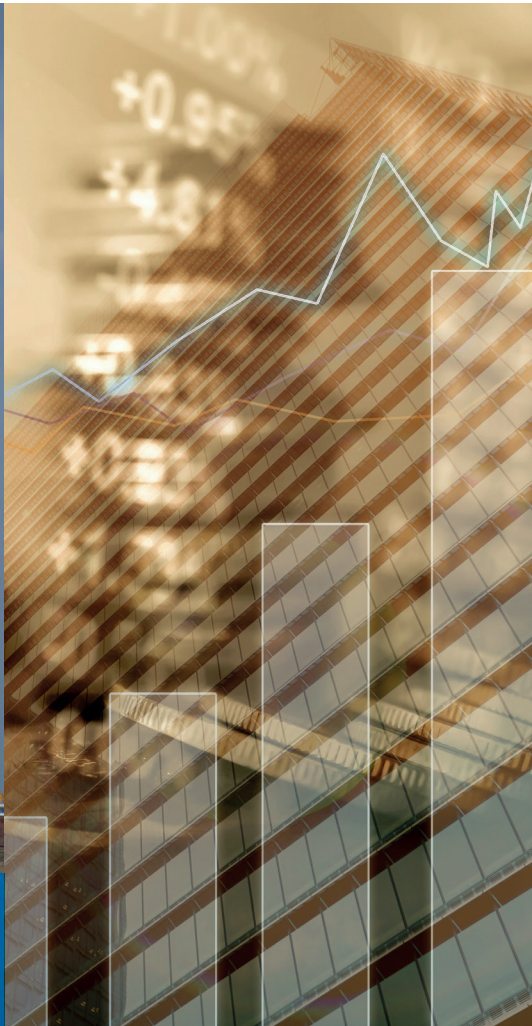




**IEDM**

Des idées  
pour une société  
plus prospère



**LES CAHIERS  
DE RECHERCHE**

**OCTOBRE 2017**

# **LE SECTEUR PÉTROLIER ET GAZIER CANADIEN EN PÉRIL?**

**COMMENT LES TAXES ET LA RÉGLEMENTATION  
EXCESSIVES MENACENT NOTRE COMPÉTITIVITÉ**

Par Germain Belzile



910, rue Peel, bureau 600  
Montréal (Québec)  
H3C 2H8, Canada

Téléphone : 514-273-0969  
Télécopieur : 514-273-2581  
Site Web : [www.iedm.org](http://www.iedm.org)

L'Institut économique de Montréal (IEDM) est un organisme de recherche et d'éducation indépendant, non partisan et sans but lucratif. Par ses études et ses conférences, l'IEDM alimente les débats sur les politiques publiques au Québec et partout au Canada en proposant des réformes créatrices de richesse et fondées sur des mécanismes de marché. Il n'accepte aucun financement gouvernemental.

Les opinions émises dans cette publication ne représentent pas nécessairement celles de l'IEDM ou des membres de son conseil d'administration. La présente publication n'implique aucunement que l'IEDM ou des membres de son conseil d'administration souhaitent l'adoption ou le rejet d'un projet de loi, quel qu'il soit.

Les membres et donateurs de l'IEDM appuient l'ensemble de son programme de recherche. Parmi ses membres et donateurs figurent des compagnies et associations actives dans le domaine de l'énergie, dont la contribution financière correspond à moins de 4 % du budget total de l'IEDM. Ces entreprises n'ont eu aucun droit de regard sur le texte final de ce Cahier de recherche, ni aucun contrôle sur sa diffusion publique.

Reproduction autorisée à des fins éducatives et non commerciales à condition de mentionner la source.

©2017 Institut économique de Montréal  
ISBN 978-2-922687-79-8

Dépôt légal : 4<sup>e</sup> trimestre 2017  
Bibliothèque et Archives nationales du Québec  
Bibliothèque et Archives Canada  
Imprimé au Canada

Germain Belzile

**Le secteur pétrolier et gazier canadien en péril?**  
Comment les taxes et la réglementation  
excessives menacent notre compétitivité

Institut économique de Montréal

•  
Octobre 2017



## TABLE DES MATIÈRES

POINTS SAILLANTS.....	5
INTRODUCTION.....	9
CHAPITRE 1 – UN CONTEXTE INQUIÉTANT POUR LA COMPÉTITIVITÉ CANADIENNE .....	11
CHAPITRE 2 – LE RÉGIME FISCAL APPLICABLE À L'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ .....	23
CHAPITRE 3 – UNE COMPARAISON DES CONTEXTES RÉGLEMENTAIRES .....	33
CHAPITRE 4 – LES RÉFORMES DE L'ADMINISTRATION TRUMP : DIMINUER LES IMPÔTS ET RÉDUIRE LA RÉGLEMENTATION.....	43
CHAPITRE 5 – DES PISTES DE SOLUTION POUR ACCROÎTRE LA COMPÉTITIVITÉ DU CANADA .....	51
ANNEXE .....	57
À PROPOS DE L'AUTEUR.....	65



## POINTS SAILLANTS

Le secteur pétrolier et gazier canadien éprouve en ce moment des difficultés. En même temps, Donald Trump a promis à maintes reprises d'améliorer l'environnement d'affaires en réduisant le fardeau fiscal et réglementaire, notamment celui touchant ce secteur. Comme la compétitivité du Canada sur le plan de l'exploitation du pétrole et du gaz dépend presque totalement de sa position relative par rapport à son puissant voisin, il importe de comprendre ce qui se passe en ce moment aux États-Unis et les effets de la politique américaine sur notre économie.

### Chapitre 1 – Un contexte inquiétant pour la compétitivité canadienne

- Avec la troisième plus grande réserve prouvée de pétrole au monde, le Canada se situe au cinquième rang des plus grands pays producteurs de pétrole après les États-Unis, l'Arabie saoudite, la Russie et la Chine. Sur le plan du gaz naturel, le Canada se hisse également au cinquième rang des pays producteurs.
- Le secteur du pétrole et du gaz naturel, qui représente les trois quarts de l'énergie primaire produite au Canada, génère directement en 2015 presque 100 milliards de dollars de PIB, employait 191 415 personnes et contribuait pour 20,3 milliards de dollars aux recettes des gouvernements.
- Grâce en grande partie à l'exploitation du pétrole de schiste et du gaz de schiste, plusieurs experts s'attendent maintenant à ce que les États-Unis soient autosuffisants en pétrole et en gaz naturel au cours des 20 prochaines années.
- Après la diminution abrupte de l'investissement dans le secteur de pétrole et du gaz au Canada depuis 2014, les immobilisations étant passées de 78,4 à 38 milliards de dollars, on observe une légère reprise lors des deux premiers trimestres de 2017.
- Cependant, la reprise n'est pas du tout de même ampleur qu'aux États-Unis, où les dépenses en capital dans le secteur pétrolier et gazier en 2017 devaient augmenter de 38 % par rapport à l'année 2016, versus une augmentation de 19 % au Canada.
- L'Alberta subit une dégringolade particulièrement vertigineuse, et le fardeau réglementaire semble en être le principal fautif puisqu'on estime que son coût sera de 12 % à 21 % plus élevé dans un avenir proche, et davantage après 2023 lorsque la taxe sur le carbone sera appliquée au secteur pétrolier et gazier.

- Le ralentissement des investissements au Canada s'illustre par un grand nombre de projets qui ont été suspendus ou annulés – quatre projets d'envergure, d'une valeur de 84 milliards de dollars, uniquement cette année.

### Chapitre 2 – Le régime fiscal applicable à l'exploitation du pétrole et du gaz

- Globalement, les États-Unis affichent un fardeau fiscal moins lourd que le Canada et les autres pays du G7 en proportion de leur PIB, soit 26,4 % versus 31,9 % pour le Canada.
- Cependant, le taux d'imposition statutaire sur les bénéfices des entreprises aux États-Unis est élevé par rapport à celui des autres pays industrialisés, soit 38,9 % en moyenne versus 26,7 % pour le Canada.
- Même si le taux effectif pour les entreprises aux États-Unis est généralement beaucoup plus bas que le taux statutaire, l'avantage fiscal du Canada persiste, quoique dans une moindre ampleur.
- Les gouvernements prélèvent aussi des redevances sur le pétrole et le gaz naturel, reflétant la propriété publique des ressources exploitées; même sur les terres privées aux États-Unis, les États prélèvent des taxes spéciales assimilables à des redevances.
- Dans l'ensemble, l'Alberta présente un régime de redevances perçu comme étant concurrentiel et pouvant attirer de nouveaux investissements.
- Au Canada comme aux États-Unis, les régimes fiscaux tiennent aussi compte de la nature particulière de l'exploitation des ressources naturelles, notamment le fait que ce secteur économique présente un cycle d'activité s'étalant sur de nombreuses années.
- Sur le plan de la fiscalité, le Canada reste concurrentiel en ce qui a trait aux activités pétrolières et gazières, mais moins qu'il n'y paraît de prime abord, et une réforme majeure de la fiscalité des entreprises de la part du gouvernement américain changerait passablement la donne.

### Chapitre 3 – Une comparaison des contextes réglementaires

- Alors qu’une récente étude évaluait le coût global de la réglementation dans tous les secteurs à 37,1 milliards de dollars au Canada, ce même coût s’élevait à 205 milliards de dollars aux États-Unis, ce qui représente un coût moyen par employé bien moins élevé qu’au Canada.
- Selon une autre étude, entre 1980 et 2012, la croissance économique américaine aurait été réduite de 0,8 % par année à cause du fardeau réglementaire, ce qui signifie que le PIB des États-Unis aurait pu être de près de 25 % supérieur à son niveau actuel, soit l’équivalent de 13 000 \$ de plus par habitant.
- Aux États-Unis, une compilation des restrictions réglementaires place l’exploitation du pétrole et du gaz au 9<sup>e</sup> rang des industries les plus réglementées, et le raffinage du pétrole et du charbon en produits dérivés au tout premier rang.
- Même si la Constitution canadienne octroie aux provinces la compétence en matière de ressources naturelles, le gouvernement fédéral est davantage impliqué au Canada qu’aux États-Unis, où il n’y a pas de politique énergétique nationale digne de ce nom.
- L’Alberta est considérée comme une région ayant une réglementation aussi rigide que celle du Dakota du Nord, et parmi les plus rigides dans une comparaison internationale de grandes régions productrices de pétrole et de gaz.
- L’Alberta se distingue maintenant des deux États américains étudiés (le Dakota du Nord et la Pennsylvanie) par l’adoption d’un plan pour lutter contre les changements climatiques, ce qui s’inscrit plus largement dans une tendance de fond observable depuis deux ans : le fardeau réglementaire canadien devient de plus en plus lourd.
- Les modifications récentes et anticipées augmentent l’incertitude des investisseurs, surtout qu’on pourrait attendre longtemps avant de savoir quelle direction prendra le gouvernement canadien dans sa révision des processus réglementaire et environnemental.

### Chapitre 4 – Les réformes de l’administration Trump : diminuer les impôts et réduire la réglementation

- Alors qu’au Canada, les gouvernements accroissent le fardeau réglementaire et les impôts des entreprises dans le secteur du pétrole et du gaz, les actions prises par l’administration Trump favorisent généralement une activité économique accrue dans ces secteurs, en augmentant l’attractivité des États-Unis comme destination pour les investissements.
- Après seulement dix jours au pouvoir, la nouvelle administration avait déjà émis, par la voie du Congrès, 37 résolutions différentes visant l’abolition de dizaines de règlements.
- Donald Trump a relancé deux projets de pipeline, Keystone XL et Dakota Access, et a adopté un décret assurant une autorisation rapide, notamment sur le plan environnemental, des projets d’infrastructure jugés prioritaires.
- La croissance de la production domestique américaine d’énergie, surtout grâce à la révolution de la fracturation hydraulique, a aussi atténué les craintes d’une dépendance envers les importations, et l’interdiction d’exporter le pétrole produit aux États-Unis, à l’exception du Canada, qui était en vigueur depuis 40 ans, a été levée.
- Le président Trump a signé un décret stipulant que deux règlements devaient être abandonnés pour chaque nouveau règlement adopté. Les coûts de conformité des nouveaux règlements seront eux aussi évalués, et un plafond devra être respecté.
- Il est possible que les effectifs, le budget et la portée des mandats de l’Environmental Protection Agency (EPA) soient considérablement réduits au cours des prochaines années.
- La mesure fiscale phare, celle qui pourrait avoir le plus d’impact sur la capacité des États-Unis à attirer des investissements, consiste à abaisser le taux d’impôt des entreprises de 35 % à 20 %.
- L’administration Trump souhaite ouvrir davantage de terres fédérales à l’exploitation du pétrole, y compris dans l’Arctique et dans l’Atlantique.



## Chapitre 5 – Des pistes de solution pour accroître la compétitivité du Canada

- **Réduire le fardeau fiscal** : Une avenue de réforme particulièrement efficace consisterait à adopter un taux d'impôt proportionnel de 10,5 % pour l'ensemble des entreprises, au lieu que ce taux soit réservé aux PME et qu'un taux plus élevé de 15 % soit appliqué aux grandes entreprises, comme c'est le cas présentement.
- **Réduire le fardeau réglementaire** : Un organisme permanent devrait se charger d'éliminer des règlements coûteux qui apportent peu et de s'assurer que les processus soient les plus simples et les plus rapides possibles.
- **Garantir des délais prévisibles et raisonnables** : Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient s'entendre sur des délais maximaux à l'intérieur desquels un projet recevrait l'ensemble des autorisations nécessaires afin d'éviter des délais déraisonnables.
- **Baliser la notion d'acceptabilité sociale** : Les consultations devraient être limitées aux communautés directement touchées et non ouvertes à tous les groupes de pression organisés désirant s'inviter dans le débat.
- **Minimiser l'arbitraire politique** : Il faut limiter la possibilité pour les élus de s'ingérer dans les processus formels d'approbation des projets.
- **S'interroger sur l'imposition d'une taxe sur le carbone** : Bien qu'en théorie, imposer une taxe sur le carbone est un mécanisme efficace pour réduire les émissions de GES, elle ne doit pas s'ajouter à une approche de microgestion économique menée par les gouvernements. Une telle taxe doit aussi être universelle.



## INTRODUCTION

Le Canada est un vaste pays possédant des ressources naturelles abondantes. Une partie importante de son économie repose sur l'exploitation de ces ressources, parmi lesquelles le pétrole et le gaz naturel occupent une place centrale. Malheureusement, ces secteurs éprouvent en ce moment des difficultés en raison d'un contexte canadien et mondial difficile.

La fin de l'année 2014 a en effet été marquée par une chute importante et durable des prix du pétrole brut. La production croissante des États-Unis qui peut maintenant être exportées sur les marchés mondiaux, de même que la stratégie de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole, l'OPEP, expliquent en partie le contexte mondial de cette chute des prix.

En novembre 2016, les électeurs américains ont porté au pouvoir Donald Trump, candidat républicain ayant promis à maintes reprises d'améliorer l'environnement d'affaires en réduisant le fardeau fiscal et réglementaire, notamment celui touchant le secteur pétrolier et gazier. Certaines de ces promesses ont déjà été mises en œuvre, mais d'autres restent à l'état d'intentions.

Si le Canada ne peut pas modifier à lui seul le prix mondial du pétrole brut, il peut toutefois s'intéresser aux changements qui se produisent aux États-Unis. Cela est d'autant plus crucial que la compétitivité du Canada sur le plan de l'exploitation du pétrole et du gaz dépend presque totalement de sa position relative par rapport à son puissant voisin. Il importe donc de comprendre ce qui se passe en ce moment aux États-Unis et les effets de la politique américaine sur notre économie.

Ce Cahier de recherche vise à analyser la position relative du Canada dans le secteur de l'exploitation du pétrole et du gaz afin d'évaluer l'ampleur des menaces qui pourraient émerger en matière de compétitivité. L'importance de l'enjeu est énorme étant donné le poids considérable du pétrole et du gaz naturel dans notre économie, détaillé au chapitre 1. Ce chapitre se penche aussi sur des indicateurs préoccupants qui laissent croire qu'une perte de compétitivité se dessine au Canada.

Le chapitre 2 porte sur la fiscalité et compare les positions relatives du Canada et des États-Unis. Tant la fiscalité fédérale que celle des États et provinces doivent être prises en compte. Par rapport au secteur du pétrole et du gaz, les régimes de redevances jouent aussi un rôle central.

Le chapitre 3 procède à une comparaison similaire, cette fois sur le plan de la réglementation. Ce sujet complexe mérite beaucoup d'attention puisque ses impacts économiques sont considérables, particulièrement dans le secteur du pétrole et du gaz, fortement réglementé. Ce chapitre couvre aussi l'évolution récente de la réglementation canadienne et albertaine.

Le chapitre 4 s'intéresse aux réformes adoptées ces derniers mois aux États-Unis. Il détaille les actions comme les intentions de l'administration Trump, qui vont généralement dans le sens d'une compétitivité accrue. En quelques mois, d'importants changements ont déjà eu lieu.

**« La compétitivité du Canada sur le plan de l'exploitation du pétrole et du gaz dépend presque totalement de sa position relative par rapport à son puissant voisin. »**

Enfin, le chapitre 5 conclut sur les pistes de solutions. Les gouvernements fédéral et des provinces peuvent réagir en fonction de la situation présente du Canada en matière de compétitivité. Il s'agit de s'interroger sur les façons de faire actuelles pour les améliorer. Surtout, il est important de reconnaître que le défi auquel les gouvernements sont confrontés présente un caractère urgent.



## CHAPITRE 1

### Un contexte inquiétant pour la compétitivité canadienne

L'exploitation des vastes réserves de pétrole et de gaz naturel constitue un secteur économique très important au Canada. Ce secteur a été considérablement touché par la baisse du prix du pétrole en 2014. Outre la faiblesse des prix, d'autres nuages planent à l'horizon. Les États-Unis, principal client des producteurs d'énergie canadiens, produisent eux-mêmes de plus en plus de pétrole et de gaz, et peuvent désormais exporter leur pétrole. De plus, les investissements canadiens, dont dépend directement la production future d'énergie, font pâle figure lorsqu'on les compare à ceux qui sont réalisés au sud de la frontière. Le présent chapitre dresse un portrait de la situation dont les causes sous-jacentes seront explorées dans les chapitres suivants.

#### L'importance du secteur du pétrole et du gaz pour l'économie canadienne

Le vaste territoire du Canada abonde en ressources naturelles. En termes de réserves prouvées de pétrole, il se classe au troisième rang mondial, 97 % de ces réserves se présentant sous la forme de sables bitumineux<sup>1</sup>. Le Canada se situe au cinquième rang des plus grands pays producteurs de pétrole après les États-Unis, l'Arabie saoudite, la Russie et la Chine<sup>2</sup>. En ce qui a trait au gaz naturel, le Canada ne possède que les 17<sup>e</sup> plus importantes réserves prouvées au monde, mais se hisse au cinquième rang des pays producteurs<sup>3</sup>.

La production de pétrole a presque constamment augmenté au Canada de 2000 à 2017. Au cours de cette période, la production quotidienne moyenne est passée de 2,2 millions à 4 millions de barils (voir la Figure 1-1).

Le bilan environnemental de la production accrue provenant des sables bitumineux est critiqué mais, fait intéressant, les émissions de GES par baril produit en 2014 étaient 31 % moindres qu'en 1990<sup>4</sup>. En moyenne, elles ne sont plus que 5 à 9 % plus élevées par rapport au baril moyen raffiné aux États-Unis. Une série d'innova-

tions technologiques expliquent cette amélioration notable, comme le traitement à la mousse paraffinique<sup>5</sup>.

Sur le plan économique, en 2015, le secteur du pétrole et du gaz naturel générait directement presque 100 milliards de dollars de PIB, employait 191 415 personnes et contribuait pour 20,3 milliards de dollars aux recettes des gouvernements<sup>6</sup>. Le pétrole et le gaz naturel représentent les trois quarts de l'énergie primaire produite au Canada<sup>7</sup>. L'économie de certaines provinces, dont l'Alberta, repose en grande partie sur l'exploitation de ces ressources (voir la Figure 1-2).

**« Le Canada se situe au cinquième rang des plus grands pays producteurs de pétrole après les États-Unis, l'Arabie saoudite, la Russie et la Chine. »**

L'impact économique de ce secteur se fait toutefois sentir partout, notamment en raison du vaste réseau de fournisseurs de l'industrie. Ainsi, des milliers d'emplois en dépendent dans chaque province, à la seule exception de l'Île-du-Prince-Édouard<sup>8</sup>.

La production de pétrole brut et de gaz naturel est en grande partie exportée, avec 78 % du pétrole qui prend le chemin de l'exportation, presque exclusivement (99 %) vers les États-Unis. Ce pays est aussi le seul client pour notre gaz naturel, dont 51 % de la production y est exportée<sup>9</sup>. Le Tableau 1-1 offre un survol des différentes composantes de la production et des échanges commerciaux dans le secteur du pétrole et du gaz naturel au Canada au cours des deux dernières années.

De leur côté, les États-Unis produisent aussi de plus en plus de pétrole ces dernières années grâce à la révolution du pétrole de schiste, renversant la tendance d'une production à la baisse. Alors que moins de 5 millions de barils par jour étaient produits en 2008, la production

1. Ressources naturelles Canada, *Energy Markets Fact Book 2016-2017*, 2016, p. 28.

2. U.S. Energy Information Administration, International, Total Petroleum and Other Liquids Production – 2016, Reserves and Capacity.

3. Ressources naturelles Canada, *op. cit.*, note 1, p. 52.

4. Ressources naturelles Canada, *op. cit.*, note 1, p. 35.

5. Basé sur le cycle des émissions totales partant du lieu d'extraction jusqu'à l'étape du raffinage. Canada's Oil Sands, GHG Emissions; Martha Hall Findlay et Trevor McLeod, « Environmentalists should end the charade over the oil sands », *The Globe and Mail*, 28 février 2017.

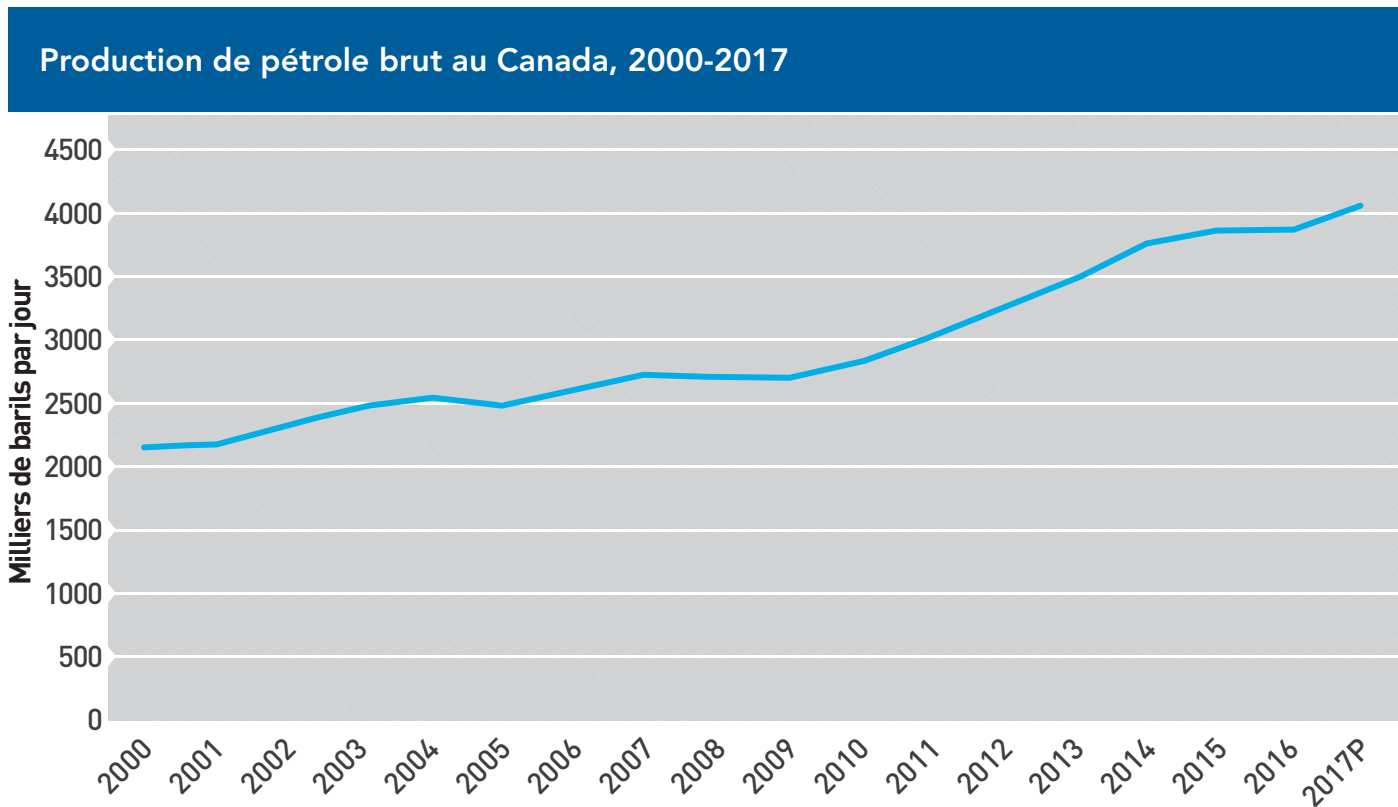
6. Il s'agit des recettes gouvernementales annuelles moyennes du pétrole et du gaz naturel de 2010 à 2014. Ressources naturelles Canada, *op. cit.*, note 1, p. 5 et 10.

7. *Ibid.*, p. 25.

8. *Ibid.*, p. 7.

9. *Ibid.*, p. 8.

Figure 1-1



**Note :** La donnée pour l'année 2017 est une prévision.

**Source :** Office national de l'énergie, Statistiques et analyse, Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada, 7 juillet 2017.

atteint maintenant près de 9 millions de barils par jour (voir la Figure 1-3)<sup>10</sup>.

Cette hausse de la production a été si importante que l'économie américaine n'est plus perçue comme étant « dépendante » des importations de pays étrangers et instables pour assurer son approvisionnement en énergie. En 2015, moins du quart du pétrole consommé dans le pays était importé, le niveau le plus bas depuis 1986<sup>11</sup>. En raison de cette nouvelle réalité, les exportations des États-Unis ont augmenté de manière importante depuis décembre 2015, principalement grâce à la levée de l'interdiction des exportations qui était en vigueur depuis 40 ans, à l'exception du Canada (voir la Figure 1-4)<sup>12</sup>. En d'autres mots, du point de vue canadien, notre principal client devient notre compétiteur.

« De 2000 à 2017, la production moyenne de pétrole au Canada est passée de 2,2 à 4 millions de barils par jour. »

La production américaine a continué d'augmenter malgré la diminution des prix sur les marchés mondiaux. En effet, les pays membres de l'OPEP ont décidé de maintenir une production élevée en espérant noyer la production américaine<sup>13</sup>. Une telle guerre commerciale affecte aussi négativement les producteurs canadiens.

La tendance est similaire sur le marché du gaz naturel, la production américaine ayant aussi augmenté avec l'exploitation du gaz de schiste. En 2015, les États-Unis ont produit 27,1 billions de pieds cubes, permettant à la production domestique de répondre à 92 % des besoins

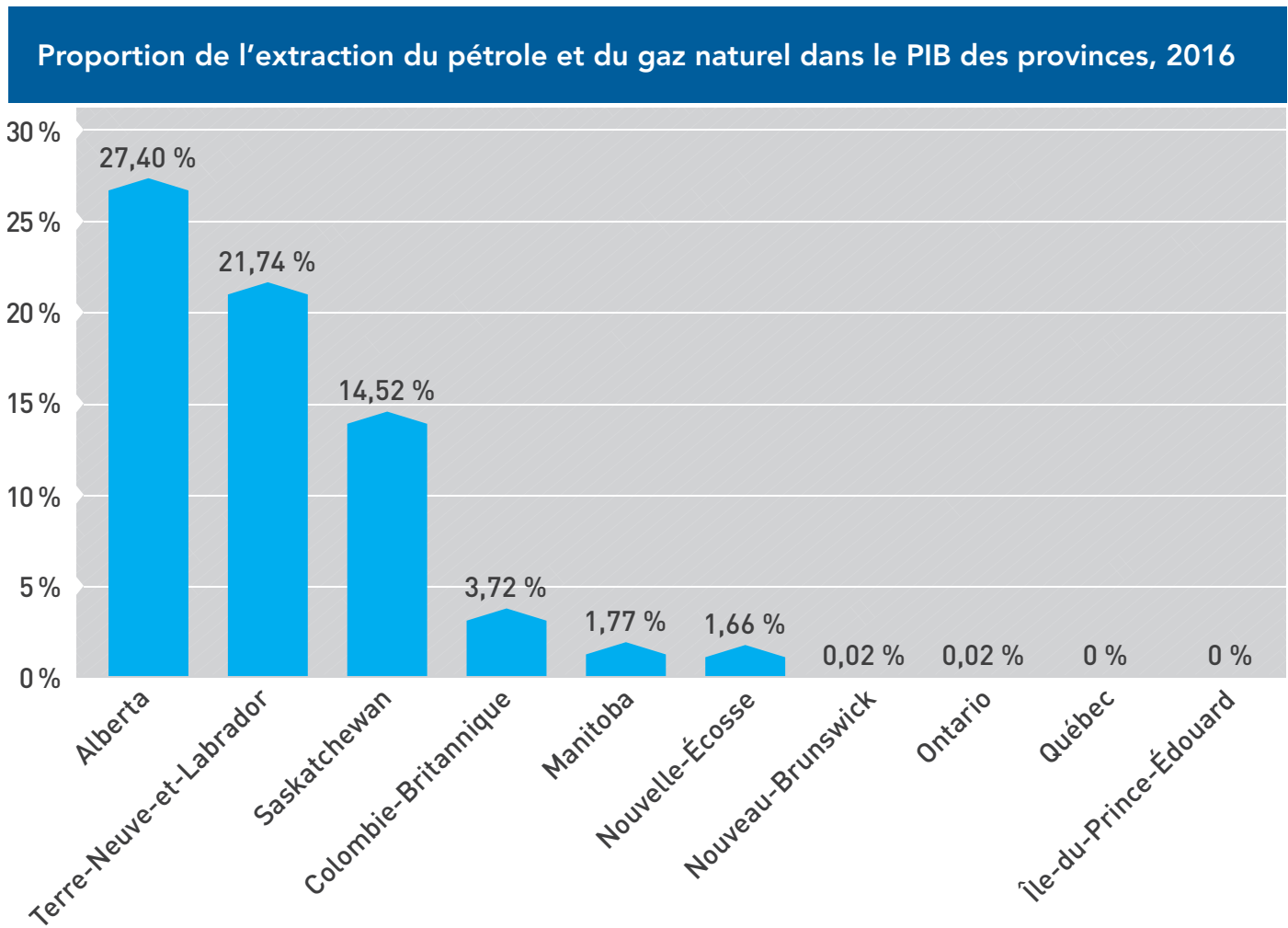
10. Ed Crooks, « The US shale revolution », *Financial Times*, 24 avril 2015.

11. John P. Cogan Jr. et James Cogan, « Overview of Oil Sector », dans *International Comparative Legal Guides: Oil and Gas Regulations 2017*, 12<sup>e</sup> édition, Global Legal Group, janvier 2017.

12. « America lifts its ban on oil exports », *The Economist*, 18 décembre 2015.

13. Alberto Behar et Robert A. Ritz, *An analysis of OPEC's strategic actions, US shale growth and the 2014 oil price crash*, IMF Working Paper, International Monetary Fund, juillet 2016, p. 15 et 16.

Figure 1-2



Source : Statistique Canada, Tableau CANSIM 379-0030 : Produit intérieur brut (PIB) aux prix de base, selon le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), provinces et territoires, 2016.

« En 2015, le secteur du pétrole et du gaz naturel génère presque 100 milliards \$ de PIB, employait 191 415 personnes et contribuait pour 20,3 milliards \$ aux recettes des gouvernements. »

de consommation. Une bonne partie des importations provenaient du Canada. De plus en plus, les entreprises américaines se préparent à exporter davantage de gaz naturel en construisant des terminaux ou en transformant les terminaux d'importation en terminaux d'exportation. Plusieurs experts s'attendent maintenant à ce

que les États-Unis soient autosuffisants en pétrole et en gaz naturel au cours des 20 prochaines années<sup>14</sup>.

### La tendance des investissements dans le secteur pétrolier et gazier canadien

La concurrence entre les États-Unis et le Canada dans le secteur du pétrole et du gaz naturel ne se limite pas aux parts de marché ou au prix. Elle se fait aussi sentir dans leurs capacités respectives d'attirer des investissements de la part des joueurs de cette industrie.

Les États-Unis profitent d'une perception positive des investisseurs. Du moins, cela expliquerait pourquoi on observe présentement un certain nombre de signes

14. John P. Cogan Jr. et James Cogan, *op. cit.*, note 11, « Overview of Natural Gas Sector ».

Tableau 1-1

Portrait du secteur du pétrole et du gaz naturel au Canada		
	2016	2015
<b>Pétrole brut</b>		
Réserves conventionnelles (barils)	n.d.	3,9 milliards
Production de pétrole conventionnel (barils par jour)	1,2 million	1,3 million
Exportations (pétrole brut, condensés, pentanes, etc.) (barils par jour)	3,0 millions	3,0 millions
Importations (barils par jour)	761 000	760 000
Consommation canadienne de produits raffinés (barils par jour)	1,8 million	1,8 million
<b>Sables bitumineux</b>		
Réserves minières et <i>in situ</i> (barils)	n.d.	165,4 milliards
Production minière et <i>in situ</i> (barils par jour)	2,4 millions	2,4 millions
Investissement en capital fixe (mines, <i>in situ</i> et valorisation)	17,0 milliards \$	23,0 milliards \$
<b>Gaz naturel</b>		
Réserves (pieds cubes)	n.d.	77 billions
Production (pieds cubes par jour)	15,2 milliards	15,0 milliards
Exportations (pieds cubes par jour)	7,9 milliards	7,6 milliards
Consommation canadienne (pieds cubes par jour)	8,3 milliards	8,6 milliards

Sources : Association canadienne des producteurs pétroliers, Statistics, Basic Statistics.

inquiétants qui laissent croire à un désavantage comparatif du Canada lorsqu'il s'agit d'attirer des investissements, et ce malgré les importantes réserves d'hydrocarbures du pays.

Il est important de distinguer deux effets. D'une part, les investissements ainsi que l'activité économique en général ont ralenti après la chute des prix du pétrole dans la seconde moitié de 2014, le prix du WTI passant de plus de 100 \$US en juillet à moins de 40 \$US en janvier 2015. Depuis, ce prix est généralement demeuré sous le seuil de 50 \$US le baril (voir la Figure 1-5)<sup>15</sup>. L'année 2017 laisse toutefois présager une certaine reprise des investissements, tant au Canada qu'aux États-Unis.

« Des milliers d'emplois dépendent du secteur pétrolier dans chaque province, à la seule exception de l'Île-du-Prince-Édouard. »

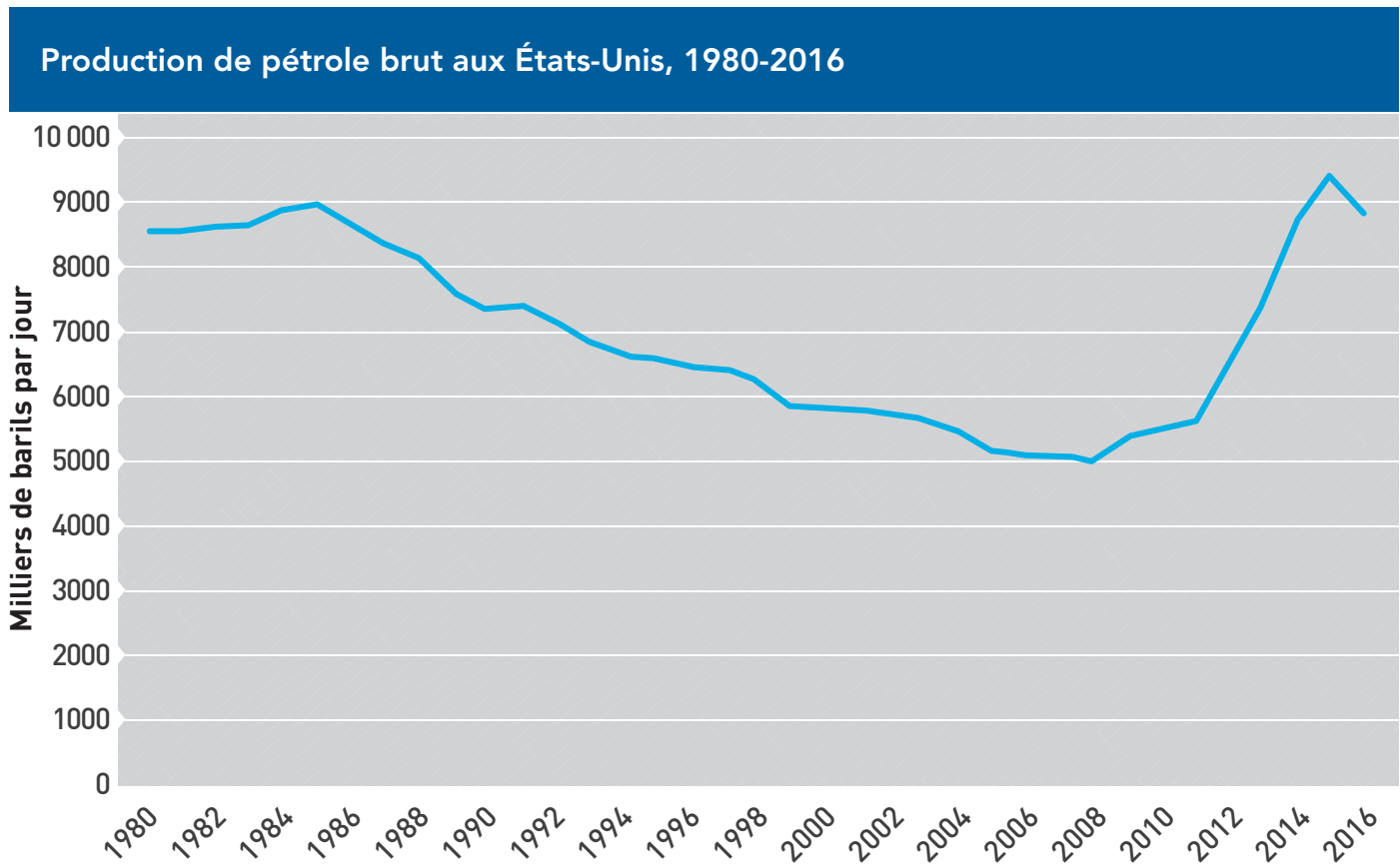
D'autre part, cette reprise apparaît plus importante aux États-Unis qu'au Canada, ce qui indiquerait bel et bien un avantage comparatif des États-Unis, du moins dans la perception des investisseurs. Ce second effet est celui qui nous intéresse principalement puisqu'il souligne un risque réel pour le développement du secteur du pétrole et du gaz au Canada.

Le premier effet s'observe dans la diminution abrupte de l'investissement dans le secteur de pétrole et du gaz

15. U.S. Energy Information Administration, Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel), 30 août 2017.



Figure 1-3



Source : Energy Information Administration, Data, U.S. Field Production of Crude Oil (Thousand Barrels per Day), 31 août 2017.

« La production de pétrole brut et de gaz naturel est en grande partie exportée, avec 78 % du pétrole qui prend le chemin de l'exportation, presque exclusivement (99 %) vers les États-Unis. »

au Canada depuis 2014. Après deux années consécutives de diminution, en 2015 et 2016, les immobilisations sont passées de 78,4 à 38 milliards de dollars. Pour ce qui est de l'année 2017, on observe une légère reprise lors des deux premiers trimestres. Comparativement à 2016, il s'agit d'une hausse de 2 % pour le premier trimestre et de 15 % pour le second (voir Figure 1-6).

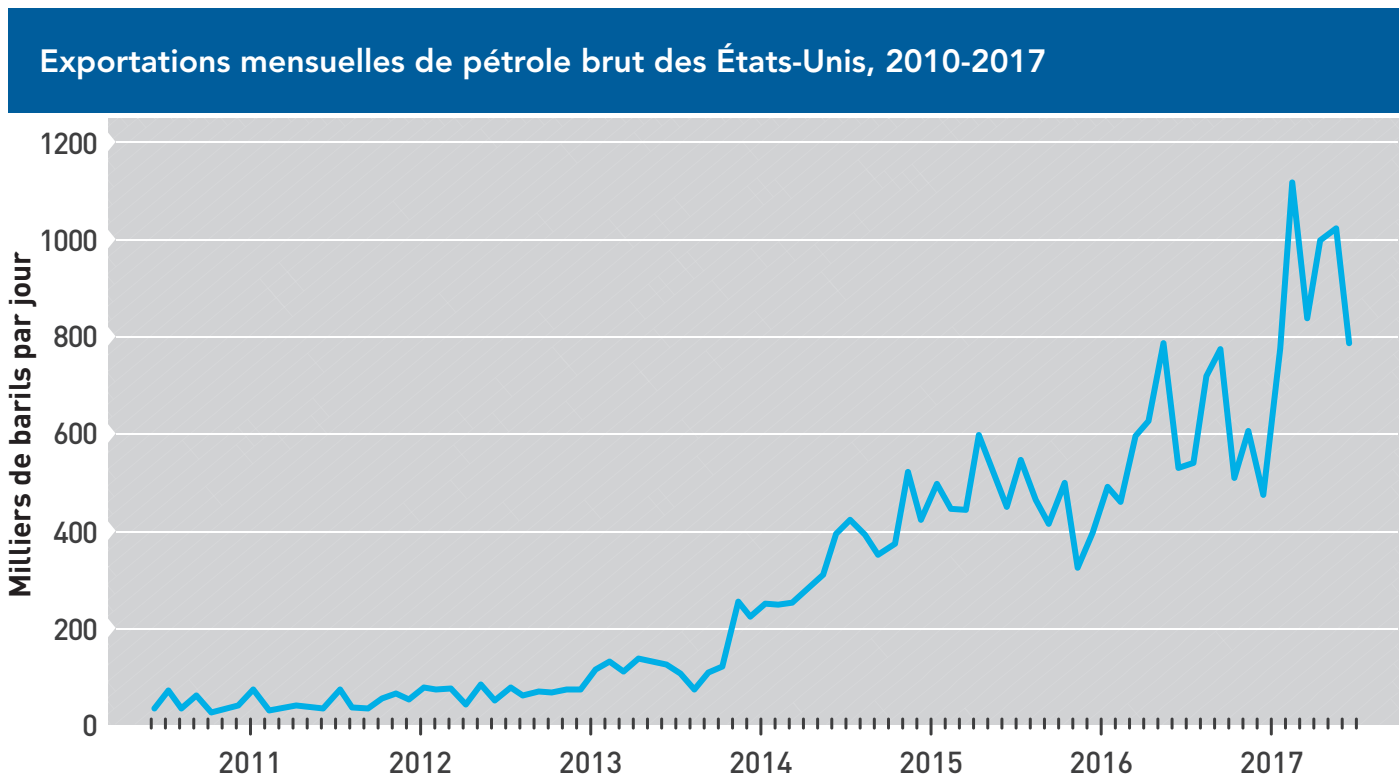
Cependant, la reprise n'est pas du tout de même ampleur aux États-Unis et au Canada. Pour l'année 2017, les données du *Oil and Gas Journal* recueillies par sondage auprès des compagnies pétrolières et gazières

montrent que les dépenses en capital devraient augmenter de 38 % aux États-Unis par rapport à l'année 2016. Au Canada, la hausse n'atteindrait que 19 %. Les investissements prévus de 44 milliards de dollars en 2017 y seraient toujours 46 % moins élevés par rapport à 2014<sup>16</sup>.

Selon les projections de l'Alberta Energy Regulator, la situation serait encore pire si l'on considère uniquement les sables bitumineux, en excluant donc les projets d'exploitation du pétrole conventionnel. Dans ce cas, l'année 2017 ne devrait pas connaître un rebond, mais bien une troisième année consécutive de diminution des investissements. Ceux-ci chuteraient d'un sommet de 34 milliards de dollars en 2014 à seulement 14 milliards de dollars en 2017. On anticipe que les investissements poursuivront leur tendance à la baisse d'ici 2026 (voir la Figure 1-7). Un sondage mené auprès des plus importantes

16. Association canadienne des producteurs pétroliers, *A competitive policy and regulatory framework for Alberta's upstream oil and natural gas industry*, juillet 2017, p. 20.

Figure 1-4



Source : U.S. Energy Information Administration, U.S. Exports of Crude Oil, 31 août 2017.

entreprises impliquées dans ce secteur précis démontre aussi qu'il y aura une baisse de l'investissement pour l'année 2017<sup>17</sup>.

**« Plusieurs experts s'attendent à ce que les États-Unis soient autosuffisants en matière de pétrole et de gaz naturel au cours des 20 prochaines années. »**

La diminution des investissements dans les sables bitumineux, et les investissements plus faibles au Canada qu'aux États-Unis, sont sans doute dus à plusieurs facteurs. L'association représentant les producteurs de pétrole et de gaz naturel au Canada souligne principalement l'effet néfaste de certaines décisions récentes et l'incertitude qui se fait sentir, surtout en Alberta :

La concurrence croissante sur le marché nord-américain du pétrole et du gaz naturel, combinée

aux changements et incertitudes des derniers temps en Alberta sur le plan des politiques, a contribué à réduire les investissements pétroliers et gaziers au Canada. L'investissement est crucial car il est l'assise de tous les bienfaits économiques associés à l'industrie pétrolière et gazière en amont<sup>18</sup>.

Ce manque de confiance envers les politiques canadiennes et les possibilités de développement futur est également évident dans le *Global Petroleum Survey* mené par l'Institut Fraser<sup>19</sup>. Ce sondage auprès de compagnies pétrolières et gazières à l'échelle mondiale mesure leur perception quant aux barrières à l'investissement. Sous cet aspect, l'Alberta subit une dégringolade vertigineuse. Alors qu'elle faisait partie du top 15 des destinations les plus attrayantes en 2014, elle se classe au 43<sup>e</sup> rang sur 96 en 2016 (voir la Figure 1-8).

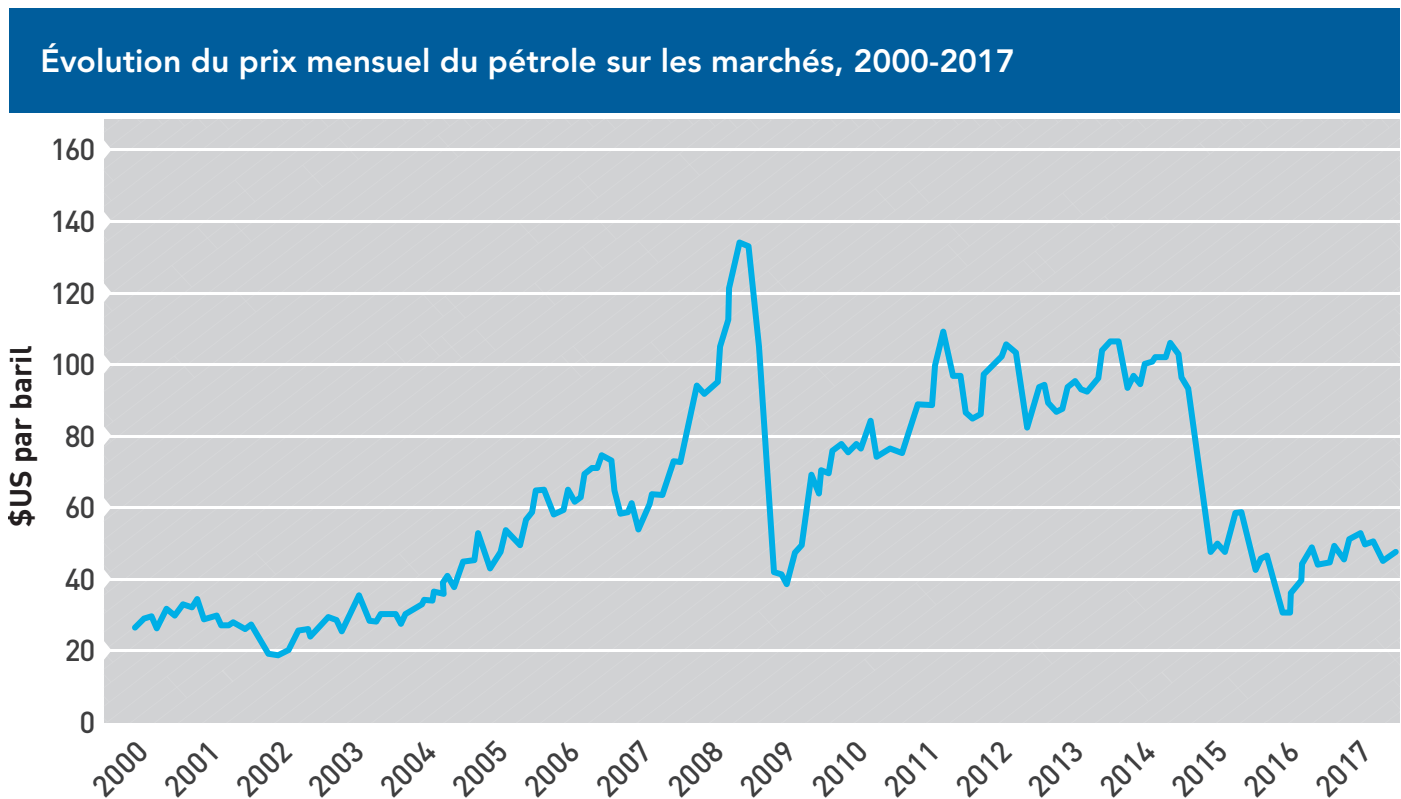
Même au Canada, l'Alberta est maintenant devancée dans la perception des entreprises par la Colombie-

18. *Ibid.*, p. 19.

19. Kenneth P. Green, Taylor Jackson et Kyle Sholes, *Global Petroleum Survey 2016*, Institut Fraser, 6 décembre 2016.

17. *Ibid.*, p. 21.

Figure 1-5



Note : Il s'agit du prix spot basé sur le West Texas Intermediate.

Source : U.S. Energy Information Administration, Cushing, OK WTI Spot Price FOB (Dollars per Barrel), 27 septembre 2017.

Britannique et continue de l'être par la Saskatchewan. Le fardeau réglementaire semble en être le principal fautif puisqu'on estime que son coût sera plus élevé de 12 % à 21 % dans un avenir proche, et davantage après 2023, lorsque la taxe sur le carbone sera appliquée à ce secteur. Ces augmentations du coût de la réglementation affectent grandement la rentabilité des installations existantes et futures<sup>20</sup>.

Cette situation pourrait expliquer qu'un grand nombre d'entreprises investissent davantage hors du Canada en ce moment, principalement aux États-Unis. L'industrie pose un constat frappant :

Les investissements aux États-Unis des entreprises opérant dans les sables bitumineux se chiffrent à 23 milliards de dollars (presque le double du capital affecté aux sables bitumineux) [...].

Plusieurs d'entre elles œuvrent à l'échelle internationale et investissent aussi dans des actifs de portefeuille à long cycle comparables partout dans le

**« Un sondage mené auprès des plus importantes entreprises du secteur des sables bitumineux démontre qu'il y aura une baisse de l'investissement pour l'année 2017. »**

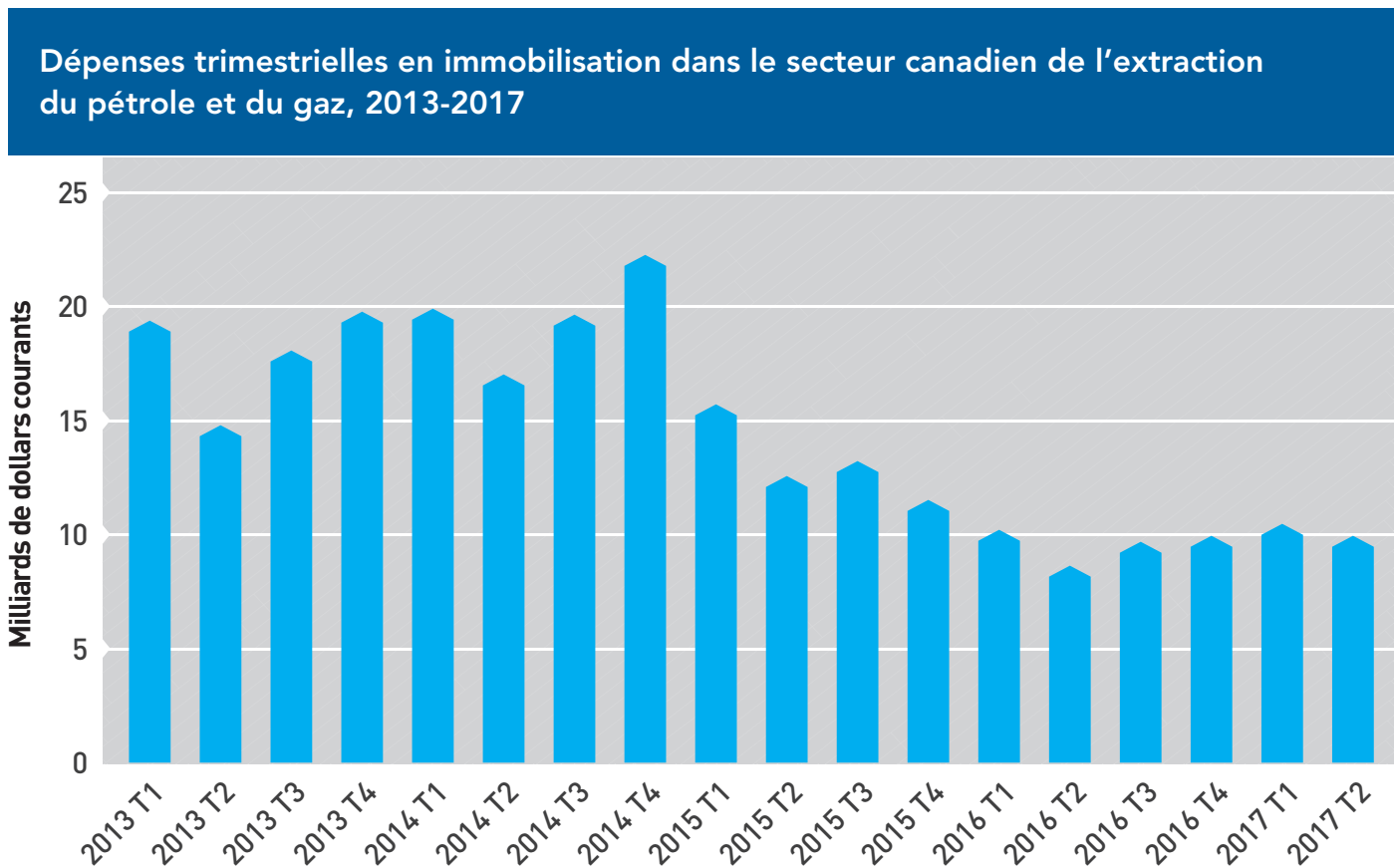
monde. [...] Ces constatations confirment que les entreprises qui investissent traditionnellement dans les sables bitumineux et qui bénéficient de capitaux et d'un choix de possibilités investissent des sommes importantes dans des projets comparables ailleurs que dans les sables bitumineux<sup>21</sup>.

Le ralentissement des investissements au Canada s'illustre par un grand nombre de projets qui ont été suspendus ou annulés. C'est ce qui s'est produit avec la majorité des projets qui n'étaient pas déjà engagés ou

20. Association canadienne des producteurs pétroliers, *op. cit.*, note 16, p. 17-18.

21. *Ibid.*, p. 22-23. Voir aussi l'annexe 6.2 aux pages 47 et 48 pour des exemples concrets d'entreprises investissant ailleurs que dans les sables bitumineux canadiens.

Figure 1-6



Source : Statistique Canada, Tableau CANSIM 029-0052 : Dépenses en immobilisations, industries d'extraction de pétrole et de gaz, Canada trimestriel, SCIAN 221 Extraction de pétrole et de gaz, 2013 à 2017.

confirmés avant la chute des prix<sup>22</sup>. Ceux qui étaient déjà en cours comptent pour une partie importante des investissements actuels, ce qui signifie qu'il y a très peu de nouveaux projets qui sont proposés depuis 2014<sup>23</sup>.

Dans les années précédant la chute des prix en 2014, les entreprises exploitant le pétrole et le gaz naturel investissaient l'ensemble de leurs flux de trésorerie, auxquels s'additionnaient des emprunts. Depuis 2014, les flux de trésorerie se sont taris.

En consolidant les résultats financiers de l'ensemble du secteur du pétrole et du gaz, l'estimation pour 2016 montre que les recettes moins les redevances s'élèvent à 34,7 milliards de dollars. Pour la même année, le montant total des charges pour la dépréciation du capital physique, pour la perte de valeur de la ressource exploi-

**« L'Alberta subit une dégringolade vertigineuse. Alors qu'elle faisait partie du top 15 des destinations les plus attrayantes en 2014, elle se classe au 43<sup>e</sup> rang sur 96 en 2016. »**

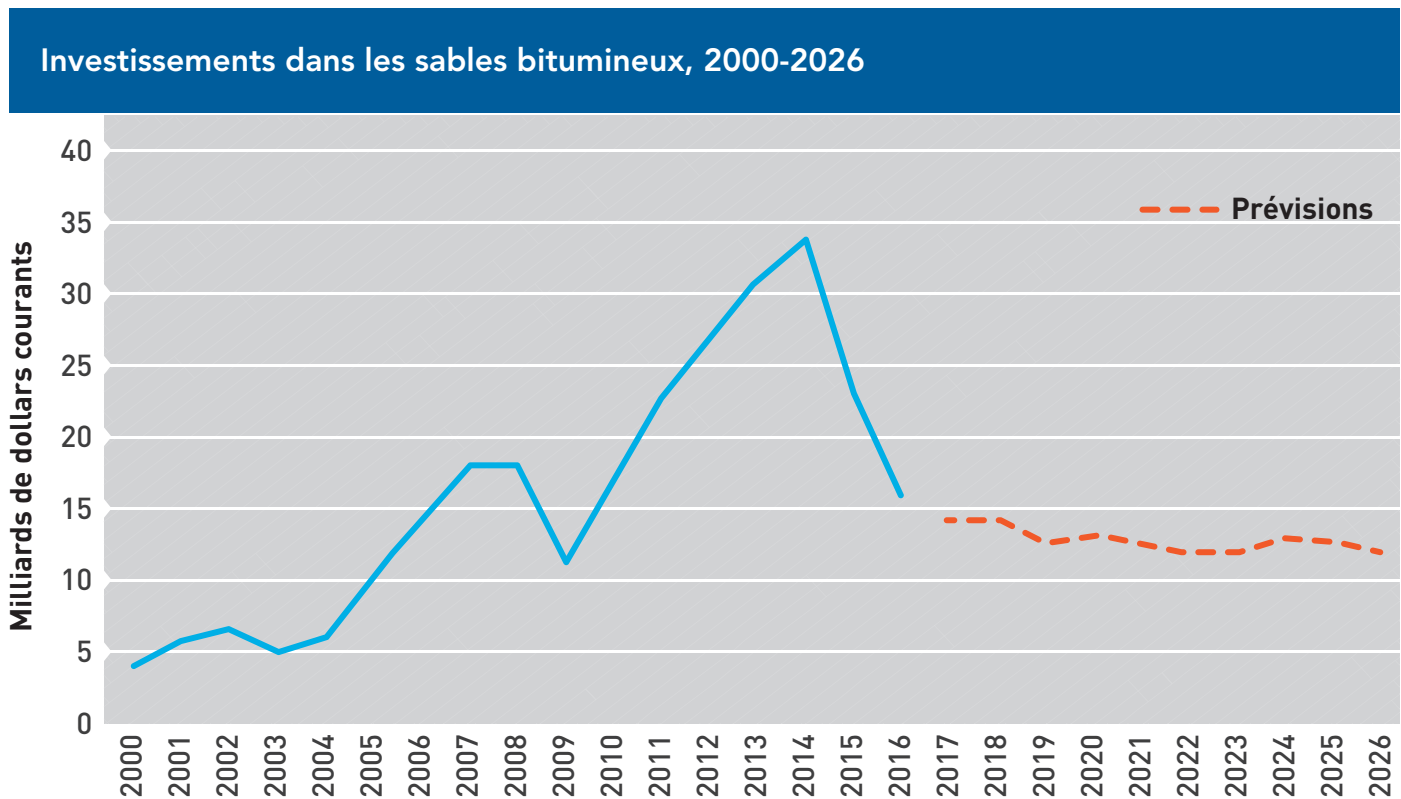
tée et pour l'amortissement des dépenses de recherche et d'exploration, étalées sur la durée de vie des projets, est de 34,5 milliards de dollars.

Autrement dit, l'exploitation des hydrocarbures est peut-être rentable pour des projets déjà en opération, pour lesquels la seule question qui compte est la différence entre le prix de vente et le coût marginal d'extraction. Mais pour les projets à venir, alors que l'on tient compte de l'ensemble des coûts, on ne dégage pas de surplus de fonds. Dans ces conditions, le financement de tout nouveau projet est problématique. On peut en conclure qu'au Canada, l'avenir de l'investissement dans

22. Peter Tertzakian et Kara Jakeman, *The Fiscal Pulse of Canada's Oil and Gas Industry: A Review of Capital Flows and Activity*, ARC Energy Research Institute, mai 2016, p. 14.

23. *Ibid.*, p. 6.

Figure 1-7



Note : Il s'agit d'une estimation pour l'année 2016.

Source : Alberta Energy Regulator, Capital Expenditures Data, Figure 1.10 Alberta conventional oil and gas and oil sands capital expenditure, mars 2017.

le secteur du pétrole et du gaz naturel est largement incertain<sup>24</sup>.

Afin de donner un portrait plus concret de la situation, un indicateur directement lié à la production de pétrole et de gaz permet d'illustrer ce constat. Il s'agit de l'utilisation moyenne des plateformes de forage, sur une base annuelle (voir la Figure 1-9). Les projections montrent un rebond de l'activité en 2017, mais l'ampleur de cette reprise est sensiblement plus forte aux États-Unis (+68 %) qu'au Canada (+52 %).

Une autre perspective plus concrète sur les opportunités manquées du Canada permet de rendre compte des conséquences sérieuses d'une moindre compétitivité par rapport aux États-Unis. Un haut dirigeant d'une compagnie pétrolière estimait qu'il manquait 10 milliards de dollars en investissements annuels par rapport à sept ou huit ans auparavant et que cela se traduisait par 100 000 emplois de moins<sup>25</sup>.

24. *Ibid.*, p. 26 et 34.

25. James Mahony, « Canada one of the most geopolitically unstable places for oil and gas: Ensign exec », *JWN Energy*, 8 mai 2017.

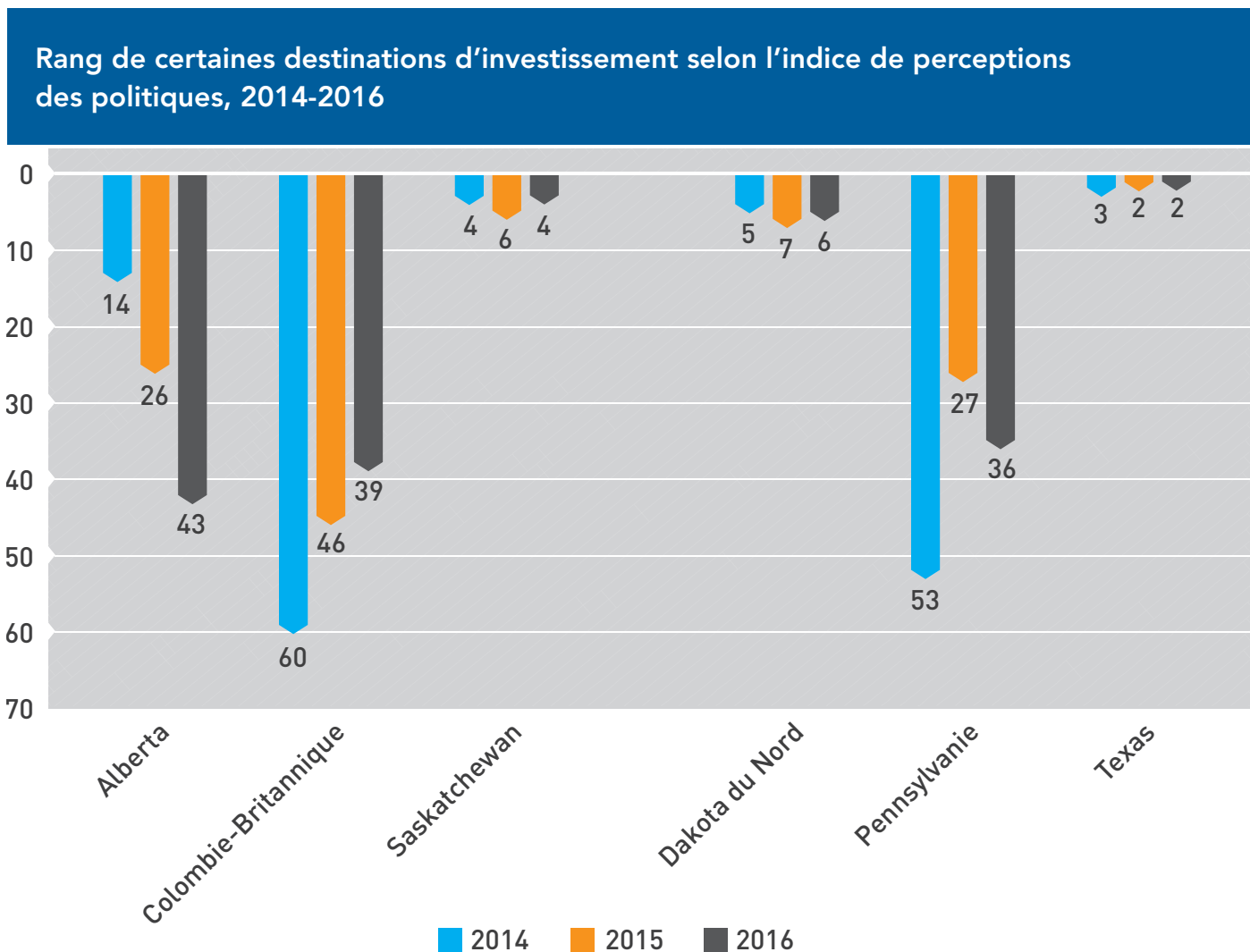
**« Le ralentissement des investissements au Canada s'illustre par un grand nombre de projets qui ont été suspendus ou annulés. »**

D'autres commentateurs soutiennent aussi que le Canada reçoit moins d'investissements, notamment en raison d'un déplacement de ceux-ci vers les États-Unis<sup>26</sup>. L'annulation du projet d'usine de liquéfaction de gaz naturel de Petronas, un investissement de 36 milliards de dollars, est perçue comme un autre symptôme inquiétant du manque de compétitivité du Canada<sup>27</sup>. L'opposition aux grands projets dans ce secteur et l'impact économique de cette opposition ont contribué à

26. Gwyn Morgan, « If they kill Trans Mountain, Canada's rule of law is broken », *Financial Post*, 13 juillet 2017.

27. Claudia Cattaneo, « 'A tragedy for Canada': Petronas cancels \$36B LNG project as B.C. jacks up demands », *Financial Post*, 25 juillet 2017; Joe Oliver, « How to smother a resource economy to death, starting with LNG », *Financial Post*, 2 août 2017.

Figure 1-8



**Note :** Le nombre de provinces ou États considérés dans le sondage était de 156 en 2014, 126 en 2015 et de 96 en 2016.

**Source :** Taylor Jackson, Kenneth P. Green et Kyle Sholes, *Global Petroleum Survey 2016*, Institut Fraser, décembre 2016, p. 18.

l'annulation ou à la suspension de plusieurs d'entre eux. Cette année seulement, quatre projets d'envergure, d'une valeur de 84 milliards de dollars, ont ainsi été abandonnés<sup>28</sup>.

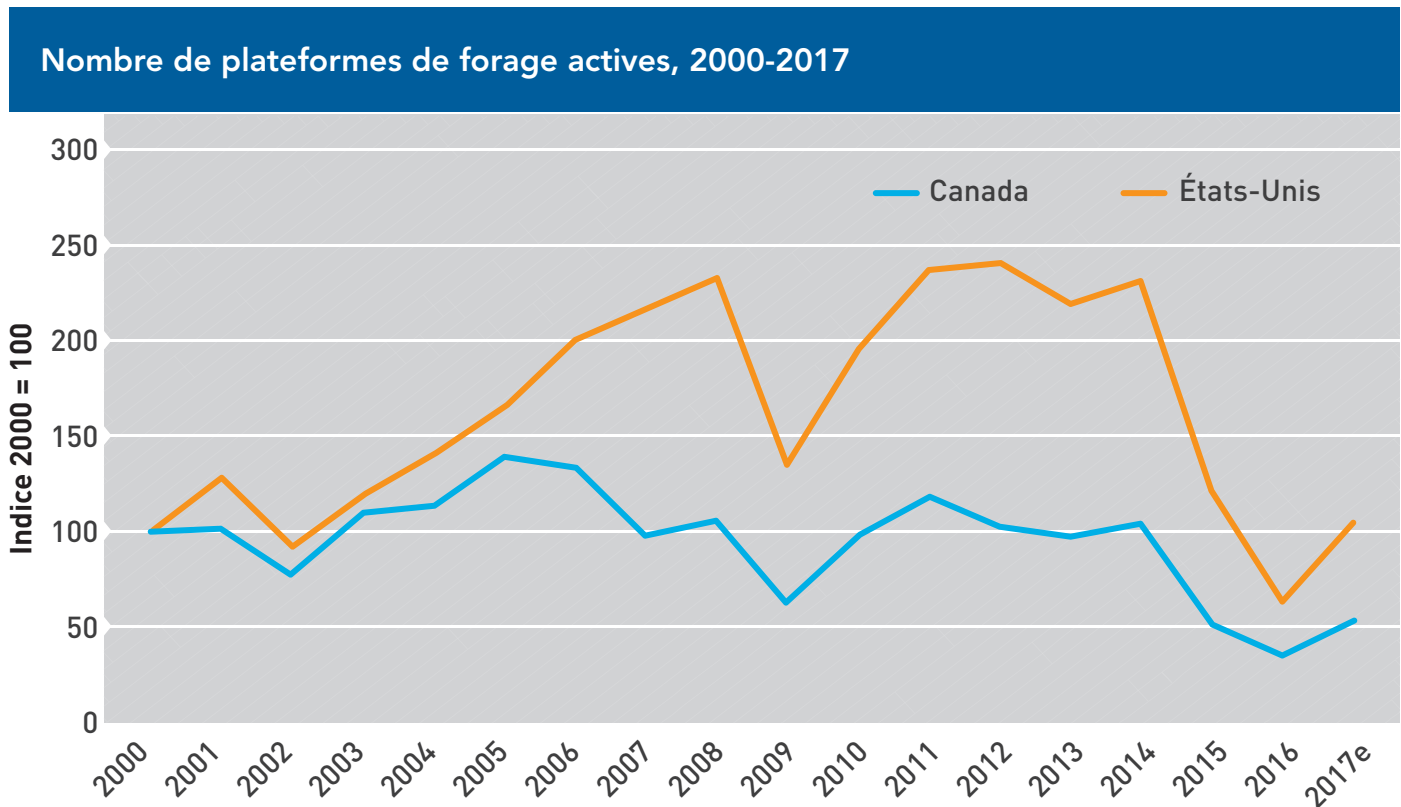
En somme, force est de constater que le Canada se révèle de moins en moins compétitif pour attirer des investissements dans le secteur du pétrole et du gaz, ce qui se reflète déjà dans les investissements prévus pour 2017. Du moins, cela traduit la perception de l'industrie, qu'un article du *Globe and Mail* publié au début de l'année résume ainsi :

**«Un haut dirigeant d'une compagnie pétrolière estimait qu'il manquait 10 milliards \$ en investissements annuels, et que cela se traduisait par 100 000 emplois de moins.»**

Des dirigeants de l'industrie affirment que les producteurs de l'Ouest canadien subissent des pressions concurrentielles accrues alors que M. Trump – qui doit entrer en fonction la semaine prochaine – promet de travailler avec le Congrès à majorité républicaine pour réduire les impôts des entreprises et les coûts de la réglementation. Ils craignent que

28. Geoffrey Morgan et Jesse Snyder, « Energy East latest in a string of projects worth \$56B abandoned amid 'dysfunctional' policy », *Financial Post*, 5 octobre 2017; La Presse canadienne, « Partners pull plug on Aurora LNG project near Prince Rupert for economic reasons », *Vancouver Sun*, 14 septembre 2017.

Figure 1-9



**Notes :** Les données pour 2017 sont basées sur une moyenne hebdomadaire des sept premiers mois de l'année (janvier à juillet).

**Sources :** Association canadienne des producteurs pétroliers, *Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry*, juillet 2017, Table 1.7; U.S. Energy Information Administration, *Monthly Energy Review—August 2017*, p. 91; BOE Report, Canada Rig Count.

**« Force est de constater que le Canada se révèle de moins en moins compétitif pour attirer des investissements dans le secteur du pétrole et du gaz, ce qui se reflète déjà dans les investissements prévus pour 2017. »**

les investisseurs du secteur de l'énergie tournent le dos au Canada pour réaliser de meilleurs rendements chez nos voisins du sud<sup>29</sup>.

Avant de revenir sur la compétitivité relative du Canada, les deux chapitres qui suivent tracent un portrait plus précis de la situation actuelle, tant sur le plan de la fiscalité que du cadre réglementaire.

29. Shawn McCarthy, « Bracing for Trump: Energy sector fears competitive disadvantage », *The Globe and Mail*, 10 janvier 2017.





## CHAPITRE 2

### Le régime fiscal applicable à l'exploitation du pétrole et du gaz

Les entreprises exploitant les hydrocarbures comme le pétrole et le gaz naturel sont soumises à la fiscalité générale des entreprises. Elles sont également sujettes à certaines particularités du régime fiscal concernant l'exploitation des ressources naturelles. Par exemple, elles doivent payer des redevances sur les ressources qu'elles extraient du sol. L'importance des impôts exigés des entreprises varie selon l'État ou la province. À cela s'ajoutent les subventions et les crédits d'impôt accordés, qui réduisent le fardeau fiscal.

Compte tenu de ces multiples facteurs, la fiscalité américaine n'est pas aussi désavantageuse qu'on pourrait le croire de prime abord en raison des taux d'imposition statutaires élevés. Ces derniers sont en effet largement compensés par d'autres mesures ou par une fiscalité moins lourde dans les États. Comme nous le verrons dans ce chapitre, le Canada demeure concurrentiel par rapport aux États-Unis en matière de fiscalité des entreprises, y compris dans le secteur des ressources naturelles, mais l'avantage canadien pourrait disparaître rapidement advenant une réforme fiscale du côté américain.

#### L'impôt sur le revenu des entreprises au Canada et aux États-Unis

En considérant l'ensemble des impôts, taxes et cotisations, incluant l'impôt des particuliers et l'impôt des entreprises, les États-Unis affichent un plus petit fardeau fiscal que le Canada et les autres pays du G7 en proportion de leur PIB (voir la Figure 2-1). Le ratio américain de 26,4 % est également inférieur à la moyenne de 34,3 % des pays de l'OCDE, ce qui vaut aux États-Unis la réputation enviable d'être une économie à faibles taux d'imposition.

En dépit de cette réputation, le taux d'imposition statutaire sur les bénéficiaires des entreprises aux États-Unis est élevé par rapport à celui des autres pays industrialisés. La Figure 2-2 permet de comparer les taux statutaires de différents pays lorsqu'on combine les taux d'imposition des différents ordres de gouvernement, national et infranationaux. Le Canada fait nettement mieux que les États-Unis sur ce plan, bien que son taux d'imposition des entreprises dépasse la moyenne de l'OCDE.

Le taux fédéral d'imposition des entreprises s'attribue la part du lion dans le cas des États-Unis, à 35 %, alors que les États sont beaucoup moins gourmands. Au Canada, le taux fédéral d'imposition est de 15 %, représentant plus de la moitié du taux combiné mais laissant, en proportion, davantage de revenus aux provinces.

Par exemple, l'Alberta impose les entreprises au taux de 12 % depuis juillet 2015, ce qui est un peu plus élevé que l'Ontario ou le Québec<sup>30</sup>. Le taux d'imposition combiné s'y établit ainsi à 27 %. En comparaison, l'impôt sur les entreprises est de 4,31 % au Dakota du Nord et de 9,99 % en Pennsylvanie. (Voir l'Annexe pour une explication des raisons qui ont motivé le choix de l'Alberta, la Pennsylvanie et le Dakota du Nord à des fins de comparaison.)

**« Les États-Unis affichent un fardeau fiscal plus faible que le Canada et les autres pays du G7 en proportion de leur PIB. »**

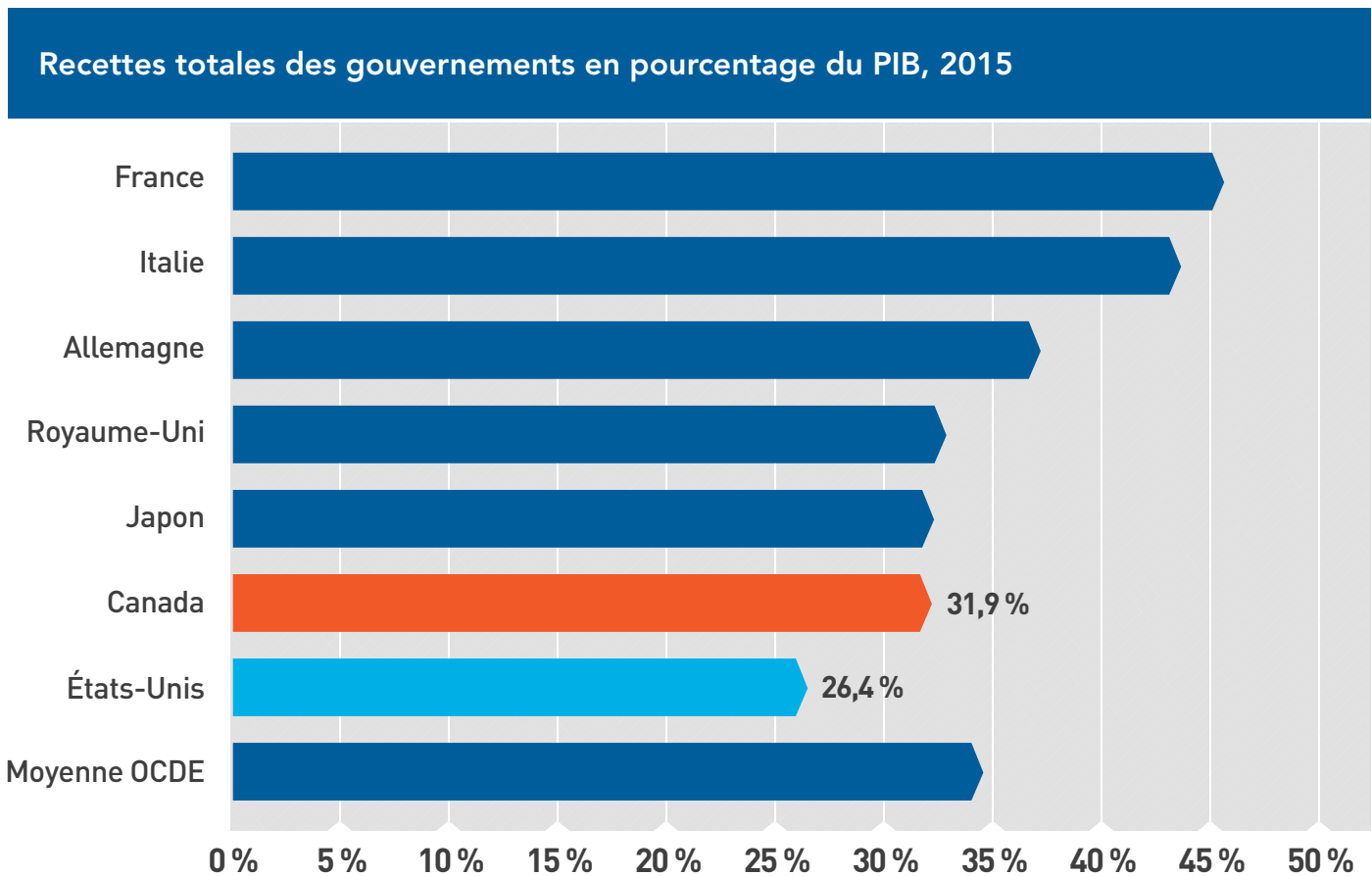
Les taux d'imposition statutaires des entreprises ne reflètent toutefois pas la myriade d'exemptions, de crédits d'impôts et de congés fiscaux qui peuvent être accordés. En tenant compte de ces éléments, il est possible d'obtenir le taux d'imposition effectif, qui donne une image plus représentative de la réalité fiscale des entreprises.

La mesure du taux d'imposition effectif a cependant donné lieu à de nombreuses études qui offrent des estimations variant considérablement<sup>31</sup>. Le régime fiscal américain est d'une grande complexité en raison de toutes sortes d'exemptions et de crédits. Cela explique pourquoi les taux d'imposition effectifs sont bien moins

30. Daria Crisan et Jack Mintz, « Alberta's new royalty regime is a step towards competitiveness: A 2016 update », SPP Research Papers, vol. 9, no 35, The School of Public Policy, University of Calgary, octobre 2016, p. 4; KPMG, « Corporate Tax Rates », 2017, p. 1.

31. Martin Sullivan, « The Truth About Corporate Tax Rates », *Forbes*, 25 mars 2015; Reuven S. Avi-Yonah et Yaron Lahav, « The Effective Tax Rates of the Largest U.S. and EU Multinationals », *Tax Law Review*, vol. 65, no 3, 2012, p. 375-389; Duanjie Chen et Jack Mintz, « The U.S. Corporate Effective Tax Rate: Myth and Fact », Special Report no 214, Tax Foundation, février 2014; Kevin A. Hassett et Aparna Mathur, « Report Card on Effective Tax Rates: United States Gets an F », Tax Policy Outlook no 1, American Enterprise Institute, février 2011; Kevin S. Markle et Douglas A. Shackelford, « Cross-Country Comparisons of Corporate Income Taxes », *National Tax Journal*, vol. 65, no 3, septembre 2012, p. 493-528; PricewaterhouseCoopers LLP, « Global Effective Tax Rates », Rapport préparé à la demande de Business Roundtable, 14 avril 2011.

Figure 2-1



**Note :** Il s'agit des recettes sous formes de taxes, impôts et cotisations pour l'ensemble des paliers de gouvernement. Le taux pour le Japon est celui de 2014.  
**Source :** OCDE, Statistiques des recettes publiques - pays de l'OCDE : Tableaux comparatifs, base de données, 2015.

élevés que les taux statutaires, mais entraînent également de nombreuses distorsions économiques<sup>32</sup>.

La complexité de la tâche qui consiste à mesurer les taux d'imposition effectifs affecte d'ailleurs le secteur des ressources naturelles de manière prépondérante. Le ministère des Finances du Canada, dans un rapport comparant les taux marginaux d'imposition effectifs des investissements dans les provinces canadiennes et les États américains, exclut d'emblée l'industrie minière et l'extraction de pétrole et de gaz parce que ce secteur « soulève des problèmes particuliers »<sup>33</sup>.

En dépit de toutes ces nuances, les estimations semblent converger vers deux conclusions principales. D'une part, le taux effectif aux États-Unis est généralement beaucoup plus bas que le taux statutaire. D'autre part, même

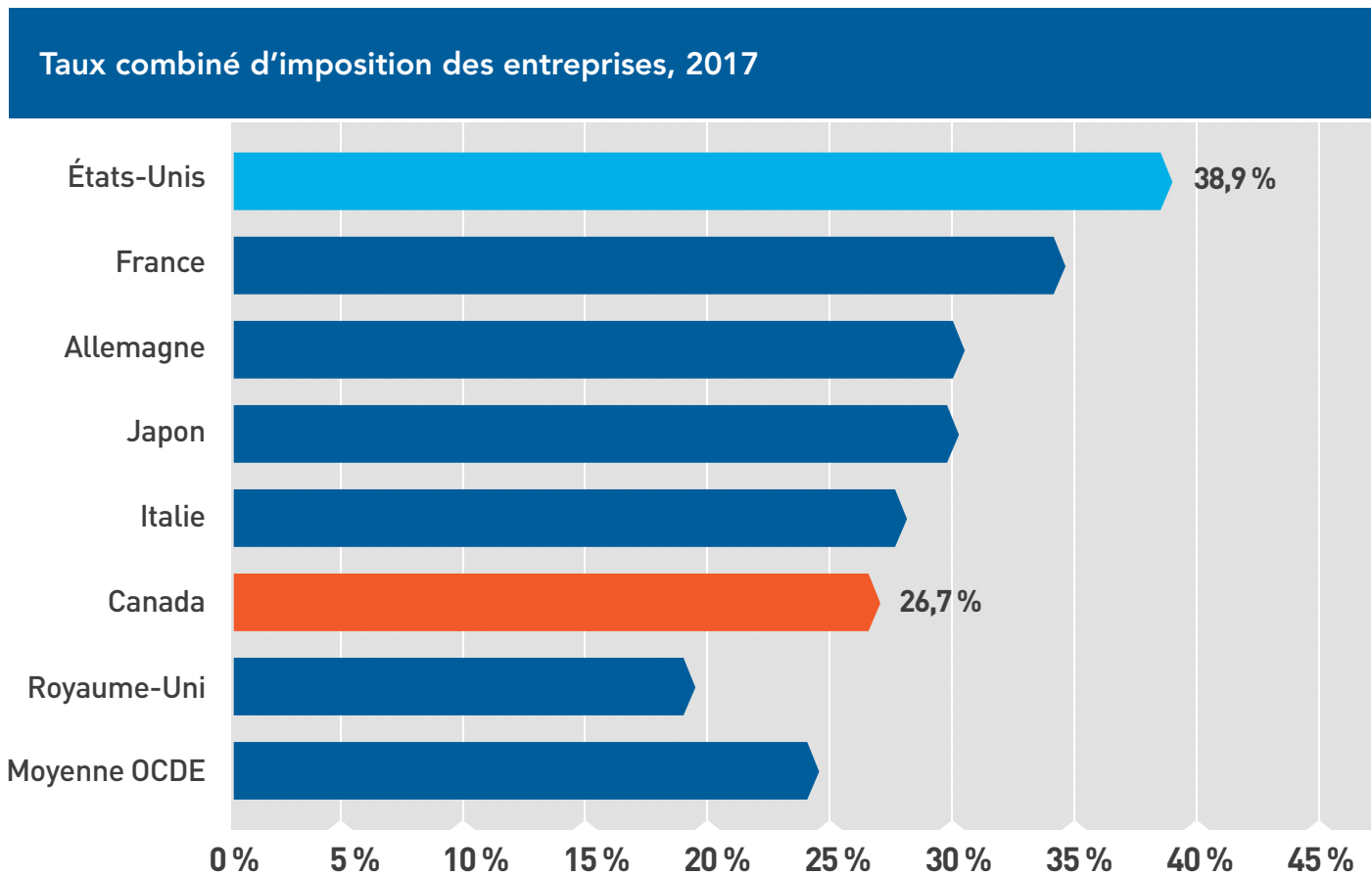
**« Le taux effectif aux États-Unis est généralement beaucoup plus bas que le taux statutaire. Même en termes de taux effectif, l'avantage fiscal du Canada persiste, mais dans une moindre ampleur. »**

en termes de taux effectif, l'avantage fiscal du Canada persiste, mais dans une moindre ampleur. Dans une étude de grande envergure, Kevin S. Markle et Douglas A. Shackelford mesurent les taux d'imposition effectifs moyens de différents pays à partir des données financières de 11 602 entreprises cotées en bourse sur la période allant de 1988 à 2009. Leurs résultats ont démontré que les taux d'imposition effectifs moyens aux États-Unis oscillaient autour de 29 à 30 % entre 2005 et 2009.

32. Duanjie Chen et Jack Mintz, *Ibid.*

33. Ministère des Finances du Canada, *Dépenses fiscales et évaluations 2005*, 2005, p. 50, note de bas de page 5.

Figure 2-2



Source : OCDE, Table II.1, Statutory corporate income tax rate, base de données, 2017.

Selon cette même méthode de calcul, ils se situaient entre 23 et 26 % au Canada<sup>34</sup>.

Leur étude contient par ailleurs un autre résultat particulièrement intéressant. En mesurant cette fois les taux d'imposition effectifs par secteur industriel, les chercheurs ont trouvé que le secteur minier américain, dont fait partie l'extraction des hydrocarbures, jouissait d'un taux particulièrement avantageux de seulement 6 %. Au Canada, le taux pour le même secteur était de 9 %<sup>35</sup>. Cependant, le secteur de l'extraction du pétrole et du gaz ne correspond pas parfaitement à celui de l'extraction minière, et les régimes fiscaux ont évolué depuis huit ans. Le taux d'imposition des entreprises canadiennes a par exemple été revu à la baisse au cours des

**« Aux États-Unis, les gouvernements ne sont propriétaires que des ressources présentes sous les terres publiques. Cependant, même sur les terres privées, les États prélèvent des taxes spéciales assimilables à des redevances. »**

dernières années, alors qu'il est demeuré relativement stable aux États-Unis<sup>36</sup>.

Une étude plus récente sur le taux effectif marginal d'imposition des entreprises produite par le Congressional Budget Office démontre quant à elle que l'écart entre le Canada et les États-Unis est largement favorable au Canada. Le taux pour l'année 2012 était de 18,6 % aux

34. Les taux varient en fonction de la nature des activités commerciales, qu'elles soient nationales ou internationales. Kevin S. Markle et Douglas A. Shackelford, *op. cit.*, note 31, p. 1 et 504.

35. *Ibid.*, p. 513.

36. OCDE, Table II.1. Statutory corporate income tax rate, Base de données, 2006-2017.

États-Unis, comparativement à 8,5 % au Canada<sup>37</sup>. Bien que les données ne soient pas ventilées par secteur, il n'en demeure pas moins que le taux effectif marginal américain est plus de deux fois le taux canadien dans cette étude.

## Les redevances et les déductions autorisées pour l'extraction des ressources

Il n'est pas simple de faire état de la fiscalité particulière au secteur de l'extraction du pétrole et du gaz, tant au Canada qu'aux États-Unis. Les redevances, qui sont le principal levier fiscal applicable à ce secteur, comme pour toutes les industries des ressources naturelles, donnent toutefois une bonne idée des différences entre les deux pays. En outre, les projets d'exploration et d'exploitation des ressources naturelles bénéficient d'un traitement fiscal particulier qui mérite d'être expliqué, parce qu'on le confond trop souvent avec des subventions déguisées.

Les redevances sur les ressources naturelles, incluant le pétrole et le gaz naturel, reflètent la propriété publique des ressources exploitées. La province de l'Alberta est propriétaire de toutes les ressources du sous-sol, qu'elles soient situées sous les terres publiques ou privées. Cela justifie qu'elle reçoive un paiement en échange de l'extraction de ces ressources<sup>38</sup>. Par contre, aux États-Unis, les gouvernements ne sont propriétaires que des ressources présentes sous les terres publiques. Comme les provinces canadiennes, ce sont les États qui établissent les régimes de redevances. Cependant, même sur les terres privées, les États prélèvent des taxes spéciales assimilables à des redevances.

Contrairement à l'impôt des entreprises, les différents régimes de redevances ne peuvent pas se comparer en fonction de leur taux statutaire. Chaque régime comporte une série de règles qui font varier le taux des redevances selon le prix du pétrole, le volume de production, les coûts de production et d'autres facteurs.

## Un survol des redevances

Au Canada, le gouvernement fédéral ne prélève des redevances directes que sur les projets d'exploitation du pétrole et du gaz situés sur des « terres domaniales », comme pour les forages en mer. Ce sont les provinces qui jouissent des redevances, en tant que propriétaires des ressources. Elles déterminent aussi leur propre régime de redevances<sup>39</sup>.

Aux États-Unis, le gouvernement fédéral prélève des redevances sur les projets situés sur les terres de propriété fédérale. Le taux de redevances est de 12,5 % (ou 1/8) de la valeur de la production, sauf pour la production en mer, où le taux de redevances est plutôt de 16,7 % (ou 1/6) de la valeur de la production<sup>40</sup>.

« Après un processus de révision de son régime de redevances, l'Alberta a adopté une nouvelle politique qui est entrée pleinement en vigueur en janvier 2017 pour les nouveaux puits. »

Les redevances versées aux propriétaires privés doivent également être prises en considération aux États-Unis, puisqu'elles sont importantes. Au Dakota du Nord, 13,4 % de la superficie des terres louées pour l'exploitation du pétrole et du gaz sont la propriété des résidents de l'État, et les redevances versées s'élèvent en moyenne à 17,1 %. La proportion des terres louées appartenant à des résidents s'élève même à 57,6 % en Pennsylvanie, où les redevances moyennes sont de 13,5 %<sup>41</sup>. La différence entre les taux de redevances moyens s'explique en partie par le fait que les redevances au Dakota du Nord portent sur l'exploitation du pétrole, qui présente des taux plus élevées. En Pennsylvanie, l'exploitation du gaz naturel est plus présente. Dans l'ensemble des États-Unis, c'est plus de 80 % de la production de gaz naturel et plus de 75 % de celle du pétrole qui proviennent des terres privées. Les taux de redevances

37. Le taux effectif marginal d'imposition des sociétés est le pourcentage du revenu net (revenu moins les coûts) qui doit être versé en impôt sur les profits, pour un investissement tout juste rentable. Congressional Budget Office, *International Comparisons of Corporate Income Tax Rates*, mars 2017, p. 2.

38. « On behalf of Albertans, the Government of Alberta is the owner of 81% of the mineral rights in the province, which includes oil and gas. When companies develop the resources, they must pay the province - that's called a royalty. As resource owner, the Alberta government sets the terms and conditions for development and the royalty rates ». Alberta Energy, *About Royalties*.

39. Jack M. Mintz et Duanjie Chen, *Capturing Economic Rents from Resources Through Royalties and Taxes*, *The School of Public Policy*, SPP Research papers vol. 5, no 30, The School of Public Policy, University of Calgary, octobre 2012, p. 13-15.

40. *Ibid.*, p. 16.

41. James P. Brown, Timothy Fitzgerald et Jeremy G. Weber, « Capturing rents from natural resource abundance: Private royalties from U.S. onshore oil & gas production », *Resource and Energy Economics*, vol. 46, novembre 2016, p. 27.

moyens sur ces terres sont estimés respectivement à 11,8 et 13,5 %<sup>42</sup>.

## Le régime de redevances en Alberta

Après un processus de révision de son régime de redevances<sup>43</sup>, l'Alberta a adopté une nouvelle politique qui est entrée pleinement en vigueur en janvier 2017 pour les nouveaux puits, alors que les puits de pétrole et de gaz existants demeurent soumis à l'ancien régime jusqu'en janvier 2027<sup>44</sup>. Les redevances pour le pétrole conventionnel et le gaz naturel ont ainsi été redéfinies et revues à la baisse. Le régime concernant l'exploitation des sables bitumineux, lui, n'a pas subi de changements importants, mais exige davantage de transparence sur les coûts des projets d'exploitation des sables bitumineux<sup>45</sup>.

Avant de tirer des conclusions sur le régime albertain, il faut d'abord reconnaître que les taux de redevances évoluent à travers le cycle de production en fonction de différents facteurs et qu'ils s'appliquent à une mesure de référence comparative des revenus nets propre à chaque puit et à chaque projet de sables bitumineux (voir la Figure 2-3). Ainsi, les taux ne s'appliquent pas à une entreprise dans son ensemble, ni même à un site contenant plusieurs puits ; plutôt, un calcul spécifique est fait pour chaque puits et chaque projet de sables bitumineux. Au tout début de la production, le taux de redevances est établi à 5 % pour le pétrole conventionnel ainsi que pour le gaz naturel. Ce taux s'applique jusqu'à ce que le projet ait atteint un seuil prédéterminé d'« allocation pour dépenses de forage et d'achèvement ». Au-delà, les revenus sont réputés suffisants pour avoir compensé les dépenses relatives au démarrage de l'exploitation du puits ou du projet<sup>46</sup>.

Une fois que les revenus totaux ont dépassé ce seuil, le taux de redevances varie de 5 à 40 % pour le pétrole conventionnel et de 5 à 36 % pour le gaz naturel. Il change selon la valeur de la matière brute sur le marché. Dès que la production atteint sa maturité (c'est-à-

dire que la production descend sous un certain niveau, puisque la production d'un puits décline avec le temps), le taux de redevances applicable varie alors selon la quantité extraite et peut être aussi bas que 5 %<sup>47</sup>.

En ce qui concerne les sables bitumineux, un taux de 1 à 9 % s'applique aux revenus bruts d'une opération dès qu'elle commence ses activités et jusqu'à ce que sa production ait permis de couvrir ses frais. Après l'atteinte du seuil de rentabilité, on applique plutôt une redevance sur les revenus nets. Ce taux varie alors de 25 à 40 %, selon le prix du baril de pétrole sur le marché<sup>48</sup>.

**« Le nouveau régime est substantiellement plus intéressant pour l'exploitation du pétrole conventionnel, ce qui permet de contrebalancer l'augmentation récente du taux d'imposition des entreprises. »**

Dans l'ensemble, ce nouveau régime tente d'uniformiser le traitement des différents hydrocarbures quant aux redevances générées. Les taux s'appliquent généralement aux revenus nets. Toutefois, fait intéressant, ce ne sont pas les coûts de chaque opération qui sont déduits de leurs revenus, mais plutôt les coûts moyens, établis en fonction de l'expérience de l'industrie. Cela signifie que les puits très productifs ayant des coûts plus bas que la moyenne sont avantagés. En conséquence, les entreprises sont encore plus incitées à améliorer leurs pratiques et à diminuer leurs coûts, puisque les économies ainsi réalisées ne font pas augmenter le montant des redevances<sup>49</sup>.

Ces modifications font en sorte que le régime actuel est considérablement plus concurrentiel que le précédent. Selon une étude récente analysant l'impact de ces changements sur la compétitivité du régime albertain pour attirer des investissements, le nouveau régime est substantiellement plus intéressant pour l'exploitation du pétrole conventionnel, ce qui permet de contrebalancer l'augmentation récente du taux d'imposition des entreprises, qui est passé de 10 à 12 % dans la province.

42. Timothy Fitzgerald et Randal R. Rucker, « US private oil and natural gas royalties: estimates and policy relevance », *OPEC Energy Review*, vol. 40, no 1, mars 2016, p. 11 et 15.

43. Wood Mackenzie, *Alberta at a Crossroads: Royalty Review Advisory Panel Report*, Document préparé à la demande d'Alberta Energy, 2016.

44. Alberta Energy, *Frequently Asked Questions for the Modernized Royalty Framework*, What kind of wells do these new formulas apply to?

45. Daria Crisan et Jack Mintz, *op. cit.*, note 30, p. 7-13; Blake Shaffer, *Lifting the Hood on Alberta's Royalty Review*, SPP Briefing Paper vol. 9, no 7, The School of Public Policy, University of Calgary, février 2016.

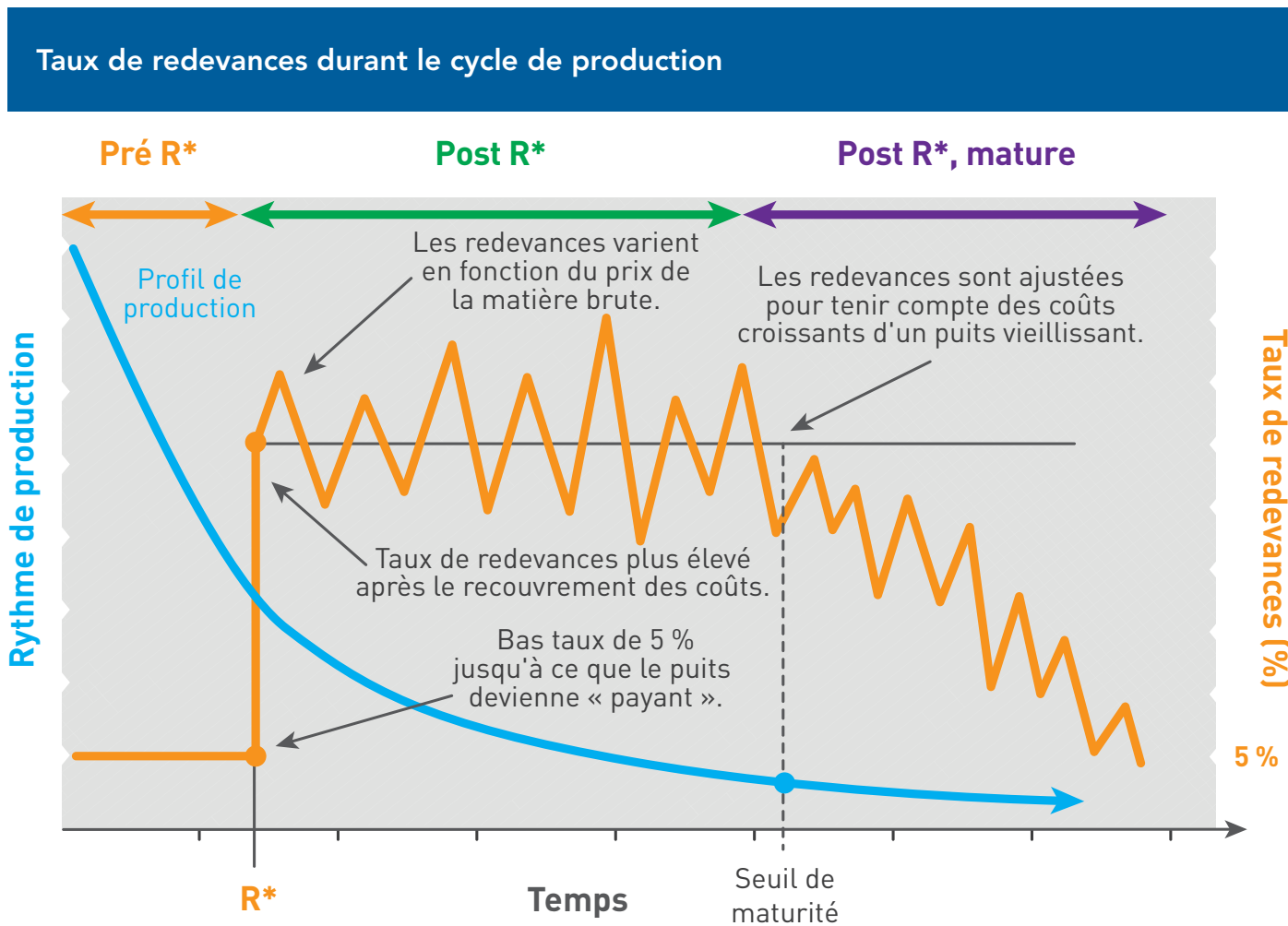
46. Gouvernement de l'Alberta, « Alberta's Modernized Royalty Framework Overview », 2017.

47. Alberta Energy, « Modernized Royalty Framework: Formulas, Natural Gas (Methane) and Ethane, For wells spud on or after January 1, 2017 »; Alberta Energy, « Modernized Royalty Framework: Formulas Conventional Oil, Pentane Plus (extracted and in-stream component) and Field Condensate, For wells spud on or after January 1, 2017 ».

48. Government of Alberta, *How Royalties Work*; Alberta Energy, « About Royalties ».

49. Daria Crisan et Jack Mintz, *op. cit.*, note 30, p. 7 et 8.

Figure 2-3



**\* Seuil de recouvrement des coûts**

Source : Gouvernement de l'Alberta, « Alberta's Modernized Royalty Framework Overview », 2017.

La Figure 2-4, tirée de cette étude, montre de nouveaux taux de redevances inférieurs lorsque le pétrole se transige sous les 130 \$US le baril. Lorsque le prix du baril est supérieur à 70 \$US, ce régime est toutefois moins compétitif que ceux de la Colombie-Britannique ou de la Pennsylvanie, tout en demeurant plus intéressant que le régime du Dakota du Nord<sup>50</sup>.

**Le régime de redevances au Dakota du Nord**

Aux États-Unis, un propriétaire terrien est aussi propriétaire des ressources situées dans le sous-sol. En d'autres mots, les promoteurs de projets pétroliers ou gaziers doivent verser des redevances aux propriétaires des ter-

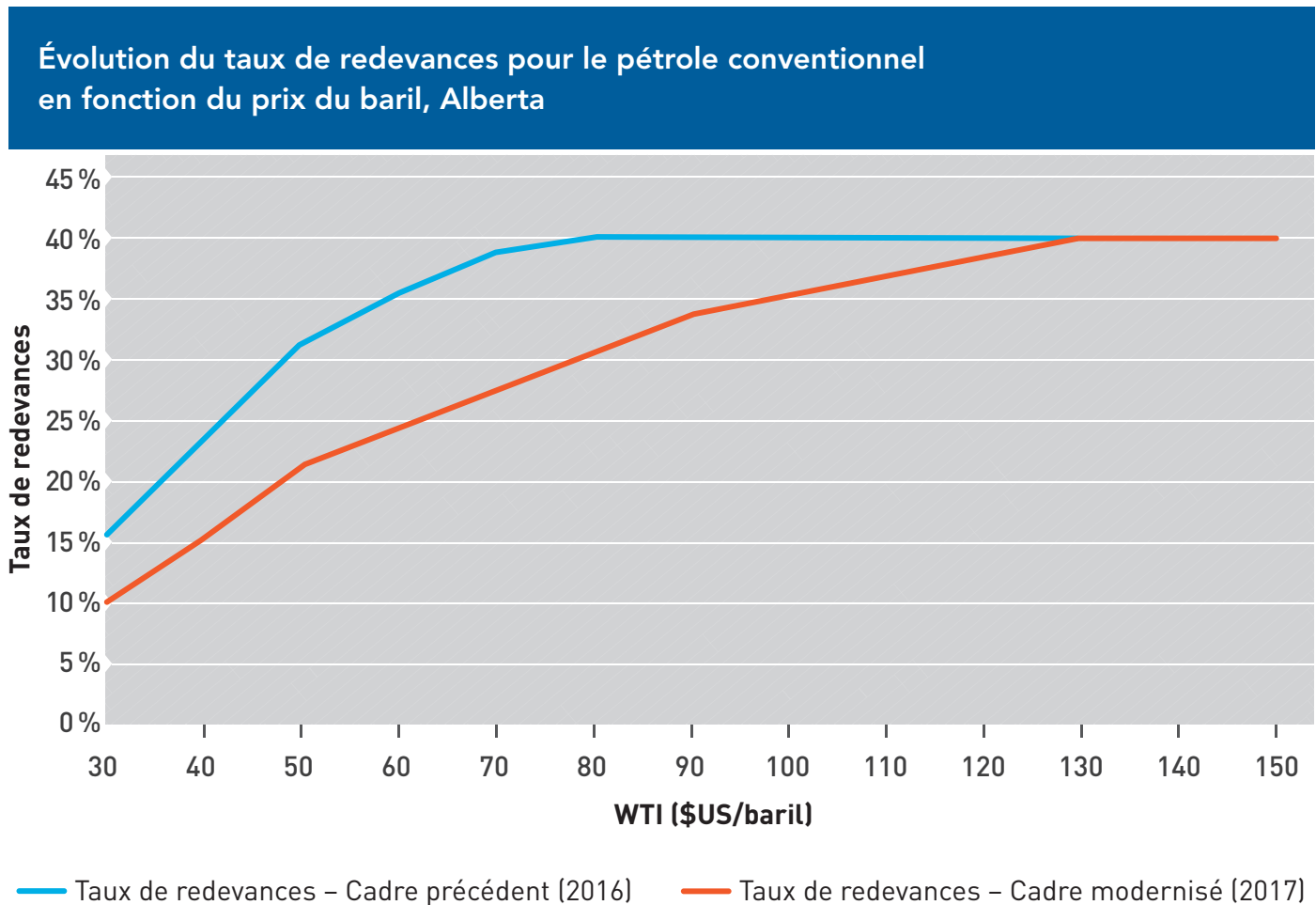
**« Dans l'ensemble, l'Alberta présente un régime de redevances perçu comme compétitif et pouvant attirer de nouveaux investissements. »**

rains en surface des gisements en compensation des droits miniers<sup>51</sup>. Le type de contrat entre un propriétaire et un entrepreneur « sépare » les droits de propriété à la surface des droits miniers dans le sous-sol. Le gouvernement de l'État applique alors une taxe, appelée « taxe de séparation », qui tient lieu de taxe foncière sur les

50. *Ibid.*, p. 12.

51. Dans certains cas, il peut s'agir d'un montant forfaitaire. Geology.com, Mineral Rights: Basic information about mineral, surface, oil and gas rights.

Figure 2-4



Source : Daria Crisan et Jack Mintz, « Alberta's new royalty regime is a step towards competitiveness: A 2016 update », SPP Research papers vol. 9, no 35, The School of Public Policy, University of Calgary, octobre 2016, p. 7.

propriétés où sont extraits du pétrole et du gaz. Au Dakota du Nord, cette taxe de séparation affiche un taux de 10 % de la valeur de la production<sup>52</sup>.

Enfin, en tenant compte de la fiscalité des entreprises dans leur ensemble et du taux de redevances selon différents scénarios de référence pour le prix du pétrole, il est possible d'obtenir un taux effectif marginal qui permet de faire une comparaison (voir la Figure 2-5).

### Le régime de redevances en Pennsylvanie

Comme au Dakota du Nord, la Pennsylvanie accorde aussi les droits miniers aux propriétaires terriens. Par contre, elle n'impose pas de « taxe de séparation », bien qu'il en soit question dans les débats actuels. Un projet de loi instaurant une telle taxe pour l'extraction

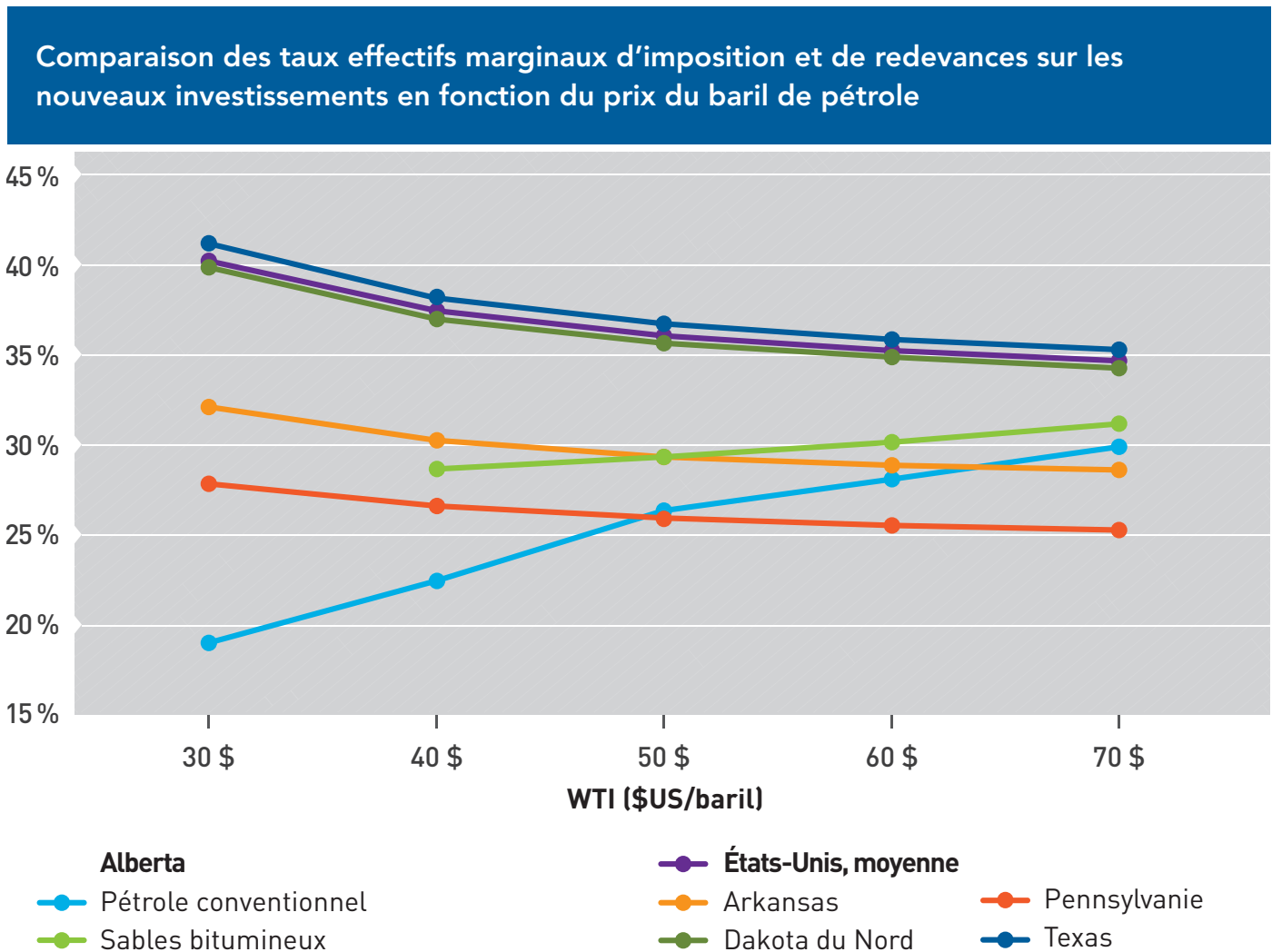
« Au Canada comme aux États-Unis, les régimes fiscaux tiennent compte de la nature particulière de l'exploitation des ressources naturelles. »

du gaz naturel a été adopté au Sénat mais n'a pas encore reçu l'approbation de la Chambre des représentants de l'État<sup>53</sup>.

52. Daria Crisan et Jack Mintz, *op. cit.*, note 30, p. 10.

53. La taxe de séparation concerne le gaz naturel et pourrait aller de 0,015 à 0,035 \$USD/mcf. Pennsylvania General Assembly, *House Bill No. 542—Session of 2017*, 26 juillet 2017; Colin McNickle, « Natural Gas Severance Tax No Panacea for Pennsylvania Budget Woes », *Townhall*, 6 septembre 2017; Daria Crisan et Jack Mintz, *op. cit.*, note 30, p. 6.

Figure 2-5



**Note :** Le taux marginal effectif d'imposition et de redevances (METRR) correspond au montant de l'impôt et des redevances payés en pourcentage du rendement sur le capital ajusté pour le risque, avant impôt et redevances, requis pour payer l'impôt, les redevances et le financement du capital, incluant la dette et l'équité.  
**Source :** Daria Crisan et Jack Mintz, « Alberta's new royalty regime is a step towards competitiveness: A 2016 update », SPP Research papers, Vol. 9, no 35, The School of Public Policy, University of Calgary, octobre 2016, p. 2 et 12.

L'autre particularité de la Pennsylvanie est que cet État ne tire aucune redevance<sup>54</sup>. Par contre, l'État a légiféré sur une redevance minimale de 12,5 % devant être accordée aux propriétaires, sans quoi leur entente avec le promoteur est invalide. De plus, la Pennsylvanie a imposé en février 2012 un « frais d'impact » aux producteurs de gaz de schiste. Ce frais forfaitaire est augmenté annuellement et doit être versé durant 15 ans aux municipalités afin de les indemniser pour les dommages environnementaux des activités de forage<sup>55</sup>.

Tant en Pennsylvanie qu'au Dakota du Nord, les redevances s'appliquent aux revenus bruts, c'est-à-dire à la valeur de la production, alors que l'Alberta impose des redevances sur une mesure des revenus nets. Cela explique que les taux paraissent nettement plus élevés dans le cas de l'Alberta. Cependant, lorsqu'une opération est faiblement rentable, les redevances sur les revenus nets seront moins importantes et les redevances sur les revenus bruts pourraient représenter plus que l'entièreté des profits. Dans l'ensemble, l'Alberta présente un régime de redevances perçu comme étant concurrentiel et pouvant attirer de nouveaux investissements.

54. Jack M. Mintz et Duanjie Chen, *op. cit.*, note 39, p. 17.

55. Range Resources, « Pennsylvania Impact Fee Summary ».



## Les autres mesures fiscales et les subventions

Plusieurs groupes environnementaux, et même des politiciens, soutiennent que l'industrie pétrolière est généreusement subventionnée<sup>56</sup>. Il est fréquemment question de mesures fiscales avantageuses pour les producteurs de pétrole et de gaz naturel. Or, ces affirmations sont souvent erronées ou exagérées.

Dans un premier temps, il est utile de rappeler que la consommation d'énergies fossiles n'est pas subventionnée, ni au Canada, ni aux États-Unis<sup>57</sup>. Ce type de subvention est pourtant courant dans un grand nombre de pays. L'Agence internationale de l'énergie estimait en 2015 que les subventions aux énergies fossiles s'élevaient à 325 milliards \$US dans le monde<sup>58</sup>. Au Canada, la consommation d'énergies fossiles est plutôt lourdement taxée, générant pour tous les ordres de gouvernements des recettes qui ont atteint 15,4 milliards \$ en 2015, soit près de 1100 \$ par ménage<sup>59</sup>.

**« Une réforme majeure de la fiscalité des entreprises de la part du gouvernement américain changerait passablement la donne. »**

Il est vrai que les mesures fiscales applicables à l'industrie pétrolières et gazières sont parfois avantageuses. Ainsi, aux États-Unis, le régime fédéral d'imposition des entreprises accorde au secteur du pétrole et du gaz des déductions identiques à celles s'appliquant au secteur manufacturier<sup>60</sup>. Au Canada comme aux États-Unis, les régimes fiscaux tiennent aussi compte de la nature particulière de l'exploitation des ressources naturelles.

56. Le groupe Environmental Defence soutenait l'an dernier, de façon erronée, que les subventions à l'industrie pétrolière s'élevaient à 3,3 milliards \$US annuellement. Réseau action climat, Environmental Defence, Équiterre et Oil Change International, « The elephant in the room: Canada's fossil fuel subsidies undermine carbon pricing efforts », 2016; Oliver Milman, « Canada gives \$3.3bn subsidies to fossil fuel producers despite climate pledge », *The Guardian*, 15 novembre 2016.

57. Agence internationale de l'énergie, *Energy Subsidies by Country*, 2015.

58. Agence internationale de l'énergie, « Energy Snapshot: Estimates for global fossil-fuel consumption subsidies and subsidies for renewables ».

59. Statistique Canada, Tableau CANSIM 385-0042 : Statistiques de finances publiques canadiennes (SFPC), situation des opérations et bilan pour les administrations publiques consolidées, Taxes sur les carburants [1142.3], 2015; Statistique Canada, Ménages privés selon le genre de ménage, chiffres de 2016, Canada, provinces et territoires, Recensement de 2016 – Données intégrales, 18 juillet 2017.

60. Daria Crisan et Jack Mintz, *op. cit.*, note 30, p. 5.

Ce secteur économique présente en effet un cycle d'activité s'étalant sur de nombreuses années, allant de l'exploration initiale jusqu'à l'abandon des activités. Puisque les coûts sont surtout concentrés durant les premières années, alors que les revenus sont générés en fin de cycle, les règles fiscales permettent de reporter les coûts jusqu'aux années de revenus (voir la Figure 2-6). Il s'agit, en quelque sorte, de ne pas pénaliser cette industrie pour des règles fiscales qui s'appliquent normalement aux entreprises sur une période d'une année, alors que les entreprises de ce secteur mènent des projets sur un horizon dépassant bien souvent dix ans.

Cela ne signifie pas pour autant qu'il n'existe aucune subvention à l'industrie pétrolière au Canada. Dans une étude exhaustive, l'IEDM a trouvé que ces subventions s'élevaient à 71 millions \$ annuellement<sup>61</sup>. Les programmes qui se rapprochaient le plus de la définition traditionnelle d'une subvention ont tous été éliminés, tel que s'y était engagé le gouvernement canadien en 2009 avec les autres pays du G20<sup>62</sup>. Par exemple, l'amortissement accéléré pouvant atteindre 100 % de certains actifs miniers et le crédit d'impôt pour les investissements dans les provinces atlantiques ont été abolis<sup>63</sup>.

## Conclusion

Sur le plan de la fiscalité, le Canada reste concurrentiel en ce qui a trait aux activités pétrolières et gazières, surtout lorsqu'on considère l'Alberta, mais moins qu'il n'y paraît de prime abord. La complexité du régime fiscal fédéral américain et ses taux statutaires élevés nuisent à la compétitivité des États-Unis, et le Canada profite pour l'instant de la situation en se comparant avantageusement à son voisin.

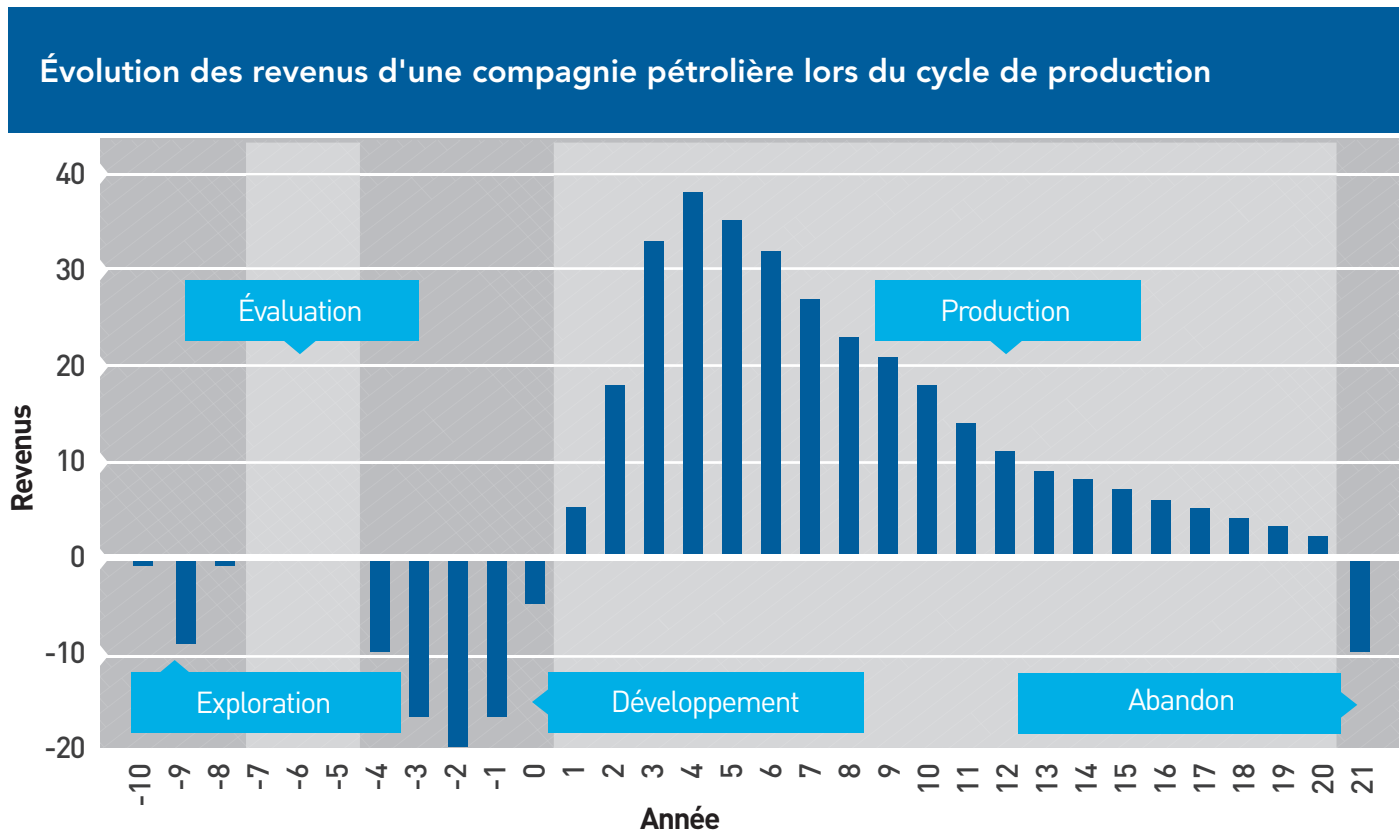
Une réforme majeure de la fiscalité des entreprises de la part du gouvernement américain changerait toutefois passablement la donne. Déjà, la perception de nombreux investisseurs semble évoluer en défaveur de l'Alberta. De plus, le Canada fait généralement piètre figure en ce qui a trait à la facilité d'y faire des affaires lorsqu'on le compare aux États-Unis. Selon la Banque mondiale, le

61. Youri Chassin, « L'industrie pétrolière canadienne est-elle subventionnée? », Note économique, IEDM, 14 mai 2014.

62. Trinh Teresa Do, « Justin Trudeau's environment plan: End fossil fuel subsidies, invest in clean tech », CBC, 29 juin 2015.

63. Daria Crisan et Jack Mintz, *op. cit.*, note 30, p. 4.

Figure 2-6



Source : Fidan Aliyeva, Brief Introduction to Oil & Gas Industry.

Canada occupe le 22<sup>e</sup> rang dans le monde, tandis que les États-Unis sont en 8<sup>e</sup> place<sup>64</sup>.

Le Canada ne peut donc pas s’asseoir sur ses lauriers. Comme nous le verrons dans les chapitres qui suivent, le maintien ou non de sa compétitivité dépendra de la réforme fiscale qui sera finalement adoptée aux États-Unis ainsi que de l’ampleur des allégements réglementaires qui sont déjà en voie d’être mis en œuvre de l’autre côté de la frontière.

64. Le classement est basé sur les données de Toronto pour le Canada et celles de New York et Los Angeles pour les États-Unis. La Banque mondiale, Doing Business, Méthodologie.

## CHAPITRE 3

### Une comparaison des contextes réglementaires

La réglementation des activités économiques constitue, avec la fiscalité, un facteur important de la compétitivité d'un pays en ce qui a trait à sa capacité d'attirer des investissements. Les lois, les règlements, les normes et interdictions, qu'on peut regrouper sous le vocable général de réglementation, contraignent les décisions d'affaire des entreprises et leur imposent des coûts. Ces derniers sont toutefois difficiles à mesurer. Les gouvernements, quant à eux, ne supportent que le coût d'application, c'est-à-dire les salaires des fonctionnaires et les frais des processus s'assurant que la réglementation est appliquée. Par contraste, le poids de la fiscalité est davantage explicite puisque les gouvernements reçoivent ce que les entreprises paient. Par ailleurs, plusieurs règlements comportent aussi des bénéfices pour l'ensemble de la société qu'il ne faut pas oublier, bien que cela ne réduise pas pour autant les coûts pour les entreprises.

### Le coût important de la réglementation

Au Canada, les rapports sur la paperasserie produits par la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) font autorité en matière de calcul du coût de conformité pour les entreprises. Selon le dernier sondage mené par la FCEI, il serait possible de réduire la réglementation canadienne de 29 % sans même nuire aux objectifs visés<sup>65</sup>.

La comparaison entre les niveaux de réglementation du Canada et des États-Unis n'est pas simple. Cependant, la FCEI s'est employée à mesurer le fardeau réglementaire des deux côtés de la frontière avec la même méthodologie. Alors que le coût de la réglementation était évalué à 37,1 milliards de dollars au Canada, il s'élevait à 205 milliards de dollars aux États-Unis, ce qui représente un coût moyen par employé bien moins élevé qu'au Canada, particulièrement pour les petites et moyennes entreprises<sup>66</sup>. Toutes les catégories d'entreprises, des PME aux organisations de 100 employés et plus, faisaient état d'un fardeau réglementaire plus lourd au Canada qu'aux États-Unis (voir la Figure 3-1).

Aux États-Unis, d'autres évaluations ont été effectuées pour mesurer le fardeau réglementaire, suivant une autre méthodologie. Selon l'une des plus précises, les différents types de réglementation fédérale entraînent plutôt un coût de 1902 milliards \$US en 2017. Ce sont la réglementation économique (399 milliards \$US), la réglementation environnementale (394 milliards de \$US) et la réglementation fiscale (316 milliards \$US) qui coûtent le plus cher. Cela ne prend pas en compte les règlements des États et des autorités locales<sup>67</sup>.

**« Alors que le coût de la réglementation était évalué à 37,1 milliards \$ au Canada, il s'élevait à 205 milliards \$ aux États-Unis, ce qui représente un coût moyen par employé bien moins élevé qu'au Canada. »**

Une évaluation réalisée par la National Association of Manufacturers estimait pour l'année 2012 que la conformité réglementaire au niveau fédéral pour les entreprises entraînait des coûts de 2028 milliards \$US, soit 12 % du PIB<sup>68</sup>. Un article d'un étudiant de l'Université Stanford reprochait toutefois à cette évaluation de ne pas prendre en compte les impacts positifs de la réglementation. L'article établissait ainsi un contraste entre l'évaluation des coûts des règlements sur les émissions atmosphériques réalisée par cette association, qui les situait entre 100 et 650 milliards \$US par année, et l'évaluation de l'Environmental Protection Agency, qui trouve un avantage économique net lorsqu'on tient compte des impacts positifs<sup>69</sup>. Ceci dit, le fait que le coût social net soit positif ou négatif n'élimine pas le coût pour les entreprises, qui est déterminant lorsqu'on prend une décision d'investissement.

Une excellente référence en matière de coût de la réglementation aux États-Unis est le Mercatus Center. Ce dernier estime non seulement les coûts de conformité de la réglementation, mais aussi leurs effets dynamiques,

65. Marvin Cruz et al., *Rapport sur la paperasserie au Canada 2015*, 4<sup>e</sup> édition, Fédération canadienne de l'entreprise indépendante, 2015, p. 7-9.

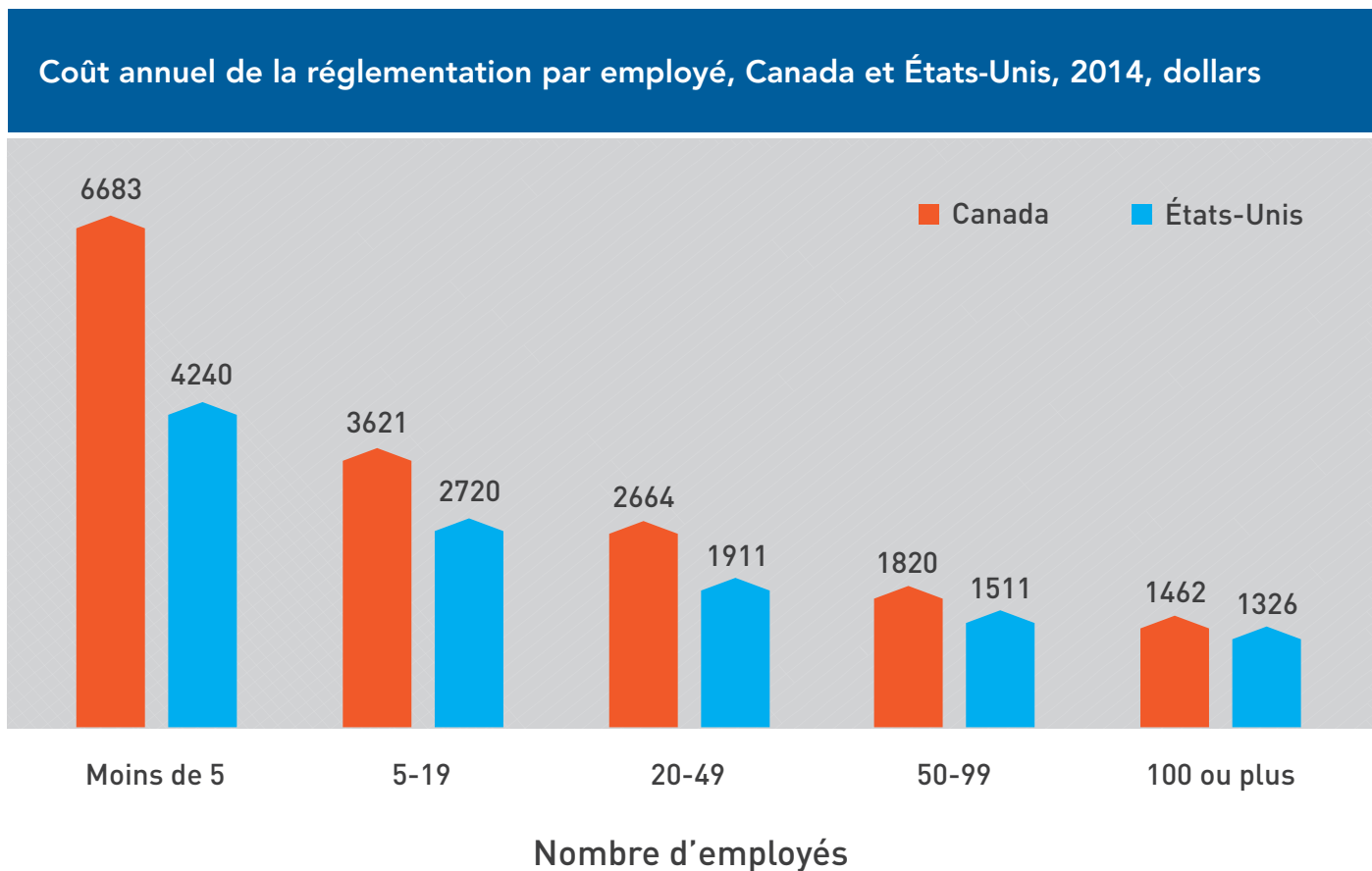
66. *Ibid.*, p. 10.

67. Clyde Wayne Crews, *Tip of The Costberg: On the Invalidity of All Cost of Regulation Estimates And the Need to Compile Them Anyway—2017 Edition*, Working Paper, Competitive Enterprise Institute, janvier 2017, p. 8.

68. En dollars de 2014. W. Mark Crain et Nicole V. Crain, « The Cost of Federal Regulation to the U.S. Economy, Manufacturing and Small Business », *National Association of Manufacturers*, 10 septembre 2014, p. 1 et 50.

69. Tony Sang, « Oil and Gas under President Trump », *Stanford Energy Journal*, 5 juin 2017.

Figure 3-1



**Note :** Les données sont en dollars canadiens de 2014. Pour les États-Unis, le fardeau réglementaire a été mesuré en 2012, puis indexé.  
**Source :** Marvin Cruz et al., *Rapport sur la paperasserie au Canada 2015*, 4<sup>e</sup> édition, Fédération canadienne de l'entreprise indépendante, 2015, p. 11.

c'est-à-dire l'effet à long terme produit par l'accumulation de la réglementation sur la croissance économique. Ainsi, entre 1980 et 2012, la croissance économique aurait été réduite de 0,8 % par année à cause du fardeau réglementaire. Cet effet peut paraître faible, mais cumulé sur des décennies, cela signifie que le PIB des États-Unis aurait pu être de près de 25 % supérieur à son niveau actuel, soit l'équivalent de 13 000 \$ de plus par habitant<sup>70</sup>. Cette évaluation américaine rend d'autant plus inquiétant le fait que la réglementation canadienne soit plus coûteuse que celle des États-Unis, bien qu'aucune évaluation dynamique, équivalente à celle-ci, ne soit disponible pour le Canada.

Ce calcul permet d'illustrer pourquoi de nouveaux règlements ne doivent pas être considérés isolément des règlements précédents. Chaque ajout risque de produire

**« Aux États-Unis, une compilation des restrictions réglementaires place l'exploitation de pétrole et de gaz au 9<sup>e</sup> rang des industries les plus réglementées, et le raffinage du pétrole et du charbon en produits dérivés au tout premier rang. »**

des doublons, de rendre un règlement obsolète sans qu'on ne l'abolisse, ou encore de générer des contradictions<sup>71</sup>. C'est pourquoi, régulièrement, les gouvernements tentent de réduire le fardeau réglementaire.

70. Bentley Coffey, Patrick A. McLaughlin et Pietro Peretto, *The Cumulative Cost of Regulations*, Mercatus Working Paper, Mercatus Center at George Mason University, avril 2016, p. 8.

71. *Ibid.*, p. 35.

Tableau 3-1

Les industries les plus réglementées aux États-Unis, 2014	
NOM DE L'INDUSTRIE	NOMBRE DE RESTRICTIONS
Produits dérivés du pétrole et du charbon	25 480
Production, transmission et distribution de l'électricité	20 960
Fabrication d'automobiles	16 760
Intermédiation financière non faite par le biais de dépôts	16 580
Intermédiation financière faite par le biais de dépôts	16 030
Transport aérien régulier	13 310
Pêche	13 220
Autres activités d'investissement financier	12 260
Exploitation de pétrole et de gaz	11 950
Fabrication pharmaceutique et médicale	11 510

Source : Patrick A. McLaughlin et Oliver Sherouse, *The Impact of Federal Regulation on the 50 States—2016 Edition*, Mercatus Center at George Mason University, 2016, p. 5.

## La réglementation fédérale du secteur pétrolier et gazier

Aucun indice synthétique comme ceux qui s'appliquent à l'ensemble de l'économie n'existe pour comprendre la réglementation applicable au secteur du pétrole et du gaz. On sait toutefois que le secteur pétrolier et gazier est l'un des plus réglementés.

Aux États-Unis, une compilation des restrictions réglementaires place l'exploitation de pétrole et de gaz au 9<sup>e</sup> rang des industries les plus réglementées, et le raffinage du pétrole et du charbon en produits dérivés au tout premier rang (voir le Tableau 3-1). Tant le secteur des ressources naturelles que le secteur de l'énergie sont encadrés de près, sans compter les règlements en aval sur le transport, sur le raffinage ou sur la consommation de carburant.

Une analyse intéressante des coûts de la réglementation environnementale a été menée par Reuters sur la base des rapports officiels déposés par des compagnies américaines dans le secteur du pétrole et du gaz auprès de la U.S. Securities and Exchange Commission. Elle indique que les coûts réglementaires représentent environ 2 % des recettes mondiales des entreprises. Cette analyse peut toutefois être interprétée comme démontrant ou non l'importance de ces coûts. Il n'y a pas d'étalon objectif pour conclure que ce pourcentage est élevé ou faible (voir le Tableau 3-2 illustrant les quatre compagnies dont les coûts étaient ventilés)<sup>72</sup>.

La réglementation de l'exploitation du pétrole et du gaz inclut de nombreuses règles gouvernant les étapes pour obtenir l'approbation des pouvoirs publics, l'exploitation

72. Richard Valdmanis, « As Trump targets energy rules, oil companies downplay their impact », Reuters, 23 mars 2017.

Tableau 3-2

<b>Estimation par sondage des coûts de la réglementation dans le secteur du pétrole et du gaz, 2016</b>		
<b>COMPAGNIE</b>	<b>PROPORTION DES RECETTES MONDIALES</b>	<b>COÛT DE LA RÉGLEMENTATION ENVIRONNEMENTALE (MILLIARDS \$)</b>
<b>Exxon Mobil</b>	2,24 %	4,89
<b>Chevron</b>	1,91 %	2,10
<b>ConocoPhillips</b>	2,57 %	0,63
<b>Occidental</b>	2,82 %	0,29

Source : Richard Valdmanis, « As Trump targets energy rules, oil companies downplay their impact », Reuters, 23 mars 2017.

du projet et la fin des activités. On peut ainsi penser aux autorisations requises, aux volets concernant la santé et la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement, la mesure des polluants émis, l'utilisation de l'eau, la consultation des communautés locales et autochtones, la fiscalité, les procédés employés, la restauration des sites utilisés, etc.

**« En règle générale, un propriétaire terrien américain possède non seulement son terrain, mais l'ensemble des ressources minières et énergétiques sous la surface. »**

De nombreux départements et agences interviennent dans la réglementation de la production du pétrole et du gaz. Le Bureau of Land Management gère les baux consentis aux compagnies exploitant les réserves d'hydrocarbures situées sous les terres fédérales. L'Environmental Protection Agency assure la protection de l'environnement, réglemente les pratiques de l'industrie en ce sens et prend en charge les opérations de nettoyage des déversements. L'Energy Information Administration compile toute une série de données sur le pétrole et le gaz, ainsi que les autres formes d'énergie. L'Occupational Safety and Health Administration édicte la réglementation entourant la santé et la sécurité des travailleurs de ce secteur. Une multitude d'autres organismes publics s'impliquent aussi, d'une façon ou d'une autre, dans la réglementation du pétrole et du

gaz : le Department of Energy, qui administre la réserve stratégique de pétrole; l'Office of Natural Resources Revenue du département de l'Intérieur, qui administre les redevances; la Federal Energy Regulatory Commission, qui supervise les pipelines inter-États; ou encore le Bureau of Oceanic Energy Management, pour les forages en mer<sup>73</sup>.

Le régime de propriété des ressources du sous-sol est très différent aux États-Unis par rapport à celui du Canada et des pays européens. En effet, en règle générale, un propriétaire terrien américain possède non seulement son terrain, mais l'ensemble des ressources minières et énergétiques sous la surface. Que le propriétaire soit un individu, une bande autochtone, une entreprise, une municipalité, un État ou le gouvernement fédéral ne change pas cet état de fait. Les droits aux ressources du sous-sol peuvent toutefois être séparés de la propriété en surface et cédés à quelqu'un d'autre<sup>74</sup>.

Au Canada, le régime de propriété accorde les ressources du sous-sol aux gouvernements provinciaux, au gouvernement fédéral pour les terres fédérales ou les réserves autochtones et, dans certains cas, à des propriétaires privés. L'étendue de la propriété privée dépend en grande partie du moment où le territoire a été colonisé. En prenant l'exemple d'une province colonisée tardivement comme l'Alberta, le gouvernement provincial

73. Robert A James et Stella Pulman, « Oil Regulation 2017 - United States », Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP, 18 juillet 2017.

74. HG.org Legal Resources, Oil and Gas Law.

possède environ 81 % des droits miniers, contre 9 % pour le gouvernement fédéral et 10 % pour les propriétaires privés<sup>75</sup>.

Le gouvernement fédéral est davantage impliqué au Canada qu'aux États-Unis, où il n'y a pas de politique énergétique nationale digne de ce nom<sup>76</sup>. Cependant, la Constitution canadienne octroie aux provinces la compétence en matière de ressources naturelles. Le gouvernement fédéral conserve un rôle important en raison de ses compétences sur les affaires autochtones et le commerce interprovincial, ainsi qu'en environnement, une compétence partagée<sup>77</sup>. L'Office national de l'énergie du Canada, un organisme fédéral, est la principale autorité en matière d'approbation de pipelines interprovinciaux, par exemple. L'Agence canadienne d'évaluation environnementale réalise les évaluations environnementales lorsqu'elles sont requises au niveau fédéral<sup>78</sup>.

Les études d'impact environnemental diffèrent quelque peu au Canada et aux États-Unis. Par exemple, aux États-Unis, les études sont moins exhaustives lorsque les forages sont réalisés sur des terrains privés. Certaines études d'impact génériques peuvent aussi raccourcir les délais<sup>79</sup>.

La principale fonction d'une étude d'impact environnemental aux États-Unis est de déterminer si une déclaration d'impact environnemental complète est nécessaire. Si tel est le cas, une étude plus exhaustive s'enclenche et mène à un processus plus long, plus exigeant, plus complexe et plus coûteux. La décision finale peut ultimement être contestée et révisée devant une cour fédérale ou de l'État. Dans le cas d'une simple étude d'impact environnemental, le document est rendu public et annoncé dans les journaux pour commentaires dans les régions concernées. Suite aux commentaires des partis concernés, il est possible qu'une étude exhaustive soit justifiée. Cependant, des audiences publiques ne sont pas automatiquement requises<sup>80</sup>.

Au Canada, les études d'impact environnemental sont requises soit par le gouvernement fédéral, soit par le

gouvernement provincial. Par exemple, en Alberta, c'est l'Alberta Energy Regulator qui se charge de mener les études d'impact. Au niveau fédéral, l'Agence canadienne d'évaluation environnementale détermine si une étude d'impact est nécessaire après consultation du public. Si c'est le cas, elle prépare un rapport détaillant sa position et les mesures exigées du promoteur, qui est de nouveau soumis à la consultation. Ensuite, le rapport est soumis au ministre responsable et la décision finale est celle du gouvernement. Le processus entier peut prendre jusqu'à deux ans. Pour être approuvé, le projet doit être jugé comme étant dans l'intérêt public<sup>81</sup>.

**« Le gouvernement fédéral est davantage impliqué au Canada qu'aux États-Unis, où il n'y a pas de politique énergétique nationale digne de ce nom. »**

Le ministère des Ressources naturelles du Canada dispose de nombreux outils législatifs et d'une réglementation étendue, entre autres par l'entremise de l'Office national de l'énergie<sup>82</sup>, la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*<sup>83</sup> et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*<sup>84</sup>. Seulement pour ces deux lois, on peut dénombrer dix règlements afférents<sup>85</sup>. Comme c'est le cas aux États-Unis, une série de lois et règlements peuvent s'appliquer dans certains cas, comme lorsque le gouvernement fédéral est propriétaire de la ressource ou dans le cas de l'exploitation offshore, sur des sujets aussi divers que la santé et la sécurité des travailleurs, le transport de matières dangereuses, la protection de l'environnement, les déchets industriels, les gaz à effet de serre ou la protection des consommateurs<sup>86</sup>.

## La réglementation des États et provinces

La réglementation du secteur du pétrole et du gaz n'est pas que fédérale, puisque la réglementation des États

75. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, « Oil and gas regulation in Canada: overview », *Practical Law*, Thompson Reuters, 1 juin 2017.

76. Michael P. Joy et Sashe D. Dimitroff, « Oil and gas regulation in the United States: overview », *Practical Law*, Thompson Reuters, 1 juin 2016.

77. Graig N. Spurn, Kristen Haines et Curtis Merry, « Chapter 4: Canada », dans Christopher B. Strong (dir.), *The Oil and Gas Law Review—Fourth Edition*, décembre 2016, p. 32.

78. *Ibid.*, p. 32-33.

79. Michael P. Joy et Sashe D. Dimitroff, *op. cit.*, note 76.

80. *Idem.*

81. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, *op. cit.*, note 75.

82. Ressources naturelles Canada, Liste des lois et des règlements, Liste des lois pour lesquelles le ministre des Ressources naturelles est responsable, 11 juillet 2017.

83. Gouvernement du Canada, *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (L.R.C. (1985), ch. O-7), 27 août 2017.

84. Gouvernement du Canada, *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (L.R.C. (1985), ch. 36 (2<sup>e</sup> suppl.)), 27 août 2017.

85. Ressources naturelles Canada, Liste des règlements, 28 janvier 2015.

86. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, *op. cit.*, note 75; Environment Protection Agency, Oil and Gas Extraction Sector (NAICS 211), octobre 2016.

et des provinces influence largement le développement de ces ressources. Aux États-Unis, les lois fédérales régissent seulement l'exploitation du pétrole et du gaz sur les terres fédérales ou autochtones, alors que ce sont les lois des États qui régulent cette activité lorsqu'il s'agit d'un propriétaire privé (individu ou entreprise) ou de terres possédées par l'État<sup>87</sup>. Au Canada aussi, ce sont des gouvernements provinciaux que provient la majeure partie de la réglementation<sup>88</sup>.

### **Pennsylvanie**

Le gouvernement de la Pennsylvanie exige de nombreuses étapes de tout promoteur avant le début des opérations. Lorsqu'un projet d'extraction est situé près d'une ressource hydrique, d'un parc public, d'une communauté, d'une école ou d'un site historique, un promoteur doit démontrer que son projet ne pose aucun risque environnemental et fournir l'information requise par les autorités publiques compétentes en la matière. Sans quoi, le permis d'exploration ne sera pas délivré. Il en va de même pour l'entreposage et la disposition des déblais de forage<sup>89</sup>.

L'État exige aussi des promoteurs de puits un dépôt, c'est-à-dire une garantie financière, qui est confié au gouvernement. Le montant du dépôt dépend de la profondeur des puits et du nombre de puits exploités. Par exemple, l'exploitation de 60 puits de moins de 6000 mètres impose l'obligation d'un dépôt de 350 000 \$. Si l'exploitation d'un puits engendre des coûts pour l'État, ou si la réglementation n'est pas respectée, le montant du dépôt est saisi<sup>90</sup>. Un large éventail de documents, de règles et de formulaires encadre la procédure des dépôts<sup>91</sup>.

Une fois en opération, l'exploitant doit respecter un ensemble de règles qui dictent la manière d'exploiter le puits. Par exemple, la façon dont on peut disposer des rejets solides ou liquides est strictement encadrée. Une révision de la réglementation environnementale en octobre 2016 a augmenté les exigences envers les promoteurs, qui ne peuvent plus entreposer les eaux usées sur

le site même du puits, mais doivent les transporter dans des réservoirs centralisés qui répondent à des normes de sécurité plus élevées, à moins d'obtenir une permission spéciale<sup>92</sup>. Un plan doit de toute manière être soumis aux autorités avant le début de l'exploitation du gisement. Quant aux rejets solides, ils doivent être traités selon les règles du centre régional de l'Environmental Protection Agency<sup>93</sup>.

La fermeture de puits et les puits orphelins font aussi l'objet d'une réglementation étendue. En effet, le gouvernement de l'État estime qu'il y a eu entre 300 000 et 760 000 puits forés depuis les premiers forages commerciaux en Pennsylvanie, qui remontent à 1859<sup>94</sup>.

**« L'Alberta est considérée comme une région ayant une réglementation aussi rigide que celle du Dakota du Nord, et il s'agit dans les deux cas de régions avec les règlements parmi les plus rigides de l'échantillon considéré. »**

De manière générale, c'est le Pennsylvania Department of Environmental Protection qui est responsable de superviser la réglementation et son application, incluant l'Office of Oil and Gas Management et l'Office of Mineral Resource Management<sup>95</sup>. Parmi l'ensemble des règles en vigueur, il est utile de mentionner que les promoteurs sont obligés de transmettre un certain nombre de renseignements au gouvernement, notamment sur la production d'hydrocarbures ainsi que sur les produits utilisés pour la fracturation hydraulique<sup>96</sup>.

### **Dakota du Nord**

Dans le cas du Dakota du Nord, c'est le North Dakota Industrial Commission et sa Oil and Gas Division qui sont les instances réglementaires principales, appuyées par le North Dakota Department of Health et

87. Robert A James et Stella Pulman, *op. cit.*, note 73, p. 2; Michael P. Joy et Sashe D. Dimitroff, *op. cit.*, note 76.

88. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, *op. cit.*, note 75.

89. Gouvernement de la Pennsylvanie, *Title 25 Environmental Protection: Chapter 78a – Unconventional Wells*, section 78a.15 et section 78a.61, janvier 2017.

90. Pennsylvania General Assembly, Oil and Gas (58 PA.C.S.), section 3225 – Bonding.

91. Department of Environment Protection of Pennsylvania, Bureau of Oil and Gas Management, *Guidelines for Submitting Oil and Gas Well Bonds: Technical Guidance Number 550-2501-101*, 2 décembre 2009.

92. Gouvernement de la Pennsylvanie, *Title 25 Environmental Protection*, Pennsylvania Bulletin, vol. 46, no 41, 8 octobre 2016, p. 6438.

93. Drilling Waste Management Information System, State Regulations: Pennsylvania.

94. Pennsylvania Department of Environmental Protection, « Abandoned and Orphan Oil and Gas Wells and the Well Plugging Program », avril 2017; Pennsylvania Department of Environmental Protection, Abandoned and Orphan Well Program.

95. Drilling Waste Management Information System, *op. cit.*, note 93.

96. Pennsylvania Department of Environmental Protection, Oil and Gas Frequently Asked Questions.



l'Environmental Health Section sur les questions relatives à la santé et à l'environnement<sup>97</sup>.

La réglementation en vigueur est similaire à celle de la Pennsylvanie. Les chapitres 32, 38 et 43 du code réglementaire de l'État détaillent la plupart des obligations des promoteurs. La réglementation du Dakota du Nord traite des mêmes sujets et contrôle les différentes étapes d'approbation, d'opération et de fermeture des puits. Un dépôt est aussi exigé pour chaque puits<sup>98</sup>.

L'octroi d'un permis de forage comprend des distances minimales entre la tête de puits et certaines installations, dont les bases militaires et les aéroports. Le directeur de la North Dakota Industrial Commission dispose toutefois de plus de latitude dans l'approbation des projets soumis par les promoteurs que dans le cas de la Pennsylvanie<sup>99</sup>.

### Alberta

Le gouvernement de l'Alberta, ainsi que l'Alberta Energy Regulator qui est la principale autorité provinciale responsable de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel, appliquent une réglementation qui paraît de prime abord similaire à celles des États américains. Là aussi, la réglementation prévoit l'octroi de permis<sup>100</sup>. La protection de l'environnement est aussi assurée par une série de règles encadrant les rejets<sup>101</sup>, la protection des eaux souterraines<sup>102</sup>, le dévoilement de tout déversement<sup>103</sup>, l'information requise<sup>104</sup>, etc. L'Alberta exige aussi un dépôt pour autoriser un projet qui ne sera retourné au promoteur que si les opérations se sont déroulées en accord avec la réglementation et qu'il n'y a pas eu de dommages à des structures, à l'environnement ou à des ressources renouvelables<sup>105</sup>.

Selon une comparaison entre la réglementation en vigueur en Alberta et ce qui se fait en Australie et en

Alaska, les exigences dans ces trois régions sont somme toute similaires<sup>106</sup>. Une autre comparaison, par sondage, permet de voir que l'Alberta est considérée comme une région avec une réglementation aussi rigide que le Dakota du Nord, et qu'il s'agit dans les deux cas de régions avec les règlements parmi les plus rigides de l'échantillon considéré<sup>107</sup>.

Cependant, une nouvelle politique majeure différencie l'Alberta des États américains. En 2015, le gouvernement albertain a adopté un plan de lutte aux changements climatiques qui encadre davantage les émissions du secteur du pétrole et du gaz que la réglementation antérieure. Cette nouvelle réglementation prévoit un plafond d'émissions de GES de 100 mégatonnes pour l'ensemble des activités d'exploitation des sables bitumineux<sup>108</sup>. De plus, elle crée une taxe sur le carbone, de 20 \$ la tonne en 2017 et de 30 \$ la tonne en 2018<sup>109</sup>. Compte tenu de la réglementation fédérale fixant un plancher croissant pour les taxes sur le carbone, celle de l'Alberta devrait atteindre au moins 50 \$ la tonne en 2022<sup>110</sup>.

**« L'Alberta se distingue des deux États américains étudiés par l'adoption d'un plan pour lutter contre les changements climatiques. »**

On le voit, les règlements des États et des provinces sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures sont exhaustifs et s'ajoutent aux règlements fédéraux. Rappelons que le manque d'accès aux marchés étrangers fait perdre actuellement à l'économie canadienne environ deux milliards de dollars par année<sup>111</sup>. L'Alberta se distingue donc des deux États américains étudiés par l'adoption d'un plan pour lutter contre les changements climatiques. Cette contrainte supplémentaire s'inscrit plus largement dans une tendance de fond depuis deux ans : le fardeau réglementaire canadien devient de plus en plus lourd.

97. Drilling Waste Management Information System, *op. cit.*, note 93.

98. North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, *Rulebook*.

99. North Dakota Industrial Commission, « North Dakota Industrial Commission Drilling Permit Review Policy », 4 avril 2017.

100. Government of Alberta, *Mines and Minerals Act—Oil Sands Tenure Regulation*, 2016.

101. Government of Alberta, *Oil Sands Conservation Act—Oil Sands Conservation Rules*, Part 2 General, 2017.

102. Government of Alberta, *Exploration Regulation*, 2012, article 45, 2012.

103. Government of Alberta, *op. cit.*, note 101, article 13.

104. Government of Alberta, *Gas Resources Preservation Act—Gas Resources Preservation Regulation*, article 3; Government of Alberta, *op. cit.*, note 102, articles 54 à 58.

105. Government of Alberta, *op. cit.*, note 102, articles 27 à 29.

106. Jackie Forrest, « Oil sands regulations stack up well against global peers », *Alberta Oil*, 23 mars 2012.

107. Worley Parsons, « An International Comparison of Leading Oil and Gas Producing Regions : Environmental Regulation », Rapport commandé par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, 2014, p. 12.

108. Gouvernement de l'Alberta, *Climate Leadership Plan*.

109. Gouvernement de l'Alberta, *Carbon levy and rebates*.

110. Gouvernement du Canada, *La tarification de la pollution par le carbone pour favoriser la croissance propre*, 21 avril 2017.

111. Estimation basée sur un prix de 40 \$US / baril. Gerry Angevine et Kenneth P. Green, *The Costs of Pipeline Obstructionism*, Institut Fraser, juillet 2016, p. 10.

## Une perte de compétitivité au Canada et en Alberta

Le contrôle des émissions de GES par une taxe sur le carbone représente un coût financier. L'Alberta a changé son régime de redevances en 2017 pour le rendre plus concurrentiel<sup>112</sup>, mais la taxe sur le carbone représente un fardeau réglementaire supplémentaire. Les entreprises devront rendre des comptes, se familiariser avec une nouvelle réglementation, se procurer des droits d'émissions tout en évaluant leurs propres émissions, et obtenir des gouvernements des allocations d'émissions gratuites selon les règles fixées pour protéger les secteurs en concurrence avec des pays où une telle réglementation n'existe pas.

Par ailleurs, en juin 2016, le gouvernement du Canada a annoncé une révision des processus réglementaire et environnemental, principalement en revoyant le mandat de l'Office national de l'énergie et les évaluations environnementales. Deux rapports ont été déposés auprès du gouvernement à cet effet en avril et en mai 2017<sup>113</sup>.

**« Les coûts moyens pour l'ensemble du processus d'approbation dépassent les deux millions de dollars en Alberta, tandis qu'ils sont inférieurs à ce seuil au Dakota du Nord. »**

Les modifications anticipées augmentent assurément l'incertitude des investisseurs, surtout qu'on pourrait attendre longtemps avant de savoir quelle direction prendra le gouvernement<sup>114</sup>. Par exemple, l'Office national de l'énergie pourrait devoir tenir compte non seulement des émissions de GES d'un projet de pipeline, mais aussi des émissions en amont et en aval des hydrocarbures transportés<sup>115</sup>. Sans compter qu'un nouvel organisme réglementaire, la Commission canadienne de la transmission d'énergie, pourrait bien être constitué pour remplacer l'Office national de l'énergie et évaluer spécifiquement les projets de pipelines<sup>116</sup>.

Le processus de consultation pourrait aussi faire une plus large place à l'acceptabilité sociale ou à la notion d'intérêt national, deux concepts controversés<sup>117</sup>. Cela comporte des risques importants d'allongement des délais d'approbation : plusieurs organismes publics seraient conjointement responsables d'approuver les projets, l'étude des projets majeurs serait allongée, et toutes les parties intéressées à être entendues le seraient, et non plus seulement les intervenants pertinents, ouvrant davantage la porte aux groupes de pression<sup>118</sup>. La nécessité de faire une plus grande place aux communautés autochtones a aussi été imposée récemment par un jugement de la Cour suprême du Canada<sup>119</sup>.

Or, déjà à l'heure actuelle, les délais d'approbation ne sont pas particulièrement courts et les processus ne sont pas des plus efficaces. Les évaluations environnementales en Alberta ont requis en moyenne 75,6 semaines pour être complétées en 2014<sup>120</sup>. Dans un sondage auprès de compagnies pétrolières et gazières, les délais d'approbation moyens des grands projets en Alberta oscillent entre six et dix-huit mois, alors qu'au Dakota du Nord, ils dépassent les dix-huit mois et sont parmi les plus longs. Par contre, les coûts moyens pour l'ensemble du processus d'approbation dépassent les deux millions de dollars en Alberta, tandis qu'ils sont inférieurs à ce seuil au Dakota du Nord<sup>121</sup>.

Bien qu'il ne s'agisse pas de projets strictement liés aux hydrocarbures, les délais d'approbation pour l'exploration minière sont un indicateur intéressant de la tendance des dernières années en matière réglementaire. Or, on observe que ces délais d'approbation ont eu tendance à augmenter au Canada, selon les deux tiers des répondants à un sondage mené par l'Institut Fraser auprès des directions de compagnies minières<sup>122</sup>.

Certains acteurs de l'industrie du pétrole et du gaz prennent d'ailleurs la parole pour dénoncer cette tendance. Le chef de l'exploitation d'Ensign Energy Services, Bob Geddes, déclarait en mai 2017 à un magazine

112. Gouvernement de l'Alberta, « Modernized royalty system will promote jobs and investment activity, while increasing revenue to Albertans over time », Communiqué de presse, 29 janvier 2016.

113. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, *op. cit.*, note 75.

114. Fannie Olivier, « Environnement : Ottawa revoit comment les projets sont évalués », *La Presse*, 20 juin 2016.

115. *La Presse canadienne*, « L'évaluation d'Énergie Est tiendra compte des émissions de gaz à effet de serre », Radio-Canada, 23 août 2017.

116. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, *op. cit.*, note 75.

117. Voir par exemple, Youri Chassin et Germain Belzile, « Les trois dérives de l'acceptabilité sociale », Note économique, IEDM, 1<sup>er</sup> mars 2017.

118. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, *op. cit.*, note 75.

119. Mélanie Marquis (presse canadienne), « L'ONE doit consulter les autochtones sur les projets pétroliers, dit la Cour suprême », *Le Devoir*, 27 juillet 2017.

120. Lewis Manning et Bernadita Tamura-O'Connor, *op. cit.*, note 75.

121. Worley Parsons, « An International Comparison of Leading Oil and Gas Producing Regions: Environmental Regulation », 2014, p. 13.

122. Kenneth P. Green et Taylor Jackson, *Permit Times for Mining Exploration: How Long Are They?*, Institut Fraser, février 2016, p. 4-5.

spécialisé que l'Alberta est « sans doute le bassin où les coûts sont les plus élevés au monde et ce n'est pas parce que les exploitants ou l'équipement y sont inefficaces. Il en est ainsi à cause de sa structure de redevances onéreuse, des taux d'imposition élevés et de l'incertitude »<sup>123</sup>. Ensign se livre à des activités dans sept pays, y compris au Venezuela, mais selon son chef de l'exploitation, l'Alberta – et le Canada plus généralement – se classe parmi les endroits les « plus instables sur le plan géopolitique » à l'échelle mondiale. Les investisseurs craignent que le gouvernement augmente les redevances et les impôts. M. Geddes estime qu'actuellement, on investit 10 milliards de dollars de moins au Canada chaque année qu'il y a à peine sept ou huit ans, un écart qui, selon lui, correspond à environ 100 000 emplois. Dans l'environnement actuel, « personne ne fait d'argent [ou] ne couvre l'amortissement, ce qui signifie que nous mourons à petit feu, à défaut de réaliser des bénéfices », a-t-il affirmé.

**« L'un des risques majeurs identifiés par le secteur minier consiste en de longs délais dus aux évaluations environnementales, aux exigences de conformité réglementaire et à l'obtention des permis nécessaires. »**

En juillet 2017, Perrin Beatty, le président de la Chambre de commerce du Canada, a écrit une lettre au premier ministre Justin Trudeau pour s'inquiéter de l'adoption d'une taxe sur le carbone qui s'ajoute à une pléthore de changements réglementaires alourdissant la charge des entreprises et menaçant leur compétitivité, surtout par rapport à leurs concurrents américains<sup>124</sup>.

Toujours en juillet, un ancien cadre de TransCanada, Dennis McConaghy, s'inquiétait dans les pages du *Financial Post* de l'annulation d'un investissement majeur de 36 milliards de dollars par Petronas dans le secteur du gaz naturel liquéfié en Colombie-Britannique. Il a qualifié la décision de « tragédie pour le Canada », de « véritable condamnation de notre pays et de ses entités parfaitement improductives qui, en clair, rendent tout développement à peu près impossible ». La mort du projet de GNL survient alors que des multinationales désertent les secteurs pétrolier et gazier de l'Alberta en

raison des coûts élevés et des processus réglementaires trop lents<sup>125</sup>.

Le chroniqueur Gwyn Morgan, auparavant PDG d'EnCana, s'inquiétait quant à lui carrément du respect de la primauté du droit au Canada, ainsi que de la compétitivité déclinante du Canada par rapport à son voisin du sud<sup>126</sup> :

Et il y a pire. Pendant que l'administration Trump rationalise les approbations réglementaires liées à la construction d'oléoducs et d'installations d'exportation de GNL aux États-Unis, le Canada a fait l'inverse. Ceci a poussé des producteurs pétroliers et gaziers canadiens, y compris Encana, mon ancienne entreprise, à acheminer des dizaines de milliards de dollars en investissements et de nombreux emplois au sud de la frontière. Et l'acquisition récente par Enbridge de Spectra Energy, une entreprise établie à Houston, pour un prix de 37 milliards de dollars, démontre que les sociétés pipelinaires canadiennes se tournent elles aussi vers les États-Unis pour [un environnement réglementaire favorable à la croissance].

Dans les États américains, on s'inquiète aussi, parfois, de délais d'approbation trop longs. L'un des risques majeurs identifiés par le secteur minier consiste justement en de longs délais dus aux évaluations environnementales, aux exigences de conformité réglementaire et à l'obtention des permis nécessaires. Ces démarches coûteuses en temps et en argent font qu'on observe parfois des délais d'approbation pour les projets miniers qui dépassent les dix ans<sup>127</sup>. Toutefois, M. Morgan n'a pas tort. La direction prise par la nouvelle administration américaine va clairement dans le sens d'un allègement réglementaire et fiscal pour le secteur du pétrole et du gaz, comme nous le verrons au prochain chapitre.

123. James Mahony, « Canada one of the most geopolitically unstable places for oil and gas: Ensign exec », *JWN Energy*, 8 mai 2017.

124. Josh Wingrove, « Canada's climate-change plan threatens business competitiveness, Trudeau warned », *The Globe and Mail*, 25 juillet 2017.

125. Claudia Cattaneo, « "A tragedy for Canada": Petronas cancels \$36B LNG project as B.C. jacks up demands », *Financial Post*, 25 juillet 2017.

126. Gwyn Morgan, « If they kill Trans Mountain, Canada's rule of law is broken », *Financial Post*, 13 juillet 2017.

127. Karol Kahalley, Kristin A. Nichols et Robert A. Bassett, « Mining – United States », dans Erik Richer La Flèche (dir.), *The Mining Law Review*, 5<sup>e</sup> édition, décembre 2016, p. 233.



## CHAPITRE 4

### Les réformes de l'administration Trump : diminuer les impôts et réduire la réglementation

Alors qu'au Canada, les gouvernements accroissent le fardeau réglementaire et les impôts des entreprises dans le secteur du pétrole et du gaz, le gouvernement américain prend la direction opposée. Sans préjuger du mérite des actions prises par l'administration Trump, on doit néanmoins constater qu'elles favorisent généralement une activité économique accrue dans ces secteurs, en augmentant l'attractivité des États-Unis comme destination pour les investissements. Certains changements ont déjà été mis en œuvre alors que d'autres demeurent encore à l'état d'intentions.

Si on doit faire preuve de prudence quant à la capacité de l'administration Trump de mettre en œuvre tous ses projets, les Canadiens doivent cependant être conscients que la compétitivité canadienne est déjà affectée par les mesures adoptées et qu'elle pourrait l'être davantage si d'autres réformes voyaient le jour. Le relatif équilibre que nous connaissions auparavant avec nos voisins sera rompu et ne pourra être rétabli que si les gouvernements au Canada agissent dans le même sens.

Lors de la dernière course à la présidence, le candidat Donald Trump a promis de réduire l'impôt fédéral des entreprises. Il promettait aussi de réduire considérablement la réglementation et les tracasseries administratives que l'État leur impose<sup>128</sup>. Enfin, durant les primaires républicaines, il se montrait favorable aux projets de développement des ressources énergétiques des États-Unis ainsi qu'aux projets de pipeline<sup>129</sup>. Parmi toutes ces propositions, nous verrons quelles mesures ont déjà été adoptées et lesquelles pourraient être mises en place bientôt.

#### Une réduction importante et rapide du fardeau réglementaire

L'intention la plus ambitieuse du président Trump est d'abolir les trois quarts de la réglementation fédérale<sup>130</sup>. Selon le Competitive Enterprise Institute, le coût total

de cette réglementation s'élève à 1902 milliards de dollars annuellement, un fardeau qui pèse sur un grand nombre de secteurs, comme le montre la Figure 4-1.

Le président Trump s'est lancé dans la plus grande opération de réduction de la réglementation depuis l'époque de Ronald Reagan (voir la Figure 4-2). Selon une recension du *Washington Post*, après seulement dix jours au pouvoir, la nouvelle administration avait déjà émis, par la voie du Congrès, 37 résolutions différentes visant l'abolition de dizaines de règlements. C'est plus que ce que le Congrès avait entrepris lors de chacun de ses mandats de deux ans pendant les présidences Clinton, Bush fils et Obama<sup>131</sup>. Une grande partie de cet élan de déréglementation vise le secteur de l'énergie.

**« La compétitivité canadienne est déjà affectée par les mesures adoptées et pourrait l'être davantage si d'autres réformes voyaient le jour. »**

Dès les premiers jours de sa présidence, Donald Trump a relancé deux projets de pipeline, Keystone XL et Dakota Access<sup>132</sup>, malgré qu'ils ne respectent pas entièrement son exigence qu'ils soient construits en acier américain<sup>133</sup>.

Le président Trump a aussi adopté un décret assurant une autorisation rapide, notamment sur le plan environnemental, des projets d'infrastructure jugés prioritaires. Le White House Council on Environmental Quality peut ainsi, en 30 jours, accorder une « priorité élevée » à un projet. Parmi ceux qui sont visés, il est question de réseaux électriques, d'aéroports, d'installations portuaires, de ponts, d'autoroutes et de pipelines<sup>134</sup>.

131. The White House, Office of the Press Secretary, « Presidential Executive Order on Reducing Regulation and Controlling Regulatory Costs », Communiqué de presse, 30 janvier 2017; The White House, Office of the Press Secretary, « Presidential Executive Order on Enforcing the Regulatory Reform Agenda », Communiqué de presse, 24 février 2017; The White House, Office of the Press Secretary, « Executive Order Expediting Environmental Reviews and Approvals For High Priority Infrastructure Projects », Communiqué de presse, 24 janvier 2017.

132. Steve Holland et Valerie Volcovici, « Trump clears way for controversial oil pipelines », Reuters, 24 janvier 2017.

133. Jennifer A. Dlouhy, « Trump Administration Grants Pipeline Permits without All His Promised Conditions », Bloomberg, 24 mars 2017.

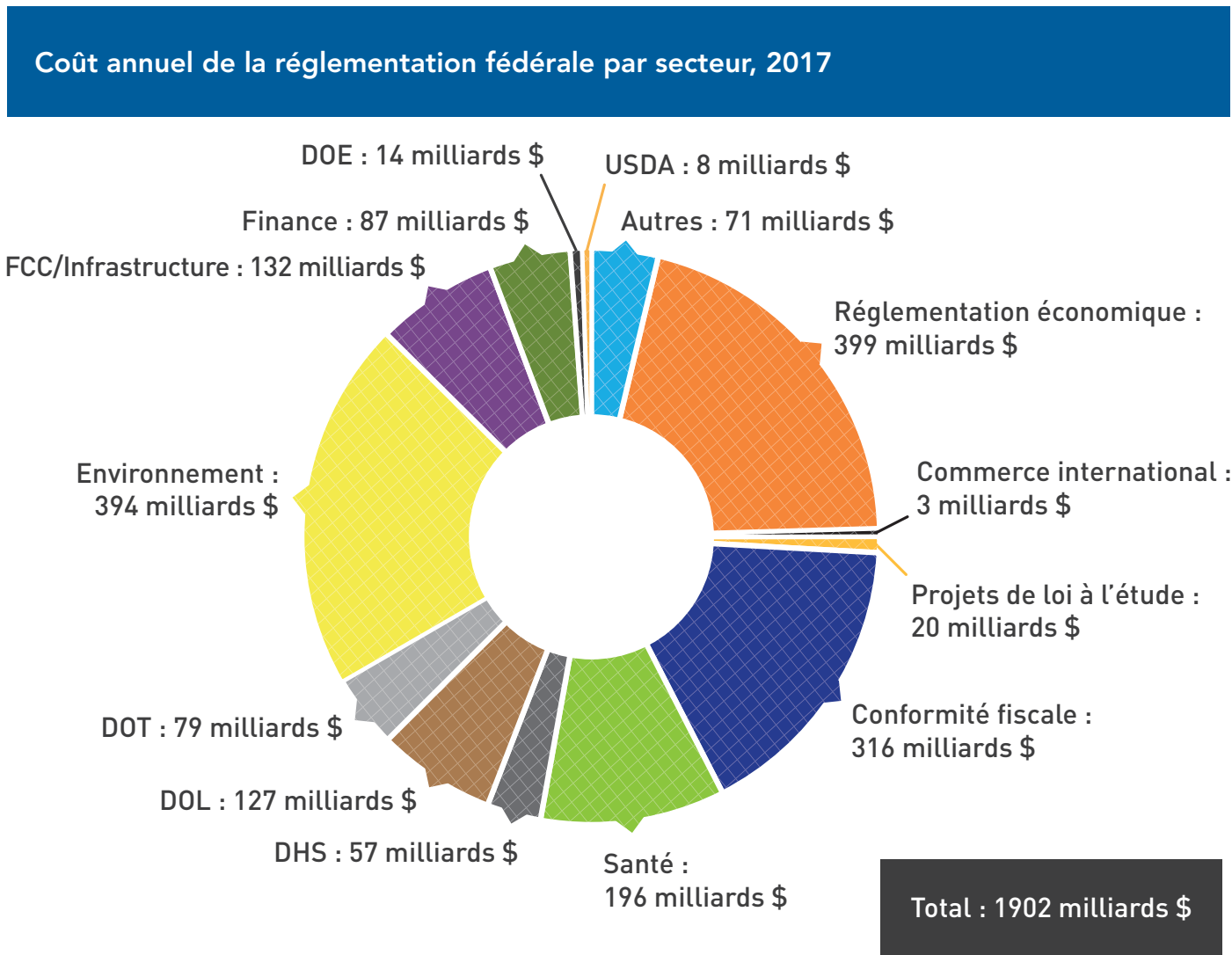
134. The White House, Office of the Press Secretary, « Executive Order Expediting Environmental Reviews and Approvals for High Priority Infrastructure Projects », Communiqué de presse, 24 janvier 2017.

128. Bourree Lam, « Trump's Promises to Corporate Leaders: Lower Taxes and Fewer Regulations », *The Atlantic*, 23 janvier 2017.

129. Brigham A. McCown, « Energy and Election 2016: Where the Presidential Candidates Stand », *Forbes*, 29 octobre 2015.

130. Jacob Pramuk, « Trump signs another executive order in push to slash regulations », CNBC, 24 février 2017.

Figure 4-1



**Note :** DHS = Département de la Sécurité intérieure; DOE = Département de l'Éducation; DOL = Département du Travail; DOT = Département du Transport; FCC = Commission fédérale des communications; USDA = Département de l'Agriculture.  
**Source :** Clyde Wayne Crews, *Tip of The Costberg: On the Invalidity of All Cost of Regulation Estimates and the Need to Compile Them Anyway—2017 Edition*, Working Paper, Competitive Enterprise Institute, janvier 2017, p. 8.

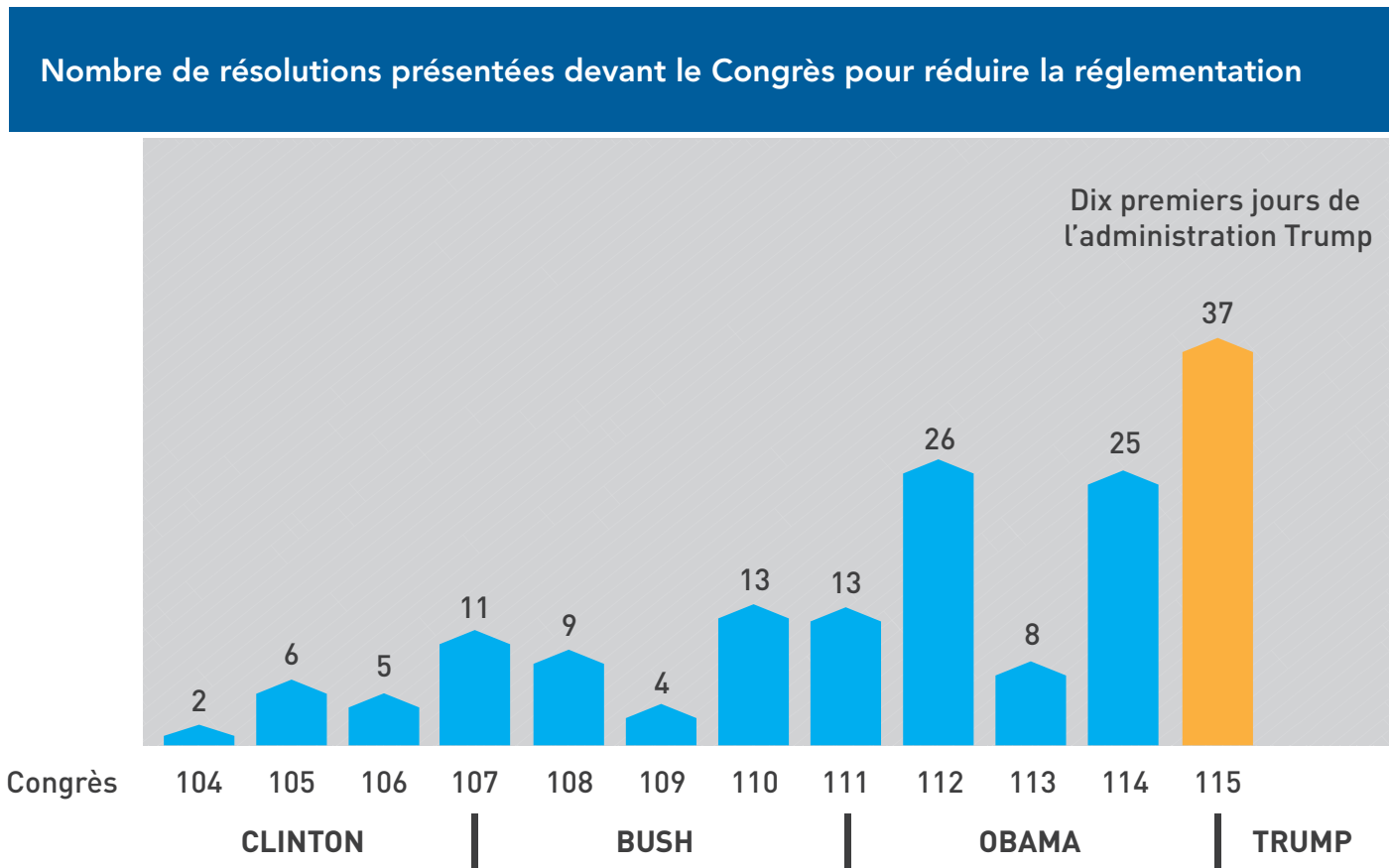
Une autre mesure élargit considérablement les perspectives de développement du secteur américain de l'énergie. Il s'agit de la fin de l'interdiction d'exporter le pétrole produit aux États-Unis, à l'exception du Canada, qui était en vigueur depuis 40 ans. Cette mesure n'a pas été adoptée sous Donald Trump, mais bien durant la dernière année de l'administration Obama<sup>135</sup>. Le résultat correspond cependant à la promesse d'une résurgence du secteur énergétique américain formulée par Trump<sup>136</sup>.

La croissance de la production domestique américaine d'énergie, surtout grâce à la révolution de la fracturation hydraulique, a atténué les craintes d'une dépendance envers les importations. On en constate maintenant de plus en plus les effets. Ce contexte ouvre de nouveaux horizons aux entreprises qui développent les ressources énergétiques américaines, puisqu'elles ne sont plus limitées au marché intérieur et peuvent donc profiter des prix plus élevés dans d'autres marchés. Les décisions d'investissements aux États-Unis n'ont donc plus à tenir compte de cette contrainte anachronique qui datait d'un conflit avec l'OPEP en 1975.

135. « America lifts its ban on oil exports », *The Economist*, 18 décembre 2015.

136. Clifford Krauss, « Oil Exports, Illegal for Decades, Now Fuel a Texas Port Boom », *The New York Times*, 5 juillet 2017.

Figure 4-2



Source : Juliet Eilperin, « Trump undertakes most ambitious regulatory rollback since Reagan », *The Washington Post*, 12 février 2017.

Sur le plan fiscal, le ministère de l'Intérieur a aboli une règle établissant la valeur des redevances versées sur le pétrole, le gaz et le charbon extraits des terres fédérales. Adoptée sous l'administration Obama, cette règle comportait de nombreux défauts, selon l'Office of Natural Resources Revenue<sup>137</sup>.

Dès son entrée à la Maison-Blanche, le président Trump a signé un décret stipulant que deux règlements devaient être abandonnés pour chaque nouveau règlement adopté, à l'exception des agences réglementaires indépendantes comme la Securities and Exchange Commission ou des règlements concernant l'armée et la sécurité nationale, entre autres. Les coûts de conformité des nouveaux règlements seront eux aussi évalués et un plafond

**« Le président Trump a adopté un décret assurant une autorisation rapide, notamment sur le plan environnemental, des projets d'infrastructure jugés prioritaires. »**

devra être respecté, ce qui limitera le coût total des règlements adoptés durant une année<sup>138</sup>.

Une telle directive pourrait avoir un effet dynamique important à terme, en simplifiant les règles des différents ministères et en instituant un réflexe d'évaluer régulièrement la pertinence d'anciens règlements. Il est toutefois possible que cette pratique entraîne dans certains cas

137. John Siciliano, « Trump's Interior Department dismantles Obama rule on coal and oil fees », *The Washington Examiner*, 7 août 2017; Department of The Interior, Office of Natural Resources Revenue, *Repeal of Consolidated Federal Oil & Gas and Federal & Indian Coal Valuation Reform*, Federal Register, vol. 82, no 150, 7 août 2017, p. 36934-36989.

138. The White House, Office of the Press Secretary, « Presidential Executive Order on Reducing Regulation and Controlling Regulatory Costs », Communiqué de presse, 30 janvier 2017; Ayesha Rascoe et Amanda Becker, « Trump order targeting business rules leaves key regulations untouched », Reuters, 30 janvier 2017.

l'abolition de deux petites règles obsolètes que plus personne ne connaît ni n'utilise, pour favoriser l'adoption d'un règlement exhaustif et pointilleux. Si cela s'avérait, la réglementation ne s'en trouverait pas nécessairement diminuée dans son ensemble.

Une autre limitation importante à l'adoption de nouveaux règlements est en cours d'adoption. Il s'agit de la loi REINS (de l'acronyme anglais : Regulations from the Executive in Need of Scrutiny), qui introduit une obligation d'obtenir l'autorisation du Congrès pour la mise en œuvre de règlements dont le coût économique dépasse 100 millions de dollars, désignés comme une « réglementation majeure ». Les coûts économiques d'une réglementation majeure doivent aussi être compensés. Enfin, cette loi introduit une révision automatique après dix ans, sans quoi la réglementation cesse d'être en vigueur. En ajoutant une étape au processus d'adoption réglementaire, la loi REINS fait usage des contrepois usuels dans le système politique américain, qui débouchent bien souvent sur des blocages empêchant l'adoption de nouvelles mesures<sup>139</sup>.

Un autre décret présidentiel a enjoint aux différentes agences fédérales de mettre sur pied des groupes de travail chargés d'évaluer les règles fédérales et de recommander leur maintien, leur révision ou leur abolition. En plus d'avoir imposé un gel sur l'adoption de nouveaux règlements pendant 60 jours<sup>140</sup>, cela a offert une occasion de se faire entendre à des industries qui ont dénombré de nombreuses tracasseries administratives et embûches réglementaires, particulièrement en raison de règlements relevant de l'Environmental Protection Agency (EPA)<sup>141</sup>.

Cette agence, une bête noire du Parti républicain, est particulièrement dans le collimateur du président Trump. Son abolition ne semble plus faire partie des priorités du président, mais il demeure possible que ses effectifs, son budget et la portée de ses mandats soient considérablement réduits au cours des prochaines années<sup>142</sup>.

Le responsable de l'équipe de transition au sein de l'EPA, Myron Ebel, a évoqué une forte diminution du budget et du personnel dans une entrevue. Il disait personnellement envisager une réduction de moitié de la taille de l'agence, qui compte 15 000 employés et un budget annuel de 8 milliards \$<sup>143</sup>. Or, le budget d'une agence est fortement corrélé avec le nombre de règlements qui en émanent, comme l'illustre la Figure 4-3.

D'autre part, selon Sofie Miller, du George Washington University's Regulatory Studies Center, un tiers des 66 actions complétées par l'EPA depuis la prise de pouvoir de l'administration Trump ont consisté à abolir des règlements<sup>144</sup>. La date d'entrée en vigueur de 30 règlements émanant de cette agence a par ailleurs été repoussée<sup>145</sup>.

**« Le président Trump a signé un décret stipulant que deux règlements devaient être abandonnés pour chaque nouveau règlement adopté. »**

Dès le début de la nouvelle présidence, une loi peu connue a été utilisée permettant d'annuler les règlements adoptés par l'administration précédente lors d'un changement de gouvernement, le *Congressional Review Act*. L'administration Trump l'a utilisé 14 fois au cours des derniers mois pour éviter l'application de divers règlements, dont certains concernaient l'environnement et le secteur des ressources naturelles. Un think tank a calculé que ces quatorze règlements annulés ont permis d'économiser 3,7 milliards de dollars en coûts administratifs dans les agences fédérales et environ 35 milliards de dollars en coûts de conformité pour les entreprises<sup>146</sup>.

Un quinzième règlement visait les émissions de méthane, mais le sénateur John McCain a bloqué son annulation par le Congrès, bien que cela soit encore envisagé par l'administration Trump, comme nous le verrons plus loin.

139. Congrès des États-Unis, H.R.26 - *Regulations from the Executive in Need of Scrutiny Act of 2017*, mai 2017.

140. The White House, Office of the Press Secretary, « Presidential Executive Order on Enforcing the Regulatory Reform Agenda », Communiqué de presse, 24 février 2017; Reuters, « In sweeping move, Trump puts regulation monitors in U.S. agencies », CNBC, 25 février 2017.

141. Valerie Volcovici and Timothy Gardner, « U.S. industry seeks faster permits, simpler rules in Trump regulation reset », Reuters, 17 mai 2017.

142. Coral Davenport, « Scott Pruitt Is Seen Cutting the E.P.A. With a Scalpel, Not a Cleaver », *The New York Times*, 5 février 2017; Robinson Meyer, « Congress and Trump Won't 'Terminate the EPA' », *The Atlantic*, 16 février 2017.

143. Associated Press, « Trump wants to slash the EPA's \$8 billion budget and 15,000-strong workforce says aide—who accuses it of 'junk science' on climate change », *Daily Mail*, 26 janvier 2017.

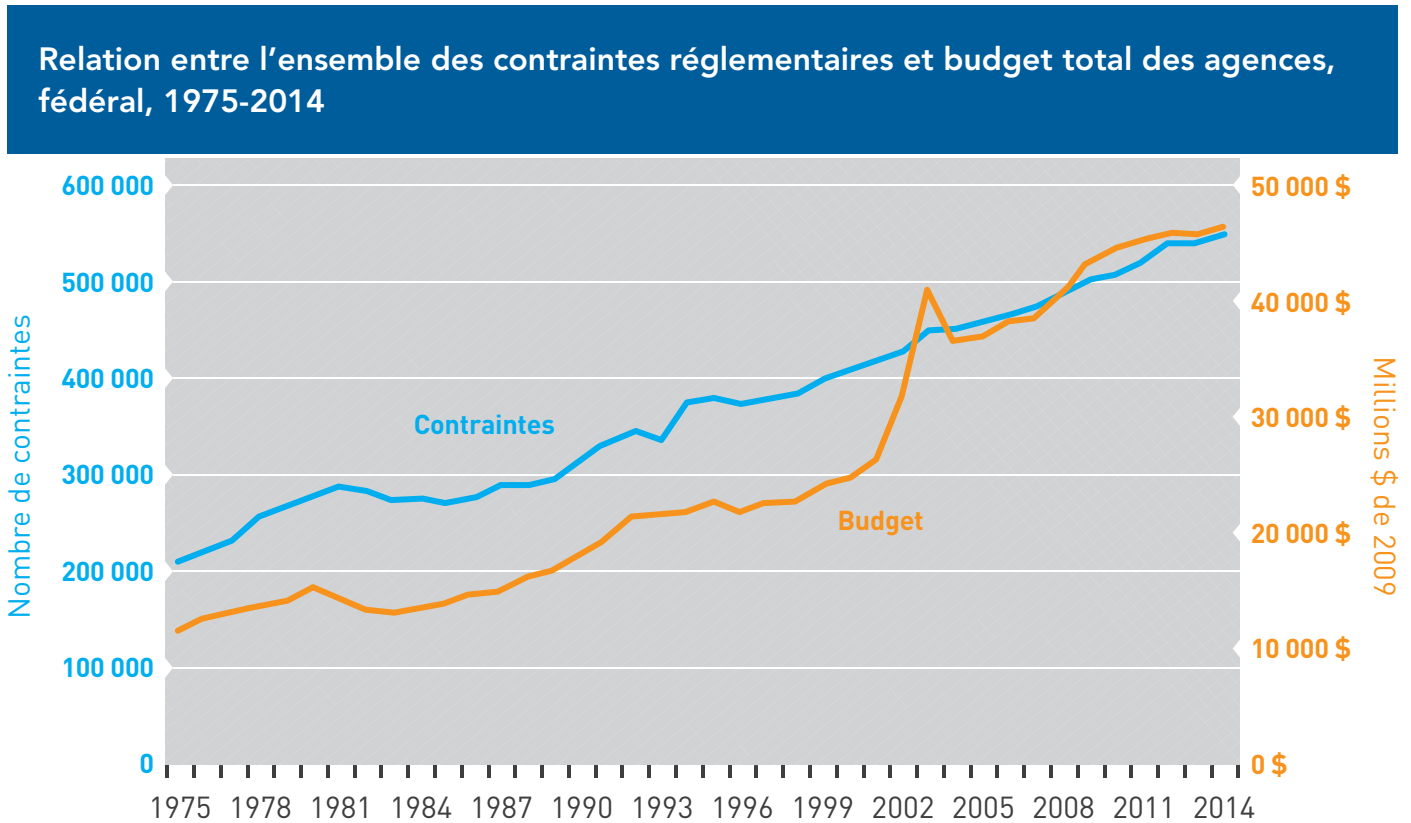
144. Greg Ip, « The Myth of Trump's Do-Nothing Presidency », *The Wall Street Journal*, 26 juillet 2017.

145. Juliet Eilperin, « Trump undertakes most ambitious regulatory rollback since Reagan », *The Washington Post*, 12 février 2017.

146. Michael Grunwald, « Trump's Secret Weapon Against Obama's Legacy », *Politico*, 10 avril 2017; Stephen Dinan, « GOP rolled back 14 of 15 Obama rules using Congressional Review Act », *The Washington Times*, 15 mai 2017.



Figure 4-3



Source : Patrick McLaughlin et Oliver Sherouse, *The High Correlation Between Agency Budgets and Agency Regulations*, Mercatus Center, 29 septembre 2015.

Le président a enfin annoncé le retrait des États-Unis de l'Accord de Paris sur le climat. Son intention est d'en renégocier les conditions ou de s'engager dans un autre accord, moins défavorable à l'économie américaine. La Maison-Blanche estime que l'Accord de Paris aurait coûté 3000 milliards de dollars à l'économie américaine et mis en danger six millions d'emplois industriels<sup>147</sup>. Ces estimations ne sont pas exemptes d'incertitude et demeurent controversées<sup>148</sup>. Cependant, cet accord prévoyait des cibles qui auraient imposé des limites contraignantes au développement du secteur de l'énergie. De telles limites ne sont maintenant plus à craindre.

### Les autres mesures actuellement à l'étude

Parmi les intentions déclarées du président Trump, plusieurs sont encore à l'étude. La mesure phare, celle qui pourrait avoir le plus d'impact sur la capacité des États-

**« Un tiers des 66 actions complétées par l'EPA depuis la prise de pouvoir de l'administration Trump ont consisté à abolir des règlements. »**

Unis à attirer des investissements, consiste à abaisser le taux d'impôt des entreprises de 35 % à 20 %<sup>149</sup>.

Le plan comprend d'autres mesures fiscales destinées à alléger le fardeau fiscal des entreprises. L'administration annonçait ainsi son intention de réduire l'imposition des profits extraterritoriaux des entreprises américaines. On promet aussi un taux d'impôt réduit et applicable une seule fois sur les profits rapatriés de l'étranger<sup>150</sup>. L'une des propositions les plus significatives serait de permettre aux entreprises de déduire immédiatement leurs

147. The White House, « President Trump Announces U.S. Withdrawal from the Paris Climate Accord », 1<sup>er</sup> juin 2017.

148. Vanessa Schipani, Eugene Kiely, Lori Robertson et Robert Farley, « Fact-checking Trump's speech on Paris climate agreement », *USA Today*, 2 juin 2017.

149. Anna Edgerton, Ben Brody et Sahil Kapur, « Trump Calls 20% Corporate Tax Rate in Plan a 'Perfect Number' », *Bloomberg*, 26 septembre 2017.

150. Treasury Department, *Unified Framework for Fixing our Broken Tax Code*, 27 septembre 2017.

dépenses en capital au lieu de les amortir sur plusieurs années, un avantage fiscal qui aurait un impact majeur sur leur flux de trésorerie<sup>151</sup>.

Afin de combler en partie la réduction des recettes du gouvernement découlant de ces baisses d'impôt, plusieurs crédits d'impôt seraient supprimés. De plus, l'administration Trump estime que la croissance économique suscitée par sa réforme fiscale permettrait de limiter considérablement la baisse des recettes pour l'État fédéral. D'autres projets de loi et promesses électorales se sont heurtés à des écueils législatifs au Congrès, comme la révision de l'Obamacare, ce qui indique qu'une réforme de grande ampleur de la fiscalité des entreprises ne serait pas simple à piloter<sup>152</sup>.

Sur le plan réglementaire, l'administration Trump souhaite ouvrir davantage de terres fédérales à l'exploitation du pétrole, y compris dans l'Arctique et dans l'Atlantique. La production de pétrole serait ainsi facilitée, qu'elle provienne de gisements souterrains ou sous-marins<sup>153</sup>.

Le gouvernement américain a également suspendu l'application de plusieurs règlements adoptés sous l'administration Obama, sans toutefois les abolir. En attente d'une évaluation ou d'une décision de la cour, 39 règlements sont ainsi indéfiniment suspendus tandis que d'autres sont présentement évalués dans la perspective de réduire leur portée. Plusieurs concernent l'environnement. Cependant, cette tactique s'est butée à un récent jugement d'une cour d'appel à propos de la suspension du règlement sur les émissions de méthane, la cour y voyant une manœuvre « capricieuse »<sup>154</sup>.

Le règlement sur les émissions de méthane s'applique avant tout aux sites d'exploitation de pétrole et de gaz naturel sur les terres fédérales. Toutefois, il est possible que son abandon entraîne un assouplissement des normes CAFE d'économie de carburant pour les voitures et les camions<sup>155</sup>.

Un règlement apparenté encadrant le « flaring », c'est-à-dire la combustion de méthane indésirable dans les puits, de même qu'une obligation de faire rapport des émis-

sions de méthane, pourraient tous deux être revus, selon le ministère de l'Intérieur. Ce dernier compte aussi réviser ou abolir un règlement obligeant la prise de certaines précautions pour éviter la contamination des eaux souterraines lorsque la fracturation hydraulique est utilisée<sup>156</sup>.

Parmi les autres règlements qui sont actuellement en révision, on retrouve le Clean Power Plan. Ce règlement, adopté par l'administration Obama à l'automne 2015, avait pour objectif de réduire les émissions des centrales électriques thermiques utilisant des énergies fossiles<sup>157</sup>.

**« L'administration Trump souhaite ouvrir davantage de terres fédérales à l'exploitation du pétrole, y compris dans l'Arctique et dans l'Atlantique. »**

Mesure phare du plan de lutte contre les changements climatiques du président Obama, le Clean Power Plan faisait déjà l'objet d'une suspension ordonnée par la Cour suprême des États-Unis, suite à une requête par 27 États, des groupes d'intérêts et des entreprises<sup>158</sup>. La révision en cour devrait se conclure le 7 octobre 2017, à moins que l'Environmental Protection Agency décide simplement de l'abolir<sup>159</sup>.

## Une situation inquiétante pour le Canada

Les changements déjà adoptés par l'administration Trump favorisent une réduction du fardeau fiscal et réglementaire et un développement soutenu de la production de pétrole et de gaz naturel. Non seulement a-t-on réduit notablement la réglementation du secteur de l'énergie, mais on a aussi institué des règles qui limitent la capacité de réglementer dans le futur.

L'obligation d'abolir deux règlements chaque fois qu'un nouveau est adopté et le pouvoir conféré au Congrès en ce qui a trait à l'approbation des règlements dont le coût dépasse 100 millions de dollars paraissent particu-

151. Jesse Snyner, « Canadian business faces more serious threat in Trump's tax plan than just cuts », *Financial Post*, 2 octobre, 2017.

152. « Cutting taxes will not be easy », *The Economist*, 3 août 2017.

153. Velda Addison, « Trump Takes Step to Change Offshore Oil, Gas Leasing Program », *E&P*, 29 juin 2017.

154. John McQuaid, « Make America Wait Again: Trump Tries to Delay Regulations out of Existence », *Scientific American*, 24 juillet 2017.

155. Deborah Jaremko, « The oil and gas implications of President Trump », *JWN*, 9 novembre 2016.

156. Hiroko Tabuchi et Eric Lipton, « How Rollbacks at Scott Pruitt's E.P.A. Are a Boon to Oil and Gas », *The New York Times*, 20 mai 2017.

157. Environmental Protection Agency, « Review of the Clean Power Plan », *Federal Register*, vol. 82, no 63, 4 avril 2017, p. 16329-16330.

158. Lawrence Hurley et Valerie Volcovi, « U.S. Supreme Court Blocks Obama's Clean Power Plan », *Scientific American*, 9 février 2016.

159. United States Court of Appeals for the District of Columbia Circuit, « State of West Virginia, et al., v. Environmental Protection Agency and E. Scott Pruitt, Administrator, United States Environmental Protection Agency », no. 15-1363, 8 août 2017.

lièrement importants à cet égard. L'approbation accélérée des projets à priorité élevée favorise aussi l'augmentation de la capacité de transport par pipelines et la construction des infrastructures nécessaires, comme les installations portuaires. Les changements fiscaux et réglementaires encore à l'étude entraîneraient eux aussi un allègement appréciable du fardeau des entreprises dans le secteur énergétique.

La situation est donc particulièrement inquiétante pour le Canada, voisin des États-Unis. Comme nous le verrons dans le prochain chapitre, le Canada pourrait rester dans la course s'il se donne lui aussi les moyens d'accroître sa compétitivité.

**« Les changements déjà adoptés par l'administration Trump favorisent une réduction du fardeau fiscal et réglementaire et un développement soutenu de la production de pétrole et de gaz naturel. »**



## CHAPITRE 5

### Des pistes de solution pour accroître la compétitivité du Canada

L'intention ferme de l'administration Trump de diminuer le fardeau fiscal et le poids de la réglementation menace la compétitivité de l'environnement d'affaires canadien. En comparaison avec son voisin du sud, le Canada pourrait en effet devenir moins attirant aux yeux des investisseurs. En fait, comme on l'a vu au chapitre 1, tout indique que c'est déjà le cas.

Il apparaît donc essentiel de s'interroger sur les moyens à prendre pour améliorer notre compétitivité, afin de ne pas se laisser distancer par les États-Unis. Sinon, la croissance économique future du Canada, particulièrement dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, pourrait en souffrir durablement.

Au moins six pistes de solution s'imposent :

- Réduire le fardeau fiscal général des entreprises;
- Réduire le fardeau réglementaire, avec une attention particulière pour le secteur du pétrole et du gaz;
- Garantir des délais prévisibles et raisonnables dans l'obtention des autorisations, incluant les études d'impacts environnementaux;
- Baliser la notion d'acceptabilité sociale pour favoriser la prise de décision rationnelle;
- Minimiser l'arbitraire politique;
- S'interroger sur l'imposition d'une taxe sur le carbone.

#### 1. Réduire le fardeau fiscal

Malgré l'incertitude qui pèse toujours sur les réformes envisagées par l'administration Trump, la direction choisie par le gouvernement américain est claire. Le fardeau fiscal devrait d'une façon ou d'une autre diminuer au cours des prochaines années, notamment les impôts des entreprises.

Actuellement, les États-Unis présentent des taux d'imposition statutaires parmi les plus élevés du monde pour les entreprises<sup>160</sup>. Tel qu'expliqué au chapitre 2, la

pression fiscale exercée sur les entreprises est pourtant moins lourde qu'on pourrait le croire à première vue. Toute diminution d'impôt aux États-Unis aurait pour effet de détériorer notre position relative.

Bien que le gouvernement canadien ait réalisé d'importants efforts de réduction du fardeau fiscal des entreprises ces dernières années, ce nouveau risque doit être pris au sérieux. La meilleure façon de préserver un certain avantage consiste à mettre en œuvre une réduction additionnelle de l'impôt.

Une avenue de réforme particulièrement efficace consisterait à adopter un taux d'impôt proportionnel de 10,5 % pour l'ensemble des entreprises, au lieu que ce taux soit réservé aux PME et qu'un taux plus élevé de 15 % soit appliqué aux grandes entreprises. L'existence de deux taux différents introduit une incitation défavorable à la croissance des entreprises. En offrant un taux proportionnel aux revenus imposables des entreprises, peu importe la taille de ces revenus, le gouvernement fédéral améliorerait l'efficacité du régime fiscal des entreprises tout en diminuant leur fardeau fiscal total<sup>161</sup>.

**« Une avenue de réforme particulièrement efficace consisterait à adopter un taux d'impôt proportionnel de 10,5 % pour l'ensemble des entreprises, au lieu que ce taux soit réservé aux PME et qu'un taux plus élevé de 15 % soit appliqué aux grandes entreprises. »**

Le déficit prévu du gouvernement fédéral pour l'année 2017-2018, estimé à 28,5 milliards de dollars<sup>162</sup>, permet-il une telle réduction des recettes perçues au titre de l'impôt des entreprises? Le déficit actuel est en bonne partie dû à la volonté du gouvernement fédéral d'augmenter les investissements publics pour stimuler l'économie. Or, la réduction du fardeau fiscal permettrait aussi d'atteindre cet objectif, mais en favorisant les investissements privés plutôt que les investissements publics. L'objectif demeure le même, mais le moyen choisi serait alors mieux adapté au contexte auquel fait face le Canada.

161. Mathieu Bédard, « Le Canada doit baisser l'impôt des entreprises et adopter un taux d'impôt proportionnel », Point, IEDM, septembre 2017.

162. Ministère des Finances du Canada, *Bâtir une classe moyenne forte : Budget 2017*, 22 mars 2017, p. 292.

160. The White House, Office of Management and Budget, *Budget of the U.S. Government: A New Foundation for American Greatness – Fiscal Year 2018, 2017*, p. 7.

Les provinces canadiennes devraient aussi considérer une réduction du fardeau fiscal des entreprises. Ce sont aussi elles qui pourraient améliorer la compétitivité de leur régime de redevances. Dans le secteur du pétrole et du gaz naturel, certaines provinces sont davantage compétitives que d'autres sur le plan des redevances. L'Alberta, en particulier, doit s'assurer de demeurer attractive à ce chapitre.

## 2. Réduire le fardeau réglementaire

Les gouvernements s'attaquent régulièrement à la tâche de réduire le fardeau réglementaire. Cependant, ces épisodes produisent des résultats limités qui n'empêchent pas durablement la multiplication des lois, règlements, directives et exigences.

Le gouvernement fédéral a adopté en 2015 une règle du « un pour un » qui consiste à supprimer un règlement chaque fois qu'un nouveau règlement est adopté<sup>163</sup>. L'application de cette loi devrait être confiée à un organisme permanent de réduction du fardeau réglementaire. Au lieu de mener des exercices épisodiques, cet organisme veillerait de manière permanente à la réduction de la réglementation, en visant une élimination des règlements coûteux qui apportent peu et en s'assurant que les processus soient les plus simples et les plus rapides possibles. L'organisme devrait aussi se pencher sur la réglementation des secteurs clés de l'économie canadienne. Par exemple, il devrait rapidement se saisir de la réglementation applicable au secteur du pétrole et du gaz, une industrie lourdement réglementée.

Dans le cadre de la révision du mandat de l'Office national de l'énergie (ONÉ), certains intervenants ont proposé que tout projet de transport de pétrole ou de gaz soit étudié en incluant les émissions de GES en amont et en aval des hydrocarbures transportés. L'ONÉ a décidé d'appliquer cette grille d'analyse à l'oléoduc Énergie Est, ce qui a finalement eu raison du projet<sup>164</sup>. De plus, d'un point de vue économique, ce critère n'a aucun sens, et ce pour au moins trois raisons.

Premièrement, tous les projets de développement économique sont liés à d'autres activités, tant en amont qu'en aval. Une évaluation portant sur un projet doit forcément limiter l'objet de son étude à ce projet uniquement. Sans une telle limitation, l'étude d'un pipeline devrait prendre en compte tous les GES émis tant par la

construction elle-même que par la fabrication des bottes de construction portées par les travailleurs! Aucune activité économique n'est complètement indépendante des autres, mais l'évaluation de chacune ne peut se réaliser rationnellement que si l'on ne considère que le nouveau projet.

Deuxièmement, un projet économique qui ne se réalise pas peut être remplacé par un autre qui offrira une solution différente au même besoin. Par exemple, un pipeline qui n'est pas construit augmentera assurément le transport de pétrole par train. Une même quantité de pétrole peut théoriquement être transportée dans les deux cas, mais aucune évaluation environnementale n'a besoin d'être menée dans le cas du second. Penser que l'option par défaut est que le pétrole ne sera tout simplement pas transporté relève de la pensée magique. Si l'ONÉ tombait dans ce travers, il s'agirait ni plus ni moins d'un biais prescriptif à la base de tout l'exercice, retirant toute objectivité à l'étude menée.

**« Un nouvel organisme veillerait de manière permanente à la réduction de la réglementation, en visant une élimination des règlements qui apportent peu et qui sont coûteux et en s'assurant que les processus soient les plus simples et les plus rapides possibles. »**

Troisièmement, il existe aussi des solutions de rechange sur le plan de la consommation finale. Même s'il n'existait pas d'alternative pour le transport du pétrole canadien, les barils de pétrole canadien non consommés seraient remplacés par d'autres barils de pétrole provenant de l'étranger. Ces derniers auront potentiellement émis davantage de GES lors de leur extraction et de leur raffinage. Comme le pétrole canadien est particulièrement performant sur le plan des émissions de GES, cette substitution a toutes les chances d'aggraver le problème qu'on tente de minimiser. Il s'agit donc d'être pragmatique plutôt que de déplacer un problème environnemental vers d'autres pays producteurs tout en nuisant à notre économie<sup>165</sup>.

163. Gouvernement du Canada, Gestion de la réglementation fédérale, La règle du « un pour un », 8 juillet 2016.

164. « TransCanada demande une suspension temporaire de l'examen d'Énergie Est », Radio-Canada, 7 septembre 2017; « TransCanada abandonne le projet d'oléoduc Énergie Est », Radio-Canada, 5 octobre 2017.

165. Martha Hall Finley et Trevor McLeod, « Environmentalists should end the charade over the oil sands », *The Globe and Mail*, 28 février 2017.

### 3. Garantir des délais prévisibles et raisonnables

En lien avec l'allègement réglementaire, le temps nécessaire aux gouvernements pour octroyer des permis ou autorisations et pour réaliser des études environnementales devrait être considéré dans son ensemble. Chaque étape peut paraître justifiée en elle-même, mais lorsque toutes les étapes à franchir pour réaliser un projet économique s'accumulent et se transforment en délais déraisonnables, ces exigences finissent par nuire indûment au développement économique.

Cette préoccupation est déjà présente dans le secteur du pétrole et du gaz. Certains projets réussissent à aller de l'avant rapidement ou, du moins, à recevoir dans des délais raisonnables les conditions auxquelles ils doivent se soumettre. Ce n'est toutefois pas toujours le cas. Les dédoublements inutiles, les exigences des provinces qui s'ajoutent aux exigences fédérales, ainsi que les multiples organismes et ministères impliqués finissent par rendre certains processus d'approbation comparables à des courses à obstacles hautement incertaines.

Devant une telle incertitude quant au résultat qui sera obtenu et aux délais imposés, plusieurs investisseurs choisiront d'abandonner leurs projets ou de les déplacer vers les pays où les processus sont plus transparents, les décisions plus rationnelles et les délais plus prévisibles. Il devrait pourtant être possible pour le Canada d'atteindre les objectifs de sa réglementation tout en étant performant sur ce plan. Une solution concrète pourrait être de faire en sorte qu'une seule évaluation environnementale soit requise, afin d'éviter que le gouvernement fédéral et un gouvernement provincial en imposent chacun une, dédoublant ainsi leurs efforts, les coûts de conformité pour le promoteur et les délais requis.

Cet objectif suppose d'abord une grande transparence de la part de tous les intervenants gouvernementaux impliqués, ce en quoi le Canada réussit plutôt bien. Cependant, l'harmonisation d'un maximum de réglementation et la coordination des instances gagneraient certainement à être améliorées.

Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient s'entendre sur des délais maximums à l'intérieur desquels un projet recevrait l'ensemble des autorisations nécessaires afin d'éviter des délais ridicules. Des limites à la durée des processus d'examen environnementaux devraient être instaurées pour chacune des étapes du processus d'évaluation. Le temps requis devrait être suffisamment long pour permettre l'analyse, sans imposer

de contraintes indues au promoteur du projet<sup>166</sup>. En d'autres mots, un projet dont toutes les étapes devraient être étudiées en 24 mois ou moins pourrait ainsi être assuré d'obtenir toutes les autorisations nécessaires, ou d'essuyer un refus justifié, à l'intérieur de ce délai.

### 4. Baliser la notion d'acceptabilité sociale

L'un des facteurs allongeant indûment les délais d'approbation est certainement la notion floue d'acceptabilité sociale<sup>167</sup>. Ces dernières années, on a vu des projets divers être suspendus ou abandonnés en raison d'un supposé manque d'acceptabilité sociale, sans que ce critère ne soit défini sur le plan opérationnel. Des investisseurs ont été contraints de participer à des démarches de consultation ouvertes à des intervenants qui n'avaient pourtant pas d'intérêts directs liés à la réalisation des projets.

**« Les gouvernements fédéral et provinciaux devraient s'entendre sur des délais maximums à l'intérieur desquels un projet recevrait l'ensemble des autorisations nécessaires afin d'éviter des délais ridicules. »**

Il importe donc de mieux baliser la notion d'acceptabilité sociale. Si son importance ne fait pas de doute dans certains cas, les circonstances qui exigent des consultations auprès des communautés touchées doivent être mieux définies et l'information à ce propos doit être adéquatement communiquée. Les consultations devraient être limitées aux communautés directement touchées et non ouvertes à tous les groupes de pression organisés désirant s'inviter dans le débat.

Le processus actuel d'évaluation environnementale, puisqu'il est mené par des institutions indépendantes, permet déjà d'évaluer les irritants et de les minimiser. Une fois toutes les étapes franchies, l'analyse du projet permet de pondérer les intérêts divergents, en imposant des conditions aux promoteurs. L'ensemble des processus réglementaires et décisionnels en place visent à garantir que seuls les projets bien conçus et qui minimisent les impacts négatifs pourront aller de l'avant.

166. Banque mondiale, *Getting to Green: A Sourcebook of Pollution Management Policy Tools for Growth and Competitiveness*, 2012, p. 87-88.

167. Youri Chassin et Germain Belzile, « Les trois dérives de l'acceptabilité sociale », Note économique, IEDM, 1<sup>er</sup> mars 2017.

L'ajout d'un processus supplémentaire se penchant spécifiquement sur l'acceptabilité sociale menace l'équilibre entre l'exigence de rigueur et celle de prévisibilité. Le risque pour un investisseur est de voir un projet passer toutes les approbations requises, obtenir tous les permis nécessaires, remplir toutes les conditions demandées et se voir quand même refusé. Le premier processus perdrait alors une bonne partie de sa pertinence. Enfin, l'accusation trop fréquente de manque d'acceptabilité sociale ne doit pas être un paravent derrière lequel les gouvernements peuvent prendre des décisions arbitraires.

## 5. Minimiser l'arbitraire politique

Limiter l'arbitraire et garantir une prise de décision politique rationnelle sont les fondements mêmes de la primauté du droit qui caractérise les économies avancées, sans lesquels le développement économique durable est mis en péril. Pour ce faire, il faut limiter la possibilité pour les élus de s'ingérer dans les processus formels d'approbation des projets.

**« Les consultations devraient être limitées aux communautés directement touchées et non ouvertes à tous les groupes de pression organisés désirant s'inviter dans le débat. »**

Un exemple canadien récent permet d'illustrer ce problème. En décembre 2013, la Commission d'examen conjoint mise sur pied par l'Office national de l'énergie et le ministère fédéral de l'Environnement recommandait l'approbation, sous conditions, du projet Northern Gateway. En juin 2014, le gouvernement approuvait officiellement le projet<sup>168</sup>. Les promoteurs avaient donc en poche les autorisations nécessaires et, au prix du respect des conditions émises, pouvaient commencer les travaux.

Or, le 30 juin 2016, la cour d'appel fédérale annulait les certificats d'approbation et ordonnait un nouveau processus de consultation auprès des Premières Nations concernées<sup>169</sup>, même si une majorité d'entre elles

l'approuvaient<sup>170</sup>. Cette nouvelle embuche n'a toutefois même pas pu être surmontée. En effet, le nouveau gouvernement fédéral a pris la décision de mettre fin au processus en retirant son approbation au projet<sup>171</sup>.

Selon un guide de la Banque mondiale sur les meilleures pratiques pour gérer les questions environnementales, le rôle des entreprises privées est de décider *quels* projets peuvent se faire. Celui des organismes gouvernementaux responsables des processus d'évaluation environnementale est plutôt de décider *où* et *comment* ces projets peuvent être réalisés, en minimisant les problèmes.<sup>172</sup> La pratique canadienne où le gouvernement fédéral a le dernier mot sur l'approbation d'un projet va beaucoup plus loin. Une telle façon de faire introduit un élément d'arbitraire politique et elle permet aux politiciens de faire un calcul partisan relié aux votes potentiellement gagnés ou perdus suite à une décision politique. Ce facteur d'incertitude rend l'environnement d'affaires canadien moins attrayant pour les investisseurs. Une fois que l'évaluation environnementale est terminée, le gouvernement ne devrait plus se mêler du dossier.

## 6. S'interroger sur l'imposition d'une taxe sur le carbone

En théorie, imposer une taxe sur le carbone repose sur l'utilisation d'un mécanisme efficace et efficient pour réduire les émissions de GES. En pratique toutefois, de nombreuses conditions doivent être réunies pour qu'une telle politique atteigne ses objectifs sans créer de fortes distorsions économiques. Elle devrait tout d'abord constituer une mesure neutre sur le plan fiscal de façon à éviter un alourdissement du fardeau fiscal global. Cette taxe doit aussi être le seul moyen utilisé et ne doit pas s'ajouter à une approche de microgestion économique menée par les gouvernements<sup>173</sup>.

En outre, la taxe sur le carbone doit être universelle, sans quoi les pays qui l'adoptent provoqueront simplement des « fuites de carbone ». C'est ce qui se produit lorsqu'un projet s'implante dans un pays n'ayant pas une telle taxe pour éviter de la payer. Dans ce cas, les

170. Claudia Cattaneo, « "We are very disappointed": Loss of Northern Gateway devastating for many First Nations, chiefs say », *The Financial Post*, 10 avril 2017.

171. Presse canadienne, « Ottawa dit non à Northern Gateway, mais approuve Trans Mountain », Radio-Canada, 29 novembre 2016.

172. Banque mondiale, *op. cit.*, note 166, p. 85.

173. Youri Chassin et Guillaume Tremblay, *Guide pratique sur l'économie des changements climatiques : la Conférence de Paris et ses suites*, Cahier de recherche, IEDM, 12 novembre 2015, p. 29-37.

168. Office national de l'énergie, *Le réseau pipelinier du Canada 2016*, Projets de pipelines d'exportation, 2 juin 2017.

169. Shawn McCarthy et Jeff Lewis, « Court overturns Ottawa's approval of Northern Gateway pipeline », *The Globe and Mail*, 30 juin 2016.



émissions de GES auront lieu de toute manière et affecteront le climat mondial.

Au Canada, la plupart des provinces ont adopté des plans de réductions de GES, certaines optant pour une taxation du carbone et d'autres pour un marché du carbone ayant un impact similaire. Or, les États-Unis n'imposent pas une telle contrainte dans la vaste majorité des États, ce qui risque d'attirer les investisseurs vers ces États et engendrer des fuites de carbone.

Dans un tel contexte, le maintien d'une taxe carbone au Canada est-il toujours justifié? Pour répondre à cette question, il faut être conscient qu'une taxation du carbone au Canada produira de très faibles résultats en matière de lutte aux changements climatiques tant que les États-Unis et les principaux pays émetteurs de GES n'adoptent pas la même approche. Si les bénéfices sont faibles, les coûts, eux, seront substantiels. Une récente étude du Conference Board du Canada estime qu'une taxe sur le carbone de 50 \$ la tonne, telle que prévue par le gouvernement fédéral, augmenterait le prix du gaz naturel de 20 %. Pour atteindre les objectifs de réduction de gaz à effet de serre fixés par le gouvernement fédéral, les investissements requis s'élèveraient de 1,5 à 3,4 billions de dollars (soit entre 1500 et 3400 milliards de dollars) entre 2017 et 2050<sup>174</sup>.

**« Limiter l'arbitraire et garantir une prise de décision politique rationnelle sont les fondements mêmes de la primauté du droit qui caractérise les économies avancées. »**

Il est réalistement peu probable que la taxation du carbone soit complètement abandonnée. Cependant, s'il s'agit d'un objectif jugé prioritaire, les gouvernements devraient à tout le moins abandonner d'autres objectifs qui le sont moins afin de compenser l'augmentation des coûts pour les entreprises et les consommateurs. Une importante réduction du fardeau réglementaire serait nécessaire. C'est d'ailleurs ce que plusieurs réclament dans le milieu des affaires au Canada puisqu'ils constatent qu'en ce moment, au contraire, la taxe sur le carbone va de pair avec un alourdissement de la réglementation<sup>175</sup>.

## Conclusion : l'urgence d'agir pour maintenir la compétitivité canadienne

Les solutions proposées ici constituent des pistes et n'ont pas la prétention d'être exhaustives. D'autres solutions peuvent aussi exister. Ce qu'il est crucial de retenir, toutefois, c'est l'urgence d'agir.

Rappelons que le secteur du pétrole et du gaz naturel se situe au cœur de notre prospérité, avec une production d'une valeur de 100 milliards de dollars et près de 200 000 emplois. Puisque tout indique que les investisseurs boudent déjà le Canada et lui préfèrent les États-Unis, dont plusieurs des politiques sont plus accueillantes et pourraient le devenir encore davantage, le temps presse déjà.

Si le Canada disposait d'un avantage concurrentiel important en raison de son environnement fiscal et réglementaire, les baisses d'impôt et la réduction de la réglementation américaine seraient moins menaçantes. Comme nous l'avons vu, ce n'est toutefois pas clairement le cas.

Le Canada ne peut se permettre de rester passif face aux intentions ambitieuses de l'administration Trump. Le gouvernement fédéral a pris très au sérieux les menaces planant sur l'Accord de libre-échange nord-américain. Il est navrant de voir que ce n'est toujours pas le cas pour les menaces qui minent déjà le secteur essentiel du pétrole et du gaz. Il est grand temps de redresser la barre.

174. Le Conference Board du Canada, *The Cost of a Cleaner Future: Examining the Economic Impacts of Reducing GHG Emissions*, septembre 2017, p. 18 et 70.

175. Josh Wingrove, « Canada's climate-change plan threatens business competitiveness, Trudeau warned », *The Globe and Mail*, 25 juillet 2017.



## ANNEXE

### Choix d'une province et de deux États pour fins de comparaison

Pour comparer les politiques fiscales et réglementaires des États-Unis et du Canada, on ne doit pas se limiter au palier fédéral. Les États et provinces jouent aussi un rôle important. Il serait néanmoins trop ambitieux pour ce Cahier de recherche de passer en revue les multiples différences entre tous les États américains et toutes les provinces canadiennes produisant du pétrole et du gaz naturel.

Afin d'obtenir un portrait fidèle de la situation sans multiplier considérablement la tâche, une province et deux États américains ont été retenus aux fins de comparaison : l'Alberta, principale province productrice de pétrole et de gaz naturel; la Pennsylvanie, second État producteur de gaz naturel après le Texas; et le Dakota du Nord, second État producteur de pétrole, après le Texas également.

Le Texas est dans une classe à part, tant par l'importance de sa production et sa capacité de raffinage que par sa très longue histoire pétrolière et gazière. Il est aussi plus éloigné du Canada, tant sur le plan géographique que sur les plans culturel, fiscal et réglementaire. Il apparaît donc approprié de choisir d'autres États aux fins de comparaison.

Les deux États américains choisis présentent des caractéristiques intéressantes, plus directement comparables avec les provinces canadiennes. Leurs régimes de redevances comme leurs cadres réglementaires reflètent également les développements les plus récents dans la production d'hydrocarbures aux États-Unis. Il y a dix ans seulement, aucun de ces deux États n'était dans une situation comparable à celle d'aujourd'hui en termes de production (voir les Figures A-1 et A-2).

Voici quelques renseignements supplémentaires sur la province et les États retenus.

#### Alberta

L'Alberta a une superficie de 661 848 km<sup>2</sup> et compte une population de près de 4,3 millions d'habitants<sup>176</sup>. Il s'agit d'une province où le cadre réglementaire et le régime fiscal subissent de grandes transformations depuis quelques années. Il est d'autant plus important, dans ce

176. Encyclopédie canadienne, Alberta; Statistique Canada, Tableau CANSIM 051-001 : Estimations de la population, selon le groupe d'âge et le sexe au 1<sup>er</sup> juillet, Canada, provinces et territoires, 2016.

contexte, de se comparer pour ne pas nuire à la compétitivité de l'industrie dans cette province.

Sa production de pétrole représente 80 % du total de la production canadienne (voir la Figure A-3). Malgré la diminution des dernières années, elle produit toujours plus des deux tiers du gaz naturel. Au début des années 2000, cette proportion dépassait 80 % (voir les Figures A-4 et A-5). La hausse importante de la production de gaz naturel en Colombie-Britannique a en partie compensé la diminution de la production albertaine<sup>177</sup>.

#### Pennsylvanie

La Pennsylvanie est le second État producteur de gaz naturel après le Texas (voir la Figure A-6). Elle partage une frontière avec la province de l'Ontario, sur le lac Érié. D'une superficie de 119 280 km<sup>2</sup> et comptant une population de près de 12,8 millions d'habitants<sup>178</sup>, la Pennsylvanie est située sur la formation de Marcellus, contenant une quantité importante de gaz de schiste.

#### Dakota du Nord

Le Dakota du Nord est le second producteur de pétrole après le Texas (voir la Figure A-7). Cet État souffre d'un enclavement continental identique à celui de l'Alberta. Sa production de pétrole a atteint des niveaux records principalement en raison des nouvelles techniques d'extraction.

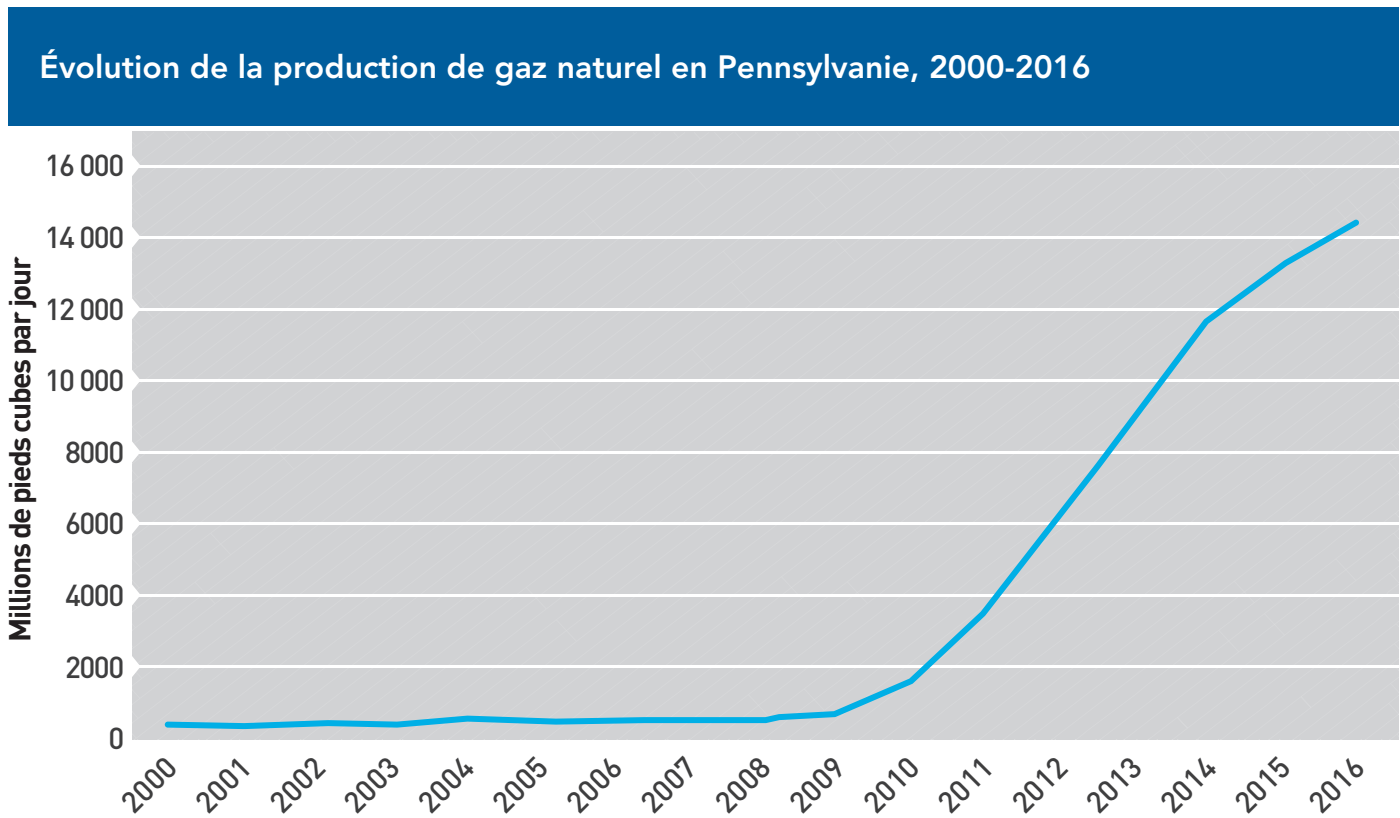
D'une superficie de 183 108 km<sup>2</sup> et comptant une population de près de 758 000 habitants<sup>179</sup>, le Dakota du Nord partage une frontière commune avec les provinces canadiennes de la Saskatchewan et du Manitoba. Cet État tire son pétrole non conventionnel de la formation de Bakken.

177. Office national de l'énergie, Production de gaz naturel commercialisable au Canada, 2017.

178. U.S. Census Bureau, Geography, State Area Measurements and Internal Point Coordinates, Pennsylvania; U.S. Census Bureau, State Population Totals Tables: 2010-2016, Annual Estimates of the Resident Population for the United States, Regions, States, and Puerto Rico: April 1, 2010 to July 1, 2016, Pennsylvania.

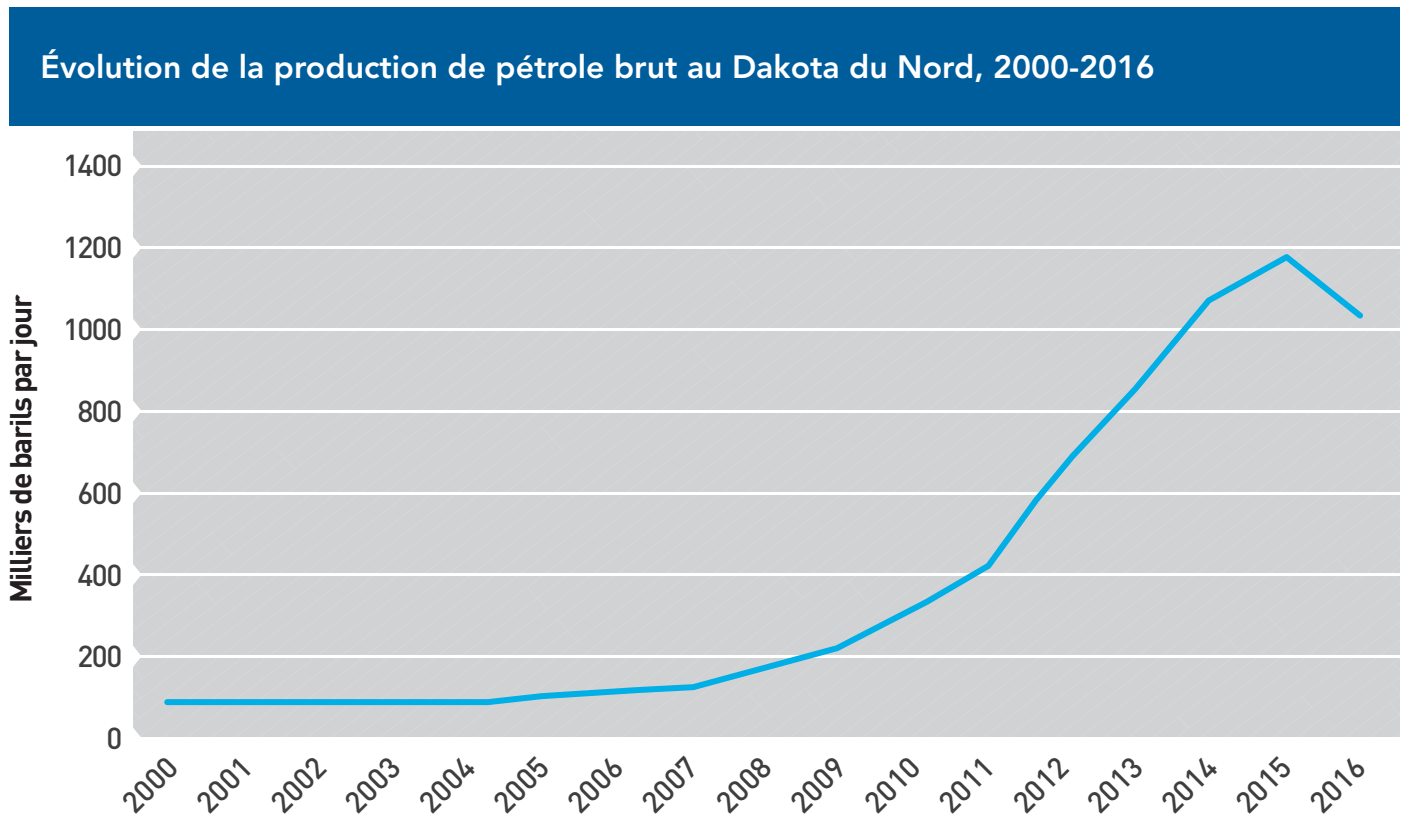
179. *Ibid.*, North Dakota.

Figure A-1



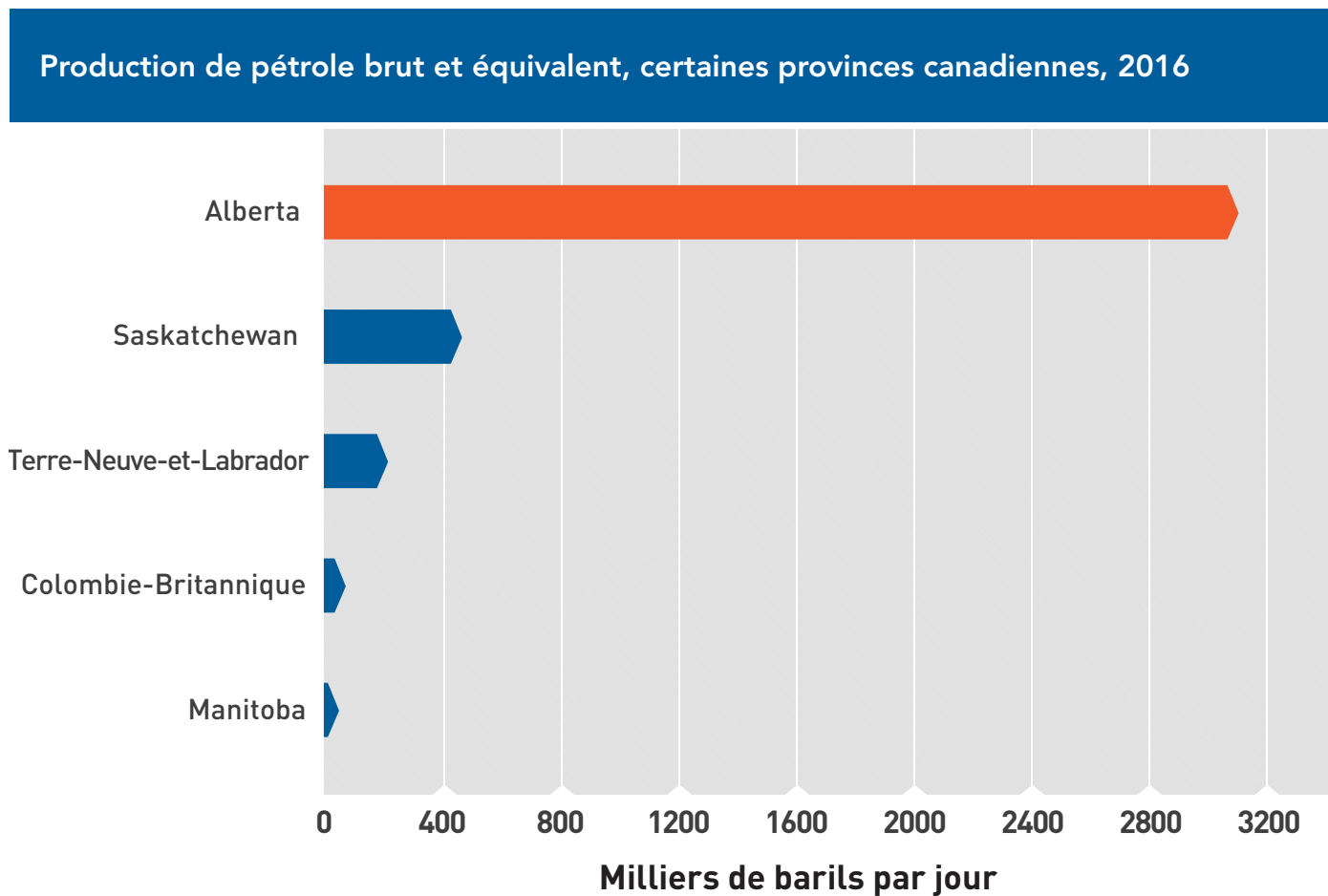
Source : U.S. Energy Information Administration, Natural Gas, Pennsylvania Natural Gas Marketed Production (MMcf), 31 août 2017.

Figure A-2



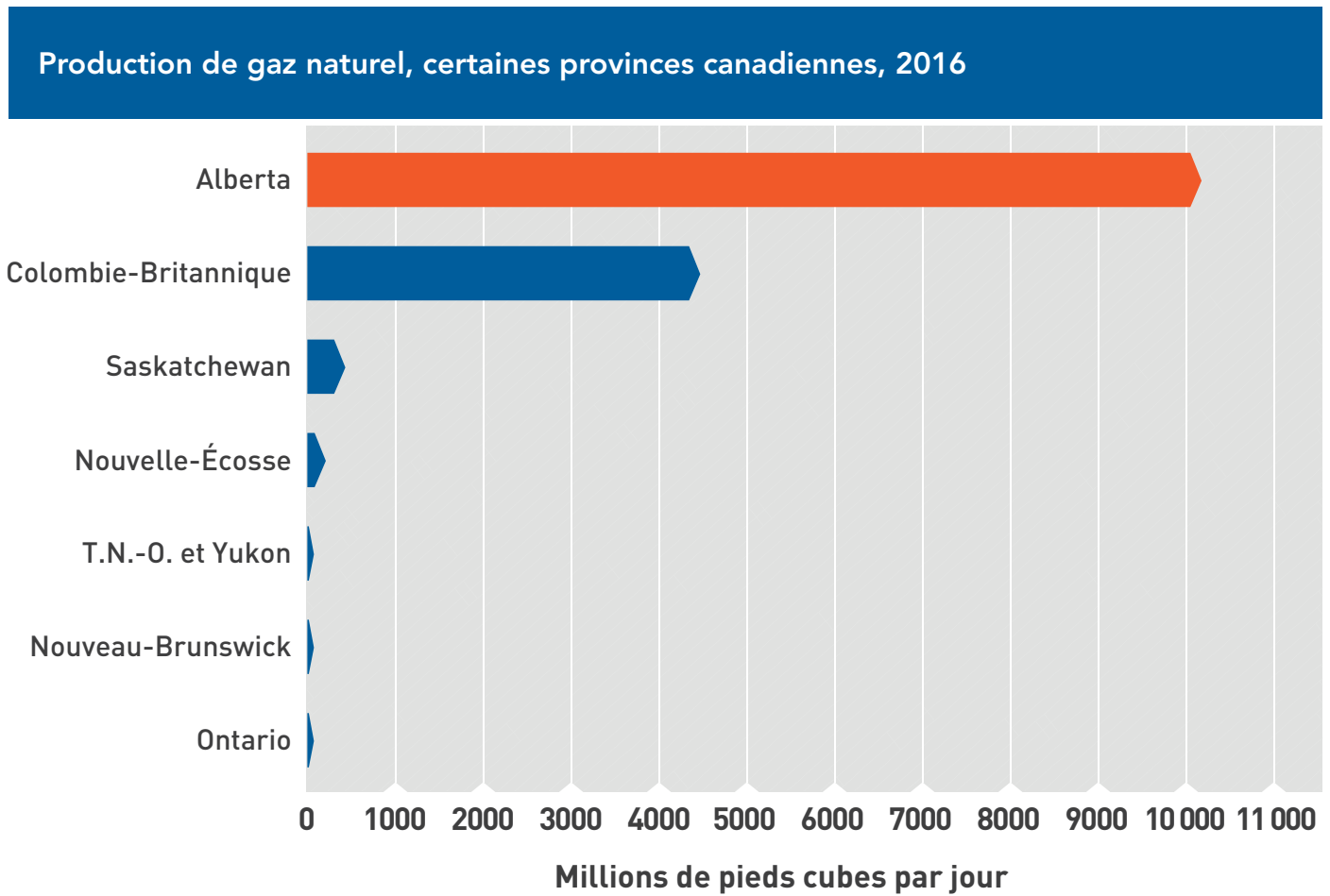
Source : U.S. Energy Information Administration, Crude Oil Production, North Dakota Field Production of Crude Oil Annual, 13 septembre 2017.

Figure A-3



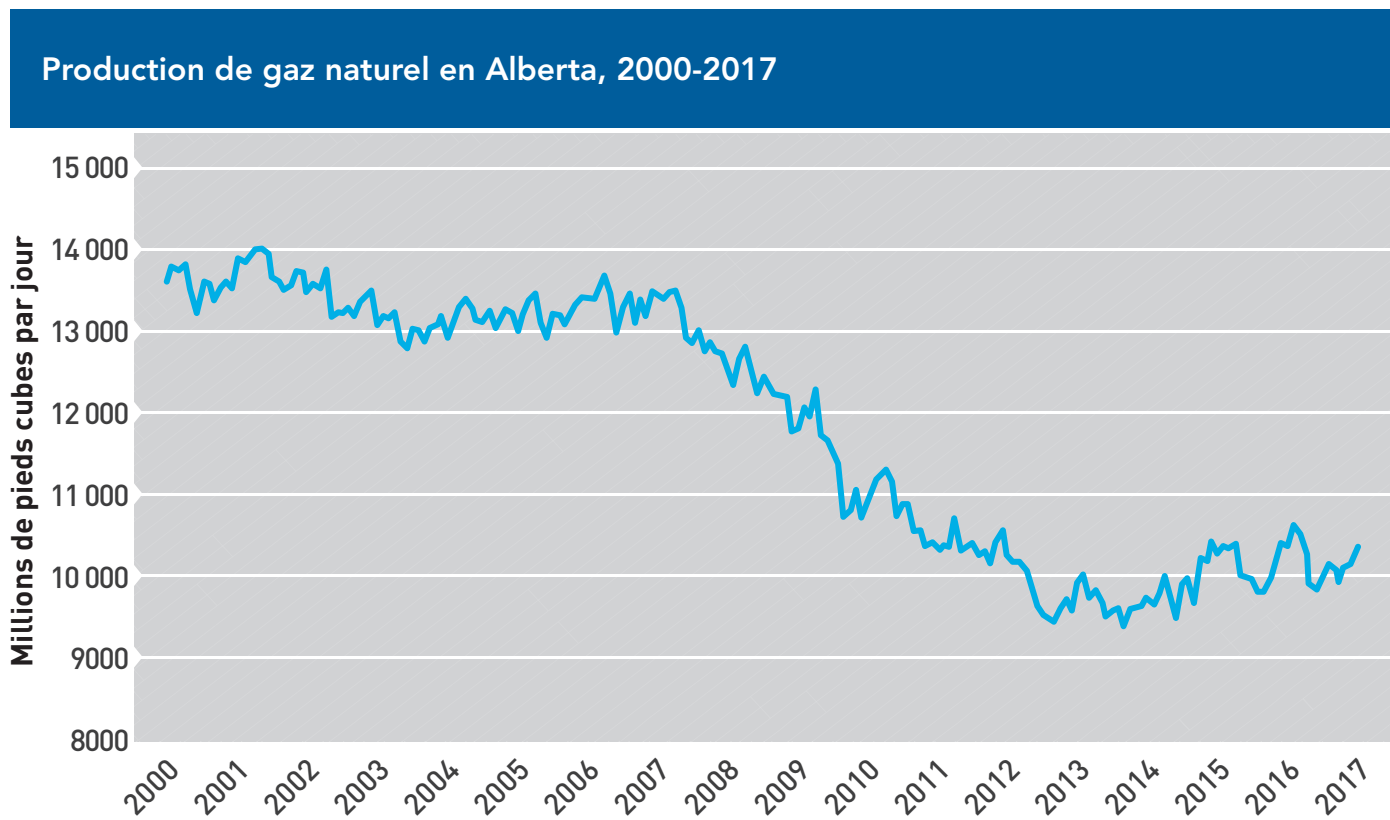
Source : Office national de l'énergie, Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada, 7 juillet 2017.

Figure A-4



Source : Office national de l'énergie, Production de gaz naturel commercialisable au Canada, 25 septembre 2017.

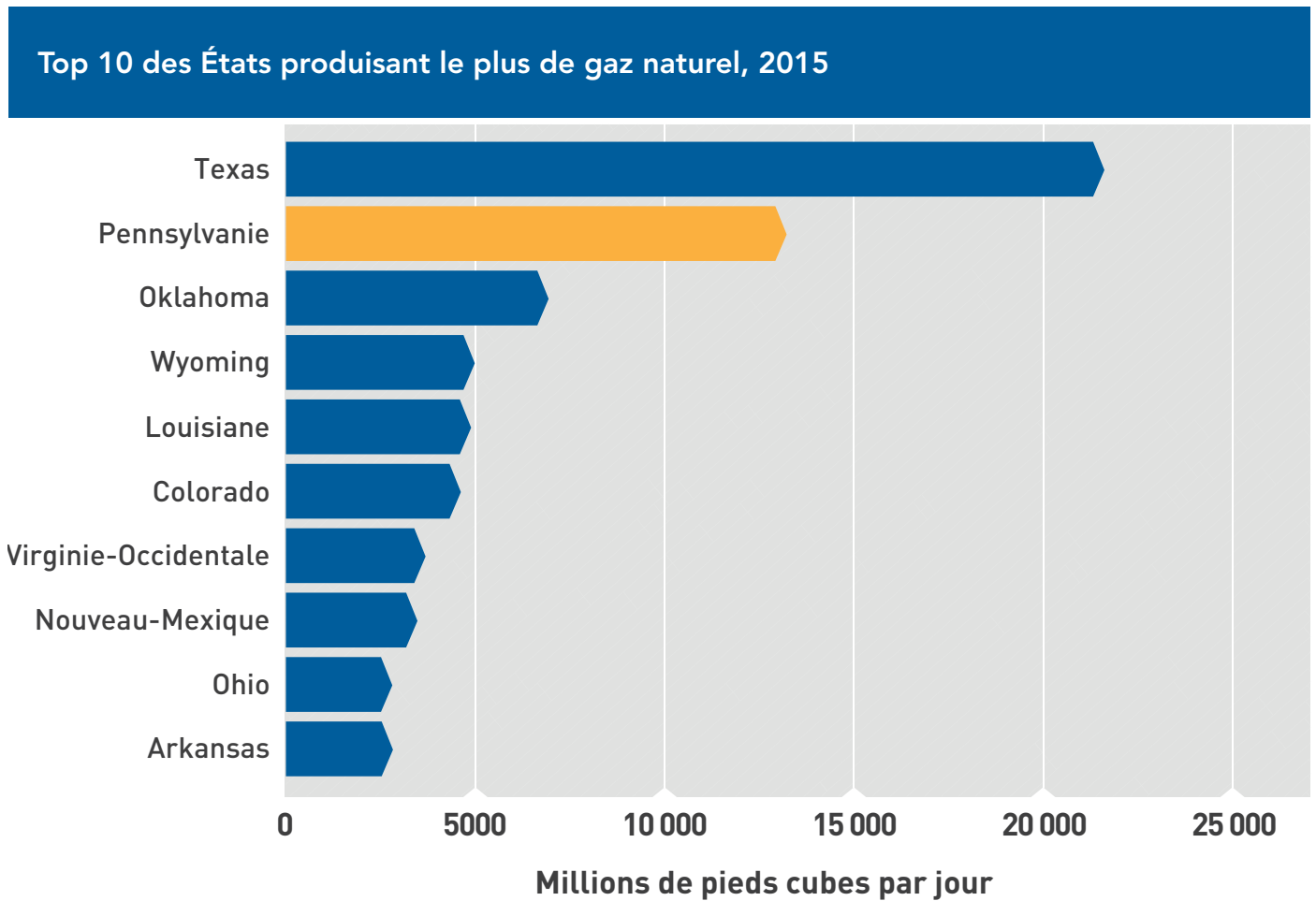
Figure A-5



Source : Office national de l'énergie, Production de gaz naturel commercialisable au Canada, 25 septembre 2017.

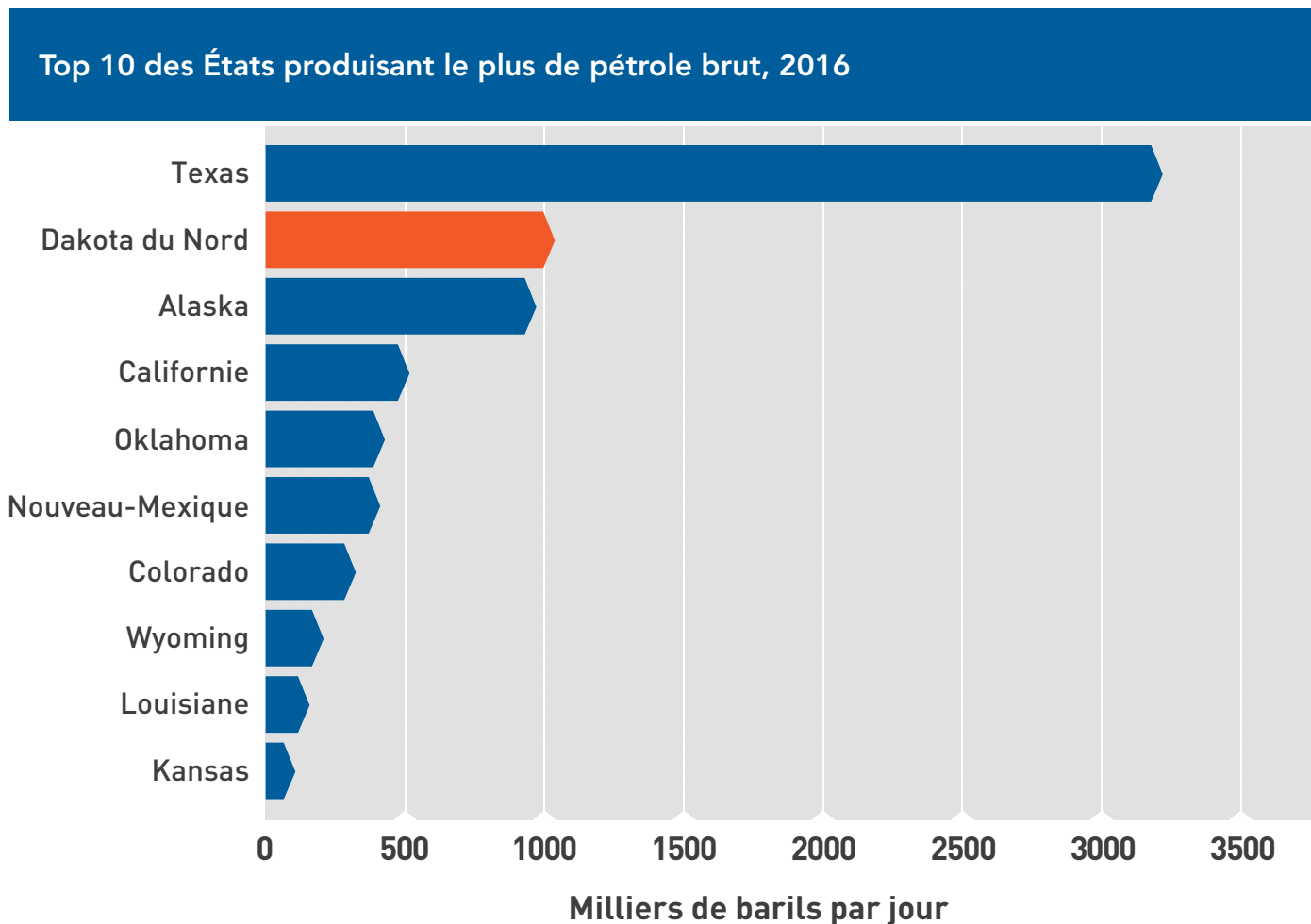


Figure A-6



Source : U.S. Energy Information Administration, Rankings: Natural Gas Marketed Production, 2015.

Figure A-7



Source : U.S. Energy Information Administration, Petroleum & Other Liquids, Crude Oil Production, 13 septembre 2017.

# À PROPOS DE L'AUTEUR



## GERMAIN BELZILE

Germain Belzile est chercheur associé senior, département des interventions liées à l'actualité, à l'IEDM. Il enseigne l'économie depuis plus de 30 ans, d'abord à l'UQAM, puis HEC Montréal, et est titulaire d'une maîtrise en sciences économiques de l'UQAM, où il a aussi fait des études doctorales. Il est le co-auteur des manuels d'économie les plus utilisés dans les universités francophones canadiennes (*Principes de microéconomie* et *Principes de macroéconomie*). Auteur de plusieurs articles, il participe régulièrement à des débats, entrevues et conférences portant sur la mondialisation, l'économie et le libéralisme.



Institut économique de Montréal

910, rue Peel, bureau 600, Montréal QC H3C 2H8

T 514.273.0969 F 514.273.2581 **iedm.org**

ISBN 978-2-922687-79-8