19 800 emplois seraient créés au Québec. À titre comparatif, l'étude de l'université Penn State⁸² estime que les 710 puits forés dans le Shale du Marcellus en 2009 ont créé pas moins de 44 098 emplois. C'est donc plus du double de la création d'emplois pour seulement 110 puits additionnels.

Tableau 6 : Sommaire des impacts économiques actuels, planifiés et prévus

Millions de dollars en 2010

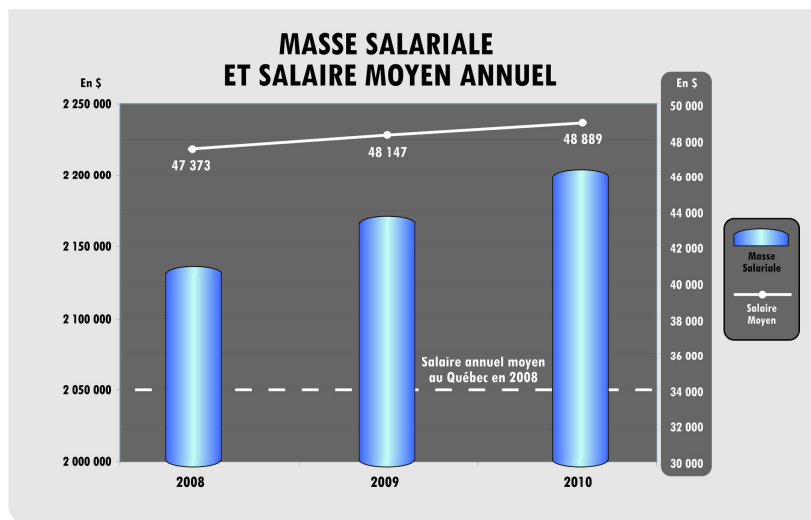
Année	Valeur Ajoutée	Taxes locales & provinciales	Emplois	Puits forés	Production Bcfe/d*
2009	3 877	389	44 098	710	0.3
<i>Planifié</i>					
2010	8 039	785	88 588	1 743	1.0
2011	10 129	987	111 413	2 211	2.5
<i>Prévu</i>					
2015	14 415	1 417	160 205	2 903	7.6
2020	18 853	1 872	211 909	3 587	13.5

*Bcfe/d est l'équivalent en milliard de pieds cubes de gaz naturel par jour

⁸² <http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2010/05/PA-Marcellus-Updated-Economic-Impacts-5.24.10.3.pdf>

Il est également important de noter que la majorité de ces emplois seront créés dans les régions du Québec. Junex est un exemple parfait des emplois directs qui peuvent être générés par l'exploration gazière. Tel que mentionné à la section 3b, la compagnie compte une quinzaine d'employés de bureau permanents, la plupart étant des professionnels nettement mieux rémunérés que la moyenne salariale québécoise. De plus, la division de forage compte autour d'une trentaine d'employés qui peuvent être à temps plein ou à temps partiel selon l'intensité de l'activité de forage. Ces emplois sont également très bien rémunérés comme en témoigne la masse salariale tel qu'illustrée dans le tableau ci-dessous⁸³.

Figure 5 : Masse salariale et salaire moyen annuel



En 2010, le revenu annuel moyen des employés Junex était de 48 889\$, soit environ 40% supérieur au revenu annuel moyen de l'ensemble des travailleurs québécois. Non seulement le nombre d'emplois relié au développement gazier de l'Utica est-il très important, mais ces emplois sont bien rémunérés et souvent localisés dans les régions du Québec.

b. Les effets structurants et multiplicateurs de la naissance d'une industrie nouvelle

En plus des emplois, le développement de la filière gazière pourrait avoir un effet très structurant sur l'économie québécoise. SECOR évalue que les investissements en capital, uniquement pour les travaux d'exploration, pourraient varier de 632 millions \$ à 2 milliards \$ par année lors de la phase de développement commercial.

L'étude de l'Université PennState⁸⁴ sur les retombées économiques du développement gazier du Marcellus estime que chaque dollar dépensé par l'industrie génère 1,90\$ de

⁸³ Source pour le salaire moyen au Québec en 2008 :

http://www.stat.gouv.qc.ca/donstat/societe/famls_mengs_niv_vie/revenus_depense/revenus/revpart.htm

⁸⁴ Considine, et al. (2010) in The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: An Update

retombées totales. Ces retombées se font sentir dans plusieurs secteurs d'activités tels que la construction, les ventes au détail, les services de restauration, etc.

Encore une fois, les activités de Junex permettent d'illustrer concrètement les retombées liées aux investissements des compagnies. Les capitaux d'exploration investis par Junex depuis 2008 varient de 8 M\$ à 10 M\$ par année et ils ont été concentrés principalement dans les activités de forages, les acquisitions et les analyses de données sismiques. La compagnie utilise des fournisseurs de l'Ouest canadien, de l'Ontario et des États-Unis pour certaines analyses de laboratoire, certains travaux de cimentation ou lors de l'acquisition de données sismiques. Par contre, puisque Junex possède ses propres équipements de forage, nous estimons qu'environ 80 % de nos investissements sont directement injectés dans l'économie québécoise, ce qui représente environ 17 millions de dollars au cours des trois dernières années. Ces millions sont dirigés vers différentes entreprises québécoises situées directement dans les régions où se déroulent les travaux.

Selon SECOR, la proportion des dépenses d'exploration qui seront faites au Québec pendant le développement commercial sera d'environ 62%. Or nous croyons qu'au fur à mesure que les investissements de l'industrie se matérialiseront, de nombreuses PME québécoises émergeront en périphérie du développement gazier afin d'offrir toutes sortes de services aux compagnies de production. Cet effet très structurant pour l'économie n'a pas été analysé par SECOR, pas plus que ne l'ont été les retombées provenant du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel produit par l'Utica. Nous sommes par contre convaincus que tous ces impacts économiques additionnels se multiplieront quand les investissements en exploration auront atteint au Québec une masse critique qui supportera l'implantation d'une industrie de services à l'industrie.

Pour ce faire, il est également primordial que les compagnies impliquées dans les opérations gazières au Québec puissent avoir accès à une main-d'œuvre locale performante et bien formée. À cet égard nous supportons pleinement les efforts du CEGEP de Thetford-Mines qui est à mettre en place un programme de formation pour les travailleurs de l'industrie du pétrole et gaz.

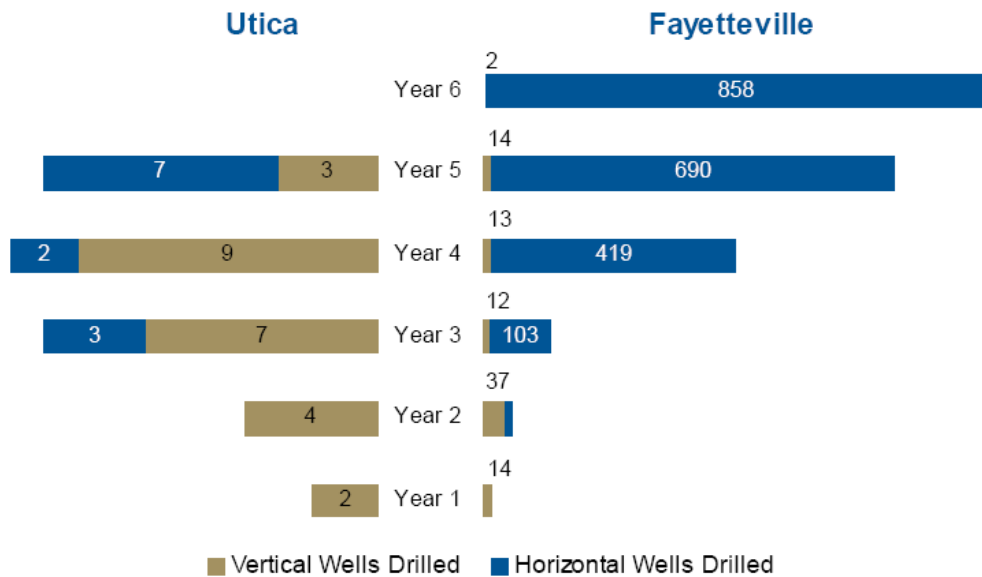
c. Cadence de développement du Bassin d'Utica et régime de redevances

Plusieurs opposants au projet de production gazière ont véhiculé que le développement de l'Utica « allait trop vite », reprochant à l'industrie et au Gouvernement du Québec sa « précipitation » dans le dossier. Or cette perception, entretenue par les médias, est rigoureusement fautive. Il suffit de comparer la cadence de développement du bassin du Québec par rapport à celle d'autres bassins au potentiel comparable pour s'en convaincre.

La firme de recherche indépendante Ross Smith, spécialisée dans le secteur du pétrole et gaz, a comparé la vitesse de développement de plusieurs bassins pour constater que le Québec traîne nettement de la patte par rapport à tous les bassins comparables en Amérique du Nord. Selon cette analyse, le bassin d'Arkoma, où la cadence initiale de développement a été la plus lente, a vu s'écouler 8 mois entre le premier et le dixième forage horizontal. Au Québec, cette première phase de dix forages horizontaux prendra

plus de 24 mois, soit au moins trois fois plus de temps que le plus lent de tous les bassins analysés⁸⁵. De plus, la firme de valeurs mobilières Mackie Research a réalisé une étude comparée de la cadence de développement de l’Utica et du bassin du Fayetteville⁸⁶, dont le Shale est en plusieurs points comparable à celui d’Utica tel que démontré à la Section 5. Les résultats sont frappants et illustrés dans la figure 6 ci-dessous.

Figure 6 : Chronologie de développement des shales d’Utica et de Fayetteville



**Years: Utica 2006-2011; Fayetteville 2004-2009; Utica 2010 includes licensed wells (1Hz, 1Vt)*

Figure 8. Utica Drilling Lags Other Shale Gas Plays

Source: IHS Energy, Republic Energy, Southwestern Energy, Mackie Research

Cette situation particulière fait en sorte que le bassin d’Utica perd du terrain par rapport aux bassins compétiteurs qui, en attirant le capital de développement, deviennent peu à peu des bassins producteurs, réduisant d’autant les risques d’exploration et attirant de ce fait encore plus de capitaux. Nous l’avons souligné précédemment, la vitesse de développement du Fayetteville tient plus à la volonté des compagnies et des gouvernements qu’aux propriétés exceptionnelles du Shale lui-même. Le manque d’investissements initiaux peut en outre causer des retards parfois irrécupérables dans le développement d’un bassin gazier. Pour cette raison, l’imposition d’un moratoire serait catastrophique pour le développement du bassin d’Utica. Une réglementation claire est cependant essentielle, c’est pourquoi nous souhaitons que la nouvelle législation sur pétrole et gaz soit adoptée dans les meilleurs délais.

Comme nous l’avons précisé à la section 3b., la ressource gazière, par l’entremise de son fiduciaire le Gouvernement du Québec, appartient à la collectivité québécoise. C’est donc le Gouvernement du Québec qui est chargé de fixer le niveau des redevances liées à la

⁸⁵ Sloane (2010) *in* Shale Plays – State of the Industry

⁸⁶ Lin et al. (2010) *in* Spotlight on the Utica Shale – Next Steps – The Path to Commercialization

production gazière. À cet égard, nous souhaitons diriger le lecteur vers la section 2 du mémoire déposé par l'Association pétrolière et gazière du Québec qui procède à une analyse détaillée des systèmes de redevances de différentes juridictions canadiennes. Il ressort de cette analyse qu'en période de faible prix du gaz naturel, les redevances de 10% à 12,5% exigées par le Québec sont plus élevées que celles de l'Alberta et de la Colombie-Britannique qui ont pourtant un long historique de production gazière.

Nous croyons qu'il est essentiel que la collectivité québécoise reçoive sa juste part de la production gazière par le biais d'un système de redevances équitable. Nous soulignons en même temps que le régime du Québec doit tenir compte du niveau de développement du bassin, toujours au stade de l'exploration, et qu'il doit impérativement être compétitif par rapport aux régimes des autres juridictions qui tentent d'attirer chez eux les importants capitaux de l'industrie gazière. Comme pour le reste de l'encadrement réglementaire, nous souhaitons que les règles soient claires et précisées dans les meilleurs délais.

SECTION 8 – CONCLUSION

Le développement des shales gazéifères entraîne une véritable révolution énergétique à l'échelle de l'Amérique du Nord. De nombreux bassins sont en production ou en émergence sur le continent et la tendance lourde ne cesse de s'accroître. À preuve, toutes les grandes sociétés d'énergie, que ce soit Total, Shell, State Oil ou cette semaine Chevron, ont procédé depuis quelques mois à des acquisitions de plusieurs milliards de dollars en vue de faire leur entrée dans ce marché qui répond chaque année à une part plus importante des besoins énergétiques de la planète. Notamment en raison de ses vertus environnementales par rapport aux autres énergies fossiles, le gaz naturel est considéré par plusieurs comme la source d'énergie des prochaines décennies.

Le Québec a besoin de gaz naturel et le bassin des Shales d'Utica offre une opportunité unique de participer à cette révolution énergétique. En favorisant la production locale du gaz naturel que nous consommons, le Québec pourra réduire son importante dépendance énergétique à l'égard de cette ressource pourtant essentielle à la compétitivité de nos industries créatrices d'emplois et de richesse collective. La mise en valeur de cette ressource naturelle offrira également une occasion de diversifier notre économie en favorisant l'émergence au Québec d'une toute nouvelle industrie structurante et créatrice d'emplois dans les régions du Québec.

Si le développement gazier du Québec offre une opportunité unique sur le plan énergétique et économique, nous sommes conscients qu'il représente aussi des défis quant à l'acceptabilité sociale et à la protection de l'environnement. Nous sommes désolés par l'allure initiale prise par ce débat qui a souvent été polarisé par des luttes idéologiques stériles plutôt que par une analyse rigoureuse des faits. Nous demeurons par contre confiants qu'il est possible d'arrimer le développement économique et énergétique du Québec avec le respect des communautés et de l'environnement. Pour ce faire nous devons, au cours des prochains mois, travailler en partenariat avec nos concitoyens du Québec afin d'expliquer les opérations gazières, les risques et la gestion de ceux-ci, développée au fil des millions de puits forés partout en Amérique du Nord depuis des décennies.

En bout de ligne, nous n'avons aucun doute que, dans quelques années, les Québécois seront aussi fiers de leur bilan en matière de gaz naturel qu'ils le sont aujourd'hui à l'égard de leur bilan hydro-électrique. Il en résultera une création de richesse accrue, une réduction de notre dépendance énergétique et, peut-être même, une meilleure contribution à la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre sur le continent nord-américain. Tout ceci dans le meilleur intérêt de la collectivité québécoise.

RÉFÉRENCES DU DOCUMENT

Aguilera, R., 1977. Evaluation of the Utica Shale, Villeroy Field, Lowlands of Quebec. Rapport Interne de SOQUIP - SIGPEG # 1974OA173-11. 33 pages.

Aguilera, R., 1978. Log Analysis of Gas-Bearing Fracture Shales in the Saint Lawrence Lowlands of Quebec, SPE Paper 7445, presented at the SPE 53rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas.

Aguilera, R., 2010. Gas Flow Units: From Conventional to Tight Gas to Shale Gas Reservoirs, SPE Paper 132845, presented at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference held in Port of Spain, Trinidad.

Alabama State Geological Survey, 2010. Production Summary of Shale Gas Fields – Big Canoe Field Creek – Conasauga. June 2010. <http://www.gsa.state.al.us/>

British-Columbia Energy Ministry, 2007. Shale Gas and Other Natural Gas Opportunities in British Columbia, Canada. Resource Development and Geoscience Branch Oil and Gas Division. Présentation de 26 pages.

Brittenham, M.D., 2010. Unconventional Discovery Thinking in Resource Plays : Haynesville Trend, North Louisiana. Forum, Discovery Thinking, at AAPG Annual Convention, New Orleans, Louisiana, April 11-14, 2010. Search and Discovery Article #110136 . Présentation de 30 pages

Chan, P., Etherington, J. R and Aguilera, R., (2010). A Process to Evaluate Unconventional Resources, SPE paper 134602 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Florence, Italy.

Chesapeake Energy (2010) in Natural Gas : Fueling America's Future - October 2010 Institutional Investor and Analyst Meeting. Oklahoma City, Oklahoma, USA. Présentation de 180 pages.

Clark, T.H. et Globensky, Y., 1976. Rapport géologique de la région de Trois-Rivières - RG-164. Ministère des Richesses naturelles, Québec

Considine, T.J., Watson, R. et Blumsack, S., 2010. The Economic Impacts of the Pennsylvania Marcellus Shale Natural Gas Play: An Update. Pennsylvania State University, College of Earth and Mineral Sciences. Department of Energy and Mineral Engineering. Étude de 29 pages.
<http://marcelluscoalition.org/wp-content/uploads/2010/05/PA-Marcellus-Updated-Economic-Impacts-5.24.10.3.pdf>

Curtis, J.B., 2002. Fractured Shale-Gas Systems. AAPG Bulletin; November 2002; v. 86; no. 11; p. 1921-1938

Curtis, J.B., Hill, D.G., et Lillis, P.G., 2008. Realities of Shale Gas Resources: Yesterday, Today and Tomorrow. Summer NAPE, Houston, Texas, USA. Présentation de 22 pages.

Dorrins, P.K., Marcil, J.-S., Lavoie, J., Mechti, N. et Lavoie, J.-Y., 2010. Junex – Exposure to the Shale Gas Potential of Southern Quebec (a.k.a. “The Quebec Shale Gas Adventure”). 2^e Conférence annuelle de l'Association pétrolière et gazière du Québec. Montréal, Canada. Présentation de 30 pages.
<http://www.apgg-qoga.com/imports/uploaded/file/4-Peter%20Dorrins.pdf>

Gouvernement du Québec, 2006. L'Énergie, pour construire le Québec de demain. Stratégie Énergétique 2006-2015.
<http://www.mrnfp.gouv.qc.ca/energie/strategie/index.jsp>

Forest Oil Corporation, 2008. In the Zone –April 2008 Analyst Conference. New York City, USA. Présentation de 160 pages.

Frantz, J.H, Waters, G.A. et Jochen, V.A., 2005. Operators re-discover shale gas value. E&P. Hart Energy Publishing, LP Houston, Texas. USA. 1er octobre 2005. <http://www.epmag.com/archives/features/3846.htm>

Gautier, D. L., Dolton, G.L., Takahashi, K. I., and Varnes, K.L., 1996. 1995 National assessment of United States oil and gas resources; results, methodology, and supporting data: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-30 (CD-ROM) <http://greenwood.cr.usgs.gov/energy/PubsPgs/DDS-30.html>.

Halliburton White Paper, 2008. U.S. Shale Gas : An unconventional Resource. Unconventional Challenges. Document de 8 pages.
http://www.halliburton.com/public/solutions/contents/Shale/related_docs/H063771.pdf

- Hamblin, T., 2006. The "Shale Gas" Concept in Canada: a Preliminary Inventory of Possibilities. Geological Survey of Canada, Open File Report 5384, 103 p.
- Hammes, U. et Carr, D.L., 2009. Sequence Stratigraphy, Depositional Environments, and Production Fairways of the Hayneville Shale-Gas Play in East Texas. AAPG Annual Convention, Denver, Colorado, USA. June 7-10, 2009. Search and Discovery Article #110084. Présentation de 36 pages.
- Hefner, R.A., 2007. The Age of Energy Gases - China's Opportunity for Global Energy Leadership. GHK Company, Oklahoma City, Oklahoma, USA. Document de 32 pages. www.ghkco.com/downloads/Age07Booklet.pdf
- Hiscott, R. N., Pickering, K. T. and Beeden, D. R., 1986. Progressive filling of a confined Middle Ordovician foreland basin associated with the Taconic Orogeny, Quebec. Special publication of the International Association of Sedimentologists. Foreland basins. Symposium (1986). 1986, no8, pp. 309-325
- Hydro-Québec, 2003. Émissions de gaz à effet de serre des options de production d'électricité. http://www.hydroquebec.com/developpementdurable/documentation/pdf/options_energetiques/pop_01_06.pdf
http://www.hydroquebec.com/developpementdurable/documentation/comparaison_options.html
- Hydro-Québec, 2010. Production d'électricité au Canada et aux États-Unis et impacts sur les émissions atmosphériques. Présentation de 19 pages. <http://www.hydroquebec.com/comprendre/hydroelectricite/index.html>
- Jarvie, D.M., Claxton, B., Henk, B et Breyer, J., 2001. Oil and shale gas from the Barnett Shale, Ft. Worth basin, Texas. AAPG National Convention, Denver, CO June 3-6, 2001. Présentation de 28 pages. [http://www.wggeochem.com/resources/Jarvie+et+al.\\$2C++AAPG+2001+Barnett+Presentation.pdf](http://www.wggeochem.com/resources/Jarvie+et+al.$2C++AAPG+2001+Barnett+Presentation.pdf)
- JUNEX inc., 2010. Corporate Presentation - In the Heart of the Utica Play. Présentation de 43 pages. http://www.junex.ca/files/Corporate%20Presentation_March%202010.pdf
- Karlen, G., 2007. Resource Play Potential Utica Shales – Quebec Lowlands, EnCana Corp Poster Session – 2007 CSPG-CSEG Joint Convention, Calgary.
- Kuuskraa, V.A. et Stevens, S.H., 2009. Worldwide Gas Shales and Unconventional Gas: A Status Report, prepared and presented at the recent United Nations Climate Change Conference, COP15, "Natural Gas, Renewables and Efficiency: Pathways to a Low-Carbon Economy" sponsored by the American Clean Skies Foundation (ACSF), the UN Foundation (UNF) and the Worldwatch Institute, Copenhagen. 7 au 18 décembre 2009. Présentation de 20 pages. http://www.adv-res.com/pdf/Kuuskraa%20Condensed%20Worldwide%20Uncon%20Gas%2012_12_09.pdf
- Laliberté, J.-Y., Thériault, R. et Saint-Hillaire, C., 2010. Le programme d'acquisition de connaissances géoscientifiques du MRNF: Un outil de développement pour l'industrie de l'exploration pétrolière et gazière du Québec. 2^e Conférence annuelle de l'Association pétrolière et gazière du Québec. Montréal, Canada. Présentation de 48 pages.
- Lavoie, D., Pinet, N., Dietrich, J., Hannigan, P., Castonguay, S., Hamblin, A. P. et Giles, P., 2009. Petroleum Resource Assessment, Paleozoic successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of eastern Canada. Commission géologique du Canada, Dossier public 6174, 2009; 275 pages.
- Lavoie, J.-Y. et Marcil, J.-S., 2005. L'exploration et l'exploitation de gaz naturel au Québec. Forum sur le gaz naturel, Insight Information, Montréal, Canada. Texte de 24 pages et présentation de 51 pages.
- Lavoie, J.-Y., Marcil, J.-S., Dorrins, P.K., Lavoie, J. et Aguilera, R., 2010. Natural Gas Potential in the Saint Lawrence Lowlands : A Case Study. CSUG/SPE Paper 137593. Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Calgary, Canada. 14 pages
- Lavoie, J.-Y., Marcil, J.-S., Dorrins, P.K., et Pépin, D., 2008. La découverte de shales gazéifères (Shale Gas) dans la Vallée du Saint-Laurent, sud du Québec. Forum sur le gaz naturel, Insight Information, Montréal, Canada. Texte de 51 pages et présentation de 76 pages.
- Lin, K., Choi, D. et Surbey, G., 2010. Spotlight on the Utica Shale – Next Steps – The Path to Commercialization. Mackie Research Capital Corporation. Rapport de 55 pages.

- MacNeill, J., 2010. Apache starts fracing its southern New Brunswick shale gas wells; Exploration Rep says process will be complete by month's end and company will begin collecting flow data. New Brunswick Telegraph-Journal. 9 novembre 2010.
- Marcil, J.-S., Dorrins, P.K., Lavoie, J. et Lavoie, J.-Y., 2010. Shale Gas in Quebec's Sedimentary Basins. AAPG-Eastern Annual Meeting. Kalamazoo, Michigan. Présentation de 38 pages.
- Martin, P., 2010. An Industry Perspective of the Haynesville Shale Gas Play. HGS Applied Geoscience Mudstones Conference
Houston, Texas -February 9, 2010. Présentation de 24 pages.
- Ministère des Ressources Naturelles et de la Faune du Québec, 2010. Le Développement du Gaz de Schiste au Québec. Rapport présenté au Bureau d'Audience Publique sur l'Environnement. 30 pages.
- Michigan Public Service Commission, 2010. Michigan Antrim Shale Production : History and Physical Attributes as it Relates to U-16230. Rapport de 47 pages.
- Moorman, R., 2007. Operational Innovation In SE US Shales. Summer NAPE E&P Forum. Présentation 23 pages.
- Myers Jaffe, A., 2010. Shale Gas Will Rock the World. Wall Street Journal. 10 mai 2010.
<http://online.wsj.com/article/SB10001424052702303491304575187880596301668.html>
- Office National de l'Énergie, 2009. L'ABC du Gaz de Schiste au Canada. Note d'Information sur l'Énergie de 23 pages.
- O'Shea, K., 2010. Gaz de Shale – Le Mythe de l'Eau : Bien comprendre l'impact du développement du gaz de shale sur l'eau potable. 2^e Conférence annuelle de l'Association pétrolière et gazière du Québec. Montréal, Canada. Présentation de 15 pages. <http://www.apgq-qoga.com/imports/ uploaded/file/7-Kerry%200%27shea%20Fr.ppt>
- Pashin, J.C., 2009. Shale Gas Plays of the Southern Appalachian Thrust Belt : Tuscaloosa, Alabama, University of Alabama, College of Continuing Studies, 2009 International Coalbed & Shale Gas Symposium Proceedings, paper 0907, Document de 14 pages.
- Pickett, A., 2010. Technologies, Methods Reflect Industry Quest to Reduce Drilling Footprint. The American Oil and Gas Reporter. Pages 71-81.
- Probert, T., 2008. Halliburton : Production Enhancement Technologies – NAPE 2008 E&P Forum. Présentation de 14 pages.
- Prud'homme, A.-M., 2010. Mise au point concernant l'article paru le 12 octobre 2010 à la page 33 du Journal de Montréal et intitulé « Hydroélectricité. Une source de gaz à effet de serre ». Communiqué de presse d'Hydro-Québec. 12 octobre 2010. http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2010-165.htm
- Roy, J., 2010. Deux puits et aucun problème. La Terre de Chez-Nous. 2 septembre 2010.
<http://www.laterre.ca/environnement/deux-puits-et-aucun-probleme>
- Ryder, R.T., Burruss, R.C. et Hatch, J.R., 1998. Black shale source rocks and oil generation in the Cambrian and Ordovician of the Central Appalachian. AAPG Bulletin; Mars 1998; v. 82; no. 3; p. 412-441
- Sanford, B.V., 1993. St. Lawrence platform – economic geology. In: Stott, D.F., and Aitken, J.D. (eds.), Sedimentary Cover of the Craton in Canada, Chapter 12. Geological Survey of Canada, Geology of Canada, no.5, p. 787-798.
- Scotese, C.R., 2002. <http://www.scotese.com>, (PALEOMAP website)
- SECOR, 2010. Retombées économiques de l'industrie gazière. Disponible sur www.apgq-qoga.com
- Shelby, P., 2008. The Fayetteville Shale Play of North-Central Arkansa – A Project Update. AAPG Annual Convention, San Antonio, TX, April 20-23, 2008. Search and Discovery Article #10172. Présentation de 25 pages.
- Sloane, T., 2010. Shale Plays – State of the Industry. 2^e Conférence annuelle de l'Association pétrolière et gazière du Québec. Montréal, Canada. Présentation de 33 pages. <http://www.apgq-qoga.com/imports/ uploaded/file/Ross%20Smith%20-%20Trevor%20Sloan.pdf>

SOQUIP, 1984. Constat sur le potentiel des hydrocarbures au Québec

Southwestern Energy (2010) in September 2010 Update. Présentation de 35 pages

Southwestern Energy Canada – <http://www.swnnb.ca/>

Smead, R.G. et Pickering, G.B., 2008. North American Natural Gas Supply Assessment R.G., Navigant Consulting Inc. pour American Clean Skies Foundation. Présentation de 90 pages.

Smith, J.Z., 2010. Chesapeake CEO's quest: Cars running on liquefied natural gas. Fort Worth Star-Telegram, 4 novembre 2010. <http://www.star-telegram.com/2010/11/03/2602454/chesapeake-ceos-quest-cars-running.html>

Talisman Energy, 2008. A Clear Strategy to Unlock Value - Corporate Presentation September 2008. Présentation de 32 pages.

The Economist, 2010. Energy Policy in Quebec - « High Speed gas » - Too fast for a green province. 23 septembre 2010. <http://www.economist.com/node/17095616>

Thériault, R., 2009. Variations géochimiques, minéralogiques et stratigraphiques des shales de l'Utica et du Lorraine : Implications pour l'exploration gazière dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Ministère des ressources naturelles et de la Faune. Conférence annuelle de l'Association Pétrolière et Gazière du Québec. Présentation de 51 pages. http://www.apgq-qoga.com/imports/pdf/S3-6_R-Theriault.pdf

Tristone Capital Energy Investment Team, 2008. Can You Smell What the Rocks are Cookin' ? A 260 Tcf Shale Gas Revolution. Rapport de recherche de 232 pages

U.S. Energy Information Administration (2010). Emissions of Greenhouse Gases Report. et site web : <http://www.eia.gov/>