

Comité de l'évaluation  
environnementale stratégique  
sur le gaz de schiste

# L'industrie du gaz de schiste dans les Basses-Terres du Saint-Laurent : scénarios de développement

Version finale  
Novembre 2012

# Table des matières

1	Mise en contexte .....	3
2	Les hypothèses et les variables .....	4
2.1	Les variables exogènes .....	4
	Les phases et les caractéristiques du projet type .....	5
	Le territoire de développement.....	9
	Le potentiel .....	11
	Les contraintes .....	12
	Le régime de redevances .....	13
2.2	Les variables endogènes.....	14
	Les prix .....	14
	Les coûts .....	15
	La production globale cumulée et la courbe de déclin .....	16
	Le déploiement .....	17
3	L’outil de modélisation .....	17
4	Les scénarios.....	18
4.1	Scénario 1 : Aucun développement .....	19
4.2	Scénario 2 : Exploration seulement.....	19
4.3	Scénario 3 : Développement à petite échelle .....	21
4.4	Scénario 4 : Développement à moyenne échelle .....	24
4.5	Scénario 5 : développement à grande échelle .....	26
	ANNEXE 1. Projet type .....	29
	ANNEXE 2. Le potentiel : calcul des réserves et des ressources.....	30
	ANNEXE 3. Contraintes.....	32
	ANNEXE 4. Permis d’exploration.....	33
	RÉFÉRENCES .....	35

# Liste des figures et des tableaux

Figure 1. Illustration d'une plateforme de forage

Figure 2. Puits et corridors d'exploration – Schistes gazéifères au Québec

Figure 3. Potentiel de shales gazéifères dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et distribution des permis d'exploration

Figure 4. Historical natural gas spot prices for Henry Hub

Figure 5. Courbe de déclin d'un puits horizontal dans le shale de Marcellus

Figure 6. Secteur du corridor 2 offrant le meilleur potentiel de production

Figure 7. Développement à petite échelle : nombre de puits

Figure 8. Développement à petite échelle : redevances annuelles

Figure 9. Développement à moyenne échelle : nombre de puits

Figure 10. Développement à moyenne échelle : redevances annuelles

Figure 11. Développement à grande échelle : nombre de puits

Figure 12. Développement à grande échelle : redevances annuelles

Tableau 1. Synthèse des différentes étapes et principales activités d'un projet type

Tableau 2. Principales données et hypothèses touchant le projet type

Tableau 3. Ressources techniquement récupérables du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, en billions de pieds cubes

Tableau 4. Prix de vente au seuil de rentabilité selon le niveau de l'EUR

Tableau 5. Activités reliées aux travaux préliminaires et à la phase exploration

Tableau 6. Tableau récapitulatif pour les trois scénarios géographiques

Tableau 7. Vitesse de déploiement des puits pour les trois scénarios géographiques

# 1 Mise en contexte

Le Comité de l'évaluation environnementale stratégique (CÉES), conformément à son mandat, procède à de nombreuses études dans le but de combler le besoin de connaissances relatif à l'exploration et l'exploitation des ressources gazières dans le shale d'Utica au Québec.

Afin de permettre l'analyse de l'ensemble des impacts environnementaux, sociaux, financiers et économiques associés aux activités de l'industrie du gaz de schiste pour une situation donnée, il est impératif de circonscrire les travaux des différents mandataires qui procèderont à l'évaluation de ces impacts en élaborant un nombre restreint de scénarios plausibles de déploiement de cette industrie dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Le CÉES a choisi de retenir cinq scénarios de développement plausibles de la filière gazière qui couvrent l'ensemble des possibilités sur un horizon de 25 ans, variant de « aucun développement » à « développement à grande échelle » du shale. Ces scénarios ont été élaborés à partir des résultats des études portant sur le projet type (CIRAIG, 2012) et sur le potentiel gazier du Québec (Duchaine et coll., 2012), des renseignements obtenus auprès de certaines entreprises titulaires de permis d'exploration dans le shale d'Utica ainsi que des documents officiels principalement de sources gouvernementale et universitaire.

**Les scénarios présentés dans le présent document se veulent neutres, c'est-à-dire qu'ils ne se fondent sur aucune décision ou orientation prises *a priori* par le Comité de l'évaluation environnementale sur le gaz de schiste, et ont pour unique but de définir des paramètres communs pour l'ensemble des études commandées dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique.**

***Nota : les volumes figurant dans le présent document sont exprimés principalement en « pieds cubes »<sup>1</sup> afin de faciliter les comparaisons avec les données provenant des autres shales en Amérique du Nord.***

---

<sup>1</sup> Un mètre cube correspond à 35,31 pieds cubes.

## 2 Les hypothèses et les variables

L'élaboration des scénarios de développement requiert d'emblée l'interprétation de nombreuses données qualitatives et quantitatives à chacune des étapes d'un hypothétique développement de la filière gazière. La formulation d'hypothèses de travail est également nécessaire pour suppléer à l'absence de données. Plusieurs des variables et hypothèses utilisées sont communes à l'ensemble des scénarios alors que d'autres, telles que le nombre de puits et le potentiel de gaz récupérable, sont spécifiques à chaque scénario.

Certaines variables utilisées sont dites « exogènes », c'est-à-dire que leur valeur, descriptive ou quantitative, est tirée de l'observation ou résulte d'hypothèses. Ces variables sont extérieures au modèle et leur valeur n'est pas déterminée par les autres variables. Par exemple, la longueur moyenne d'un puits horizontal, la profondeur moyenne du shale, les contraintes réglementaires au développement et le régime de redevances en vigueur au Québec sont des variables exogènes.

D'autres variables utilisées sont « endogènes », c'est-à-dire que leur valeur est intrinsèque au modèle et peut varier en fonction d'autres valeurs. Par exemple, la rentabilité d'un puits variera en fonction des prix du gaz de schiste et des coûts de forage.

Toutes les variables retenues seront intégrées dans un outil de modélisation développé par Gonzalez et Kather (2012) qui permet, d'une part, de calculer pour chaque scénario les volumes totaux de gaz produits, le niveau de redevances et les seuils de rentabilité et, d'autre part, de procéder à des analyses de sensibilité sur différentes variables. À titre d'exemple, il sera possible de déterminer les impacts d'un éventuel ajout de contraintes réglementaires au développement ou encore de la mise en place d'un nouveau régime de redevances.

Il est important de souligner que l'industrie du gaz de schiste étant peu développée au Québec, les observations concernant plusieurs variables sont manquantes. Il a donc été nécessaire de recourir à l'expertise d'entreprises membres de l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ), impliquées, préalablement à l'évaluation environnementale stratégique (ÉES), dans des activités d'exploration dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, ainsi qu'à celle d'experts du ministère des Ressources naturelles (MRN) et du ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP) pour formuler des hypothèses quant à la valeur de ces variables. La nécessité de formuler des hypothèses sur plusieurs variables constitue une des limitations du modèle. Cependant, lorsque possible, les hypothèses retenues ont été validées à l'aide d'études, de connaissances et d'observations touchant des projets en cours ailleurs dans le monde, notamment dans l'Ouest canadien et aux États-Unis.

### 2.1 Les variables exogènes

Les variables exogènes du modèle touchent les caractéristiques d'un projet type, le territoire de développement, le potentiel gazier de ce territoire, les contraintes au développement et le régime de redevances.

## Les phases et les caractéristiques du projet type

Le projet type se veut un portrait le plus réaliste possible de ce à quoi pourrait ressembler un projet de gaz de schiste **pour une entreprise gazière œuvrant au Québec dans le contexte actuel et sur la base des données existantes.**

### *Les phases du projet type*

Le tableau ci-dessous présente un résumé des différentes étapes et des principales activités du projet type dans le contexte réglementaire actuel. Les données proviennent de l'étude du CIRAIG (2012). Le projet type a fait l'objet de discussions dans le cadre du premier Comité miroir tenu le 25 septembre 2012 et les membres de ce Comité ont relevé plusieurs éléments additionnels qui devront être pris en compte dans le cadre des études d'impact à venir, notamment les éléments suivants :

- Étant donné que les levés géophysiques requièrent parfois du dynamitage, il est nécessaire d'en évaluer les impacts sur le plan de la gestion des rejets et des résidus.
- Il y a actuellement obligation d'informer et de consulter le public ainsi que la municipalité concernée pour tout projet de fracturation. Cet élément doit apparaître explicitement dans l'analyse des activités reliées aux travaux préliminaires.
- Il y a actuellement obligation de fournir un plan de mesures d'urgence pour tout projet de fracturation. Cet élément doit apparaître explicitement dans l'analyse des activités reliées aux travaux préliminaires.
- Les risques de feu et d'explosion doivent être abordés dans l'analyse sur les rejets accidentels.
- Les activités de fracturation sont les plus intenses lors du projet pilote. Les analyses d'impact devront aborder ce sujet de façon explicite dans les étapes 3, « Exploration et fracturation », et 4, « Projet pilote/Développement », du projet type.
- Une étape additionnelle devra être analysée dans le projet type, soit le « Suivi post-fermeture » qui suit l'étape 7, « Fermeture définitive ».

Il convient de rappeler que le CIRAIG (2012) a colligé les renseignements disponibles reliés aux activités, aux façons de faire et aux stratégies de développement des compagnies gazières afin de définir un projet type qui se veut un portrait le plus réaliste possible de ce que serait un projet de gaz de schiste pour une entreprise œuvrant au Québec **dans le contexte réglementaire actuel.**

La définition de ce projet type constitue la base de plusieurs études qui visent à évaluer les impacts environnementaux, sociaux et économiques des activités liées au développement de l'industrie du gaz de schiste (voir le Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste pour la liste de l'ensemble des études).

**Tableau 1. Synthèse des différentes étapes et principales activités d'un projet type**

Phase	Activités
Travaux préliminaires	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consultation publique et acceptabilité sociale</li><li>• Consultation de la municipalité</li><li>• Acquisition des droits d'exploration</li><li>• Levés géophysiques</li><li>• Évaluation environnementale de projets en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE)</li><li>• Obtention des autorisations auprès du propriétaire terrien (accès site) et des ministères et organismes, tels le MDDEFP (captation de l'eau, forage, torchère, gestion des boues, eaux usées, etc.), le MRN, la CPTAQ, le MTQ, le MSP, etc.)<sup>2</sup></li><li>• Préparation du site (routes, ponceaux, coupe forestière, etc.)</li></ul>
Exploration	<ul style="list-style-type: none"><li>• Forage vertical</li><li>• Forage horizontal</li><li>• Torchère</li><li>• Complétion</li><li>• Fracturation</li></ul>
Projet pilote	<ul style="list-style-type: none"><li>• Renforcement des routes</li><li>• Conduites d'eau</li><li>• Complétion</li><li>• Forage vertical</li><li>• Forage horizontal</li><li>• Fracturation</li><li>• Conduites de gaz</li></ul>
Production	<ul style="list-style-type: none"><li>• Stations de compression</li><li>• Unité de traitement des gaz</li><li>• Séparation de l'eau liquide</li><li>• Déshydratation</li><li>• Mise sous pression</li><li>• Fracturation d'appoint</li></ul>
Transport et distribution	<ul style="list-style-type: none"><li>• Branchement au gazoduc</li></ul>
Fermeture définitive	<ul style="list-style-type: none"><li>• Travaux de fermeture</li><li>• Remise en état du site</li></ul>
Suivi post-fermeture	<ul style="list-style-type: none"><li>• Suivi environnemental</li></ul>

### ***Les caractéristiques du projet type***

Les caractéristiques du projet type, accompagnées de certaines notes explicatives, sont présentées dans le tableau qui suit. Il est important de souligner que l'acquisition de nouvelles connaissances permettra, le cas échéant, de raffiner les hypothèses présentées dans le présent document.

<sup>2</sup> Pour une liste complète des autorisations à obtenir, voir [http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Complement-tableau-M-2\\_MDDEFP.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Complement-tableau-M-2_MDDEFP.pdf).

**Tableau 2. Principales données et hypothèses touchant le projet type**

Caractéristique	Valeur retenue	Commentaires
Durée de vie d'un puits en production	25 ans	L'industrie du gaz de schiste étant encore jeune, on ne connaît pas encore la durée de vie économique moyenne des puits. Selon les estimations disponibles fournies par des entreprises et des organismes impliqués dans le développement de cette industrie, la durée de vie économique d'un puits serait d'environ 25 ans. Le CIRAIG a évalué la durée de vie moyenne d'un puits à 15 ans, avec une variation de 3 à 50 ans selon les sources.
Profondeur des puits	2 000 m	<p>La profondeur du shale d'Utica dans les Basses-Terres du St-Laurent varie considérablement. Le shale affleure la surface sur la rive nord du Saint-Laurent et atteint une profondeur de 2 500 m au sud de la ligne de Logan (Duchaine, 2012). La valeur retenue (2 000 m) correspond à la profondeur moyenne de la zone gazière la plus « prometteuse » selon l'industrie (dans le corridor 2).</p> <p>Le CIRAIG mentionne que le forage vertical initial peut atteindre de 1 000 à 2 500 m (p. 15)</p>
Longueur horizontale des puits	900 m	<p>La longueur moyenne des puits horizontaux dans les shales en exploitation aux États-Unis augmente graduellement à mesure que progressent les technologies et l'expertise des exploitants. Certains puits horizontaux dépassent maintenant les 4 000 m. Selon les caractéristiques du shale d'Utica et les techniques disponibles, le CIRAIG estime que la longueur des puits varierait actuellement entre 1 000 et 2 000 m (p. 15).</p> <p>Selon les renseignements obtenus auprès de l'industrie, la longueur horizontale moyenne des puits en phase d'exploration est plus courte qu'en phase d'exploitation, car l'objectif n'est pas de rentabiliser le puits, mais de recueillir des données de production.</p>
- phase exploration	2 000 m	
- phase exploitation		
Distance entre les puits horizontaux	300 m	La distance entre les puits horizontaux est variable, selon les caractéristiques du shale. Elle se situe le plus souvent entre 200 et 300 m. Selon les renseignements obtenus auprès de l'industrie, elle se situerait à environ 300 m dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent.
Nombre de puits par plateforme		<p>Selon les caractéristiques géologiques du shale d'Utica et l'expertise d'une firme de forage, le CIRAIG estime qu'il y aurait entre six et huit puits par plateforme de forage (p. 21). Selon les entreprises consultées, le nombre de six puits par plateforme de forage serait plus réaliste.</p> <p>Selon les renseignements obtenus auprès de l'industrie, le nombre de puits en phase d'exploration est moindre qu'en phase d'exploitation, car l'objectif n'est pas de rentabiliser le puits, mais de recueillir des données de production.</p>
- phase exploration	2	
- phase exploitation	6	

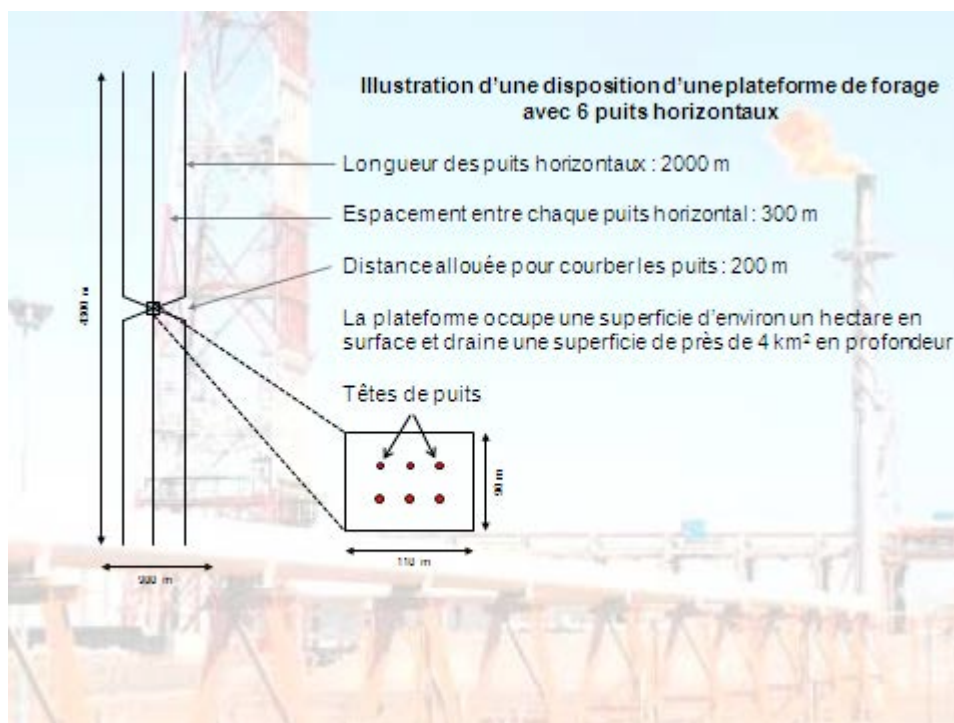


Fracturations par puits		Les fracturations sont exécutées à intervalles réguliers dans un puits horizontal. Le CIRAIG estime entre 12 et 15 le nombre total de fracturations par puits. Étant donné que nous avons retenu 2 000 m comme longueur moyenne du puits horizontal, nous avons retenu la valeur de 15 fracturations par puits.
- phase exploration	4	
- phase exploitation	15	Selon les renseignements obtenus auprès de l'industrie, le nombre de fracturations en phase d'exploration est moindre qu'en phase d'exploitation, car l'objectif n'est pas de rentabiliser le puits, mais de recueillir des données de production.
Production totale par puits <sup>3</sup>		
- phase exploitation	3 Gpi <sup>3</sup>	Cette valeur correspond à la valeur moyenne de 3 milliards de pieds cubes (Gpi <sup>3</sup> ) retenue par le CIRAIG (p. 2 de l'annexe A) et est comparable à la moyenne de production estimée dans quelques shales aux États-Unis en 2008 et en 2009 (voir la section intitulée La production globale cumulée (EUR : Estimated Ultimate Recovery) et la courbe de déclin).
Superficie des plateformes		
- Lors du forage et de la complétion	90 x 110 m	Ces données proviennent du document synthèse intitulé <i>Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec</i> , produit par le CIRAIG (annexe A).
- Après réhabilitation	25 x 25 m	
Distance minimale entre les plateformes		
• axe N-O – S-E	4,3 km	Ces valeurs sont obtenues en mesurant la longueur totale et la largeur totale de l'aire occupée par les six puits rattachés à la même plateforme.
• axe S-O – N-E	0,9 km	Une illustration graphique est présentée à la figure 1.
Superficie du sous-sol drainée à partir d'une plateforme multipuits	3,87 km <sup>2</sup>	Cette valeur est obtenue en multipliant la longueur totale par la largeur totale de la superficie occupée par les six puits rattachés à la même plateforme. Une illustration graphique est présentée à la figure 1.

La figure suivante présente les principales caractéristiques dimensionnelles d'une plateforme de forage comprenant six puits horizontaux en phase d'exploitation. On comprend que ces caractéristiques peuvent changer en raison d'un grand nombre de facteurs, mais elles constituent la représentation typique utilisée pour élaborer les scénarios.

<sup>3</sup> La production totale par puits sera ajustée à la hausse afin de tenir compte de la longueur horizontale des puits fixée à 2 000 m.

**Figure 1. Illustration d'une plateforme de forage**



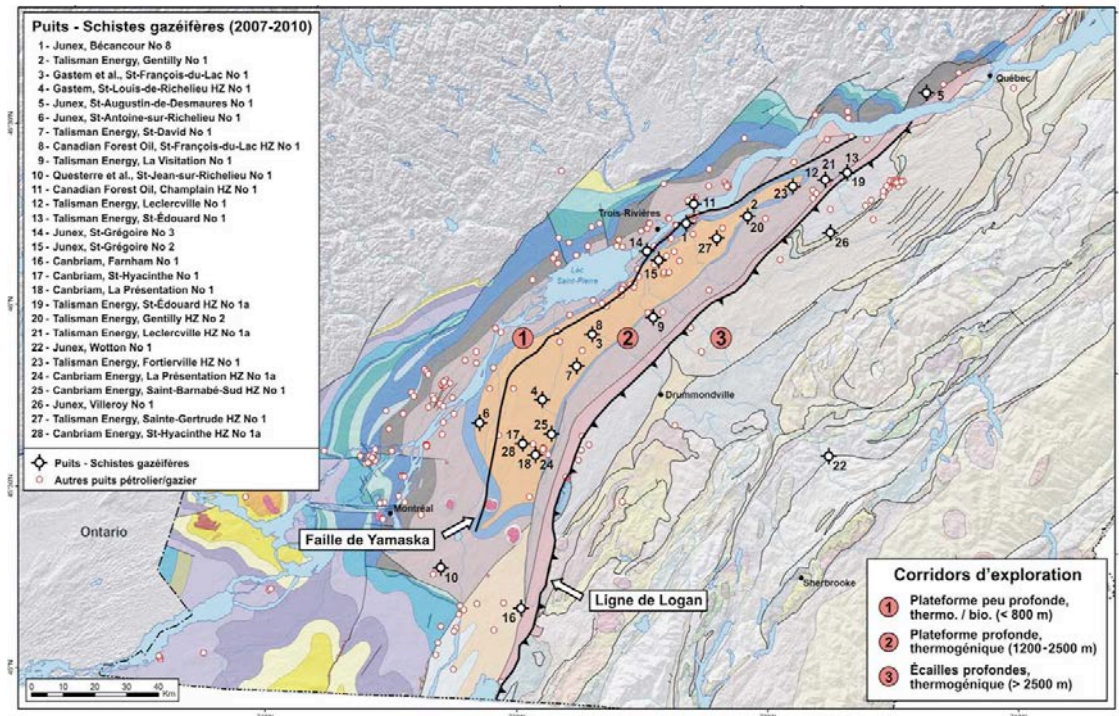
Pour plus de détails, voir l'annexe 1 : Projet type.

## **Le territoire de développement**

Bien qu'il y ait d'autres formations géologiques dans la région des Basses-Terres du Saint-Laurent qui peuvent contenir des hydrocarbures<sup>4</sup>, l'état actuel des connaissances indique que les probabilités d'exploitation sur une base commerciale se limiteraient à la mise en valeur du gaz naturel dans le shale d'Utica des Basses-Terres. Aussi, les scénarios présentés viseront ces limites (voir la figure 2).

<sup>4</sup> Par exemple, on sait qu'il y a présence de gaz de schiste dans le Lorraine et qu'il y a présence d'hydrocarbures liquides dans certaines portions limitées du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent.

**Figure 2. Puits et corridors d'exploration – Schistes gazéifères au Québec**



Source : BAPE, 2011. Développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec, Rapport 273.

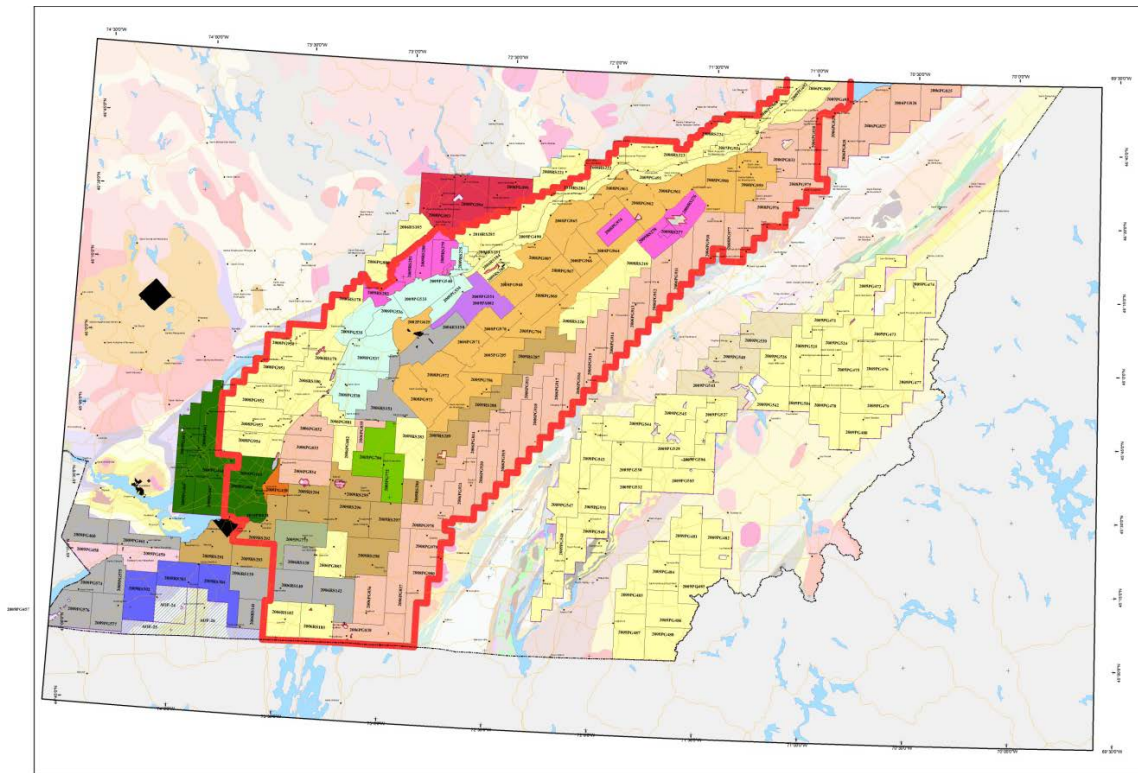
Comme le soulignait le BAPE (2011), trois grands corridors d'exploration fondés sur la profondeur du shale d'Utica ont été déterminés.

- Le premier corridor (1) est situé le long du fleuve Saint-Laurent et couvre une superficie de 3 600 km<sup>2</sup>. Le shale affleure localement le long de la rive pour atteindre une profondeur de 800 m en moyenne<sup>5</sup>.
- Le second corridor (2), situé entre la faille de Yamaska et la ligne de Logan, couvre 5 000 km<sup>2</sup>. Dans ce corridor, la portion supérieure de la formation d'Utica se trouve entre 1 200 et 2 500 m de profondeur et le potentiel gazier y serait le plus intéressant.
- Enfin, le troisième corridor (3) débute au droit de la ligne de Logan et couvre 7 200 km<sup>2</sup>. Le shale d'Utica s'y trouve à une profondeur de plus de 2 500 m.

Au total, le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent couvre une superficie de 15 800 km<sup>2</sup> et il est entièrement couvert par des permis d'exploration.

<sup>5</sup> Depuis l'adoption de la Loi limitant les activités pétrolières et gazières en juin 2011, il n'est plus permis d'explorer sur le territoire sous le fleuve, de la frontière jusqu'à la pointe ouest de l'île d'Anticosti et les permis existants ont été révoqués. Cette loi limite grandement l'accessibilité au territoire du corridor 1 et limite son développement potentiel.

**Figure 3. Potentiel de shales gazéifères dans les Basses-Terres du Saint-Laurent et distribution des permis d'exploration**



Source : MRN, SIGPEG, 2012.

## Le potentiel

Les gouvernements, les organismes et les entreprises œuvrant dans le domaine du gaz et du pétrole utilisent des méthodes éprouvées pour estimer les volumes de gaz en place (« les ressources ») ainsi que les volumes techniquement et économiquement récupérables (« les réserves ») sur un territoire. Les réserves (ou ressources techniquement récupérables) sont classées en trois catégories : réserves « prouvées », « probables » et « possibles »<sup>6</sup>.

- Les réserves prouvées concernent l'ensemble des quantités de gaz dont l'existence et les chances de récupération sont établies et dont les chances de rentabilisation, dans le cadre des données actuelles de la technique et de l'économie, sont d'au moins 90 %.
- Les réserves probables ont été testées, mais elles ne font pas l'objet d'une production. Elles concernent, pour un gisement déterminé, les quantités de gaz ayant une probabilité supérieure à 50 % d'être économiquement exploitables.
- Les réserves possibles concernent les réserves techniquement exploitables dont la probabilité de rentabilité est de 10 %.

Ces méthodes reposent essentiellement sur l'état de la connaissance des ressources en place et sur le calcul des probabilités.

<sup>6</sup> Voir <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/reserves-de-gaz-dans-le-monde>

Au Québec, les travaux d'exploration n'ont pas encore permis de préciser le potentiel gazier du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et il n'existe pas encore de données officielles (Office national de l'énergie, 2011) estimant les réserves ou les ressources en place techniquement et économiquement récupérables. Les données utilisées pour estimer le potentiel gazier ont été tirées de l'étude de Duchaine et coll. (2012), issue du Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique (étude P-1).

Les auteurs se basent donc sur les données parcellaires existantes qu'ils ont appliquées sur une subdivision des surfaces du shale d'Utica établie à partir d'une interprétation du potentiel à l'échelle des Basses-Terres du Saint-Laurent. Après avoir divisé le territoire, les auteurs estiment entre 100 billions de pieds cubes (Tpi<sup>3</sup>) et plus de 300 Tpi<sup>3</sup> le potentiel de gaz en place. En appliquant des facteurs de récupération évalués entre 15 et 20 % selon les zones, la portion techniquement récupérable de la ressource se situerait entre 22 et 47 Tpi<sup>3</sup>. Les auteurs soulignent que cette estimation est sujette à une incertitude significative et pourrait être revue à la hausse ou à la baisse à la lumière de nouvelles connaissances.

**Tableau 3. Ressources techniquement récupérables du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, en Tpi<sup>3</sup>**

Corridor	Minimum	Maximum	Moyenne
1	4,5	8,9	6,7
2	14	27,5	20,75
3	3,9	11	7,45
<b>Total</b>	<b>22,4</b>	<b>47,4</b>	<b>34,9</b>

Adapté de Duchaine et coll., 2012

Pour plus de détails sur la mesure du potentiel gazier du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, veuillez consulter l'annexe 2.

## Les contraintes

Il existe de nombreuses contraintes qui peuvent limiter l'emplacement des plateformes en surface et donc potentiellement l'accès à la ressource. Par exemple :

- **Contraintes sociales** : l'industrie du gaz de schiste fait actuellement l'objet d'une forte contestation sociale dans plusieurs régions du Québec et de nombreux propriétaires terriens ont déjà signifié qu'ils refuseront le droit d'accès à leurs terres. Au moins une entreprise a indiqué qu'elle n'utiliserait pas les mécanismes légaux en place pour forcer l'accès à ces terres.
- **Contraintes naturelles** : certaines caractéristiques des milieux naturels, telles que les pentes escarpées, les terrains marécageux ou encore la proximité de failles, constituent aussi des contraintes à l'emplacement des sites de forage.
- **Contraintes administratives**<sup>7</sup> : plusieurs contraintes légales ont aussi été mises en place pour assurer la sécurité et le bien-être des populations avoisinantes et régir l'encadrement de l'industrie (par exemple, l'établissement de distances par rapport aux immeubles en vertu du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* du MRN) ainsi que la protection des habitats sensibles et des espèces fauniques et floristiques (en vertu notamment du règlement d'application de la Loi sur la qualité de l'environnement du MDDEFP).

<sup>7</sup> Voir l'annexe 3 pour certains exemples de contraintes administratives actuellement en vigueur.



Selon l'avis d'experts publié dans une étude de l'université Cornell (Christopherson et Rightor, 2011), l'estimation de la superficie en surface libre de contraintes est rarement prise en compte dans les estimations du potentiel récupérable.

Les auteurs ayant analysé les récents « modèles » de forage dans le shale de Marcellus en Pennsylvanie ont remarqué qu'un grand nombre de facteurs influencent la localisation géographique des puits : proximité des infrastructures (gazoduc et stations de compression), caractéristiques topographiques et géologiques, zonage, réglementation et considérations politiques. À partir de leurs observations, ils estiment la superficie totale en surface libre de contraintes à plus ou moins 50 %. Il faut cependant souligner que ces contraintes affectent beaucoup moins les superficies drainées quand on sait que les forages horizontaux peuvent atteindre deux kilomètres.

Pour les Basses-Terres du Saint-Laurent, il est difficile d'établir une superficie libre de contraintes naturelles et administratives pour les trois corridors à l'étude. Dans un premier temps, l'hypothèse de 50 % sera donc retenue. Par la suite, pour chaque région géographique couverte par les différents scénarios de développement, cette hypothèse sera raffinée, dans la mesure du possible, sur la base des données géomatiques disponibles.

Outre les contraintes naturelles et administratives, l'industrie rencontre aussi des contraintes sociales. Ainsi, l'industrie du gaz de schiste fait actuellement l'objet d'une forte contestation sociale dans plusieurs régions du Québec et de nombreux propriétaires terriens ont déjà signifié qu'ils refuseront le droit d'accès à leurs terres dans le contexte actuel.

Il est difficile de quantifier l'impact de cette contestation sociale sur la superficie libre de contraintes, d'autant plus que dans un contexte réglementaire ou financier différent, l'ampleur et l'impact de cette contestation pourraient être très différents. Cependant, les contraintes sociales sont implicitement prises en compte dans les scénarios de développement. Ainsi, en l'absence complète d'acceptabilité sociale, c'est le scénario 1, Aucun développement, qui prévaudrait, alors que divers degrés d'acceptabilité sociale seraient reflétés par les scénarios 3, 4 et 5 qui illustrent un développement à faible, moyenne ou grande échelle.

## **Le régime de redevances**

Le régime de redevances appliqué dans les scénarios est le régime publié par le ministère des Finances dans le fascicule intitulé *Un régime de redevances juste et concurrentiel : Pour une exploitation responsable des gaz de schiste*, qui accompagnait le discours sur le budget 2011-2012.

Selon le ministère des Finances, ce nouveau régime de redevances, fondé sur un taux progressif dépendant du prix de la ressource et de la productivité du puits, entrera en vigueur une fois que sera terminée l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, et l'encadrement légal et réglementaire adapté à ses conclusions.

En vertu de ce nouveau régime, le taux de redevance variera en fonction du prix de la ressource et de la productivité des puits et se situera entre 5 % et 35 %. Dans la présente étude, les redevances sont ainsi automatiquement calculées à partir des recettes et dépenses nettes des scénarios examinés.

## 2.2 Les variables endogènes

Une variable est dite « endogène » lorsque sa valeur est intrinsèque au modèle et peut varier en fonction d'autres valeurs. Par exemple, le niveau de rentabilité d'un puits variera en fonction des prix et des coûts.

Les scénarios retenus reposent sur plusieurs variables endogènes. Les principales qui ont été prises en compte sont les prix du gaz naturel, les coûts privés de forage et d'exploitation, la production globale cumulée (EUR : Estimated Ultimate Recovery) et la courbe de déclin et, enfin, le déploiement.

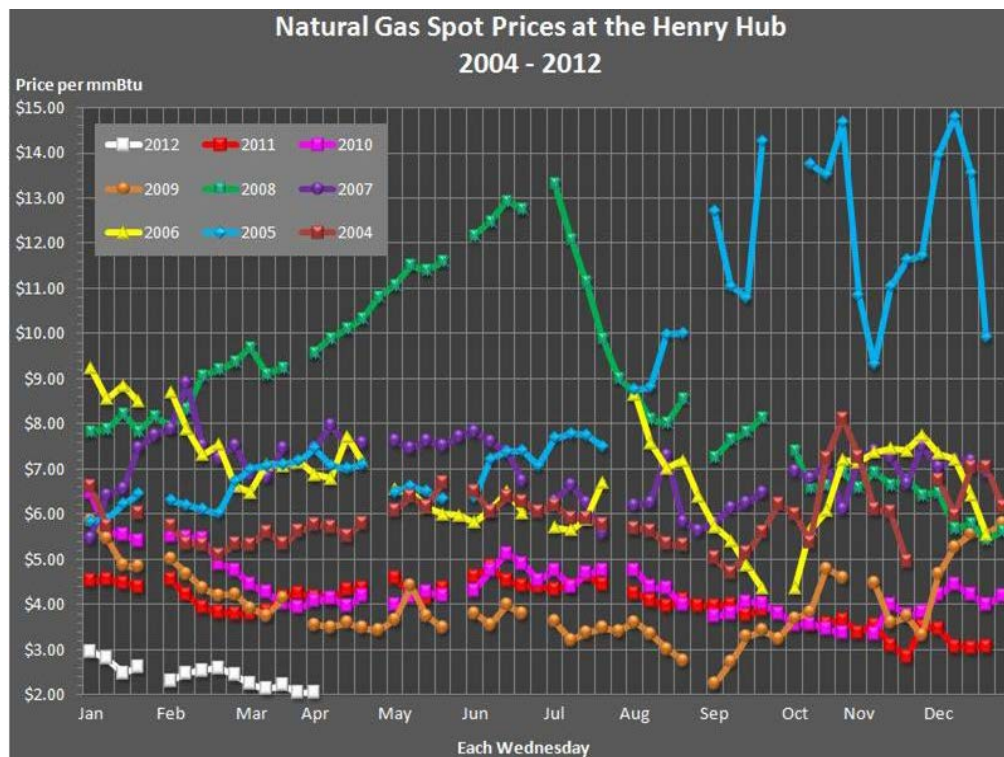
### Les prix

La prévision de l'évolution future des prix du gaz demeure un exercice hautement spéculatif. En effet, plusieurs facteurs économiques, mais aussi sociaux et environnementaux, peuvent influencer les prix à la hausse ou à la baisse.

L'observation des prix passés, comme l'illustre le graphique suivant, révèle la grande variabilité des prix au cours des dix dernières années (de 2 à 15 \$ par mille pieds cubes ( $\text{kpi}^3$ )).

L'observation du marché à terme du gaz en Amérique du Nord peut également donner une idée de l'évolution future des prix, mais sur une très courte période de temps seulement.

**Figure 4. Historical Natural Gas Spot Prices at the Henry Hub**



Source : Gouvernement du Nebraska, site Web, 2012.

Une étude comparative réalisée par une firme spécialisée (Schlumberger, 2010) portant sur plusieurs shales exploités commercialement aux États-Unis conclut que le seuil de rentabilité des puits sur ces différents shales oscille entre 4 et 6 \$/ $\text{kpi}^3$ .

À des fins de simulation de scénarios « réalistes », des prix suffisamment élevés pour atteindre la rentabilité seront utilisés. En effet, à défaut d'atteindre ces prix, le scénario d'aucun développement serait le plus vraisemblable.

## Les coûts

Il est important de souligner que les coûts dont il est ici question sont les coûts associés au projet type; ils n'incluent donc que les coûts privés assumés par les entreprises. Les autres coûts, notamment les coûts publics et ceux associés aux externalités, seront déterminés dans le cadre des études indiquées dans le Plan de réalisation publié par le CÉES en avril 2012<sup>8</sup>.

Selon Gonzalez (2012), les données de coûts mentionnées dans la littérature sont « grossières, parcellaires et souvent confuses quant à la distinction entre le coût fixe de construction (du forage à la complétion, en incluant le coût des infrastructures de branchement au réseau), les coûts variables d'opération et tous les autres coûts intangibles des entreprises ».

Dans la littérature spécialisée, il ressort cependant des ordres de grandeur de coûts à partir desquels il est possible de construire des scénarios suffisamment réalistes :

- Selon l'[Office national de l'énergie](#), « les puits horizontaux de schiste de la formation d'Utica devraient coûter entre 5 et 9 millions de dollars ».
- Lin (2010), dans Gonzalez (2012), estime que le coût d'un puits horizontal dans le shale d'Utica se situe autour de 5 M\$, auxquels il faut ajouter des coûts d'exploitation de 2 \$/kpi<sup>3</sup> sur la base d'une part des ressources finalement récupérées de 2,5 milliards de pieds cubes (Gpi<sup>3</sup>).
- Lake et coll. (2012) ont évalué à environ 10 000 \$ par puits les coûts d'exploitation annuels moyens des puits du Haynesville, qui sont réputés pour avoir de faibles coûts d'exploitation annuels.
- En se basant sur des statistiques compilées pour cinq shales aux États-Unis, Schlumberger (2012) estime que les coûts annuels moyens d'exploitation seraient de 1,40 \$/kpi<sup>3</sup> de production.

Aux fins d'analyse, nous utiliserons les coûts d'investissement fournis par une entreprise impliquée dans l'exploration du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent qui a procédé à des estimations de coûts moyens par puits pour ses propres scénarios de développement.

Dans la phase d'exploration, les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits sans fracturation sont estimés à 10 M\$. Les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits avec fracturation sont estimés à 20 M\$.

Dans la phase d'exploitation, tous les puits sont fracturés et les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits avec fracturation sont estimés à 5,75 M\$. Les coûts d'exploitation sont estimés à 1,40 \$/kpi<sup>3</sup>.

Les différences dans les coûts unitaires d'investissement lors des phases d'exploration et d'exploitation sont principalement dues au fait que de nombreux tests et calibrages (carottage,

---

<sup>8</sup> Voir l'étude EC2-1.



tests sismiques et microsismiques, essai de production) ont lieu lors de la phase d'exploration et que d'importantes économies d'échelle seraient réalisées lors de la phase d'exploitation (coûts de préparation et de construction, équipe de forage, approvisionnement en eau, coûts de raccordement, etc.)

## La production globale cumulée et la courbe de déclin

La production globale cumulée du puits (EUR : Estimated Ultimate Recovery), qui peut être traduite par l'expression « part des ressources finalement récupérées », est une mesure normalisée utilisée par l'industrie gazière pour estimer le volume total de gaz qui sera produit de façon économique par un puits.

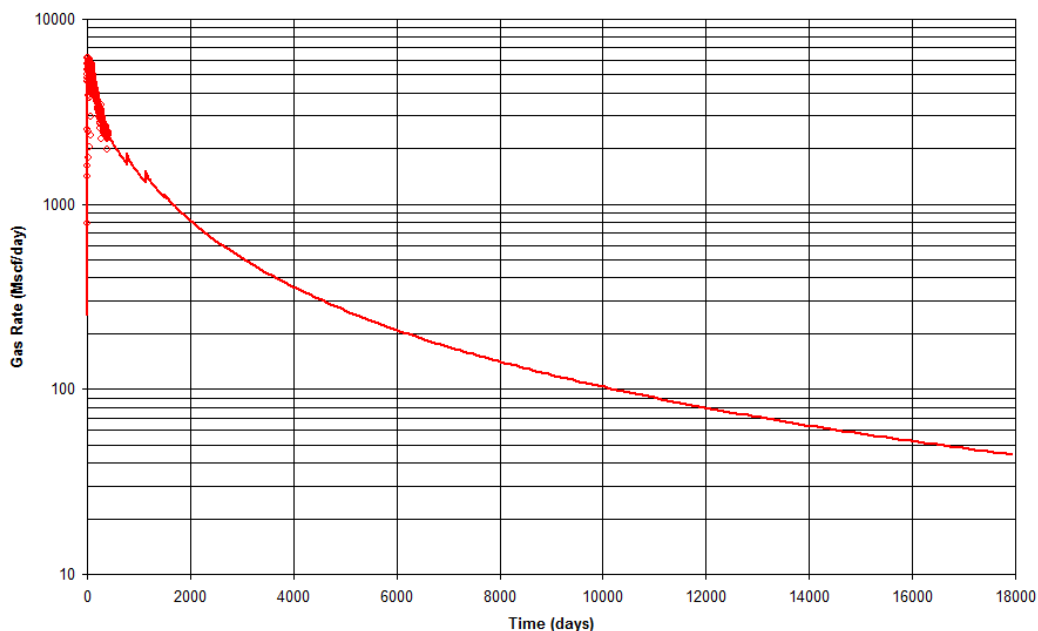
Ce volume est habituellement exprimé en milliards de pieds cubes (Gpi<sup>3</sup>). En connaissant ce volume et en ayant une bonne idée des coûts actualisés pour le produire, il est possible d'établir le seuil de rentabilité d'un puits, c'est-à-dire de déterminer à partir de quel prix (exprimé en \$/kpi<sup>3</sup>) il devient rentable d'exploiter un puits. Le tableau suivant illustre la production globale cumulée et le seuil de rentabilité dans quelques shales aux États-Unis en 2008 et 2009.

**Tableau 4. Prix de vente au seuil de rentabilité selon le niveau de l'EUR**

États-Unis (shales)	EUR	Prix (\$ US)
Barnett_DOFP_2008	2,895	3,70 \$
Barnett_DOFP_2009	2,867	3,74 \$
Fayetteville_DOFP_2008	2,463	3,65 \$
Fayetteville_DOFP_2009	3,401	3,20 \$
Woodford_DOFP_2008	2,544	7,35 \$
Woodford_DOFP_2009	3,389	6,22 \$
Haynesville_DOFP_2008	4,579	6,95 \$
Haynesville_DOFP_2009	6,092	6,10 \$
Eagle Ford_DOFP_2009	3,793	6,24 \$

Le calcul de l'EUR est un exercice assez complexe. En termes simples, les volumes totaux pour toute la durée de vie économique du puits sont estimés à partir des volumes produits au cours des premiers jours. Une courbe théorique est construite afin de prédire les volumes totaux produits. C'est la courbe de déclin. Le graphique suivant présente une courbe de déclin typique (échelle logarithmique) d'un puits foré dans le shale de Marcellus. Le taux de déclin la première année est d'environ 68 % et de seulement 4 % la dixième année.

**Figure 5. Courbe de déclin d'un puits horizontal dans le shale de Marcellus**



Source : APGQ/BAPE, 2010

À partir d'une courbe de déclin calculée sur la base des activités gazières en Amérique du Nord, l'hypothèse de production par puits retenue s'établit à 3 Gpi<sup>3</sup>.

## **Le déploiement**

Les hypothèses touchant la durée et la vitesse de déploiement des puits sont des éléments essentiels des scénarios puisqu'elles ont un effet direct sur les différents impacts économiques, environnementaux et sociaux.

Afin de simplifier et d'uniformiser le déploiement des puits dans les scénarios, la vitesse de déploiement observée dans d'autres shales a été retenue à titre de référence dans la formulation des scénarios.

## **3 L'outil de modélisation**

À la demande du CÉES, un outil de modélisation sous forme de chiffrier Excel a été développé par Gonzalez et Kather (2012) afin d'intégrer l'ensemble des variables décrites précédemment.

L'outil de modélisation permet, dans un premier temps, de calculer les valeurs associées à un puits type et, dans un second temps, d'agréger les données pour l'ensemble des puits visés par un scénario.

Pour chacun des scénarios de développement, l'outil permet notamment :

- de calculer les volumes totaux de gaz produits;
- de produire une courbe de déclin typique pour le shale d'Utica;
- de procéder à des analyses de sensibilité sur différentes variables;

- d'intégrer un module simulant la vitesse de déploiement des puits;
- de prendre en compte des taux d'escompte privé et public;
- de calculer les taux de redevance;
- de déterminer des seuils de rentabilité.

Cet outil de modélisation sera utilisé pour présenter et caractériser chaque scénario en fonction des variables mesurées.

## 4 Les scénarios

Afin de permettre aux mandataires des différentes études de mieux circonscrire les impacts environnementaux, sociaux et économiques associés à leurs travaux, il est nécessaire d'établir des scénarios de développement réalistes, basés sur la meilleure information disponible, susceptibles de servir de paramètres communs dans la réalisation des études.

Le choix des scénarios doit également demeurer neutre et permettre de couvrir l'ensemble du spectre de développement de la filière, de l'interdiction totale au développement extensif et rapide du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent.

Le CÉES propose de distinguer cinq scénarios dont le déploiement se fera sur une période maximale de 25 ans :

- **Scénario 1 : Aucun développement**

Ce scénario prévoit qu'il n'y aura aucun nouveau forage dans le shale d'Utica au cours des 25 prochaines années.

- **Scénario 2 : Exploration seulement**

Ce scénario prévoit que seuls des forages d'exploration seront effectués au cours des prochaines années.

Les scénarios 3, 4 et 5 sont des scénarios géographiques de développement.

- **Scénario 3 : Développement à petite échelle**

Le scénario 3 prévoit le développement de la partie nord-est du corridor 2 qui, sur la base des connaissances actuelles, offre le meilleur potentiel de rentabilité. Cette zone couvre un territoire de 1 258 km<sup>2</sup>.

- **Scénario 4 : Développement à moyenne échelle**

Ce scénario prévoit le développement de l'industrie dans l'ensemble du corridor 2. La superficie de cette zone est de 5 000 km<sup>2</sup>.

- **Scénario 5 : Développement à grande échelle**

Ce scénario prévoit le développement de l'ensemble du shale d'Utica que l'on retrouve dans les trois corridors décrits précédemment. Ces trois corridors couvrent une superficie de 15 000 km<sup>2</sup>.

## **4.1 Scénario 1 : Aucun développement**

Ce scénario repose sur l'hypothèse que, pour des considérations économiques (par choix), politiques (par obligation), d'acceptabilité sociale ou de risques trop élevés (santé humaine, environnement), aucun nouveau forage n'aura lieu dans le shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent au cours des 25 prochaines années.

Malgré l'absence de tout nouveau forage dans le cadre de ce scénario, l'existence des puits et des permis d'exploration actuels peut entraîner des impacts sociaux, environnementaux et économiques.

Aucun des puits déjà forés n'étant actuellement fermé, ils devront faire l'objet des interventions prévues aux étapes de fermeture définitive (travaux de fermeture et de remise en état des lieux) et de suivi post-fermeture (suivi environnemental). Les impacts seront évalués dans le cadre des différentes études prévues au Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique.

Par ailleurs, si l'arrêt des forages découle d'une décision gouvernementale imposant un moratoire, il est probable que certains détenteurs de permis d'exploration demandent au gouvernement de racheter ces permis et de leur verser des compensations à l'égard des investissements déjà effectués durant la phase d'exploration et qui ne pourront être récupérés lors d'une éventuelle exploitation.

Enfin, l'impact sur les autres filières énergétiques associé au non-développement de la filière du gaz de schiste sera évalué dans l'étude EC1-2 du Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste intitulée « Analyse des enjeux de développement durable que soulèvent l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste par rapport à d'autres filières en regard de principes contenus dans la Loi et détail de la manière dont cette filière peut s'insérer dans les orientations de la stratégie énergétique adoptée par le gouvernement du Québec pour la période 2006-2015 ».

## **4.2 Scénario 2 : Exploration seulement**

Ce scénario fait l'hypothèse que les entreprises procéderont uniquement à des forages d'exploration au cours des prochaines années. Les motivations pour les entreprises de procéder à des forages d'exploration dans le shale d'Utica sont principalement de deux ordres :

- Elles désirent mieux évaluer le potentiel de gaz de schiste économiquement exploitable en vue d'une éventuelle exploitation advenant un redressement des conditions de marché et une décision gouvernementale favorable au développement de cette industrie. En effet, comme il a été souligné à plusieurs reprises, les connaissances sur le potentiel gazier du shale d'Utica sont actuellement très parcellaires<sup>9</sup>.
- Elles désirent satisfaire aux obligations réglementaires relatives aux travaux minimums à effectuer afin de maintenir les permis d'exploitation valides. En effet, en vertu de l'article 67 du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains du MRN, les entreprises titulaires de permis d'exploration sont tenues d'effectuer annuellement des travaux minimums pour maintenir en vigueur leurs permis. Le MRN estime le montant des

---

<sup>9</sup> Selon le ministère des Finances (2011), « Le forage de 150 à 200 autres puits, représentant des investissements de près de 2 milliards de dollars, serait nécessaire pour connaître le potentiel réel de la ressource et, éventuellement, en faire l'exploitation commerciale à grande échelle. » Sur une période de dix ans, ce scénario correspondrait à forer de 15 à 20 puits d'exploration par année, à raison d'une dizaine de millions de dollars par puits.

travaux minimums pour maintenir les permis en vigueur à environ 4 M\$ par année, pour les cinq années suivant la fin de la période de grâce<sup>10</sup>, c'est-à-dire à partir de 2014. Ces montants diminueront progressivement pour les cinq années suivantes, en fonction du rythme de renouvellement des permis.

Au total, pour les années 2014 à 2022, le MRN estime que les travaux minimums pour maintenir les permis en vigueur totaliseront 28,2 M\$. À ce rythme, le forage de trois puits d'exploration sans fracturation, à raison de 10 M\$ par puits, ou encore de deux puits avec fracturation à raison de 20 M\$ par puits, permettrait de couvrir le total des travaux minimums. Toutefois, en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains du MRN, les travaux réalisés par un titulaire de permis ne sont pas applicables sur les permis des autres titulaires, de sorte que chaque titulaire devra entreprendre des travaux d'exploration<sup>11</sup>. Certains titulaires pourraient également choisir de ne pas maintenir en vigueur leurs permis.

### ***Hypothèses retenues pour le scénario 2***

- Afin d'évaluer le potentiel économiquement exploitable du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent et de maintenir en vigueur leurs permis d'exploration, les entreprises foreront six nouveaux puits annuellement au cours de la période de 2014 à 2022 inclusivement, et ce, à différents endroits sur le territoire.
- La moitié des puits seraient fracturés.
- Les investissements annuels sont estimés à 90 M\$.
- La poursuite des travaux est fonction des prix et des résultats d'exploration favorables.

Les impacts à évaluer dans le cas de ce scénario touchent essentiellement les activités liées aux travaux préliminaires et à la phase « Exploration » du projet type et sont résumés ci-dessous :

**Tableau 5. Activités liées aux travaux préliminaires et à la phase exploration**

Travaux préliminaires	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acquisition des droits d'exploration</li> <li>• Levés géophysiques</li> <li>• Consultation publique et acceptabilité sociale</li> <li>• Consultation de la municipalité</li> <li>• Évaluation environnementale de projets en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE)</li> <li>• Obtention des autorisations auprès du propriétaire terrien (accès site) et des ministères et organismes, tels le MDDEFP (prélèvements d'eau, forage, torchère, gestion des boues et eaux usées, etc.) le MRN, la CPTAQ, le MTQ, le MSP, etc.)</li> <li>• Préparation du site (routes, ponceaux, coupe forestière, etc.)</li> </ul>
Exploration	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Forage vertical</li> <li>• Forage horizontal</li> <li>• Torchère</li> <li>• Complétion</li> <li>• Fracturation</li> </ul>

<sup>10</sup> Les titulaires de permis ont reçu un congé de travaux pour la durée de l'évaluation environnementale stratégique.

<sup>11</sup> Les deux principaux types de travaux admissibles pour le maintien des permis d'exploration sont les levés sismiques et les forages de puits d'exploration.

Les trois scénarios suivants sont des scénarios géographiques de développement. Ils reposent sur les variables et hypothèses décrites à la section 2. Seules les hypothèses supplémentaires propres à chaque scénario seront présentées. Les impacts qui devront être évalués dans le cadre de ces scénarios touchent l'ensemble des activités résumées dans la section « Les phases du projet type ».

### **4.3 Scénario 3 : Développement à petite échelle**

Ce scénario de développement correspond aux conditions minimales (volumes et prix) en deçà desquelles l'industrie ne serait pas en mesure d'exploiter économiquement la ressource. Il a été élaboré à partir des renseignements obtenus auprès de l'industrie et calculé à l'aide de l'outil de modélisation.

#### ***Hypothèses touchant le territoire***

- Le développement se limite au secteur nord-est du corridor 2 défini par les représentants de l'industrie comme étant la zone offrant le meilleur potentiel de production.
- Cette zone, illustrée sur la carte ci-dessous, se situe sur la rive sud du fleuve, entre la faille Yamaska et la ligne de Logan. Elle correspond à un territoire de 1 258 km<sup>2</sup>, soit 25 % du territoire du corridor 2.

#### ***Hypothèses touchant le nombre de puits***

- L'EUR retenu est de 3 Gpi<sup>3</sup>.
- En appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes<sup>12</sup>, un maximum de 162 plateformes de forage (975 puits) peut être installé.
- Sur la base du potentiel gazier du corridor 2, et en appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes, entre 125 et 245 plateformes peuvent être installées, ce qui représente entre 750 et 1 500 puits<sup>13</sup>.
- Nous retenons donc l'hypothèse qu'un total de 1 000 puits (166 plateformes) seraient forés dans le cadre de ce scénario.

#### ***Hypothèses touchant le déploiement***

- Une période de déploiement de 10 ans commençant en 2014 a été retenue.
- La durée et la vitesse de déploiement des puits ont été estimées à partir des données observées dans d'autres shales (Gonzalez, 2012)

---

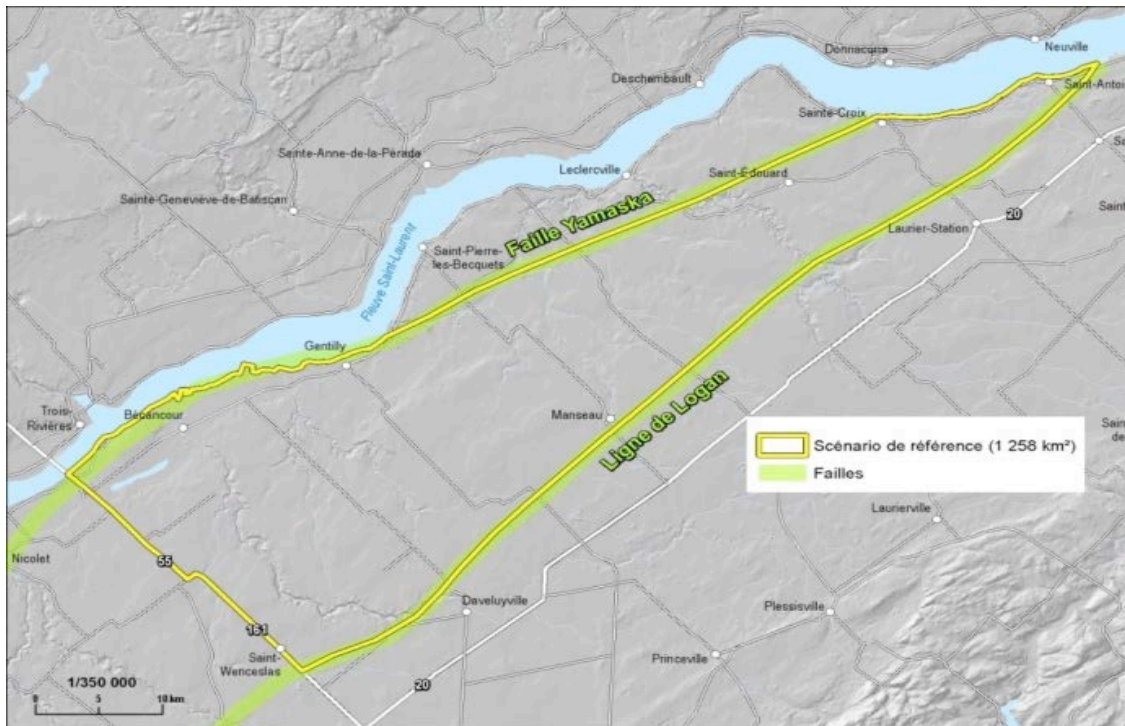
<sup>12</sup> Cette hypothèse sera raffinée à la lumière des données disponibles, tant sur le plan géomatique que sur le plan des refus du droit d'accès.

<sup>13</sup> Le potentiel gazier du corridor 2 est estimé entre 14 et 27,5 Tpi<sup>3</sup>. En faisant l'hypothèse simplificatrice que le potentiel est uniformément distribué, le potentiel du territoire de ce scénario se situe entre 4,5 et 8,8 Tpi<sup>3</sup>. Avec un EUR de l'ordre de 3 Gpi<sup>3</sup> par puits, le nombre de puits se situerait entre 1 500 et 2 940.

### **Hypothèse touchant le prix**

- Un prix unique suffisamment élevé pour atteindre la rentabilité et pour comparer les trois scénarios géographiques, soit 7 \$/kpi<sup>3</sup>, a été utilisé.

**Figure 6. Secteur du corridor 2 offrant le meilleur potentiel de production**



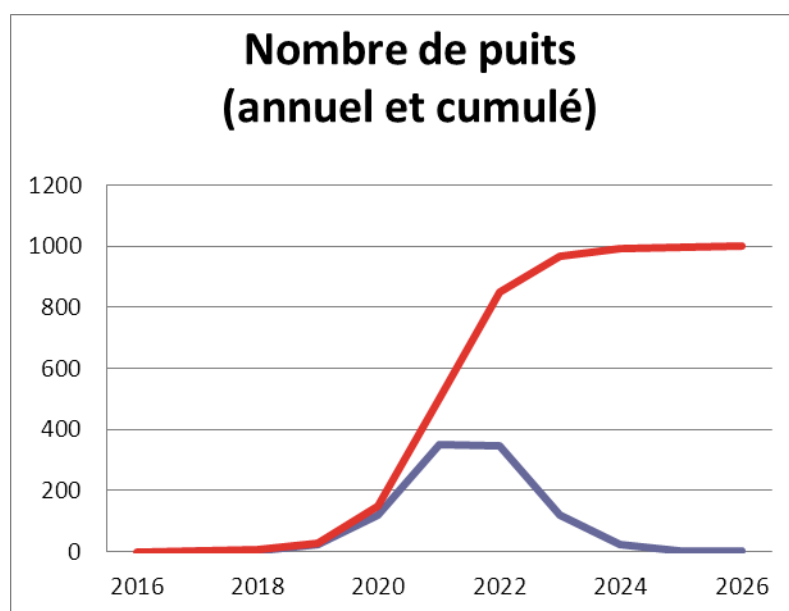
Source : ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs.

### **Les résultats de l'outil de modélisation**

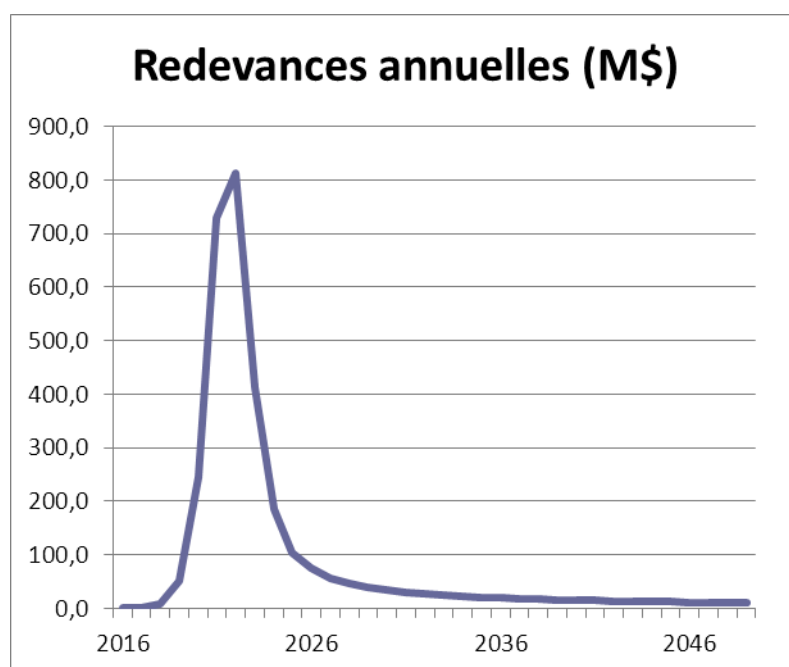
Les graphiques ci-dessous illustrent le déploiement des puits sur la période de dix ans ainsi que les redevances associées à ce déploiement.

On constate que les redevances augmentent rapidement au cours de la période de forage intensive pour ensuite diminuer de façon tout aussi rapide dès que le forage cesse. Deux éléments expliquent cette situation : le déclin naturel de production des puits (le taux de déclin est d'environ 68 % la première année) et le taux de redevances qui varie selon la productivité des puits.

**Figure 7. Développement à petite échelle : nombre de puits**



**Figure 8. Développement à petite échelle : redevances annuelles**



Par ailleurs, à partir des hypothèses de base (EUR de 3 Gpi<sup>3</sup>, coûts moyens d'un puits en exploitation de 5,75 M\$, taux d'escompte de 10 %, coûts variables de production de 1,40 \$/kpi<sup>3</sup>), l'outil de modélisation établit le coût total actualisé d'un puits à 8 M\$ et le seuil de rentabilité à 5,54 \$/kpi<sup>3</sup>.



## **4.4 Scénario 4 : Développement à moyenne échelle**

### **Hypothèses touchant le territoire**

- Le développement se fait sur l'ensemble du corridor 2 (voir la figure 2).
- Cette zone, située sur la rive sud du fleuve entre la faille Yamaska et la ligne de Logan, couvre un territoire de 5 000 km<sup>2</sup>.

### **Hypothèses touchant le nombre de puits**

- L'EUR retenu est de 2,75 Gpi<sup>3</sup>, considérant une productivité légèrement moindre du shale d'Utica pour l'ensemble du corridor 2.
- En appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes<sup>14</sup>, un maximum de 646 plateformes de forage (soit environ 3 900 puits) peut être installé.
- Sur la base du potentiel gazier du corridor 2, entre 425 et 830 plateformes peuvent être installées, ce qui représente entre 2 500 et 5 000 puits<sup>15</sup>.
- L'hypothèse retenue consiste à installer 600 plateformes de forage de 6 puits chacune pour un total de 3 600 puits.

### **Hypothèses touchant le déploiement**

- Une période de déploiement de 15 ans commençant en 2014 a été retenue.

### **Hypothèse touchant le prix**

- Un prix unique suffisamment élevé pour atteindre la rentabilité et pour comparer les trois scénarios géographiques, soit 7 \$/kpi<sup>3</sup>, a été utilisé.

### **Les résultats de l'outil de modélisation**

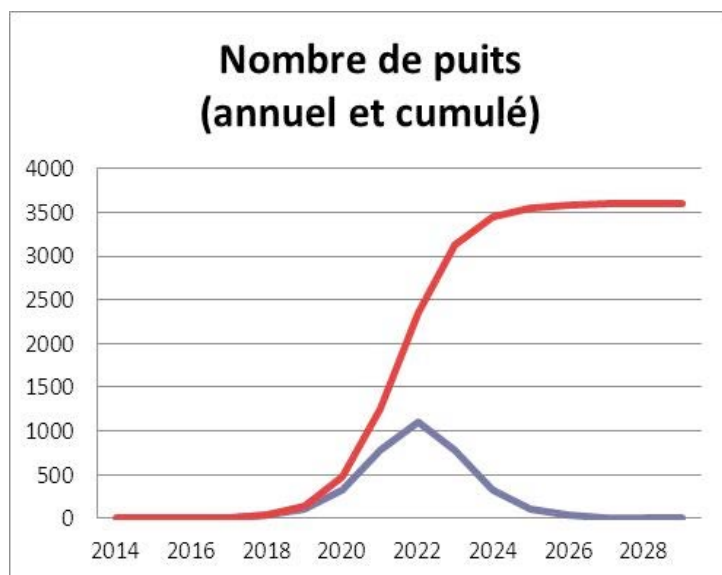
Les graphiques ci-dessous illustrent le déploiement des puits sur la période de 15 ans ainsi que les redevances associées à ce déploiement. Tout comme dans le scénario précédent, on constate que les redevances augmentent rapidement au cours de la période de forage intensive pour ensuite diminuer de façon tout aussi rapide dès que le forage cesse. Deux éléments expliquent cette situation : le déclin naturel de production des puits (le taux de déclin est d'environ 68 % la première année) et le taux de redevances qui varie selon la productivité des puits.

---

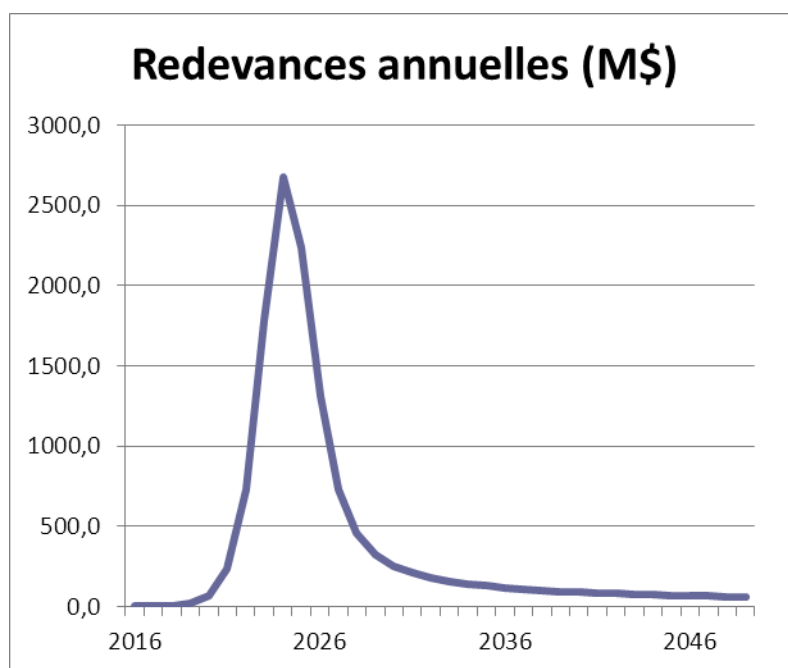
<sup>14</sup> Cette hypothèse sera raffinée à la lumière des données disponibles, tant sur le plan géomatique que sur le plan des refus du droit d'accès.

<sup>15</sup> Le potentiel gazier du corridor 2 est estimé entre 14 et 27,5 Tpi<sup>3</sup>. En faisant l'hypothèse simplificatrice que le potentiel est uniformément distribué, le potentiel du territoire de ce scénario se situe entre 4,5 et 8,8 Tpi<sup>3</sup>. Avec un EUR de l'ordre de 3 Gpi<sup>3</sup> par puits, le nombre de puits se situerait entre 1 500 et 2 940.

**Figure 9. Développement à moyenne échelle : nombre de puits**



**Figure 10. Développement à moyenne échelle : redevances annuelles**



Par ailleurs, à partir des hypothèses de base (EUR de 2,75 Gpi<sup>3</sup>, coûts moyens d'un puits en exploitation de 5,75 M\$, taux d'escompte de 10 %, coûts variables de production de 1,40 \$/kpi<sup>3</sup>), l'outil de modélisation établit le coût total actualisé d'un puits à 7,8 M\$ et le seuil de rentabilité à 5,94 \$/kpi<sup>3</sup>.

## **4.5 Scénario 5 : développement à grande échelle**

Ce scénario de développement maximal pose comme hypothèses qu'en raison de prix favorables (8 \$/kpi<sup>3</sup>) et des caractéristiques prometteuses<sup>16</sup> du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, des forages seraient réalisés sur l'ensemble de la superficie couverte par le shale.

### ***Hypothèses touchant le territoire***

- Le développement se fait sur l'ensemble des corridors 1, 2 et 3 (voir la figure 2).
- Cette zone correspond à un territoire de 15 000 km<sup>2</sup>.

### ***Hypothèses touchant le nombre de puits***

- L'EUR retenu est de 2,5 Gpi<sup>3</sup>.
- En appliquant l'hypothèse selon laquelle 50 % du territoire est libre de contraintes<sup>17</sup>, un maximum de 1 938 plateformes de forage (11 600 puits) peut être installé.
- Sur la base du potentiel gazier du territoire, entre 750 et 1 580 plateformes peuvent être installées, ce qui représente entre 4 500 et 9 500 puits.
- L'hypothèse retenue consiste à installer 1 500 plateformes de forage de 6 puits chacune pour un total de 9 000 puits.

### ***Hypothèses touchant le déploiement***

- Une période de déploiement de 20 ans commençant en 2014 a été retenue.

### ***Hypothèse touchant le prix***

- Un prix unique suffisamment élevé pour atteindre la rentabilité et pour comparer les trois scénarios géographiques, soit 7 \$/kpi<sup>3</sup>, a également été utilisé.

### ***Les résultats de l'outil de modélisation***

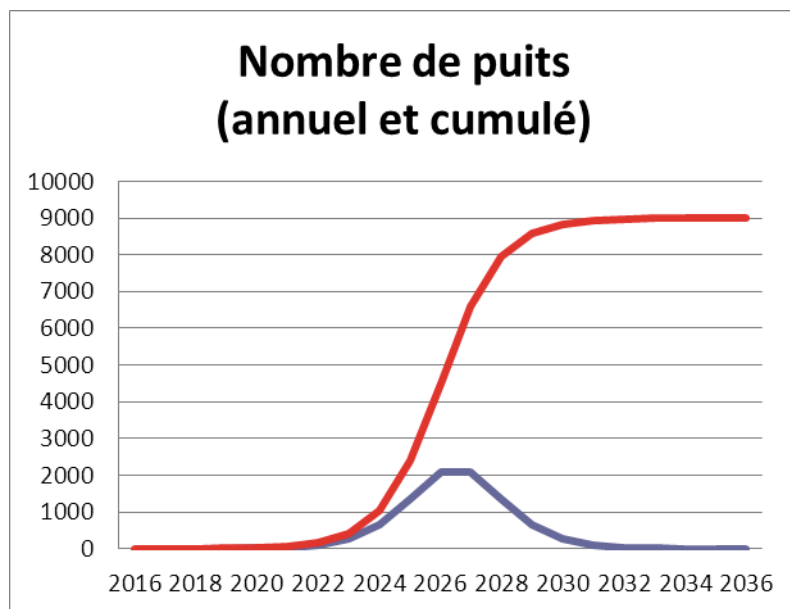
Les graphiques ci-dessous illustrent le déploiement des puits sur la période de 20 ans ainsi que les redevances associées à ce déploiement. Tout comme dans les scénarios 3 et 4, on constate que les redevances augmentent rapidement au cours de la période de forage intensive pour ensuite diminuer de façon tout aussi rapide dès que le forage cesse. Deux éléments expliquent cette situation : le déclin naturel de production des puits (le taux de déclin est d'environ 68 % la première année) et le taux de redevances qui varie selon la productivité des puits.

---

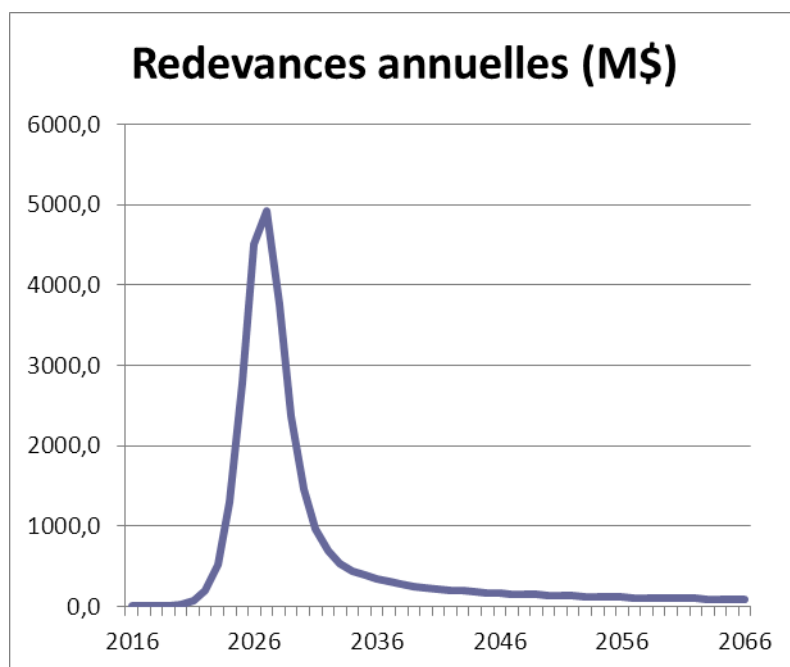
<sup>16</sup> Par exemple, en raison d'avancées technologiques ou d'indices de la présence d'importantes ressources gazières.

<sup>17</sup> Cette hypothèse sera raffinée à la lumière des données disponibles, tant sur le plan géomatique que sur le plan des refus du droit d'accès.

**Figure 11. Développement à grande échelle : nombre de puits**



**Figure 12. Développement à grande échelle : redevances annuelles**



Par ailleurs, à partir des hypothèses de base (EUR de 2,5 Gpi<sup>3</sup>, coûts moyens d'un puits en exploitation de 5,75 M\$, taux d'escompte de 10 %, coûts variables de production de 1,40 \$/kpi<sup>3</sup>), l'outil de modélisation établit le coût total actualisé d'un puits à 7,57 M\$ et le seuil de rentabilité à 6,39 \$/kpi<sup>3</sup>.

**Tableau 6. Récapitulatif pour les trois scénarios géographiques**

	<b>Production totale (EUR) par puits</b>	<b>Seuil de rentabilité (par kpi³)</b>	<b>Coût actualisé par puits*</b>
Scénario 3	3,00 Gpi³	5,54 \$	8,0 M\$
Scénario 4	2,75 Gpi³	5,94 \$	7,8 M\$
Scénario 5	2,50 Gpi³	6,39 \$	7,6 M\$

Gpi³ : milliard de pieds cubes

kpi³ : mille pieds cubes

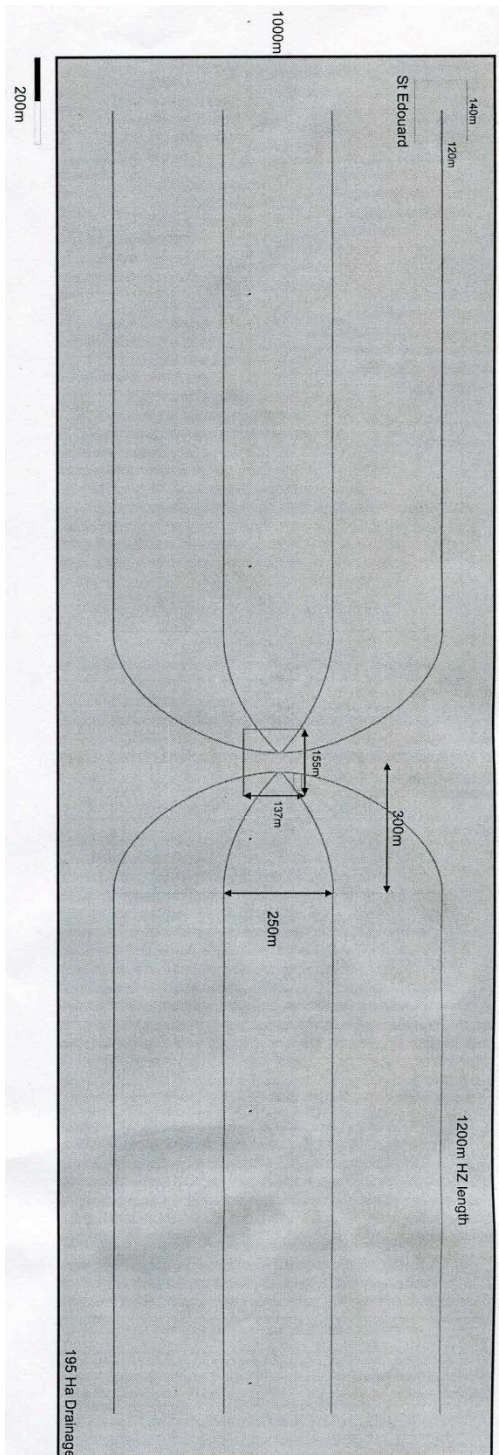
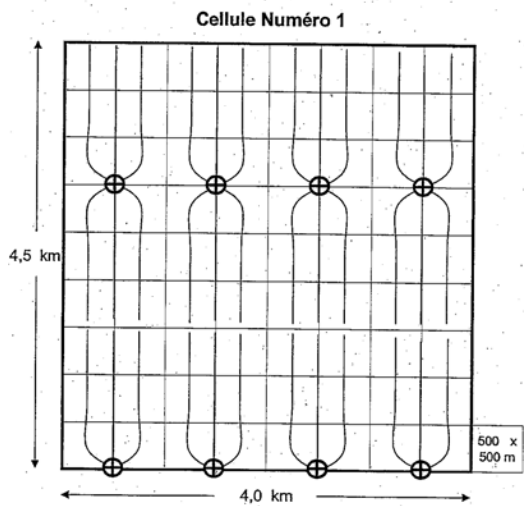
Le tableau suivant résume les données de la vitesse de déploiement des puits pour les trois scénarios de développement.

**Tableau 7. Vitesse de déploiement des puits pour les trois scénarios géographiques**

<b>Année</b>	<b>Scénario 3</b>	<b>Scénario 4</b>	<b>Scénario 5</b>
2015	1	0	1
2016	4	3	1
2017	25	9	5
2018	121	31	13
2019	349	105	36
2020	348	324	98
2021	121	779	258
2022	25	1 097	638
2023	4	779	1 349
2024	2	324	2 101
2025		105	2 100
2026		31	1 349
2027		9	638
2028		2	258
2029		2	98
2030			36
2031			13
2032			5
2033			2
2034			1
<b>TOTAL</b>	<b>1 000</b>	<b>3 600</b>	<b>9 000</b>

# ANNEXE 1. Projet type

Représentation graphique de scénarios de plateformes d'entreprises membres de l'APGQ



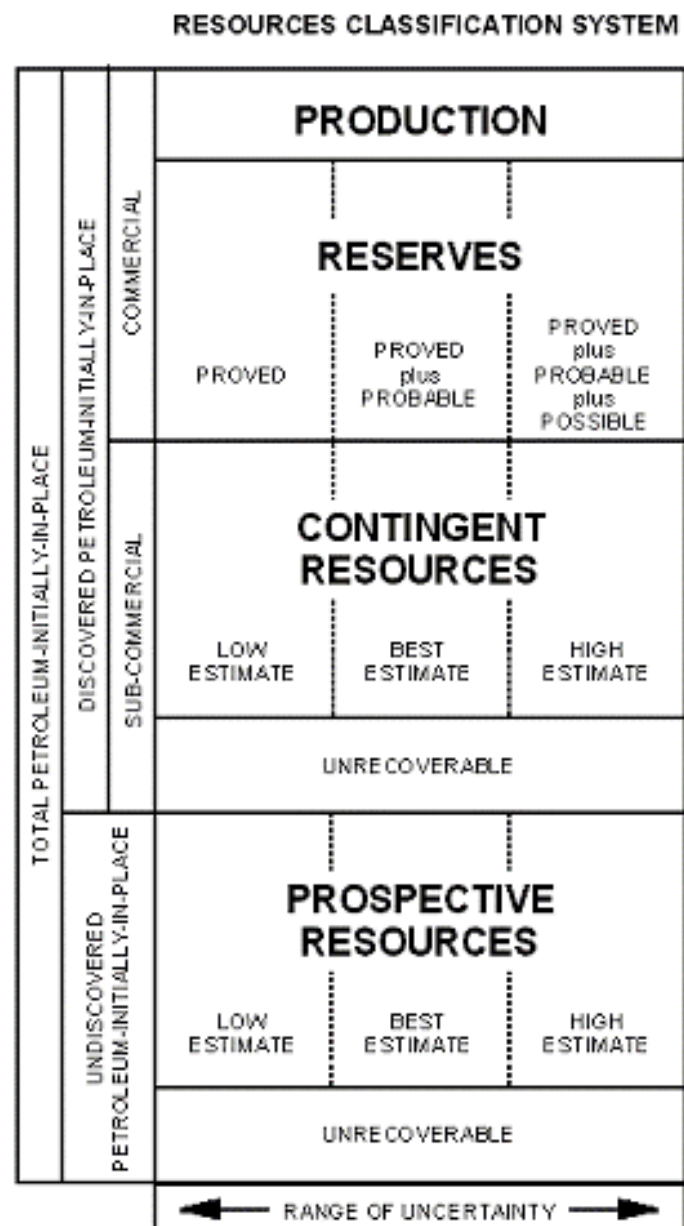
## ANNEXE 2. Le potentiel : calcul des réserves et des ressources

De par leur nature, les réservoirs de ressources minérales, pétrolières et gazières dans le sol ne peuvent pas être directement observés ou mesurés. Différentes techniques de sondage et d'échantillonnage sont utilisées pour en estimer les volumes et le potentiel d'exploitabilité économique.

Il existe un certain nombre de systèmes plus ou moins officiels de classification de ces ressources pétrolières et gazières. Le plus utilisé est le *Petroleum Resources Management System (PRMS)*, reconnu internationalement par plusieurs associations publiques et privées et utilisé par la US Securities and Exchange Commission (SEC).

Le PRMS utilise quatre catégories de ressources basées sur le niveau de certitude et d'exploitabilité du réservoir (voir la figure ci-contre).

1. **Les ressources produites** : les volumes de gaz déjà produits (les seuls facilement mesurables).
2. **Les réserves** prouvées, probables et possibles, exploitables économiquement à court terme.
3. **Les ressources éventuelles** : moins certaines que les réserves, ces ressources sont potentiellement exploitables, mais pas suffisamment matures pour une exploitation économiquement rentable aux conditions actuelles.
4. **Les ressources prospectives** : ce sont des dépôts ou réservoirs dont on suppose l'existence, mais qui n'ont pas encore été découverts (forés).



Not to scale

## Pour plus d'information :

Petroleum Resources Management System

[http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf)

Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System

[http://www.aapg.org/geoDC/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](http://www.aapg.org/geoDC/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)

Definitions of oil and gas resources and reserves

<http://www.albertasecurities.com/securitieslaw/Regulatory%20Instruments/5/2232/COGEHs.5DefinitionsofOilandGasResourcesandReserves.pdf>

Normes de l'ICM sur les définitions - Pour les ressources minérales et réserves minérales

[http://web.cim.org/UserFiles/File/CIM\\_DEFINITON\\_STANDARDS\\_FR\\_Nov\\_2010.pdf](http://web.cim.org/UserFiles/File/CIM_DEFINITON_STANDARDS_FR_Nov_2010.pdf)

## Rappel

Au Québec, le potentiel du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent demeure encore incertain. Seulement une trentaine de puits d'exploration ont été forés et, de ce nombre, 18 ont été fracturés. « Ces travaux n'ont pas encore permis de préciser le potentiel gazier réel au Québec. » (Finances Québec, 2011).

Comme il n'existe pas encore de données officielles (Office national de l'énergie, 2011) estimant les réserves ou les ressources en place techniquement et économiquement récupérables du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, les données utilisées pour estimer ce potentiel gazier ont été tirées de l'étude de Duchaine et coll. (2012) commandée par le Comité de l'évaluation environnementale stratégique.

### Ressources techniquement récupérables du shale d'Utica des Basses-Terres du Saint-Laurent, en Tpi<sup>3</sup>.

Corridor	Minimum	Maximum	Moyenne
1	4,5	8,9	6,7
2	14	27,5	20,75
3	3,9	11	7,45
<b>Total</b>	<b>22,4</b>	<b>47,4</b>	<b>34,9</b>

Adapté de Duchaine et coll., 2012



## ANNEXE 3. Contraintes

Exemples de contraintes « de surface » en vertu du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains du MRN (en vigueur).

Contraintes	Règlement du MRN
Habitations	100 m
Chemins publics	100 m
Chemins de fer	100 m
Réseau de transport d'électricité	100 m
Pipelines et gazoducs	100 m
Limites du permis d'exploitation	100 m
Lignes des hautes eaux	100 m
Aéroport	1 000 m
Aire d'alimentation en eau souterraine pour aqueduc municipal	Exclusion totale
Installation de captage d'eau souterraine	200 m
Réservoir souterrain appartenant à autrui	1 600 m

## ANNEXE 4. Permis d'exploration

**67.** Les travaux à effectuer en application de l'article 177 de la Loi [sur les mines] sont des études géologiques, des études géophysiques ou des forages, et des évaluations économiques du gisement effectuées en application du deuxième alinéa de l'article 176 de la Loi.

Le coût minimum de ces travaux est le suivant :

1° pour la première année de validité du permis, le montant le plus élevé entre 0,50 \$ l'hectare ou 3 000 \$;

2° pour la deuxième année de validité du permis, le montant le plus élevé entre 1 \$ l'hectare ou 6 000 \$;

3° pour la troisième année de validité du permis, le montant le plus élevé entre 1,50 \$ l'hectare ou 9 000 \$;

4° pour la quatrième année de validité du permis, le montant le plus élevé entre 2 \$ l'hectare ou 12 000 \$;

5° pour la cinquième année de validité du permis, le montant le plus élevé entre 2,50 \$ l'hectare ou 15 000 \$;

6° pour chaque période de renouvellement du permis, le montant le plus élevé entre 2,50 \$ l'hectare ou 20 000 \$.

Les articles 180 et 181 de la Loi sur les mines permettent certains allégements permettant aux entreprises détentrices de permis d'exploration, sous certaines conditions, de répartir la valeur des travaux sur plusieurs permis et sur plusieurs années.

**180.** Le titulaire de plusieurs permis de recherche peut, dans son rapport, appliquer tout ou partie des sommes dépensées pour des travaux effectués sur le territoire d'un permis à ses autres permis de recherche, dans la proportion qu'il détermine, pourvu :

1° qu'il en avise par écrit le ministre;

2° que le territoire sur lequel les travaux ont été effectués et celui sur lequel les sommes dépensées pour ces travaux sont appliquées soient compris au moins en partie à l'intérieur d'un cercle de 40 kilomètres de rayon.

1987, c. 64, a. 180; 1998, c. 24, a. 89.

**181.** L'excédent des sommes dépensées pour des travaux sur le coût minimum fixé par le règlement est applicable aux années suivantes de la période de validité du permis, à la condition que le titulaire fournisse au ministre, dans les six mois qui suivent l'année de réalisation des travaux, un état détaillé des sommes dépensées, certifié par un comptable professionnel agréé auditeur.

Il est également applicable, pour la moitié de sa valeur, à chaque période de renouvellement du permis.

En vertu de l'article 169 de la Loi, le permis d'exploration est valide pour une durée de 5 ans et peut être renouvelé annuellement pour 5 autres années, ce qui permet au détenteur de permis de conserver ses droits sur un territoire pendant 10 ans à la condition de remplir ses obligations réglementaires.

**169.** La période de validité d'un permis est de cinq ans.

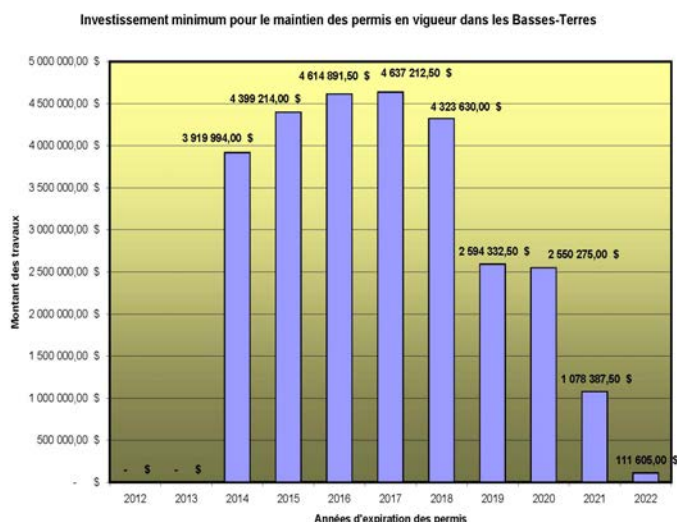
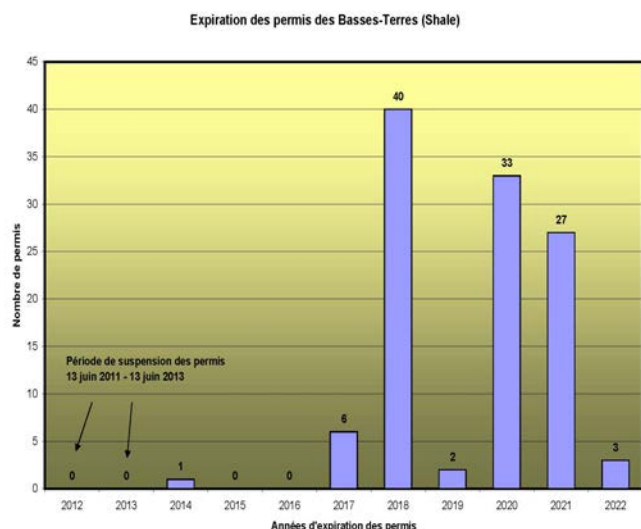
Sauf dans le cas prévu à l'article 169.1, le ministre le renouvelle pour une période d'un an, au plus cinq fois, pour tout ou partie du territoire qui en fait l'objet, pourvu que le titulaire :

1° en ait demandé le renouvellement avant la date d'expiration du permis;

2° ait acquitté les droits fixés par règlement;

3° ait respecté les dispositions de la présente loi et de ses règlements d'application au cours de la période de validité qui se termine;

4° ait satisfait aux autres conditions de renouvellement fixées par règlement.



## RÉFÉRENCES

ASSOCIATION PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DU QUÉBEC. « *Courbe de déclin d'un puits horizontal produisant des shales des Marcellus; Courbe de déclin typique des shales du Montney ; Courbe de déclin typique des bassins majeurs de shale gaz* », 6 octobre 2010, 3 p.

BAIHLY, J., R. ALTMAN, R. MALPANI et F. LUO. SPE 135555: *Shale Gas Production Decline Trend Comparison over Time and Basins*, Schlumberger (<http://www.greencenturyresources.com/TempDownloadFiles/Schlumberger-ShaleGasComparisonOverTimeandBasins.pdf>)

CHRISTOPHERSON, Susan et Ned RIGHTOR, 2011. « *How Should We Think About the Economic Consequences of Shale Gas Drilling?* » Cornell University ([http://www.cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/Green%20Choices%20Papers/Marcellus\\_SC\\_NR.pdf](http://www.cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/Green%20Choices%20Papers/Marcellus_SC_NR.pdf))

CIRAIG, 2012. *Projet type concernant les activités liées au gaz de schiste au Québec – Document synthèse*, 51 p. ([http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Rapport-etude-M-2\\_CIRAIG.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Rapport-etude-M-2_CIRAIG.pdf))

COMITÉ DE L'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE SUR LE GAZ DE SCHISTE (CÉES), avril 2012. « *Plan de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste* », Gouvernement du Québec. ([http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/05/plan-realisation-EES-final\\_avril-2012.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/05/plan-realisation-EES-final_avril-2012.pdf))

DUCHAINE et coll., 2012, *Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica*, Québec, Université Laval, 85 p. ([http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1\\_a\\_UL.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/11/Rapport-etude-P-1_a_UL.pdf))

FINANCES QUÉBEC, 2011. *Un régime de redevances juste et concurrentiel – Pour une exploitation responsable des gaz de schiste*, Budget 2011-2012 (<http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/documents/Schiste.pdf>)

GONZALEZ, P., J.-T. Bernard, S. Trabelsi et G. Beaudoin, 2012. *Le développement de l'exploitation des shales du Barnett, du Marcellus, du Haynesville et du Montney*, Université Laval, 65 p. ([http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/10/Rapport-etude-P-1\\_b\\_UL.pdf](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/10/Rapport-etude-P-1_b_UL.pdf))

PENNSYLVANIA STATE UNIVERSITY, 2012. *How Much Natural Gas Can The Marcellus Shale Produce?* (<http://extension.psu.edu/naturalgas/news/2012/how-much-natural-gas-can-the-marcellus-shale-produce>)

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS et coll., 2007. *Petroleum Resources Management System* ([http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum\\_Resources\\_Management\\_System\\_2007.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf))