



BIBLIOTHÈQUE *du* PARLEMENT

LIBRARY *of* PARLIAMENT

EN BREF



## **Le gaz de schiste au Canada : Potentiel, production et incidences économiques**

**Publication n° 2014-08-F  
Le 30 janvier 2014**

**Jed Chong  
Milana Simikian**

Division de l'économie, des ressources et des affaires internationales  
Service d'information et de recherche parlementaires

Les documents de la série **En bref** de la Bibliothèque du Parlement sont des survols de sujets d'actualité. Dans certains cas, ils donnent un aperçu de la question et renvoient le lecteur à des documents plus approfondis. Ils sont préparés par le Service d'information et de recherche parlementaires de la Bibliothèque, qui effectue des recherches et fournit des informations et des analyses aux parlementaires, ainsi qu'aux comités du Sénat et de la Chambre des communes et aux associations parlementaires, et ce, de façon objective et impartiale.

© Bibliothèque du Parlement, Ottawa, Canada, 2014

*Le gaz de schiste au Canada :  
Potentiel, production et incidences économiques*  
(En bref)

Publication n° 2014-08-F

This publication is also available in English.

## TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION.....	1
2	QU'EST-CE QUE LE GAZ DE SCHISTE?.....	1
3	QUEL EST LE POTENTIEL DE GAZ DE SCHISTE DU CANADA? .....	2
3.1	Estimations des ressources de gaz de schiste .....	2
3.1.1	Gaz en place .....	2
3.1.2	Gaz techniquement récupérable .....	3
3.1.3	Gaz économiquement récupérable ou commercialisable .....	3
4	OÙ EN SONT LA PRODUCTION ET L'EXPLORATION DU GAZ DE SCHISTE AU CANADA? .....	4
4.1	Le gaz de schiste dans l'Ouest canadien .....	4
4.2	Le gaz de schiste au Québec .....	5
4.3	Le gaz de schiste au Canada atlantique.....	5
5	QUELLES SONT LES INCIDENCES ÉCONOMIQUES DE LA PRODUCTION DE GAZ DE SCHISTE? .....	5
5.1	Baisse du prix du gaz naturel.....	5
5.2	Perspectives.....	6
	ANNEXE – LE GAZ DE SCHISTE AU CANADA : GISEMENTS ET ESTIMATION DU VOLUME DE GAZ EN PLACE	

# LE GAZ DE SCHISTE AU CANADA : POTENTIEL, PRODUCTION ET INCIDENCES ÉCONOMIQUES

---

## 1 INTRODUCTION

Depuis une dizaine d'années, la production nord-américaine de gaz de schiste, un gaz naturel non classique extrait de formations schisteuses, a connu une augmentation spectaculaire. Ce passage à une nouvelle forme d'approvisionnement tient en grande partie aux avancées récentes, d'abord aux États-Unis, d'une technologie qui, alliant la fracturation hydraulique au forage horizontal, a permis de rentabiliser l'exploitation de cette ressource. Certains observateurs estiment que le potentiel du gaz de schiste est énorme et qu'il pourrait changer complètement la donne<sup>1</sup> sur le marché mondial de l'énergie où les sources d'énergie classiques sont déjà en baisse alors que la demande d'énergie est en hausse<sup>2</sup>.

Il existe des formations schisteuses partout dans le monde, mais la Chine, l'Argentine, l'Algérie, les États-Unis et le Canada possèdent les plus importantes réserves de gaz de schiste techniquement récupérables<sup>3</sup>. L'augmentation de la production de gaz de schiste ici et à l'étranger pourrait être infiniment prometteuse pour l'économie et la prospérité du Canada, mais elle risque aussi d'entraîner un durcissement de la concurrence sur le marché énergétique mondial, une baisse des revenus d'exportation et de nouveaux défis environnementaux et sociaux. Le présent document donne un aperçu des ressources potentielles du Canada en gaz de schiste, de la production courante et des incidences économiques de la mise en valeur du gaz de schiste sur les producteurs et les consommateurs de gaz du Canada.

## 2 QU'EST-CE QUE LE GAZ DE SCHISTE?

Le gaz de schiste est l'une des diverses formes sous lesquelles se rencontre le gaz naturel<sup>4</sup> dans les gisements non classiques. Ceux-ci diffèrent des gisements classiques par leurs caractéristiques géologiques et leur emplacement, des facteurs qui influent sur le degré de difficulté d'extraction du gaz, le processus d'extraction et son coût<sup>5</sup>.

Un gisement classique contient du gaz naturel « libre » ayant migré de la roche mère dans une formation recouverte d'une couche de roc imperméable sous laquelle il se retrouve donc retenu sous pression<sup>6</sup>. En général, le gaz est alors aisément accessible par un puits vertical traditionnel foré à même le gisement. La pression intérieure force le gaz vers la surface, où il peut être recueilli à des fins commerciales<sup>7</sup>.

Dans un gisement non classique, le gaz naturel est emprisonné dans des formations rocheuses très peu poreuses, comme du schiste, une roche sédimentaire constituée à l'origine d'argile et de limon<sup>8</sup>, dont il faut alors le libérer. Le gaz non classique, y compris le gaz de schiste, est en général plus difficile et plus coûteux à extraire que le gaz classique à cause des coûts initiaux élevés, qui varient entre 3 et 9 millions de dollars par puits. Selon IHS Global Insight (U.S.A.) Inc., toutefois, les coûts du cycle

complet d'un puits de gaz de schiste étaient inférieurs de 40 à 50 % à ceux d'un puits classique en 2011<sup>9</sup>. De fait, comme la nouvelle technologie donne un meilleur accès à la roche mère à partir d'une seule plate-forme d'exploitation, la productivité d'un puits de gaz de schiste est supérieure<sup>10</sup>.

On peut extraire le gaz de schiste par diverses techniques de forage et de complé- tion, dont celles qu'on utilise pour extraire le gaz classique à faible profondeur<sup>11</sup>. Cependant, à cause de la faible perméabilité du schiste, la principale méthode combine deux technologies bien établies – le forage horizontal et la fracturation hydraulique. Devenu commercialement viable en Amérique du Nord dans les années 1980, le forage horizontal est largement utilisé pour améliorer la productivité de tous les types de puits de gaz et de pétrole<sup>12</sup>. Quant à la fracturation hydraulique, elle sert depuis plus de 60 ans à faciliter la récupération du pétrole et du gaz des puits classiques<sup>13</sup>. Ces techniques sont employées séparément depuis des décennies, mais leur utilisation conjointe est relativement nouvelle et largement responsable de la rentabilisation du gaz de schiste.

### **3 QUEL EST LE POTENTIEL DE GAZ DE SCHISTE DU CANADA?**

L'industrie canadienne du gaz naturel a annoncé ces dernières années la découverte de grandes quantités de gaz de schiste en place récupérable. Cependant, la mise en valeur des gisements de gaz de schiste au Canada étant relativement récente, leur plein potentiel n'est pas encore connu<sup>14</sup>. Les estimations varient grandement et sont sujettes à caution. Comme leur exploitation en est à ses balbutiements, les ressources potentielles ne sont pas entièrement évaluées, surtout en dehors de l'Ouest canadien<sup>15</sup>. En outre, les autorités fédérales et provinciales en sont encore à élaborer une méthode exhaustive et uniforme d'évaluation des ressources énergétiques non classiques du Canada. Abstraction faite de quelques zones de schiste<sup>16</sup>, les estimations de l'industrie quant aux ressources potentielles de gaz de schiste n'ont pas encore été confirmées de manière indépendante par les pouvoirs publics<sup>17</sup>.

#### **3.1 ESTIMATIONS DES RESSOURCES DE GAZ DE SCHISTE**

Les estimations du volume potentiel de gaz de schiste varient selon qu'on parle de « gaz en place », de gaz « techniquement récupérable » ou de gaz « économiquement récupérable » ou « commercialisable ». Ces estimations fluctuent suivant l'évolution de la conjoncture économique, de la technologie et de l'information disponible sur la ressource.

##### **3.1.1 GAZ EN PLACE**

On entend par gaz en place la quantité totale de gaz contenue dans un gisement, c'est-à-dire aussi bien le gaz récupérable que le gaz qui restera dans le gisement une fois son exploitation terminée. En général, les estimations du volume de gaz en place sont beaucoup plus élevées que celles du gaz « récupérable » ou « commercialisable<sup>18</sup> ».

En août 2013, la Commission géologique du Canada estimait qu'il y avait au pays environ 4 995 billions de pieds cubes (Bpi<sup>3</sup>) de gaz de schiste en place, dont une grande partie se trouve dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien<sup>19</sup>. On trouve du gaz de schiste en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon<sup>20</sup>. Toutefois, on ne dispose d'estimations du volume de gaz en place que pour certaines provinces, comme le montre la carte présentée en annexe.

### 3.1.2 GAZ TECHNIQUEMENT RÉCUPÉRABLE

Par définition, le gaz techniquement récupérable est le volume de gaz pouvant être extrait dans l'état actuel de la technologie, abstraction faite de variables économiques comme les coûts de production et les prix du gaz<sup>21</sup>. En règle générale, la quantité de gaz de schiste récupérable correspond à une petite fraction du gaz en place (de 20 à 30 % en moyenne). On considère que les estimations du volume de gaz techniquement récupérable sont moins fiables que les estimations du volume de gaz en place, surtout aux premiers stades de l'exploitation, parce qu'elles font intervenir des facteurs géologiques et techniques qui sont source d'incertitude. Elles peuvent aussi fluctuer dans le temps du fait des progrès sur le plan des techniques et de l'information disponible<sup>22</sup>.

Suivant des estimations de la U.S. Energy Information Administration, la quantité de gaz de schiste canadien techniquement récupérable s'élève à 573 Bpi<sup>3</sup>, soit près de 8 % du total estimatif mondial<sup>23</sup>. Ainsi, le Canada vient au cinquième rang mondial pour les ressources de gaz de schiste après la Chine (1 115 Bpi<sup>3</sup>), l'Argentine (802 Bpi<sup>3</sup>), l'Algérie (707 Bpi<sup>3</sup>) et les États-Unis (665 Bpi<sup>3</sup>)<sup>24</sup>. Ensemble, les ressources potentielles de gaz de schiste du Canada et des États-Unis porteraient de 80 à plus de 100 ans la durée d'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel, aux taux de consommation actuels<sup>25</sup>.

### 3.1.3 GAZ ÉCONOMIQUEMENT RÉCUPÉRABLE OU COMMERCIALISABLE

Le gaz économiquement récupérable, aussi appelé gaz commercialisable, est le volume de gaz pouvant être récupéré compte tenu de l'état actuel de la technique et de l'économie. Les estimations du volume de gaz économiquement récupérable peuvent utilement éclairer les décisions des entreprises et des pouvoirs publics. Elles sont cependant sensibles aux fluctuations de la conjoncture économique, car elles reposent souvent sur les prévisions à court et à moyen terme des prix du pétrole et du gaz<sup>26</sup>.

Les estimations du volume de gaz commercialisable sont souvent difficiles à comparer parce qu'elles varient suivant les méthodes et les hypothèses employées. Au Canada, le gaz commercialisable est défini de façon variable. La Canadian Society of Unconventional Resources, par exemple, le définit comme « le volume de gaz pouvant être écoulé sur le marché après extraction des impuretés et compte tenu de la quantité consommée par les installations de surface<sup>27</sup> ». Se fondant sur cette définition, elle estime que la quantité de gaz de schiste canadien commercialisable se situe dans une fourchette allant de 343 à 819 Bpi<sup>3</sup><sup>28</sup>. Selon une étude récente

menée par l'Office national de l'énergie en collaboration avec les gouvernements de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, la zone<sup>29</sup> de Montney (une formation schisteuse à cheval sur les deux provinces) contiendrait 449 Bpi<sup>3</sup> de gaz commercialisable. L'Office national de l'énergie, lui, définit le gaz commercialisable comme le volume de gaz en place qui est récupérable dans l'état prévisible de l'économie et de la technique et sous une forme utilisable par le marché<sup>30</sup>.

## 4 OÙ EN SONT LA PRODUCTION ET L'EXPLORATION DU GAZ DE SCHISTE AU CANADA?

Le Canada est le troisième producteur et le deuxième exportateur de gaz naturel au monde avec une production annuelle moyenne de 6,4 Bpi<sup>3</sup><sup>31</sup>. Malgré la richesse des gisements canadiens, la production a plafonné en 2006 et commencé à fléchir en même temps que les exportations de gaz naturel vers les États-Unis. Jusqu'à récemment, le secteur gazier canadien se voyait condamné à produire de moins en moins pour un marché nord-américain étroit et cher toujours plus dépendant d'importations de gaz naturel liquéfié<sup>32</sup>. La situation s'est vite retournée cependant lorsque des avancées techniques aux États-Unis ont fait de l'exploitation du gaz de schiste une affaire rentable, ce qui a changé la donne en Amérique du Nord.

En 2012, le gaz de schiste comptait pour 39 % de la production totale de gaz naturel aux États-Unis et pour 15 % au Canada, ce qui faisait de l'Amérique du Nord le plus gros producteur de gaz de schiste au monde<sup>33</sup>. La production canadienne de gaz de schiste en est néanmoins encore à ses balbutiements comparée à celle des États-Unis. Comme on le verra à la section 4.1 ci-dessous, la production se concentre dans l'Ouest canadien, et l'industrie n'a fait de prospection notable que dans quatre provinces. Ailleurs au pays<sup>34</sup>, il n'y a guère de prospection de gaz de schiste.

### 4.1 LE GAZ DE SCHISTE DANS L'OUEST CANADIEN

On extrait du gaz de schiste au nord-est de la Colombie-Britannique. En 2012, cette province en produisait en moyenne 2 milliards de pieds cubes (Gpi<sup>3</sup>)<sup>35</sup> par jour et comptait pour plus de 25 % de la production nationale<sup>36</sup>. Selon une estimation de novembre 2013, il y aurait 2 900 Bpi<sup>3</sup> de gaz de schiste en place en Colombie-Britannique<sup>37</sup>.

On produit du gaz de schiste en Alberta, mais il compte pour une toute petite partie – moins de 0,1 % – de la production totale de gaz naturel de la province<sup>38</sup>. En 2012, l'Alberta a tiré environ 2,7 Gpi<sup>3</sup> de gaz de formations schisteuses. La plupart des puits de gaz de schiste sont des puits verticaux peu profonds, mais cela est en train de changer, car le nombre de puits horizontaux est en hausse<sup>39</sup>. Suivant des estimations récentes, les ressources de gaz en place de l'Alberta se chiffraient entre 843 et 1 986 Bpi<sup>3</sup><sup>40</sup>.

Le potentiel du gaz de schiste en Saskatchewan est relativement peu connu, et il n'est pas facile d'obtenir une estimation du volume de gaz en place. Plusieurs puits d'exploration ont été forés dans la formation schisteuse du groupe de Colorado entre 2001 et 2008, mais il ne semble y avoir eu aucune activité d'exploration depuis<sup>41</sup>.

## 4.2 LE GAZ DE SCHISTE AU QUÉBEC

Selon les données les plus récentes, les formations schisteuses du Québec renfermeraient entre 100 et 300 Bpi<sup>3</sup> de gaz en place<sup>42</sup>. On a creusé 31 puits d'exploration dans la zone d'Utica entre Montréal et Québec<sup>43</sup>, mais le gouvernement du Québec a instauré un moratoire de la prospection de gaz de schiste en 2011, en attendant l'achèvement d'une évaluation environnementale stratégique<sup>44</sup>. Le comité responsable de l'évaluation a publié son rapport de synthèse en janvier 2014<sup>45</sup>. À la suite des travaux du comité, le Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) mènera de larges consultations publiques au printemps de 2014<sup>46</sup>.

## 4.3 LE GAZ DE SCHISTE AU CANADA ATLANTIQUE

Après le forage de plusieurs puits d'exploration dans la formation de Horton Bluff en Nouvelle-Écosse en 2007 et 2008, l'industrie a estimé à 69 Bpi<sup>3</sup> la quantité de gaz de schiste en place<sup>47</sup>. Depuis 2011 cependant, le gouvernement provincial n'approuve aucune activité de prospection ou d'exploitation du gaz de schiste par fracturation hydraulique. Cette politique restera en vigueur jusqu'à l'achèvement, à l'été de 2014, de l'étude commandée par la province sur la fracturation hydraulique et ses effets<sup>48</sup>.

Au Nouveau-Brunswick, il y aurait quelque 80 Bpi<sup>3</sup> de gaz en place dans la formation schisteuse de Frederick Brook<sup>49</sup>, où plusieurs sociétés ont creusé des puits d'exploration depuis 2008<sup>50</sup>. Les activités d'exploration suscitent une controverse grandissante au sein des Premières Nations et des collectivités locales, d'où des manifestations durant l'automne de 2013<sup>51</sup>.

# 5 QUELLES SONT LES INCIDENCES ÉCONOMIQUES DE LA PRODUCTION DE GAZ DE SCHISTE?

## 5.1 BAISSÉ DU PRIX DU GAZ NATUREL

L'augmentation de la production de gaz de schiste a changé du tout au tout l'approvisionnement de l'Amérique du Nord en gaz naturel et contribué à la chute de près de 75 % du prix du gaz observée entre juillet 2008 et janvier 2013<sup>52</sup>. En 2013, les cours du gaz naturel en Amérique du Nord se sont établis en moyenne à 3,70 \$ le million de BTU (MBTU) et devraient osciller entre 4 et 5 \$ le MBTU dans les années qui viennent<sup>53</sup>. Par comparaison, le prix moyen du gaz naturel en Europe et dans la région Asie-Pacifique est beaucoup plus élevé et tourne autour de 10 \$ le MBTU. Selon l'Union internationale du gaz, le prix de gros du gaz naturel ne cesse d'augmenter partout dans le monde depuis 2005, sauf en Amérique du Nord<sup>54</sup>.

Dans cette conjoncture de prix, les États-Unis étant le seul marché d'exportation du gaz naturel du Canada, les producteurs de l'Ouest canadien souffrent d'un désavantage concurrentiel croissant. La baisse des prix du gaz a freiné la production canadienne de gaz naturel, laquelle a reculé de 15 % depuis 2008 par suite directe de la réduction du nombre de puits creusés par an<sup>55</sup>.



Autre coup dur, les importations de gaz américain augmentent dans l'Est canadien et la consommation intérieure aussi<sup>56</sup>, ce qui a contribué à la baisse des exportations nettes de gaz du Canada<sup>57</sup>. Celles-ci sont en effet passées de 8,5 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2008 à 5,4 Gpi<sup>3</sup> par jour en 2012, soit le plus bas niveau en 10 ans et 41 % de moins qu'en 2007<sup>58</sup>.

L'avènement du gaz de schiste et le déclin concomitant des prix n'ont pas que des inconvénients pour le Canada. La baisse du prix du gaz naturel profite et continuera de profiter aux familles et aux entreprises canadiennes. Par exemple, selon un cabinet de recherches économiques, les ménages canadiens auraient économisé environ 1,9 milliard de dollars sur leur facture de gaz en 2011. À plus long terme, l'importance des avantages liés au gaz de schiste est incertaine à cause de l'imprévisibilité du marché du gaz naturel<sup>59</sup>.

Le caractère bon marché du gaz par rapport aux autres sources d'énergie profite aussi aux industries à forte consommation d'énergie. Le Canada attire des investissements croissants dans des secteurs comme la production de bitume et d'engrais<sup>60</sup>. Les services publics de leur côté commencent à miser sur les centrales électriques au gaz. Selon l'Office national de l'énergie, la production d'électricité et la production de bitume seront les principaux moteurs de la croissance de la demande de gaz naturel dans les 20 prochaines années<sup>61</sup>.

## 5.2 PERSPECTIVES

Pour rester concurrentiels, les producteurs canadiens multiplient les puits dans les formations profondes de l'Ouest canadien (les puits profonds étant plus productifs que les puits de surface)<sup>62</sup>. Parallèlement, tant les producteurs américains que les producteurs canadiens mettent l'accent sur les gisements gaziers riches en hydrocarbures liquides (propane, butanes et pentanes). Comme ces liquides du gaz naturel sont tributaires du prix du pétrole, ils se vendent à meilleur prix que le gaz sec, ce qui procure aux producteurs une source de revenus supplémentaire<sup>63</sup>.

La faiblesse des cours et l'offre excédentaire de gaz naturel sur le marché nord-américain poussent par ailleurs l'industrie du gaz et les pouvoirs publics canadiens à trouver des débouchés à l'extérieur du continent. La soif d'énergie des économies émergentes d'Asie aussi bien que les prix plus élevés qui ont cours dans ces pays ouvrent des perspectives d'exportation pour le gaz naturel liquéfié canadien<sup>64</sup>. Le Canada n'en exporte pas à l'heure actuelle, mais des projets d'investissement lui permettant de le faire prennent un nouvel élan. Plusieurs sociétés ont annoncé des plans d'aménagement d'usines de liquéfaction, de pipelines et de terminaux d'exportation en Colombie-Britannique<sup>65</sup>.

Selon le Conference Board du Canada, l'industrie investira 386 milliards de dollars (de 2012) dans le secteur du gaz naturel d'ici 2035, dont environ 76 % dans les activités d'exploration et de production. Ces investissements devraient profiter à l'économie canadienne du fait des éléments d'infrastructure qui verront le jour et de l'accroissement de la production de gaz naturel<sup>66</sup>.

Malgré ces perspectives, l'avenir du gaz de schiste au Canada et le rythme de sa mise en valeur sont difficiles à prédire et dépendent de plusieurs facteurs. Selon un récent rapport de l'Office national de l'énergie, le gaz de schiste comptera pour 28 % du gaz produit au Canada en 2035<sup>67</sup>. Cette prévision repose toutefois sur une série d'hypothèses, notamment que l'augmentation des exportations de gaz naturel liquéfié soutiendra la progression des activités de forage et du prix du gaz naturel<sup>68</sup>. Elle fait par ailleurs abstraction de possibles problèmes environnementaux et réglementaires qui pourraient influencer sur le rythme d'exploitation du gaz de schiste.

---

## NOTES

1. IHS Cambridge Energy Research Associates, [Fueling North America's Energy Future: The Unconventional Natural Gas Revolution and the Carbon Agenda – Executive Summary](#), Cambridge, Massachusetts, 2010; et Diane Katz, « [Shale gas: A reliable and affordable alternative to costly "green" schemes](#) », *Fraser Forum* [Institut Fraser], juillet/août 2010.
2. KPMG International, [Shale Gas – A Global Perspective](#), 2011.
3. U.S. Energy Information Administration, [Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States](#), 13 juin 2013.
4. Il y a aussi le gaz de réservoir compact et le méthane houiller. Le gaz de réservoir compact est tiré de formations rocheuses à porosité et à perméabilité très faibles. La roche mère est habituellement du grès, mais ce peut être aussi des roches carbonatées. Le méthane houiller est un gaz naturel présent dans la plupart des filons de charbon. Il est d'ordinaire composé de méthane presque pur mêlé de petites quantités d'azote et de dioxyde de carbone. (Commission du pétrole et du gaz de la Colombie-Britannique, [Oil and Gas Commission Fact Sheet](#), septembre 2011.)
5. Association canadienne des producteurs pétroliers, [Conventional & Unconventional: Natural gas comes from both 'conventional' and 'unconventional' geological formations](#).
6. Susan L. Sakmar, « The Global Shale Gas Initiative: Will the United States be the Role Model for the Development of Shale Gas Around the World? », *Houston Journal of International Law*, vol. 33, n° 2, 2011.
7. Thomas W. Merrill, « [Four Questions About Fracking](#) », *Case Western Reserve Law Review*, vol. 63, n° 4, été 2013.
8. Sakmar (2011); Europe Unconventional Gas, [FAQs](#).
9. IHS Global Insight, [The Economic and Employment Contributions of Shale Gas in the United States](#), produit pour l'America's Natural Gas Alliance, décembre 2011.
10. *Ibid.*
11. Par exemple, certains schistes ne sont accessibles que par des puits verticaux à cause du risque d'effondrement du trou de forage. (Office national de l'énergie, [L'ABC du gaz de schistes au Canada – Note d'information sur l'énergie](#), novembre 2009. Voir aussi Alberta Energy, [Shale Gas](#).)
12. Sakmar (2011).
13. Merrill (2013); Commissaire à l'environnement et au développement durable, « [Chapitre 5 : Les pétitions en matière d'environnement](#) », *Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable*, automne 2012; Ressources naturelles Canada, [Gaz de schiste](#).

14. Office national de l'énergie (2009).
15. Conférence des ministres de l'énergie et des mines, [Exploitation responsable du schiste : Accroître la base de connaissances sur le pétrole et le gaz de schiste au Canada](#), août 2013.
16. Office national de l'énergie *et al.*, [Note d'information sur l'énergie : Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta](#), novembre 2013; C.D. Rokosh *et al.*, [Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential](#), Energy Resources Conservation Board, Edmonton, octobre 2012.
17. Au sujet des lacunes dans la méthode d'évaluation du potentiel du gaz de schiste, voir D. Lavoie *et al.*, [A review of November 24–25, 2011 shale gas workshop, Calgary, Alberta – 1. Resource evaluation methodology](#), Commission géologique du Canada, 2012.
18. K. Heffernan et F.M. Dawson, [An Overview of Canada's Natural Gas Resources](#), Canadian Society for Unconventional Gas, mai 2010.
19. Conférence des ministres de l'énergie et des mines (2013).
20. Ressources naturelles Canada, [Gaz de schiste](#); Canadian Society for Unconventional Gas, [Understanding Shale Gas in Canada](#).
21. Christopher McGlade *et al.*, [A review of regional and global estimates of unconventional gas resources: A report to the Energy Security Unit of the Joint Research Centre of the European commission](#), UK Energy Research Centre, septembre 2012; U.S. Energy Information Administration (2013).
22. D. Lavoie *et al.* (2012).
23. Sur la foi d'estimations des ressources en gaz de schiste techniquement récupérable de dix pays, la U.S. Energy Information Administration calcule que les ressources mondiales totalisent 7 299 Tpi<sup>3</sup>.
24. U.S. Energy Information Administration (2013).
25. F. Michael Cleland, [Seismic Shifts: The Changing World of Natural Gas](#), Canada West Foundation, juillet 2011.
26. McGlade *et al.* (2012).
27. Heffernan et Dawson (2010) [TRADUCTION].
28. Conférence des ministres de l'énergie et des mines (2013).
29. Selon la [U.S. Energy Information Administration](#), le gaz de schiste se trouve dans des zones schisteuses, lesquelles renferment d'importantes accumulations de gaz naturel et présentent des caractéristiques géologiques et géographiques semblables.
30. Office national de l'énergie *et al.* (2013).
31. Gouvernement de l'Alberta, [Industry and economy](#); KPMG International (2011).
32. Cleland (2011).
33. U.S. Energy Information Administration, « [North America leads the world in production of shale gas](#) », *Today in Energy*, 23 octobre 2013.

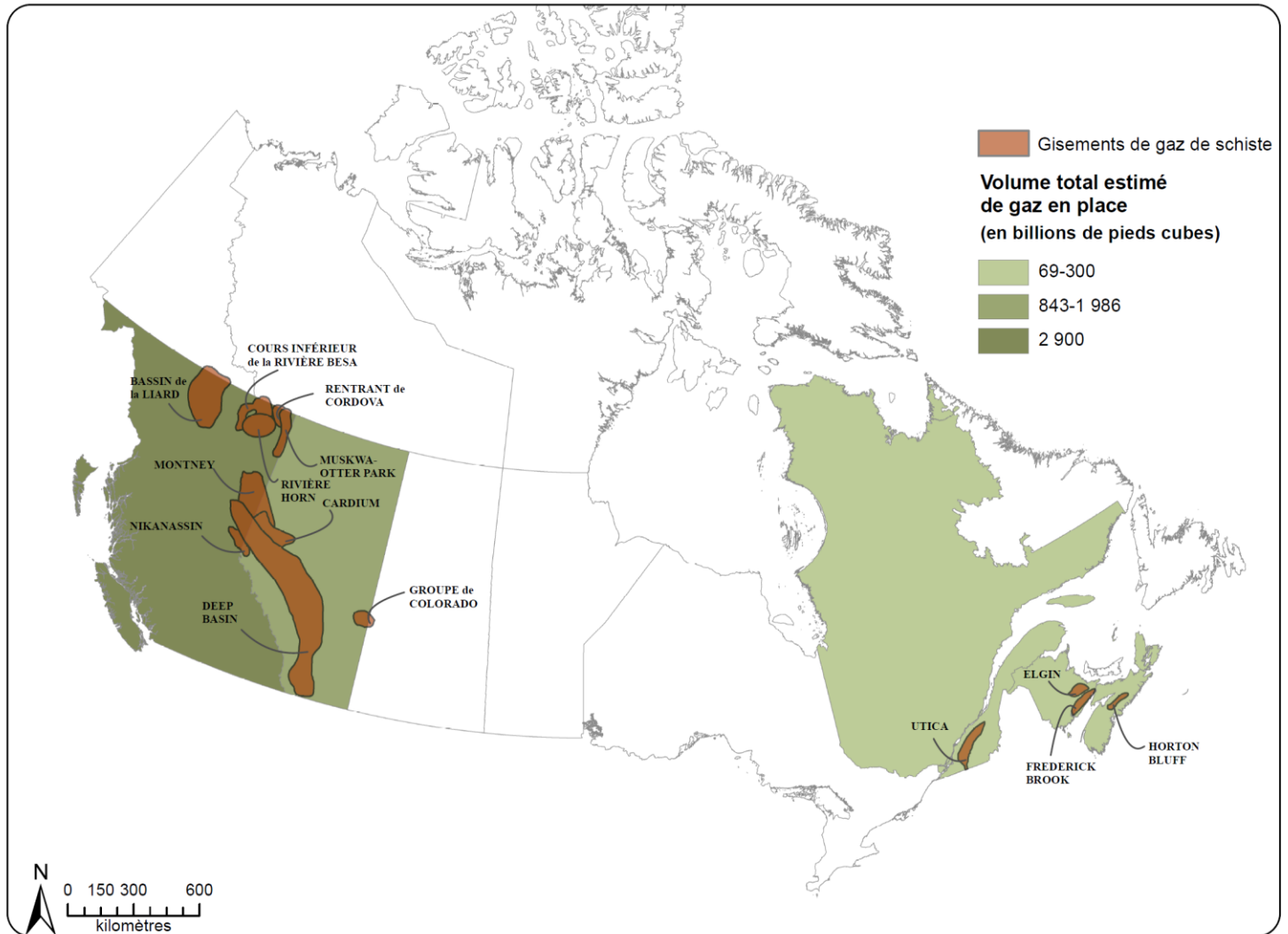
34. La Commission géologique du Manitoba mène une étude sur le potentiel gazier des formations schisteuses. Voir Manitoba, Ministère des Ressources minérales, Commission géologique du Manitoba, [Geological Survey Activity Tracker: Southwest Manitoba – Shallow Unconventional Shale Gas Project](#). En 2009, la Commission géologique de l'Ontario a évalué le potentiel gazier des formations schisteuses du sud de l'Ontario. Voir ministère du Développement du Nord et des Mines de l'Ontario, [Sommaire des travaux sur le terrain et d'autres activités 2012](#).
35. Conférence des ministres de l'énergie et des mines (2013).
36. Initiative du gaz naturel canadien, [British Columbia](#); Centre d'information sur le schiste au Canada, [L'Ouest canadien](#).
37. Confirmée par les pouvoirs publics, cette estimation a été obtenue lors d'une communication personnelle avec un fonctionnaire du ministère du Développement du gaz naturel de la Colombie-Britannique. Voir aussi Paul Jeakins, BC Oil and Gas Commission, « [B.C.'s Story: Effectively Regulating Natural Gas and Oil](#) », présentation à un comité spécial du Yukon, janvier 2014.
38. Alberta Energy, [Natural Gas Facts](#).
39. Energy Resources Conservation Board, [Alberta's Energy Reserves 2012 and Supply/Demand Outlook 2013–2022](#), publication n° ST98-2013, mai 2013.
40. Rokosh *et al.* (2012). Confirmée par les pouvoirs publics, cette estimation englobe les formations schisteuses de Duvernay, de Muskwa, de Banff/Exshaw (formation basale), de North Nordegg et de Wilrich. Avec la formation de Montney, l'estimation augmente sensiblement pour atteindre entre 2 473 et 4 814 Bpi<sup>3</sup>.
41. Office national de l'énergie et Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan, « [A1.2 Gaz de réservoir étanche, gaz de schiste et zones hybrides](#) », *Potentiel ultime des ressources gazières classiques de la Saskatchewan*, novembre 2008. Voir aussi PanTerra Resource Corp., [Saskatchewan Shale Gas](#).
42. Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, [Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste](#), janvier 2014; Yves Duchaine *et al.*, [Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec](#), Université Laval, septembre 2012. Ces estimations ont été calculées à partir de données publiques disponibles.
43. Centre d'information sur le schiste au Canada, [Québec](#).
44. Assemblée nationale du Québec, [Projet de loi n° 18 : Loi limitant les activités pétrolières et gazières](#), ch. 13, 2<sup>e</sup> session, 39<sup>e</sup> législature, 2011.
45. Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014).
46. Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, [Le Comité rend public son rapport synthèse](#), communiqué, 17 février 2014.
47. Cette estimation du volume de gaz en place n'a pas été confirmée par les pouvoirs publics. Office national de l'énergie (2009); Judy Myrden, « [Rock Solid: Triangle Petroleum hopes to harvest natural gas from Nova Scotia's Shale rock](#) », *Natural Resources Magazine*, NR-26, 2009.
48. Gouvernement de la Nouvelle-Écosse, [Province Extends Hydraulic Fracturing Review](#), communiqué, 16 avril 2012 et [Hydraulic Fracturing Review](#), IFC Consulting Canada, Inc., [The Future of Natural Gas Supply for Nova Scotia](#), produit pour le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, 28 mars 2013.
49. Gouvernement du Nouveau-Brunswick, [Le pétrole et le gaz naturel au Nouveau-Brunswick](#). Cette estimation du volume de gaz en place n'a pas été confirmée par les pouvoirs publics.

50. Corridor Resources Inc., [New Brunswick](#); SWN Resources Canada, [Exploration Fact Sheet](#); « [SWN Resources wraps up shale gas testing in New Brunswick](#) », *CBC News*, 6 décembre 2013. Voir aussi Matthew D. Alexander *et al.*, [Considerations for Responsible Gas Development of the Frederick Brook Shale in New Brunswick](#), Fundy Engineering and Atlantica Centre for Energy, 2011.
51. « [Shale gas tensions flare, but day passes in relative peace](#) », *CBC News*, 26 novembre 2013; « [RCMP, protesters withdraw after shale gas clash in Rexton](#) », *CBC News*, 17 octobre 2013; « [Rexton road blocked by shale gas protesters](#) », *CBC News*, 30 septembre 2013.
52. The Climate Principles, [Shale gas exploration and production: Key issues and responsible business practices – Guidance note for financiers](#), mars 2013; Office national de l'énergie, [Gaz naturel – Mécanismes des marchés canadiens](#). À noter que la récession économique mondiale de 2008-2009 a grandement contribué à la baisse des prix du gaz naturel. Voir Agence internationale de l'énergie, [The Impact of the Financial and Economic Crisis on Global Energy Investment: IEA Background paper for the G8 Energy Ministers' Meeting 24–25 May 2009](#).
53. Peter Buchanan, « [Natural Gas – Easing Glut Leaves Room to Rally](#) », *Economic Insights* (CIBC World Markets Inc.), 8 octobre 2013.
54. Union internationale du gaz, [Wholesale Gas Price Survey – 2013 Edition](#), juillet 2013.
55. Office national de l'énergie, [Avenir énergétique du Canada – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 – Points saillants de l'analyse touchant la production de gaz naturel](#).
56. À noter que la consommation de gaz naturel augmente surtout du fait de la production de bitume et d'électricité.
57. Il y a exportation nette de gaz quand les exportations sont supérieures aux importations.
58. Office national de l'énergie, [Aperçu des exportations et importations de gaz naturel en 2012](#).
59. Informetrica Limited, [Economic Benefits to Canadian Households of Increased Natural Gas Supply](#), document produit pour l'autorité contractante de l'Initiative du gaz naturel canadien, 10 octobre 2012.
60. Xun Yao Chen, « [Low US natural gas price should continue to benefit domestic fertilizer producers](#) », *Market Realist*, 20 mars 2013.
61. Office national de l'énergie, [Avenir énergétique du Canada en 2013 : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 – Évaluation du marché de l'énergie](#), novembre 2013.
62. *Ibid.*
63. Office national de l'énergie, [Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada – 2012-2014 : Évaluation du marché de l'énergie](#), avril 2012; Cleland (2011).
64. KPMG International (2011).
65. Pedro Antunes, Len Coad et Alicia Macdonald, [The Role of Natural Gas in Powering Canada's Economy](#), Conference Board du Canada, décembre 2012; Colombie-Britannique, [LNG and Pipeline Projects in B.C.](#) Au sujet de l'état d'avancement des demandes de permis d'exportation de gaz naturel liquéfié, voir Office national de l'énergie [Demandes visant des permis d'exportation de GNL](#).
66. Antunes, Coad et Macdonald (2012).

67. L'estimation repose sur les hypothèses du scénario de référence de l'Office national de l'énergie. Ce scénario, considéré comme le plus probable quant à l'avenir énergétique du Canada, repose sur les perspectives macroéconomiques actuelles, une vision modérée des prix de l'énergie et les politiques et programmes gouvernementaux qui étaient en vigueur ou sur le point de l'être au moment où le rapport a été produit. Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada* (2013).
68. *Ibid.* Une analyse coûts-bénéfices du gaz de schiste au Québec a fait ressortir l'importance des prix du gaz pour ce qui est de la mise en valeur de cette ressource. Aux prix actuels, cette mise en valeur ne serait pas profitable dans cette province. Voir Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste (2014).

## ANNEXE – LE GAZ DE SCHISTE AU CANADA : GISEMENTS ET ESTIMATIONS DU VOLUME DE GAZ EN PLACE\*

Figure 1 – Le gaz de schiste au Canada : gisements et estimation du volume de gaz en place



Sources de données du SIG : CanVec; Pac West Consulting Partners (zones de schiste géoréférencées); Statistique Canada

Système de coordonnées : Atlas du Canada Lambert (NAD 83 CSRS)

\* Les estimations du volume de gaz en place ne sont disponibles que pour certaines provinces. Elles sont présentées pour ces provinces et non pour les gisements eux-mêmes. La carte omet les gisements pour lesquels aucune estimation n'est disponible.

Sources : Carte dressée par la Bibliothèque du Parlement à partir d'estimations tirées des sources suivantes :

- Pour le Québec : Yves Duchaine *et al.*, [Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec](#), Université Laval, septembre 2012.
- Pour le Nouveau-Brunswick : communication personnelle avec un fonctionnaire du ministère de l'Énergie et des Mines du Nouveau-Brunswick, décembre 2013.
- Pour la Nouvelle-Écosse : Office national de l'énergie, [L'ABC du gaz de schistes au Canada – Note d'information sur l'énergie](#), novembre 2009.
- C.D. Rokosh *et al.*, [Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbon Resource Potential](#), Edmonton, Energy Resources Conservation Board, octobre 2012.
- Communication personnelle avec un fonctionnaire du ministère du Développement du gaz naturel de la Colombie-Britannique.