

# Transport et traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec : enjeux économiques

JANVIER 2014

PRÉPARÉ PAR THE GOODMAN GROUP, LTD.  
EN COLLABORATION AVEC ÉQUITERRE ET GREENPEACE CANADA



équiterre

GREENPEACE

# Table des matières

## 1. Résumé ..... 1

## 2. Mise en contexte ..... 6

- a. Acteurs clés : promoteurs des sables bitumineux, raffineries au Québec, gouvernements et population ..... 8
- b. Principaux projets proposés pour le transport du pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire ..... 10
  - Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 : Sarnia (ON)-Westover (ON)-Montréal (QC); 300 000 bpj ..... 10
  - Oléoduc Énergie Est de TransCanada : de l'Alberta au Nouveau-Brunswick en passant par le Québec; capacité dorénavant augmentée à 1 100 000 bpj ..... 13
- c. Autres options pour le transport du pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire ..... 14
  - Pipe-lines Portland Montréal (PLPM) ..... 14
  - Transport ferroviaire du pétrole brut ..... 15
  - Transport maritime (pétroliers) ..... 15
- d. Capacité de raffinage disponible au Québec pour le pétrole brut des sables bitumineux ..... 16

## 3. Bénéfices reliés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux ..... 20

- a. Mythe : traiter le pétrole brut des sables bitumineux au Québec se traduira par de plus bas prix à la pompe ..... 22
- b. Mythe : traiter le pétrole brut des sables bitumineux au Québec contribuera au développement économique de cette province ..... 23
  - Développement économique minime engendré par le raffinage du pétrole brut des sables bitumineux dans les raffineries au Québec ..... 24
  - Développement économique minime engendré par le pétrole brut des sables bitumineux et le complexe pétrochimique de Montréal-Est ..... 27
  - Développement économique minime engendré par la construction et l'exploitation d'oléoducs au Québec ..... 28
  - Solutions de rechange saines engendrant un développement économique durable ..... 28
- c. Mythe : Faire du Québec un intermédiaire pour les sables bitumineux participera au développement économique de cette province ..... 31
  - Développement économique minime engendré par l'utilisation des installations portuaires québécoises ..... 31
  - Développement économique minime engendré par la construction et l'exploitation d'oléoducs au Québec ..... 31
- d. Les bénéfices vont aux promoteurs des sables bitumineux et aux raffineries, non pas aux consommateurs québécois ..... 32

# Table des matières

## 4.

### Risques et coûts reliés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux..... 33

- a. Risques et coûts reliés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec ..... 34
- b. Les risques et les coûts sont assumés par les citoyens québécois, non pas par les promoteurs des sables bitumineux et les entreprises exploitantes d'oléoducs ..... 37

## 5.

### Le Québec à la croisée des chemins en ce qui concerne l'expansion des sables bitumineux : un important choix de société ..... 39

## 6.

### Conclusion ..... 42

### Notes de fin de document..... 45

### Liste des acronymes

ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
bpj	baril par jour
GES	gaz à effet de serre
ONÉ	Office national de l'énergie
PBS	pétrole brut synthétique
PIB	produit intérieur brut
PLPM	Pipe-lines Portland Montréal
ppm	partie par million
TGG	The Goodman Group

#### PAGE COUVERTURE:

Unité de valorisation faisant partie du complexe Mildred Lake de Syncrude, Alberta.

© GREENPEACE / E M

#### PAGES II ET III:

Bassins de résidus de sables bitumineux au nord de Fort McMurray.

© GREENPEACE / E M

## Transport et traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec : enjeux économiques

Brigid Rowan et Ian Goodman, The Goodman Group, Ltd., en collaboration avec Équiterre et Greenpeace Canada  
Janvier 2014

Révision : **Anne-Marie Legault, Marie-Ève Roy**  
Traduction : **Nicolas Soumis**  
Graphisme : **Diane Héroux**  
Photo de couverture : © **Greenpeace / E M**

© 2014 The Goodman Group, Ltd., Équiterre et Greenpeace Canada  
Tous droits réservés. Ce document peut être reproduit ou cité librement, en tout ou en partie, à des fins non commerciales et à condition que la source soit mentionnée.

Voici comment citer correctement ce rapport :

Rowan, Brigid et Ian Goodman, The Goodman Group, Ltd., en collaboration avec Équiterre et Greenpeace Canada.  
Transport et traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec : enjeux économiques. 2014.  
ISBN 978-0-9881031-6-0

### Équiterre

Maison du développement durable  
50, rue Sainte-Catherine Ouest, bureau 340  
Montréal (Québec) H2X 3V4  
Canada  
Tél. : 514-522-2000

### Greenpeace Canada

454, avenue Laurier Est  
Montréal (Québec) H2J 1E7  
Canada  
Tél. : 514-933-0021

Vous pouvez télécharger ce document à partir des sites web d'Équiterre et de Greenpeace Canada  
[www.equiterre.org](http://www.equiterre.org) ou [www.greenpeace.org/canada/](http://www.greenpeace.org/canada/)

### À propos de The Goodman Group, Ltd.

The Goodman Group, Ltd. (TGG) est une société de conseil spécialisée en développement économique et en politiques réglementaires dans le domaine de l'énergie.

Depuis 1989, TGG effectue des recherches portant sur un vaste éventail de sujets. Ses clients, situés partout en Amérique du Nord, incluent des entreprises du secteur de l'énergie, des organismes réglementaires et des gouvernements, des groupes de défense des consommateurs ainsi que des groupes environnementalistes et autochtones. Le fil conducteur des activités de conseil de TGG est l'application de principes économiques afin de fournir des études, des évaluations politiques, des témoignages d'expert, ainsi que des appuis techniques pour des intervenants en réglementation et pour des clients en cas de litige.

Récemment, TGG a démontré à l'administration Obama que les promoteurs de l'oléoduc Keystone XL ont grandement exagéré les retombées économiques de leur projet, en matière de création d'emplois notamment. Ian Goodman et Brigid Rowan, de TGG, ont également déposé un témoignage d'expert dans le cadre des audiences devant l'Office national de l'énergie portant sur l'inversion de la Ligne 9B et l'accroissement de la capacité de la Ligne 9. Le rapport TGG a évalué les coûts et bénéfices économiques du projet d'Enbridge.

Visitez [www.thegoodman.com](http://www.thegoodman.com)  
pour plus d'informations.

### À propos de Greenpeace

Greenpeace est une organisation indépendante, pacifique et non partisane qui a pour but de dénoncer les atteintes à l'environnement et d'apporter des solutions à la protection de l'environnement et à la promotion de la paix. Visitez [www.greenpeacecanada.org](http://www.greenpeacecanada.org) pour plus d'informations.

### À propos d'Équiterre

Équiterre s'est donné pour mission de contribuer à bâtir un mouvement de société en incitant citoyens, organisations et gouvernements à faire des choix écologiques, équitables et solidaires. Visitez [www.equiterre.org](http://www.equiterre.org) pour plus d'informations.

### Faites un don

**À Greenpeace :** Appuyez notre travail ! Greenpeace est une organisation indépendante qui n'accepte aucun financement de la part des gouvernements ou des entreprises. Nos actions, nous les menons grâce à vous. C'est vous qui faites la différence !

### Oui, j'appuie Greenpeace

**À Équiterre :** Équiterre propose des solutions concrètes par ses projets d'accompagnement, de sensibilisation et de recherche afin de protéger l'environnement et de favoriser l'équité ainsi que la solidarité entre les citoyens et les peuples. L'organisation intervient également sur la scène publique et auprès des décideurs pour que les lois, règlements, politiques ou pratiques favorisent une société juste et durable. en Faites partie du mouvement.

**Agissez avec nous notamment sur le dossier des changements climatiques en faisant un don à Équiterre.**

# 1. Résumé

Vue aérienne de la mine  
de sables bitumineux  
Aurora de Syncrude,  
située dans la forêt  
boréale au nord  
de Fort McMurray.

© GREENPEACE / JIRI REZAC

**L**e présent rapport analyse les enjeux économiques reliés au transport du pétrole brut des sables bitumineux albertains et à son traitement au Québec. Nous portons une attention particulière aux bénéfices et aux coûts de ces activités pour le Québec, et abordons l'incertitude et la divergence d'opinions répandues quant à la manière dont le Québec pourrait être affecté par le pétrole brut des sables bitumineux.

Les promoteurs des sables bitumineux affirment que le Québec bénéficiera du transport et du traitement du pétrole brut des sables bitumineux, les bénéfices se traduisant notamment par une réduction du prix du carburant (essence) à la pompe et du développement économique (création d'emplois et autres retombées économiques)<sup>1</sup>. En réalité, une implication accrue du Québec dans l'industrie des sables bitumineux ne lui rapporterait que peu de bénéfices (ou aucun), mais l'exposerait à des risques, des coûts et des impacts environnementaux négatifs substantiels.

Le présent rapport constitue une réplique aux affirmations des promoteurs des sables bitumineux. Il explique également les raisons pour lesquelles le Québec ne tirera aucun bénéfice important en s'impliquant davantage dans la filière du pétrole brut des sables bitumineux alors qu'il se retrouvera à assumer la presque totalité des risques et des coûts engendrés par les déversements et les autres impacts environnementaux. En contrepartie, les promoteurs des sables bitumineux retireront la quasi-totalité des bénéfices, tout en assumant une infime partie – ou aucun – des risques et des coûts environnementaux.

Le secteur du pétrole brut (incluant les activités de transport, de raffinage et de traitement) représente actuellement une minuscule proportion de l'ensemble de l'économie et des emplois au Québec. Même si tous les projets proposés reliés aux sables bitumineux (soit l'inversion de la canalisation 9B, Énergie Est et l'unité de cokéfaction de Suncor) étaient approuvés, ce secteur resterait minuscule. En se basant sur des données et des analyses en provenance des promoteurs des sables bitumineux et de Statistique Canada, le présent rapport a établi que le secteur du pétrole brut contribue actuellement à 0,50 % (ou moins) de l'ensemble de l'économie du Québec et à 0,30 % (ou moins) de tous les emplois de cette province. Or, si tous les projets proposés étaient approuvés, les activités d'exploitation de l'**ensemble** du secteur du pétrole brut continueraient probablement de contribuer à environ 0,50 % (ou moins) de l'ensemble de l'économie et à 0,30 % (ou moins) de tous les emplois de cette province.

Comme il sera abordé dans le présent rapport, les deux raffineries au Québec poursuivront leurs activités et amélioreront probablement leur rentabilité, que les projets d'inversion de la canalisation 9B et d'Énergie Est voient le jour ou non. L'**impact différentiel** du développement économique (en matière d'emplois et de retombées économiques d'autres natures) découlant des activités d'exploitation reliées à ces projets proposés est **négligeable**.

Au Québec, l'impact du développement économique lié à l'investissement des capitaux nécessaires à la réalisation des nouveaux projets (c.-à-d. emplois et retombées économiques reliées à la construction des oléoducs, des terminaux

portuaires et de l'unité de cokéfaction de Suncor proposés) serait à la fois petit et de courte durée. Si tous les projets proposés étaient approuvés, la contribution annuelle à l'économie du Québec engendrée par les activités d'investissement de capitaux serait d'environ 0,20 % au cours de la période de quatre années ou plus durant laquelle les capitaux seraient investis<sup>2</sup>. Comme il sera expliqué plus loin, chaque million de dollars investi dans les projets de construction d'oléoducs et d'amélioration des raffineries se traduit par la création d'environ huit années-personnes de travail au Québec.

Les promoteurs des sables bitumineux font pression afin de faire accepter des projets qui comportent de minuscules bénéfices pour l'économie et l'emploi au Québec, mais une forte empreinte environnementale et un niveau de risque élevé. En acceptant d'être un intermédiaire et/ou une unité de valorisation pour les sables bitumineux, le Québec verrait surtout augmenter ses externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque, sans toutefois que les gains économiques permettent de compenser celles-ci. En contrepartie, les producteurs de sables bitumineux (qui pourront profiter d'un accès aux marchés des raffineries de l'Est de même qu'aux ports océaniques afin de permettre l'exportation outre-mer) et les raffineries (qui pourront s'approvisionner en pétrole brut à moindre prix, du moins à court et à moyen terme) seront en mesure de réaliser de très importants gains économiques. Dans cette situation, les bénéfices découlant de ces projets seront privatisés alors que leurs risques seront socialisés.

Plutôt que d'adopter cette stratégie de développement économique hautement risquée et malsaine, le Québec devrait plutôt poursuivre sa transition vers les énergies plus propres en augmentant ses investissements dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, le transport en commun et l'électrification des transports. Non seulement les investissements dans les énergies propres permettraient au Québec de réduire les externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque, mais lui permettraient également de récolter des bénéfices plus importants et plus durables sur le plan du développement économique<sup>3</sup>.

Les choix que doit faire le Québec quant aux sables bitumineux sont à la fois très importants et sujets à grande controverse. Le gouvernement péquiste a promis de réduire d'ici 2020 les émissions de gaz à effet de serre (GES) de la province de 25 % par rapport à celles de 1990, et de réduire sa consommation de pétrole de 30 % d'ici 2020 et de 60 % d'ici 2030. Le rôle du Québec dans le transport et le traitement du pétrole brut des sables bitumineux, dont l'ampleur pourra varier considérablement (de nulle ou négligeable à considérable), dépendra des choix que fera cette province au cours des prochaines années. Dans le contexte actuel en évolution (rentabilité économique des sables bitumineux de plus en plus menacée, et incertitudes quant aux autres grands projets d'oléoducs), les choix du Québec par rapport aux sables bitumineux ont le potentiel d'affecter de manière particulièrement importante l'expansion de ces derniers. Si le Québec accepte les projets proposés, cette décision participera à consolider la rentabilité et les perspectives d'expansion toutes deux en baisse des sables bitumineux. Si, au contraire, le Québec refuse les projets proposés,

cela accélérera la recherche de solutions de rechange à l'expansion des sables bitumineux en (a) limitant le nombre d'oléoducs pouvant être utilisés par les exploitants de sables bitumineux; (b) en ayant un effet dissuasif sur le développement de projets à court terme; et (c) en donnant plus de temps aux réalités émergentes du marché (et à d'autres facteurs) pour contraindre l'expansion future des sables bitumineux<sup>4</sup>.

Afin d'effectuer des choix prudents et de protéger adéquatement le bien commun, il est essentiel de soupeser avec rigueur les bénéfices, les coûts et les risques de ces projets et de déterminer quels sont les acteurs qui engrangent les bénéfices et quels sont ceux qui assument les risques et les coûts. Le présent rapport offre un guide servant à déterminer quels sont les éléments à considérer au sein du processus décisionnel s'appliquant à la participation du Québec dans le transport et le traitement du pétrole brut des sables bitumineux. Il arrive à la conclusion que faire du Québec un intermédiaire et une unité de valorisation pour le pétrole brut des sables bitumineux permet aux promoteurs des sables bitumineux et aux raffineries de faire des bénéfices, mais transfère les externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque sur les épaules de la population québécoise. Alors que la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> vient tout juste d'atteindre le seuil historique de 400 parties par million (ppm), le Québec se trouve devant une occasion unique de restreindre l'expansion de l'un des projets énergétiques parmi les plus polluants de la planète, tout en rejetant un scénario économique malsain et marqué par un niveau de risque élevé.

**La section 2** offre une description du contexte au sein duquel les projets sont proposés afin d'accroître la participation du Québec dans la filière du pétrole brut des sables bitumineux. Cette section offre un aperçu et une mise à jour (a) des acteurs clés impliqués (promoteurs, raffineries, gouvernements et population); (b) des principaux projets proposés pour transporter le pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire (canalisation 9B et Énergie Est); et (c) de la capacité de raffinage disponible au Québec pour ce type de pétrole brut (installations de Suncor à Montréal et d'Ultramar à St-Romuald)<sup>5</sup>.

**La section 3** examine et quantifie les minuscules bénéfices pour l'économie du Québec qui découleraient du transport et du traitement du pétrole brut des sables bitumineux. Cette section réfute les mythes perpétués par les promoteurs et les médias en ce qui concerne les supposés bénéfices des projets proposés en matière de réduction du prix du carburant au Québec et de développement économique.

Les importants risques et coûts associés au transport du pétrole brut des sables bitumineux et à son traitement au Québec sont analysés à **la section 4**. Cette section explore également de quelle manière les risques et les coûts seront supportés par la population québécoise – et non pas par les promoteurs des sables bitumineux et les raffineries. **La section 5** décrit comment, dans le contexte actuel, les choix du Québec vis-à-vis des sables bitumineux peuvent affecter de manière particulièrement importante leur expansion. Enfin, **la section 6** fait état des conclusions du rapport.

**Trois événements importants** survenus au cours de la préparation du présent rapport viennent renforcer nos conclusions.

**Premièrement, la catastrophe survenue à Lac-Mégantic** jette une immense ombre tragique sur toute considération liée aux choix énergétiques du Québec et rappelle durement les dangers inhérents au transport des carburants fossiles.

**Deuxièmement, d'importants problèmes liés à la canalisation 9 d'Enbridge** ont récemment été révélés lors de l'examen du projet d'inversion de la canalisation 9B par l'Office national de l'énergie (ONÉ). Comme il sera expliqué plus loin, la canalisation 9 est un oléoduc particulier qui se trouve à une proximité extraordinaire des populations, de l'eau et des activités économiques. En raison de l'interaction entre la fissuration et la corrosion (comme l'a démontré l'expert international en matière de sécurité des oléoducs Richard Kuprewicz), il y existe un fort risque (supérieur à 90 %) que la canalisation 9 se rompe au cours des premières années de l'inversion du flux<sup>6</sup>. Considérant différents scénarios de défaillances ou d'accidents, les coûts potentiels du projet (estimés par The Goodman Group [TGG] à un milliard de dollars selon un scénario négatif et à cinq à dix milliards de dollars selon le pire scénario) pourraient outrepasser (possiblement grandement) ses bénéfices potentiels (estimés par TGG à moins d'un milliard de dollars par année et probablement à moins d'un demi-milliard de dollars par année)<sup>7</sup>.

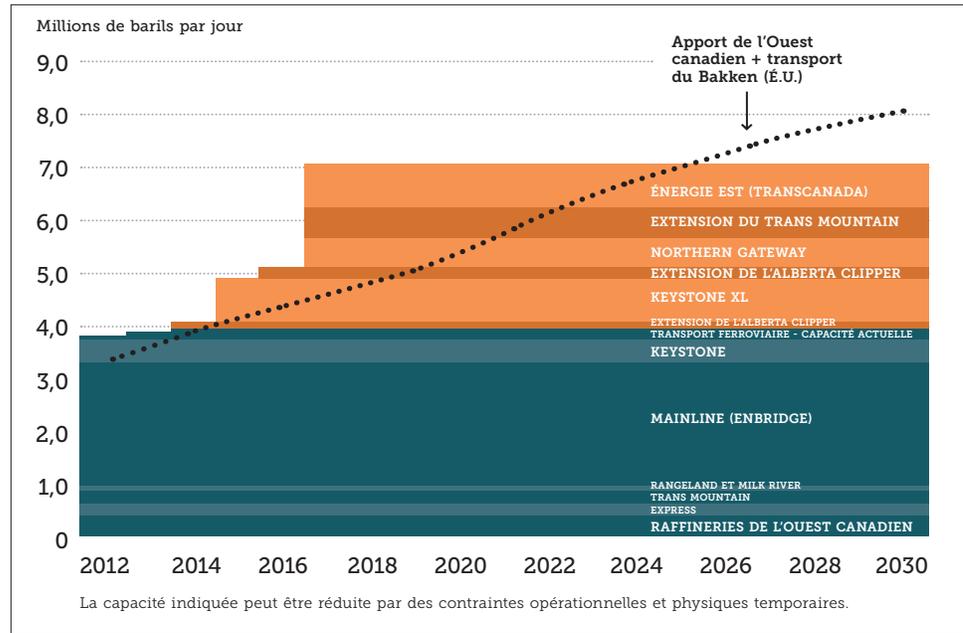
**Troisièmement, TransCanada a annoncé en août 2013** qu'elle envisageait d'aller de l'avant avec son **projet d'oléoduc Énergie Est**. S'il est approuvé, Énergie Est deviendra l'un des plus importants oléoducs d'Amérique du Nord, acheminant 1,1 million de barils par jour (bpj) de pétrole brut de l'Ouest sur le territoire du Québec. Avec Énergie Est, le Québec, qui n'était jusqu'à présent qu'un spectateur, pourrait jouer un rôle clé dans l'expansion des sables bitumineux. Les auteurs du présent rapport croient que le Québec se trouve maintenant à la croisée des chemins. L'une des voies possibles, soit l'approbation d'Énergie Est et l'inversion de la canalisation 9B, mènera le Québec vers un avenir énergétique polluant comportant de hauts risques, tout en offrant des bénéfices économiques négligeables pour la province. L'autre voie, celle préconisant une énergie plus propre (avec des investissements accrus dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et le transport en commun), mènera à une économie à la fois plus saine et plus durable. La stratégie énergétique du Québec ne devrait pas être réduite à faire un choix déchirant entre l'oléoduc ou le transport ferroviaire. Le Québec fait plutôt face à un choix net et important : la voie des énergies propres menant à un avenir durable ou la voie des énergies polluantes hautement risquées menant à une économie malsaine.

Un paysage défiguré  
par l'extraction des  
sables bitumineux  
dans le nord de l'Alberta.

## 2. Mise en contexte

En Alberta, les vastes mines à ciel ouvert de sables bitumineux nécessitent une coupe à blanc extensive de la forêt boréale vierge.

© GREENPEACE / JOHN WOODS



**FIGURE 1** Capacité d'acheminement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et prévisions d'approvisionnement. Les sections oranges représentent les infrastructures qui ne sont pas encore en service, alors que les sections vertes représentent les infrastructures déjà en service. SOURCE : ACP<sup>8</sup>.

**A** fin de mieux évaluer les coûts et les bénéfices de la participation du Québec à la filière du pétrole brut des sables bitumineux, cette section offre un aperçu ainsi qu'une mise à jour (a) des acteurs clés impliqués; (b) des principaux projets proposés pour acheminer le pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire; et (c) de la capacité de raffinage disponible au Québec pour ce type de pétrole brut. Actuellement, le pétrole brut des sables bitumineux n'est ni acheminé ni traité au Québec<sup>9</sup>, mais cela pourrait bientôt changer. Les oléoducs constituent de loin l'option privilégiée par l'industrie pour transporter du pétrole brut (particulièrement celui extrait des sables bitumineux), parce que leurs coûts sont relativement faibles et qu'ils possèdent une forte capacité. Au cours des dernières années, les sables bitumineux ont connu une importante expansion exempte de contraintes. En raison de cette expansion, et de la localisation éloignée et enclavée de l'Alberta, les producteurs de sables bitumineux manquent actuellement d'oléoducs et doivent réduire le prix de vente de leurs produits.

Considérant l'importante opposition populaire à Northern Gateway et à l'extension de Trans Mountain (pour le transport du pétrole brut des sables bitumineux sur le territoire de la Colombie-Britannique jusqu'aux raffineries et aux installations portuaires de la côte Ouest) de même qu'à Keystone XL (pour le transport vers le sud du pétrole brut des sables bitumineux et sur le territoire des États-Unis jusqu'aux raffineries et aux installations portuaires de la côte du Golfe), les perspectives demeurent incertaines pour l'ensemble des principaux projets d'oléoducs proposés visant le transport du pétrole brut des sables bitumineux. Alors qu'ailleurs, l'opposition croît en raison des préoccupations en matière d'impacts environnementaux, les promoteurs

des sables bitumineux ont redoublé d'efforts pour promouvoir le transport du pétrole brut vers l'est – et sur le territoire québécois – pour alimenter les raffineries et les installations portuaires de la côte Est.

Les projets en cours d'évaluation pourraient permettre à d'importants volumes de pétrole brut des sables bitumineux d'entrer au Québec, d'être acheminés sur son territoire et d'y être potentiellement traités. Dès 2016, de grandes quantités de bitume dilué<sup>10</sup> provenant des sables bitumineux pourraient être transportées et traitées au Québec (entre 75 000 et 105 000 bpj dans le cas de la raffinerie de Suncor à Montréal)<sup>11</sup>. Les sections qui suivent fournissent une brève description des acteurs clés et des principaux projets proposés pour transporter le pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire.

### a. Acteurs clés : promoteurs des sables bitumineux, raffineries au Québec, gouvernements et population

Les acteurs clés susceptibles d'influencer la participation du Québec au sein de la filière du pétrole brut des sables bitumineux comprennent les promoteurs des sables bitumineux (c.-à-d. les producteurs de sables bitumineux et les entreprises exploitantes d'oléoducs), les raffineries au Québec, différents paliers gouvernementaux (fédéral, provincial, local) de même que la population<sup>12</sup>.

#### **Promoteurs des sables bitumineux (producteurs de sables bitumineux et entreprises exploitantes d'oléoducs)**

- Producteurs de sables bitumineux (ex. Suncor, ExxonMobil/Imperial, Shell) et l'ACPP (Association canadienne des producteurs pétroliers)<sup>13</sup>.
- Entreprises exploitantes d'oléoducs servant à transporter le pétrole brut des sables bitumineux. Actuellement, les principaux projets d'oléoducs menant au Québec et traversant son territoire sont proposés par Enbridge (le plus important transporteur de pétrole brut au Canada) et TransCanada (étant historiquement une entreprise spécialisée dans le transport du gaz naturel, mais qui tente actuellement d'augmenter la capacité de ses oléoducs).

#### **Raffineries au Québec**

- Raffinerie de Suncor à Montréal (propriété de Suncor, producteur de sables bitumineux basé en Alberta).
- Raffinerie d'Ultramar à St-Romuald (propriété de Valero, un raffineur indépendant basé au Texas).



**Gouvernements**

- L'Office national de l'énergie (ONÉ) : une agence fédérale indépendante qui régleme les oléoducs et les gazoducs interprovinciaux. Ainsi, les projets proposés d'oléoducs qui traversent le Québec (incluant l'inversion de la canalisation 9B et Énergie Est) doivent être examinés par l'ONÉ et dépendent de l'autorisation de cette instance pour pouvoir aller de l'avant<sup>14</sup>.
- Le gouvernement fédéral canadien : un important promoteur du développement et de l'expansion des sables bitumineux, qui mène un lobbying actif et agressif afin de promouvoir le transport du pétrole brut des sables bitumineux à l'extérieur de l'Alberta enclavée par l'entremise de divers projets d'oléoducs, incluant ceux qui se rendent au Québec et traversent son territoire.
- Le gouvernement de l'Alberta : un autre important promoteur du développement et de l'expansion des sables bitumineux, menant lui aussi un lobbying actif et agressif afin de promouvoir le transport du pétrole brut des sables bitumineux. Il a beaucoup à gagner sur le plan des recettes fiscales.
- Le gouvernement du Québec : jusqu'à présent, le gouvernement péquiste ne s'est pas positionné de manière claire par rapport aux projets proposés. Plus tôt cette année, la première ministre Marois a déclaré que son gouvernement était « ouvert » à ces projets, pour autant que le Québec ait quelque chose à y gagner et que certaines règles soient respectées, particulièrement en matière de respect de l'environnement<sup>15</sup>.
- Les gouvernements locaux au Québec : plusieurs gouvernements régionaux et municipaux ont exprimé des inquiétudes quant à la sécurité et aux impacts environnementaux reliés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux<sup>16</sup>.

**Population**

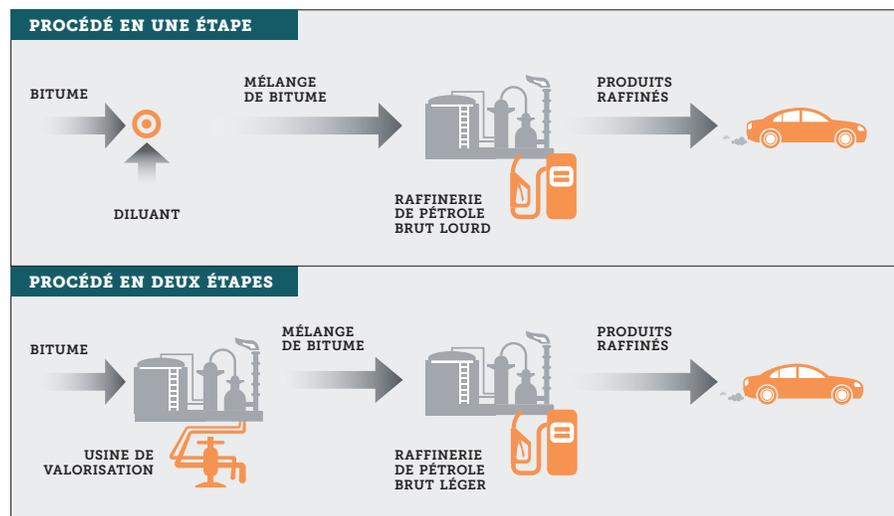
- La population québécoise est de plus en plus sensibilisée aux impacts sur l'environnement et la sécurité reliés à la production, au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux. Ces questions la préoccupent de plus en plus et conséquemment, l'opposition populaire à de tels projets va croissant. Jusqu'à présent, 20 municipalités ont écrit au gouvernement du Québec pour lui demander d'effectuer une étude d'impact environnemental indépendante.
- Tout comme en Colombie-Britannique (avec Northern Gateway) et aux États-Unis (avec Keystone XL), le militantisme citoyen au Québec pourrait retarder ou même bloquer ces projets.

## b. Principaux projets proposés pour le transport du pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire

Différents projets d'oléoducs ont été proposés afin de transporter du pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire :

### *Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 : Sarnia (ON)-Westover (ON)-Montréal (QC); 300 000 bpj*

- D'un diamètre de 762 mm (30 po), l'oléoduc déjà en place (bâti au milieu des années 1970) subirait une inversion de manière à ce que son flux s'écoule d'ouest en est. Il verrait sa capacité passer de 240 000 à 300 000 bpj par l'augmentation de la force de pompage et en utilisant un agent réducteur de frottement afin d'atténuer la friction.
- Les deux raffineries situées au Québec (Suncor à Montréal et Ultramar à St-Romuald) ont conclu un accord pour transporter du pétrole brut à l'aide de la canalisation 9.
- La canalisation 9 pourrait également servir à exporter le pétrole brut en le faisant transiter par le Québec, car rien n'oblige à ce que le pétrole brut soit traité par les raffineries au Québec.
- La demande a été déposée à la fin de 2012 et est actuellement examinée par l'ONÉ. L'approbation pourrait être obtenue aussi vite qu'à l'hiver 2014, le projet pouvant alors être opérationnel dès l'été 2014<sup>17</sup>.
- Enbridge tente d'obtenir la permission de transporter du pétrole brut lourd et du pétrole brut plus léger. Jusqu'à présent, seul du pétrole brut léger a été transporté d'est en ouest à l'aide de la canalisation 9.



**FIGURE 2** Valorisation et raffinage du bitume : procédés en une et en deux étapes.

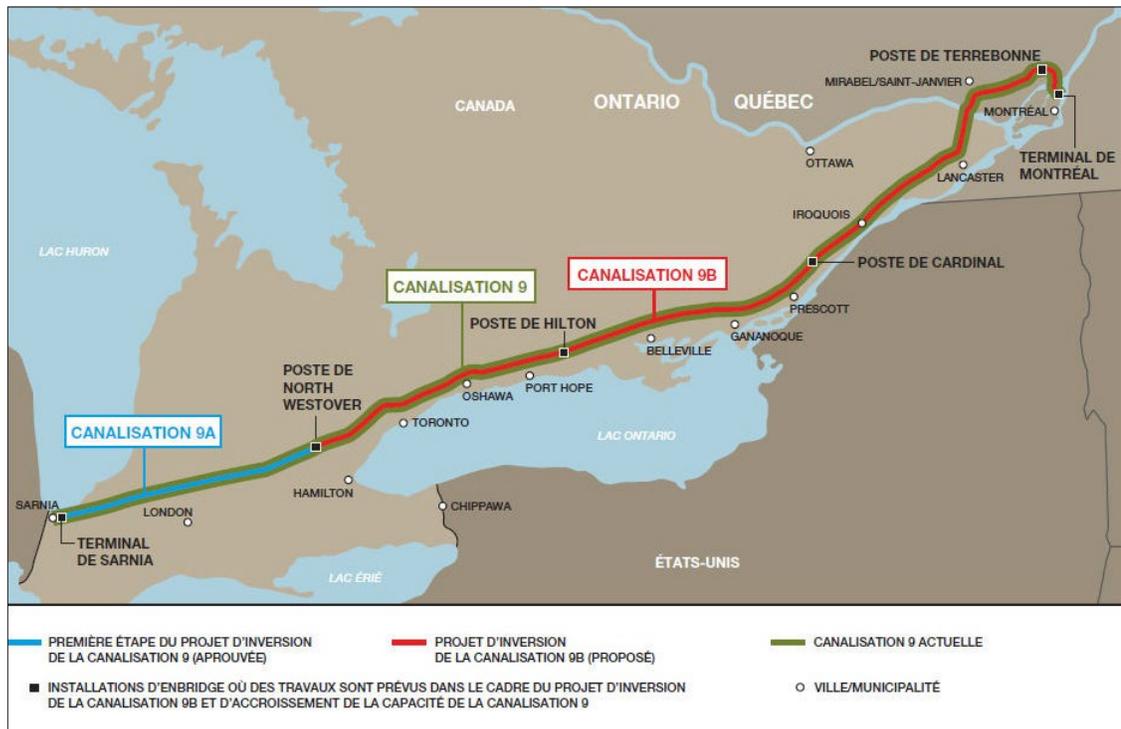
- Le pétrole brut des sables bitumineux comprend à la fois des formes lourde (bitume dilué) et légère (pétrole brut synthétique [PBS])<sup>18</sup>. Le pétrole brut qui sera transporté à l'aide de la canalisation 9 sera probablement du bitume dilué des sables bitumineux.
- La canalisation 9 traverse la rivière des Outaouais près de Rigaud et de St-Placide, en amont des prises qui approvisionnent les municipalités situées sur l'île de Montréal en eau potable<sup>19</sup>.
- Le 4 juillet 2013, la Ville de Montréal a fait parvenir une lettre de commentaires à l'ONÉ dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9B. Cette lettre confirme que la Ville est grandement préoccupée par les conséquences d'un éventuel déversement causé par une rupture de la canalisation 9B sur la sûreté de son eau potable. La Ville souligne qu'un important déversement dans la rivière Outaouais ou dans l'un de ses tributaires pourrait compromettre l'approvisionnement en eau potable du Grand Montréal et avoir ainsi un impact majeur sur la santé publique, l'environnement et la prospérité économique de Montréal :

La ligne 9B traverse la rivière des Outaouais entre les municipalités Pointe-Fortune en Montérégie et Saint-André-d'Argenteuil, dans les Laurentides. La rivière des Outaouais s'écoule dans le lac des Deux Montagnes pour ensuite alimenter la Rivière-des-Prairies, le Lac-Saint-Louis et le fleuve Saint-Laurent.

Le réseau de production et de distribution d'eau potable montréalais s'alimente à partir des sources d'eau citées. Il assure une distribution d'eau surpassant les normes de qualité aux citoyens, commerces, industries et institutions de l'agglomération de Montréal. Un déversement majeur de produits pétroliers dans la rivière des Outaouais ou de l'un de ses affluents aurait pour conséquences de mettre en péril les sources d'approvisionnement des usines de production d'eau potable, dont dispose l'agglomération de Montréal et par conséquent de près de deux millions de personnes. Il s'agit d'un risque dont les conséquences sur la santé publique, l'environnement et la prospérité économique de Montréal seraient majeures et doivent être évaluées.

Bien que ce risque soit localisé à l'extérieur des limites géographiques de l'agglomération de Montréal, les conséquences d'un éventuel déversement à l'endroit où l'oléoduc traverse la rivière des Outaouais affecteraient directement la sécurité de la population montréalaise<sup>20</sup>.

- L'oléoduc traverse le nord de la région métropolitaine de Montréal et une vaste partie de sa banlieue (notamment les environs de Mirabel et de Terrebonne), longeant en partie l'autoroute 640. L'extrémité est de la canalisation 9 passe à travers un amalgame de zones périurbaines, urbaines et industrielles à Laval, Montréal et Montréal-Est. L'étroite emprise de l'oléoduc passe souvent très près de maisons et d'autres infrastructures.



- En entrant sur le territoire de Montréal, la canalisation 9 traverse d'importants cours d'eau (notamment la rivière des Mille Îles et la rivière des Prairies). La presque totalité de la portion québécoise du fleuve St-Laurent se trouve en aval de l'endroit où la canalisation 9 traverse l'eau (aux environs de Montréal, en amont de la rivière des Outaouais)<sup>21</sup>.

***Oléoduc Énergie Est de TransCanada :  
de l'Alberta au Nouveau-Brunswick en passant par le Québec ;  
capacité dorénavant augmentée à 1 100 000 bpj***

- TransCanada prévoit réadapter une importante portion de son gazoduc connu sous le nom de Canadian Mainline afin qu'il puisse transporter du pétrole brut albertain vers la côte Est canadienne en passant par le Québec. Ce projet a rapidement progressé au cours des derniers mois.
- TransCanada a procédé à un appel de soumission (qui s'est clôturé le 17 juin 2013) afin de sonder l'intérêt de l'industrie. En août 2013, TransCanada a annoncé que l'appui des expéditeurs était suffisant pour que le projet aille de l'avant, et qu'il justifiait même d'augmenter la capacité et le volume d'expédition jusqu'à 1 100 000 bpj.
- Les médias confirment que le gouvernement de l'Alberta s'est engagé à expédier 100 000 bpj par l'entremise d'Énergie Est<sup>22</sup>.
- Bien qu'une partie du pétrole brut transporté par Énergie Est puisse être traitée au Québec et dans les Maritimes, une importante partie du pétrole brut cheminant par cet oléoduc serait probablement destinée à l'exportation<sup>23</sup>.
- La demande est en voie d'être finalisée, et devrait être soumise à l'ONÉ au cours du premier semestre de 2014. Toutes les autorisations réglementaires nécessaires devraient être obtenues d'ici le quatrième trimestre de 2015, et la construction et la mise en service devraient avoir lieu entre 2016 et 2018<sup>24</sup>.
- Cet oléoduc pourrait transporter du pétrole brut léger et lourd, mais le principal produit acheminé pourrait être le pétrole brut des sables bitumineux (comme c'est le cas pour le système d'oléoduc Keystone de TransCanada).
- Entre l'Alberta et le Québec, Énergie Est pourrait longer le gazoduc Mainline de TransCanada déjà existant. À partir de St-Lazare, Énergie Est serait ensuite probablement installée le long d'un autre gazoduc déjà en place<sup>25</sup> dans les régions de Montréal et de Québec, pour ensuite emprunter une nouvelle emprise jusqu'à Saint John au Nouveau-Brunswick. Énergie Est traverserait les deux principaux centres urbains du Québec.

- Énergie Est traverserait la rivière des Outaouais près de Hudson et d'Oka. Énergie Est traverserait la rivière des Outaouais plus en aval que la canalisation 9, et serait conséquemment plus rapprochée des prises d'eau potable autour de Montréal. De plus, et de manière plus prononcée, que dans le cas de la canalisation 9, la presque totalité de la portion du fleuve St-Laurent en territoire québécois se trouverait en aval d'Énergie Est (qui longerait et traverserait le fleuve St-Laurent et plusieurs autres cours d'eau).
- Des conduites de plus fort diamètre peuvent transporter (et déverser) beaucoup plus de pétrole brut que les canalisations de plus faibles diamètres. La conception prévue d'Énergie Est nécessite que TransCanada convertisse les plus grosses conduites déjà existantes (1 067 mm ou 42 po) qui servent à transporter du gaz naturel afin qu'elles puissent transporter du pétrole brut sur un tronçon de 3 000 km allant d'Empress en Alberta jusqu'aux environs d'Iroquois dans l'est de l'Ontario. Énergie Est nécessiterait de nouvelles conduites en Alberta, au Québec et au Nouveau-Brunswick. Ces nouvelles conduites auraient elles aussi un fort diamètre (1 067 mm ou 42 po) qui excéderait celui de l'oléoduc Keystone XL (914 mm ou 36 po). La conception d'Énergie Est permettrait de fournir la forte capacité nécessaire au transport du pétrole brut (initialement prévue entre 500 000 à 850 000 bpj, pour être enfin haussée à 1 100 000 bpj).

### c. Autres options pour le transport du pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire

#### *Pipe-lines Portland Montréal (PLPM)*

- Suncor est propriétaire à 23,8 % de PLPM. Par l'entremise de ses filiales, ExxonMobil est l'autre principal propriétaire<sup>26</sup>.
- Actuellement utilisé pour transporter le pétrole brut importé entrant par le Port de Portland vers le nord jusqu'à Montréal, il relie la canalisation 9, qui s'écoule actuellement d'est en ouest.
- Combiné à d'autres projets d'oléoducs (canalisation 9 et/ou Énergie Est), le flux de l'oléoduc Portland-Montréal pourrait être inversé (ou reconverti autrement) afin d'acheminer le pétrole brut vers le sud dans le but de l'exporter par l'entremise du Port de Portland.
- Le projet d'inversion n'a pas encore été « officialisé », mais au cours des dernières années, PLPM a proposé l'inversion de flux et a étudié cette option (Trailbreaker, station de pompage de Dunham), l'entreprise restant ouverte à cette possibilité dans l'avenir. De plus, les médias ont à maintes reprises fait état des efforts diplomatiques déployés par le Canada afin de promouvoir l'arrivée du pétrole brut des sables bitumineux dans le nord-est des États-Unis<sup>27</sup>.

### ***Transport ferroviaire du pétrole brut***

Le train pourrait également être utilisé pour transporter le pétrole brut des sables bitumineux vers le Québec et sur son territoire. Au cours des dernières années, le recours au transport ferroviaire du pétrole brut léger a drastiquement augmenté au Québec<sup>28</sup>. Toutefois, à la suite de la tragédie survenue à Lac-Mégantic, il est possible que l'inquiétude de la population se traduise par davantage de restrictions en matière de sécurité en ce qui concerne le transport ferroviaire du pétrole brut, ou encore par un recul de la croissance du recours au train afin de transporter le pétrole brut. Qui plus est, la population du Québec pourrait s'opposer au transport ferroviaire du pétrole brut des sables bitumineux, le jugeant trop risqué. Au moment de rédiger le présent rapport :

- Les raffineries au Québec (Montréal et St-Romuald) sont en train de se doter d'installations qui leur permettront de recevoir du pétrole brut par train en 2013. Les installations mises en place par Ultramar à St-Romuald auront une capacité d'environ 175 000 bpj (soit l'équivalent d'environ 260 wagons-citernes par jour)<sup>29</sup>.
- L'entreprise Irving à Saint John reçoit déjà jusqu'à 200 000 bpj de pétrole brut par train à partir de sources situées à l'intérieur du continent (particulièrement du pétrole brut léger provenant de la portion de la formation de Bakken située dans le Dakota du Nord), par des voies ferroviaires qui transitent par le Québec. Irving pourrait aussi recevoir du pétrole brut des sables bitumineux par train via le Québec.

### ***Transport maritime (pétroliers)***

- La canalisation 9 est reliée au Port de Montréal par l'entremise d'installations déjà existantes.
- Ultramar prévoit de recourir à des pétroliers afin d'expédier le pétrole brut provenant de la canalisation 9 de Montréal vers St-Romuald.
- Le pétrole brut provenant de la canalisation 9 pourrait également être acheminé vers les autres marchés par transport maritime à partir de Montréal.
- Ce pétrole brut pourrait également être exporté à partir de Portland si l'oléoduc Portland-Montréal était réaménagé pour s'écouler vers le sud.
- Le projet Énergie Est serait relié à des terminaux pour pétroliers situés en eaux profondes dans les régions de la ville de Québec (Lévis) et de Saint John. Cela permettrait l'exportation de très gros volumes de pétrole brut des sables bitumineux, le Port de Saint John restant accessible même aux pétroliers les plus gros.

## d. Capacité de raffinage disponible au Québec pour le pétrole brut des sables bitumineux

Actuellement, les raffineries au Québec ne sont pas configurées de manière à pouvoir traiter d'importantes quantités de pétrole brut des sables bitumineux. Le pétrole brut constitue une matière première que les raffineries traitent pour en faire différents produits utilisables (essence, diésel, carburéacteur, mazout léger et lourd, asphalte, etc.). Chaque raffinerie est configurée et/ou modifiée pour pouvoir traiter certains types de pétrole brut. Les raffineries relativement simples traitent habituellement du pétrole brut léger. Les raffineries plus complexes (dotées d'unités de cokéfaction) peuvent quant à elles traiter de grandes quantités de pétrole brut lourd.

Il existe actuellement deux raffineries au Québec :

- Suncor à Montréal (137 000 bpj), qui traite actuellement principalement du pétrole brut léger et entre 10 et 15 % de pétrole brut lourd (non issu des sables bitumineux) pour générer des produits lourds (mazout lourd et asphalte).
- Ultramar à St-Romuald (265 000 bpj), qui traite actuellement du pétrole brut léger (non issu des sables bitumineux) pour produire principalement des carburants pour véhicules.

Les raffineries au Québec considèrent d'apporter des changements à leurs installations afin de pouvoir traiter du pétrole brut des sables bitumineux. Elles pourraient toutefois également passer au pétrole brut léger des zones de schiste<sup>30</sup> (provenant de Bakken et d'autres sites situés dans le milieu du continent du Canada et des États-Unis)<sup>31</sup>.

Panaches de fumée émises à partir des cheminées de l'usine de valorisation de Syncrude, au nord de Fort McMurray.



**FIGURE 5** Zones de schiste nord-américaines.

SOURCE : Energy Information Administration des États-Unis<sup>32</sup>.

### Raffinerie de Suncor à Montréal (137 000 bpj)

- Basée en Alberta, Suncor est l'un des principaux producteurs de sables bitumineux. Il est donc possible que cette entreprise préfère traiter davantage de pétrole brut des sables bitumineux.
- Suncor est un expéditeur qui s'est engagé à obtenir la totalité de son approvisionnement en pétrole brut par l'entremise de la canalisation 9 inversée.
- Suncor appuie fortement Énergie Est et veut probablement l'option d'alimenter sa raffinerie à Montréal par l'entremise d'Énergie Est, ainsi que de la canalisation 9. Cela offrirait également une connexion avec le Port de Montréal (et celui de Portland par l'entremise du réaménagement de l'oléoduc Portland-Montréal)<sup>33</sup>.
- Pourrait utiliser une certaine partie du pétrole brut des sables bitumineux dans le cadre de la configuration actuelle (20 000-40 000 bpj)<sup>34</sup>.
- Envisage de procéder à certaines modifications afin de pouvoir traiter encore plus de pétrole brut des sables bitumineux, comprenant notamment la construction potentielle d'une unité de cokéfaction, projet d'une valeur d'au moins un milliard de dollars, qui ferait en sorte que la raffinerie traiterait surtout du pétrole brut lourd des sables bitumineux.

**Raffinerie  
de Suncor  
à Montréal  
(137 000 bpj)**  
(suite)

- Suncor a insisté sur le fait qu'elle pourrait entreprendre rapidement ce projet d'unité de cokéfaction si la canalisation 9 était inversée et si cette dernière recevait l'autorisation de transporter du pétrole brut lourd<sup>35</sup>. L'unité de cokéfaction pourrait entrer en fonction en 2016, permettant ainsi aux sables bitumineux de fournir la majeure partie (et possiblement la totalité) de l'approvisionnement en pétrole brut de sa raffinerie à Montréal<sup>36</sup>.
- Suncor pourrait également décider de traiter du pétrole brut non issu des sables bitumineux s'il est plus rentable de le faire, comme cela a été le cas pour d'autres raffineries de Suncor (Commerce City, Colorado).
- Le pétrole brut léger des zones de schiste est une autre source en croissance rapide qui pourrait être traitée en apportant peu ou pas de changements à la configuration actuelle de la raffinerie.

**Raffinerie  
d'Ultramar  
à St-Romuald  
(265 000 bpj)**

- Propriété de Valero, une entreprise étasunienne basée au Texas. Valero est le plus important raffineur indépendant (affilié à aucun producteur de pétrole brut) au monde. Il choisira donc probablement le pétrole brut le plus rentable à traiter.
- Valero est un expéditeur qui s'est engagé à obtenir une partie de son approvisionnement en pétrole brut par l'entremise de la canalisation 9 inversée.
- Elle pourrait traiter de petites quantités de PBS.
- Considérant la configuration actuelle de la raffinerie et ses plans futurs, il est peu probable qu'elle traite du bitume dilué<sup>37</sup>.
- Valero a indiqué qu'il était actuellement peu probable que les projets de construction d'unités de cokéfaction visant à reconfigurer les raffineries nord-américaines voient le jour, étant donné les conditions économiques défavorables et la concurrence du pétrole brut léger. La production nord-américaine de pétrole de schiste accuse une croissance rapide et génère habituellement du pétrole brut très léger. En conséquence, le pétrole brut est de plus en plus abondant et vendu à des prix intéressants pour les raffineurs nord-américains. Ainsi, il est peu probable que les raffineries qui sont actuellement configurées pour traiter du pétrole brut léger, comme celle de St-Romuald, se convertissent au traitement du pétrole brut lourd.



**Raffinerie  
d'Ultramar  
à St-Romuald  
(265 000 bpj)***(suite)*

- Considérant la configuration actuelle de la raffinerie, celle-ci pourrait compter sur le pétrole brut léger des zones de schiste pour la majeure partie ou la totalité de son approvisionnement. Valero a un antécédent positif en matière de traitement de ce type de pétrole brut dans sa raffinerie à St-Romuald et d'autres ailleurs.
- Peut déjà recevoir du pétrole brut en provenance des États-Unis (détient une licence lui permettant d'importer 90 000 bpj de pétrole brut produit aux États-Unis, et de transporter du pétrole brut en provenance de la côte du Golfe étasunienne par bateau pour seulement deux dollars le baril). Valero transporte déjà de grandes quantités de pétrole de schiste produit aux États-Unis vers St-Romuald.

### 3. Bénéfices liés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux



Raffinerie de pétrole.

© ISTOCK

Les promoteurs des sables bitumineux affirment que le Québec bénéficiera du transport et du traitement du pétrole brut des sables bitumineux, les bénéfices se traduisant notamment par la réduction du prix du carburant (essence) et par du développement économique (création d'emplois et autres retombées économiques).

Alex Pourbaix, président de la division Énergie et oléoducs chez TransCanada, a indiqué que grâce à Énergie Est, l'Est du Canada aurait accès à des produits raffinés à moindres coûts (c'est nous qui traduisons) :

Les Canadiens de l'Est savent aussi très bien comment un tel plan affecterait le prix du carburant là où ils vivent, a-t-il ajouté.

« Actuellement, l'Est du Canada paie les prix les plus élevés de tout le continent pour les produits raffinés », a-t-il dit.

Il a ajouté qu' « il n'est pas nécessaire de réfléchir longtemps » pour comprendre que remplir les raffineries de l'Est avec du pétrole brut canadien est mieux que d'importer d'outre-mer du pétrole plus coûteux<sup>38</sup>.

Les journalistes économiques ont renforcé les affirmations voulant que les prix de l'essence baissent au Québec et dans l'Est du Canada<sup>39</sup>.

Les promoteurs des sables bitumineux (incluant les producteurs de sables bitumineux et les entreprises exploitantes d'oléoducs) affirment que le Québec et les autres provinces canadiennes tirent des bénéfices des sables bitumineux. En particulier, l'ACPP fait activement la promotion des bénéfices pancanadiens en matière de développement économique découlant des investissements dans les sables bitumineux<sup>40</sup>. La première ministre de l'Alberta, Alison Redford, promeut également les bénéfices économiques pour le Québec (notamment en ce qui concerne l'augmentation du nombre d'emplois) découlant de l'inversion de la canalisation<sup>41</sup>. Le gouvernement fédéral canadien, et plus



FIGURE 6 Équipement de cokéfaction de Suncor Montréal, Montréal-Est.

particulièrement Joe Oliver, son ministre des Ressources naturelles, ne cesse de claironner les bénéfices en matière de développement économique pour le Québec découlant de la canalisation 9 et d'Énergie Est<sup>42</sup>.

En réalité toutefois, et comme il sera discuté ci-dessous, tout bénéfice pour le Québec, qu'il se traduise par des emplois ou d'autres retombées économiques, serait très faible et/ou de courte durée.

En ce qui concerne les affirmations en matière de réduction du prix du carburant au Québec, il est nécessaire de rappeler que le prix des produits raffinés (ex., l'essence achetée à la pompe) n'est pas lié à celui du pétrole brut. Dans la mesure où les raffineurs ont accès au pétrole brut issu des sables bitumineux (et d'autres sources peu coûteuses), le bénéfice ira probablement aux raffineurs (Suncor basé en Alberta, Ultramar basé au Texas, par l'entremise de profits plus élevés) plutôt qu'aux consommateurs québécois (par l'entremise de prix plus bas à la pompe).

Les bénéfices reviendront également aux producteurs de sables bitumineux, grâce à l'augmentation de leurs profits causée par la capacité de transporter le pétrole brut vers des marchés où les prix sont plus élevés (et de poursuivre l'expansion de la production profitant d'un accès à un mode de transport à faible coût). Les entreprises exploitantes d'oléoducs (Enbridge et TransCanada) profiteront également de la capacité et de l'utilisation accrues des canalisations existantes, alors que la réalisation de leurs autres grands projets d'oléoducs demeure incertaine. Puisque les enjeux actuels sont très importants pour les promoteurs de sables bitumineux – notamment en raison du fait que le climat économique pour les sables bitumineux pose de plus en plus de défis –, il n'est pas surprenant qu'ils vantent autant les supposés bénéfices de la canalisation 9 et d'Énergie Est auprès des Québécois.

### **a. Mythe : traiter le pétrole brut des sables bitumineux au Québec se traduira par de plus bas prix à la pompe**

Les raffineurs veulent avoir accès au pétrole brut à moindres coûts, non pas pour pouvoir transférer ces économies aux consommateurs, mais bien afin de devenir plus rentables. Habituellement, la fixation du prix des produits raffinés pour les raffineries spécifiques reflète différents facteurs du marché régional ou mondial (notamment le prix payé mondialement pour le pétrole brut), et non pas le prix du pétrole brut payé par ces raffineries qui fabriquent ces produits. Notamment dans le cas des régions côtières (comme le Québec), les raffineurs ont accès aux lucratifs marchés d'exportation (ex., côte Est des États-Unis et Europe) et peuvent vendre leurs produits à des prix reflétant ceux du pétrole brut sur les marchés mondiaux plutôt qu'à ceux, plus faibles, du marché nord-américain. Ainsi, dans la mesure où les raffineurs ont accès au pétrole brut des sables bitumineux (ou tout autre type de pétrole brut qui serait moins cher que celui provenant d'autres sources d'approvisionnement), cette situation serait

probablement plus bénéfique aux raffineurs (par l'entremise de profits plus élevés) qu'aux consommateurs (par l'entremise de produits vendus à moindres coûts)<sup>43</sup>.

Pierre-Olivier Pineau, expert en politique énergétique et professeur en sciences de la gestion basé à Montréal, est d'accord (c'est nous qui traduisons) :

Les consommateurs qui pensent que les entreprises pétrolières vont leur accorder une baisse de prix à la pompe seront déçus, d'avertir Pierre-Olivier Pineau, un spécialiste en énergie à HEC Montréal.

Il a par ailleurs prédit que « la marge bénéficiaire supplémentaire engendrée par le pétrole brut canadien moins cher sera très probablement empochée par les raffineries<sup>44</sup>. »

Ce phénomène s'est déjà produit dans le Mid-Ouest des États-Unis. En raison de l'augmentation rapide de la production à partir des sables bitumineux et des zones de schiste (Bakken notamment), l'approvisionnement en pétrole brut a été excédentaire dans le milieu du continent des États-Unis, région qui demeure actuellement sous-desservie par les oléoducs. Au cours des dernières années, les raffineries du Mid-Ouest ont ainsi eu accès à du pétrole brut moins cher. Cela a engendré des profits très élevés pour les raffineries, mais peu ou aucun impact sur le prix à la pompe pour les consommateurs<sup>45</sup>.

Jusqu'à maintenant, le prix de l'essence et des autres produits raffinés sur le marché du Mid-Ouest n'a pas traduit l'important rabais concédé sur le prix du pétrole brut des sables bitumineux. De même, il n'est pas attendu que le prix des produits pétroliers raffinés au Québec reflète celui du pétrole brut moins cher qui alimenterait les raffineries dans cette province si les projets d'oléoducs étaient autorisés à y faire entrer du pétrole brut issu des sables bitumineux (ou d'autres sources situées en Amérique du Nord). Les raffineries au Québec peuvent toujours vendre leurs produits sur les marchés plus lucratifs d'exportation (incluant le nord-est des États-Unis et l'Europe accessibles en recourant au transport maritime peu coûteux), ce qu'elles font d'ailleurs déjà. Les raffineries n'offriront aucun rabais au marché québécois s'ils peuvent vendre leurs produits raffinés aux marchés lucratifs hors Québec<sup>46</sup>.

## **b. Mythe : traiter le pétrole brut des sables bitumineux au Québec contribuera au développement économique de cette province**

Les promoteurs des sables bitumineux prétendent que traiter le pétrole brut des sables bitumineux au Québec contribuera au développement économique de cette province. Comme il sera montré dans les sous-sections suivantes qui abordent les impacts en matière de développement économique découlant de l'activité des raffineries au Québec, du complexe pétrochimique de Montréal-Est et des oléoducs, traiter le pétrole brut des sables bitumineux au Québec conduirait en réalité à un développement économique minime (ou nul) pour

celui-ci. Plutôt que d'adopter une stratégie de développement malsaine basée sur le traitement du pétrole brut des sables bitumineux, le Québec pourrait retirer des bénéfices plus importants et à plus long terme sur le plan du développement économique en poursuivant sa transition vers les énergies plus propres, comme l'explique la dernière sous-section.

### ***Développement économique minime engendré par le raffinage du pétrole brut des sables bitumineux dans les raffineries au Québec***

Traiter le pétrole brut des sables bitumineux dans les raffineries au Québec (ou ailleurs) engendrera peu (ou pas) de bénéfices pour cette province.

Les raffineries au Québec ne sont actuellement pas configurées pour traiter d'importants volumes de pétrole brut des sables bitumineux, particulièrement s'il s'agit de pétrole brut lourd des sables bitumineux. Suncor envisage certains projets pour sa raffinerie à Montréal qui lui permettraient de traiter le pétrole brut des sables bitumineux. Toutefois, Suncor pourrait également se tourner vers un approvisionnement en pétrole brut léger des zones de schiste (Bakken et d'autres sites de production situés dans le milieu de continent des États-Unis et du Canada). Les raffineries nord-américaines tirent profit de la production en pétrole brut léger, qui croît rapidement, et de l'accès aux lucratifs marchés d'exportation. Valero et d'autres raffineurs se tournent rapidement vers le pétrole brut léger produit en Amérique du Nord afin d'approvisionner leurs raffineries au Québec et ailleurs sur le continent.

Le traitement du pétrole brut dans les raffineries ne constitue pas une activité travaillistique (nécessitant une importante main-d'œuvre). Chacune des deux raffineries au Québec ne crée qu'environ 500 emplois, ce qui donne un total d'environ 1 000 emplois pour la province (incluant Suncor et Ultramar)<sup>47</sup>. Les emplois en raffinerie représentent moins de 0,03 % de tous les emplois de la province (environ quatre millions), et une fraction similaire du total des emplois pour la région métropolitaine de Montréal (environ deux millions).

Le traitement du pétrole brut n'est pas une activité travaillistique, mais elle nécessite toutefois des procédés et des installations complexes et capitalistiques. Les raffineries peuvent ainsi avoir un impact plus important sur l'activité économique totale que sur le nombre d'emplois<sup>48</sup>. Malgré cela, les raffineries ne représentent qu'environ 0,20 % de l'ensemble de l'activité économique au Québec<sup>49</sup>. Comme l'indique son produit intérieur brut (PIB), l'ensemble de l'activité économique au Québec est de l'ordre de 300 milliards de dollars.

Les données présentées des deux précédents paragraphes démontrent que les raffineries constituent une minuscule part de l'ensemble de l'activité économique et des emplois de la province (et de Montréal). Cependant, les données présentées ci-dessus ne tiennent compte que d'une partie des impacts des raffineries sur l'ensemble de l'activité économique et des emplois. Outre les emplois directs qu'il génère, le traitement du pétrole brut nécessite un recours important à des entrepreneurs, des services techniques et d'autres natures de même que des dépenses substantielles pour les intrants. De plus, les emplois reliés aux raffineries sont bien rémunérés (la rétribution moyenne est élevée)

et plusieurs de ceux-ci sont syndiqués. Comme noté ci-dessus, le traitement du pétrole brut requiert des procédés et des installations complexes et capitalistiques.

Afin de mieux évaluer la contribution d'ensemble des raffineries aux emplois et à l'activité économique, nous avons passé en revue des études qui se servent de modèles économiques afin d'estimer les retombées économiques. Afin de ne pas sous-estimer la contribution des raffineries aux emplois et à l'activité économique, nous nous en sommes tenus aux mêmes études que celles employées par les raffineurs et les entreprises exploitantes d'oléoducs au Québec et à travers le Canada<sup>50</sup>. Ces études simulent notamment la manière par laquelle les dépenses des raffineries se répercuteront par l'entremise des liens économiques sur la création de nouveaux emplois et la stimulation de l'activité économique<sup>51</sup>.

Sans surprise, ces études estiment que les raffineries engendrent des effets « multiplicateurs » assez importants. Selon celles-ci, chaque dollar généré par les activités directement reliées aux raffineries génère deux dollars supplémentaires au sein d'autres segments de l'économie (incluant hors Québec, le long de la chaîne d'approvisionnement et dans les activités de consommation alors que les travailleurs dépensent leurs salaires)<sup>52</sup>. De plus, l'effet multiplicateur peut être encore plus important sur le plan de l'emploi, alors que chaque emploi directement relié aux raffineries est susceptible d'en générer plusieurs autres au sein de l'économie<sup>53</sup>.

Néanmoins, même quand toutes ces retombées économiques possiblement surestimées sont prises en compte, l'impact des raffineries sur l'ensemble des emplois et de l'activité économique au Québec (et à Montréal) reste très faible. Cela montre en partie que le raffinage demeure une activité très marginale au Québec, et que dans cette province, la chaîne d'approvisionnement pour les activités reliées au traitement du pétrole brut est limitée. Ainsi, même s'il l'on suppose que chaque emploi directement relié aux raffineries au Québec (environ 1 000 au total, soit moins de 0,03 % du total de la province<sup>54</sup>) génère jusqu'à 11 emplois supplémentaires au sein d'autres segments de l'économie québécoise (c.-à-d. pour chaque emploi direct, 11 autres associés aux entrepreneurs, aux fournisseurs et aux retombées économiques sont créés), le nombre total d'emplois créés au sein de l'ensemble de l'économie se limite encore à 12 000 (ou moins), ce qui représente environ 0,30 % (ou moins) du nombre total d'emplois dans la province<sup>55</sup>. En outre, même si l'on suppose que les raffineries au Québec engendrent une vaste gamme de retombées économiques, leur impact sur l'ensemble de l'activité économique (PIB du Québec) est estimé à 1,5 milliard de dollars (ou moins), ce qui équivaut à 0,50 % (ou moins) du total du PIB de la province<sup>56</sup>.

Une des nombreuses raffineries de pétrole de la région des sables bitumineux en Alberta, ceux-ci constituent la source de gaz à effet de serre accusant la croissance la plus rapide au Canada.

Par ailleurs, le traitement du pétrole brut des sables bitumineux n'est pas nécessaire au maintien de la viabilité des raffineries au Québec (et conséquemment au maintien des emplois, des autres activités économiques et des retombées économiques qui y sont associés). Pour les raisons suivantes, les raffineries au Québec peuvent poursuivre leurs activités et demeurer compétitifs même sans accéder au pétrole brut des sables bitumineux :

- Les deux raffineries ont poursuivi leurs activités et ont même pris de l'expansion alors que d'autres ont fermé ; il s'agit ainsi des raffineries subsistantes les plus rentables et les plus viables<sup>57</sup>.
- Elles sont configurées pour traiter du pétrole brut léger, ce qui leur confère une position avantageuse étant donné le boom du pétrole de schiste, et l'abondance du pétrole brut léger.
- Des raffineries similaires situées dans le nord-est des États-Unis se retrouvent maintenant elles aussi devant un avenir plus viable en raison de l'afflux du pétrole brut des zones de schiste.

À la lumière des précédents faits, il est possible d'affirmer que les deux raffineries au Québec peuvent poursuivre leurs activités et probablement améliorer leur rentabilité en accédant à du pétrole brut à moindre coût acheminé par différents moyens, incluant le transport ferroviaire, maritime ou par oléoduc, que les projets de la canalisation 9 et d'Énergie Est voient le jour ou non. Dans l'ensemble, les niveaux d'emploi et d'activité économique reliés aux raffineries au Québec resteront probablement les mêmes (et très minimes), que le pétrole brut des sables bitumineux soit traité au Québec ou non.

L'activité économique reliée au raffinage pourrait subir une légère hausse en conséquence du traitement du pétrole brut des sables bitumineux, particulièrement si la raffinerie de Suncor est reconfigurée par l'addition d'une unité de cokéfaction. Toutefois, ce gain représenterait une augmentation minuscule mesurée à partir d'une très petite base, en plus de n'avoir aucun effet palpable sur l'ensemble des emplois et de l'activité économique de la province ou de Montréal. Les impacts du projet de construction de l'unité de cokéfaction s'étaleraient sur une période de deux à trois ans. Durant la phase de construction, l'impact estimé du projet d'unité de cokéfaction sur l'ensemble des emplois (et de l'activité économique) à Montréal serait de l'ordre de 0,10 %, et de moins de 0,10 % pour l'ensemble de la province<sup>58</sup>. L'exploitation de l'unité de cokéfaction aurait un impact encore plus marginal, correspondant à moins de 0,02 % de l'ensemble des emplois et de l'activité économique de Montréal et de la province<sup>59</sup>.

Suncor, qui constitue l'un des principaux producteurs de sables bitumineux (intégré au raffinage), pourrait ainsi privilégier l'option visant à traiter davantage de pétrole brut des sables bitumineux dans sa raffinerie à Montréal. Une fois encore, il s'agit d'un bénéfice qui revient aux producteurs (par l'entremise de profits plus élevés) plutôt qu'aux consommateurs québécois (par l'entremise de prix plus bas).

### ***Développement économique minime engendré par le pétrole brut des sables bitumineux et le complexe pétrochimique de Montréal-Est***

La raffinerie de Suncor installée à Montréal fait partie du complexe pétrochimique de Montréal-Est<sup>60</sup>. Les associations commerciales et les organisations syndicales ont affirmé que le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 favorisera le développement économique du Québec en consolidant le complexe pétrochimique de Montréal-Est et plus particulièrement la chaîne d'approvisionnement du polyester<sup>61</sup>.

À l'instar du traitement du pétrole brut dans les raffineries, le traitement pétrochimique n'est pas une activité travaillistique. Les usines pétrochimiques les plus étroitement reliées aux activités de la raffinerie de Suncor à Montréal génèrent environ 350 emplois<sup>62</sup>. En se basant sur les précédentes données, il est possible de conclure que ces usines pétrochimiques ne représentent qu'une infime partie de l'ensemble des emplois au Québec (et à Montréal).

Toutefois, en plus de ces usines pétrochimiques directement liées à Suncor à Montréal, d'autres liens économiques pourraient s'établir en aval de la production pétrochimique. Dans ce contexte, il est utile de considérer la taille de l'industrie pétrochimique montréalaise dans son ensemble. Même prise dans son ensemble, il est estimé que la production de produits chimiques et de plastiques emploie moins de 7 500 travailleurs à Montréal. Même une fois combinée avec la production de produits pétroliers (raffinage), il est estimé que l'industrie pétrochimique emploie moins de 8 700 travailleurs à Montréal<sup>63</sup>.

Ainsi, la production montréalaise de produits chimiques et de plastiques représente moins de 0,40 % de tous les emplois à Montréal, et moins de 0,20 % de tous les emplois de la province. L'ensemble de la production pétrochimique montréalaise (pétrole, produits chimiques et plastiques) représente à peine plus que 0,40 % de tous les emplois à Montréal, et à peine plus que 0,20 % de tous les emplois de la province. Alors, même en tenant compte des emplois à la raffinerie à St-Romuald, les emplois générés par l'industrie pétrochimique au Québec (raffineries et fabrication des produits chimiques et des plastiques potentiellement rattachée à celles-ci) représentent toujours moins de 0,30 % de l'ensemble des emplois de la province.

Enfin, comme il a été expliqué précédemment, le traitement du pétrole brut des sables bitumineux n'est pas nécessaire au maintien de la viabilité des raffineries au Québec (et conséquemment au maintien des emplois, des autres activités économiques et des retombées économiques qui y sont associés). Dans l'ensemble, les niveaux d'emploi et d'activité économique reliés à l'industrie pétrochimique au Québec (raffineries et fabrication des produits chimiques et des plastiques rattachée à celles-ci) resteront probablement les mêmes (et très minimes), que le pétrole brut des sables bitumineux soit traité au Québec ou non<sup>64</sup>.

### ***Développement économique minime engendré par la construction et l'exploitation d'oléoducs au Québec***

Le projet de la canalisation 9 et celui d'Énergie Est nécessitent la construction d'oléoducs (et d'autres activités) au Québec. Tout bénéfique pour le Québec en matière d'emplois et d'autres retombées économiques serait à la fois très petit et de courte durée. Au cours de la période de quatre ans (ou plus) sur laquelle seront investis les capitaux, l'impact différentiel sur l'économie du Québec sera de l'ordre de 0,60 % (soit moins de 0,20 % par année)<sup>65</sup>. L'impact découlant de la canalisation 9 est négligeable, donc la presque totalité de l'impact différentiel potentiel serait attribuable à Énergie Est. En comparaison de la canalisation 9, Énergie Est constitue un projet beaucoup plus vaste qui comprend des terminaux portuaires. Énergie Est serait surtout ou complètement utilisé pour acheminer du pétrole brut des sables bitumineux vers d'autres marchés en le faisant transiter par le Québec<sup>66</sup>.

Comme discuté ci-dessus, l'activité économique liée au raffinage serait également augmentée par le traitement du pétrole brut des sables bitumineux, notamment si la raffinerie de Suncor est reconfigurée à l'aide du projet d'unité de cokéfaction. Même si tous les projets proposés étaient approuvés (incluant la canalisation 9, Énergie Est et l'unité de cokéfaction de Suncor), l'impact différentiel sur l'économie du Québec serait de l'ordre de 0,80 % (soit 0,20 % par année) au cours de la phase de construction<sup>67</sup>.

Une fois l'investissement initial de capitaux complété (c.-à-d. la phase de construction) et les oléoducs mis en service, les opérations continues nécessaires à leur exploitation requerraient une main-d'œuvre très peu nombreuse et engendreraient un minuscule impact sur l'ensemble de l'activité économique (moins de 0,04 % par année avec l'unité de cokéfaction de Suncor, et moins de 0,02 % par année sans cette dernière)<sup>68</sup>.

### ***Solutions de rechange saines engendrant un développement économique durable***

Depuis quelques décennies, le Québec a fait le choix de société de réduire sa dépendance envers les carburants fossiles (et d'ainsi réduire ses émissions de GES). Le Québec devrait poursuivre sa transition vers les énergies plus propres en augmentant les investissements dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, le transport en commun et l'électrification des transports. Non seulement les investissements dans les énergies propres réduiraient les risques et les externalités négatives sur le plan de l'environnement, mais ils permettraient au Québec de récolter des bénéfices plus substantiels et à plus long terme sur le plan du développement économique.

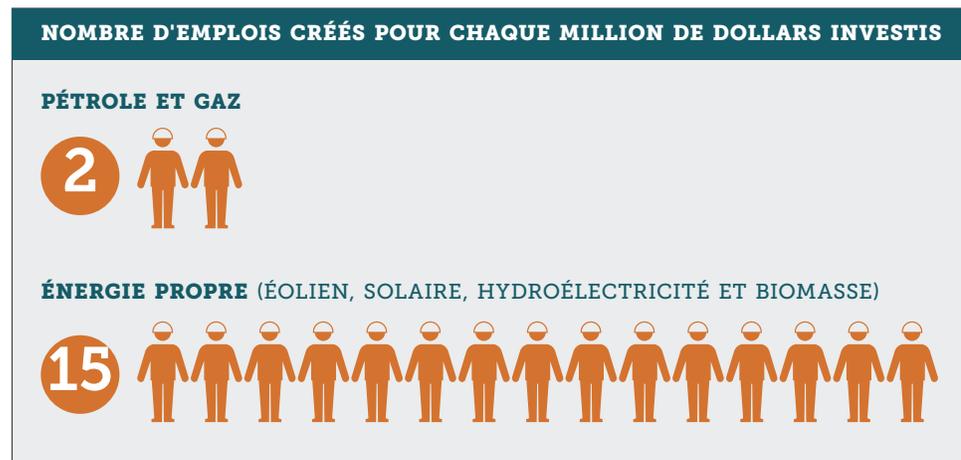
L'expert en politiques énergétiques Pierre-Oliver Pineau abonde dans ce sens (c'est nous qui traduisons) :

Au lieu de prôner l'ouverture de nouveaux marchés dans l'Est du Canada pour le pétrole de l'Alberta, le gouvernement devrait envoyer une autre sorte de message aux consommateurs, comme des mesures incitatives financières pour le covoiturage et un soutien accru au transport en commun<sup>69</sup>.

Un certain nombre d'études portant spécifiquement sur les contextes québécois et canadien ont également analysé les bénéfices du développement économique découlant d'investissements accrus dans les énergies propres, les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et le transport en commun. Ces études comprennent notamment *More Bang for Our Buck: How Canada Can Create More Energy Jobs and Less Pollution*, publiée par Blue Green Canada<sup>70</sup>, de même que *Pour un Québec libéré du pétrole en 2030*<sup>71</sup>, publiée par Équiterre.

L'étude préparée par Blue Green Canada indique le nombre de nouveaux emplois qui seraient créés si la subvention de 1,3 milliard de dollars que le gouvernement accorde actuellement au secteur pétrolier et gazier était plutôt investie dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. L'étude de Blue Green Canada mentionne ceci (c'est nous qui traduisons) :

Nous avons exploré trois différents scénarios déterminant comment cet argent pouvait être utilisé pour stimuler la transition vers les énergies propres. Pour chaque scénario, nous avons trouvé qu'entre 18 000 et 20 000 emplois pouvaient être créés. En comparaison, et selon les estimations du gouvernement, ce sont entre 2 340 et 2 860 emplois qui peuvent être créés lorsque ces 1,3 milliard de dollars sont investis dans la production de pétrole et de gaz, le raffinage ou les oléoducs<sup>72</sup>.



**FIGURE 7** Nombre d'emplois créés pour chaque million de dollars investis.  
SOURCE: Blue Green Canada<sup>73</sup>.

Selon le document corédigé par The Goodman Group intitulé *Pipe Dreams? Jobs Gained, Jobs Lost by the Construction of Keystone XL*, l'économie propre aux États-Unis génère déjà des millions d'emplois, soit plus d'emplois et de meilleure qualité que ceux générés par le secteur des carburants fossiles, et ce, pour des investissements bien moindres (c'est nous qui traduisons) :

Si la plus grande économie au monde s'enferme dans une dépendance à long terme envers les carburants fossiles – et de ceux qui sont parmi les plus polluants –, les investissements environnementalement responsables (et conséquemment les emplois « verts » qui en découlent) en souffriront certainement.

De plus, une récente étude effectuée par le Political Economy Research Institute (PERI) de l'Université du Massachusetts a conclu que le secteur pétrolier arrive à peine à générer le quart du nombre d'emplois créés par les investissements environnementalement responsables de même valeur (note de bas de page n° 105 dans le document original : Robert Pollin. *Green Recovery: A Program to Create Good Jobs and Start Building a Low-Carbon Economy*. Université du Massachusetts à Amherst, PERI, septembre 2008. [www.peri.umass.edu/green\\_recovery/](http://www.peri.umass.edu/green_recovery/)). Les programmes d'infrastructures vertes génèrent plus d'emplois par dollar dépensé parce qu'ils sont moins capitalistiques, plus travaillistiques, et qu'ils stimulent les industries et les services nationaux. Une étude effectuée après la récession par le Brookings Institute intitulée *Sizing the Clean Economy: A National and Regional Green Jobs Assessment* (note de bas de page n° 106 dans le document original : Muro, Mark et coll. *Sizing the Clean Economy: A National and Regional Green Jobs Assessment*. 2011. [www.brookings.edu/reports/2011/0713\\_clean\\_economy.aspx](http://www.brookings.edu/reports/2011/0713_clean_economy.aspx)) détaille comment l'économie propre emploie actuellement 2,7 millions de travailleurs américains parmi un groupe diversifié d'industries. Ce nombre est déjà plus grand que le nombre de personnes employées par l'ensemble du secteur des carburants fossiles. Au cours de la dernière année, les performances du secteur des technologies non polluantes en matière d'emplois ont dépassé d'une bonne longueur le taux national de création d'emploi. L'économie propre offre en outre plus de possibilités d'emploi et de meilleurs salaires (13 % de plus) aux travailleurs faiblement et moyennement qualifiés que le fait l'ensemble de l'économie nationale. (Note de bas de page n° 107 dans le document original : Muro, *op. cit.*)<sup>74</sup>

### **c. Mythe : Faire du Québec un intermédiaire pour les sables bitumineux participera au développement économique de cette province**

Énergie Est serait l'un des plus gros oléoducs destinés au pétrole brut en Amérique du Nord, et il transporterait 1 100 000 bpj sur le territoire québécois. Toutefois, s'il advient qu'une partie de ce pétrole brut soit utilisée au Québec, elle sera faible, car les deux raffineries en place au Québec ne peuvent traiter ensemble qu'environ 400 000 bpj de pétrole brut<sup>75</sup>. Une quantité assez importante du pétrole brut transporté par Énergie Est serait probablement vouée à l'exportation<sup>76</sup>. Faire ainsi du Québec un intermédiaire pour l'exportation du pétrole brut des sables bitumineux n'engendra que peu de bénéfices (ou aucun) sur le plan de son développement économique. Alors que les bénéfices sur le plan du développement économique découlant du traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec sont négligeables, ceux qui seraient engendrés en faisant du Québec un intermédiaire pour l'exportation du pétrole brut des sables bitumineux sont encore plus minimes.

#### ***Développement économique minime engendré par l'utilisation des installations portuaires québécoises***

L'exportation nécessiterait l'utilisation d'un port situé sur la côte Est et l'acheminement préalable du pétrole brut vers ce port (probablement par oléoduc).

Le potentiel du Port de Montréal pour l'exportation du pétrole brut demeure limité. D'autres ports situés plus à l'est (St-Romuald/Lévis/Québec, Portland et particulièrement Saint John) offrent un meilleur potentiel pour une telle activité parce qu'ils sont en mesure d'accommoder de plus gros pétroliers et qu'en outre, ils sont plus près de l'océan.

Les bénéfices potentiels pour le Québec en matière d'emplois et d'autres retombées économiques demeurent très faibles (si toutefois il y en a). Le pétrole brut est une marchandise en vrac requérant peu de main-d'œuvre pour sa manutention et son expédition<sup>77</sup>. De plus, les exportations pourraient se faire à partir de ports situés hors Québec.

#### ***Développement économique minime engendré par la construction et l'exploitation d'oléoducs au Québec***

La construction et l'exploitation de certains nouveaux tronçons seraient nécessaires, notamment si les exportations seront effectuées à partir de Saint John. Tout bénéfice pour le Québec en matière d'emploi et d'autres retombées économiques demeurerait très faible et de courte durée, car essentiellement lié à la phase de construction des tronçons<sup>78</sup>.

### **d. Les bénéfiques vont aux promoteurs des sables bitumineux et aux raffineries, non pas aux consommateurs québécois**

Comme discuté ci-dessus, le traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec n'apportera que peu de bénéfices à la pompe (ou aucun) pour les consommateurs québécois. De plus, les bénéfices que la province tirerait du transport et du traitement du pétrole brut des sables bitumineux sur le plan de son développement économique seraient à la fois négligeables et de courte durée.

En contrepartie, Suncor et Valero (propriétaires des raffineries au Québec, respectivement basés en Alberta et au Texas) retireront, du moins à court ou à moyen terme, des profits accrus en raison du prix plus faible du pétrole brut. De plus, les producteurs de sables bitumineux sont également capables d'augmenter leurs profits en accédant aux marchés plus lucratifs. L'accès au transport à faible coût du pétrole brut par l'entremise de la canalisation 9 et d'Énergie Est favorise l'expansion des sables bitumineux (et conséquemment l'augmentation de leurs émissions de GES) sous une vaste gamme de conditions économiques, et particulièrement dans le contexte actuel où les sables bitumineux ont de plus en plus besoin d'oléoducs (vers le sud et l'ouest).

De plus, Enbridge et TransCanada souhaitent fortement étendre leurs réseaux d'oléoducs et accroître leurs profits. La réalisation du projet Northern Gateway d'Enbridge demeure hautement incertaine alors que cette entreprise cherche à augmenter sa capacité de transport de pétrole brut des sables bitumineux. De manière similaire, l'avenir de l'oléoduc Keystone XL de TransCanada est également incertain<sup>79</sup>. TransCanada éprouve certaines difficultés alors que son gazoduc Mainline est sous-utilisé et qu'il en voit sa rentabilité diminuer. Notamment en raison d'une décision défavorable de l'ONÉ concernant les tarifs de Mainline pour le transport du gaz naturel, TransCanada exerce actuellement d'importantes pressions afin qu'Énergie Est lui permette de faire des profits en convertissant son gazoduc Mainline. À cet effet, les promoteurs des sables bitumineux (producteurs de sables bitumineux et entreprises exploitantes d'oléoducs) et les raffineries sont encore plus motivés à vanter les supposés bénéfices de ces projets pour les Québécois. En réalité toutefois, la grande majorité des bénéfices reviendra aux promoteurs des sables bitumineux (producteurs de sables bitumineux et entreprises exploitantes d'oléoducs) et aux propriétaires des deux raffineries au Québec.

## 4. Risques et coûts reliés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux

Bassin de résidus bordant  
la forêt boréale à la mine de  
sables bitumineux Horizon  
de CNRL (Canadian Natural  
Resources Limited), située  
au nord de Fort McMurray.

© GREENPEACE / JIRI REZAC

## a. Risques et coûts reliés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec

Le transport et le traitement du pétrole brut des sables bitumineux pourraient exposer le Québec à des risques, des coûts et des impacts environnementaux substantiels.

Lors de l'évaluation des bénéfices découlant d'une implication accrue du Québec au sein de la filière du pétrole brut des sables bitumineux, il est important de considérer les risques, les coûts et les impacts environnementaux substantiels associés à tous les aspects de la production, du transport et du traitement de cette substance. Il existe certaines préoccupations particulières au sujet du transport et du traitement du pétrole brut des sables bitumineux en territoire québécois, dont les suivantes :

- Pétrole brut lourd des sables bitumineux (bitume dilué) :
  - Le bitume produit à partir des sables bitumineux est très lourd et très visqueux. Afin d'être transporté par oléoduc, le bitume doit être mélangé avec un diluant (habituellement du condensat très léger).
  - Le pétrole brut lourd des sables bitumineux peut être particulièrement problématique lors de déversements. Le diluant s'évapore rapidement et le bitume restant devient alors plus lourd que l'eau (et conséquemment difficile à ramasser et à enlever, notamment dans les milieux aquatiques)<sup>80</sup>.
  - L'expansion des sables bitumineux vise principalement la production de pétrole brut lourd et est ainsi fortement liée aux marchés du pétrole brut lourd. Actuellement, le Québec ne constitue pas un marché important pour le pétrole brut lourd et conséquemment, l'expansion des sables bitumineux reste essentiellement liée aux marchés situés hors Québec.
- Canalisation 9 :
  - Est située très près de centres urbains (dont Montréal et Toronto) et de milieux aquatiques.
  - Traverse la rivière des Outaouais près de Rigaud et de St-Placide, en amont des prises servant à approvisionner les municipalités montréalaises en eau potable.
  - Ce vieil oléoduc subira une inversion et un accroissement de sa capacité, et transportera possiblement du pétrole brut lourd des sables bitumineux.
- Projet Énergie Est :
  - En parcourant le Québec, traversera deux centres urbains majeurs (Montréal et Québec) et passera très près de milieux aquatiques.

- TransCanada planifie actuellement de transporter de très grands volumes (1 100 000 bpj) de pétrole brut, qui pourrait surtout être du pétrole brut lourd des sables bitumineux.
  - Traverse la rivière des Outaouais près d'Hudson et d'Oka (par rapport à la canalisation 9, cette traversée se ferait plus en aval, donc encore plus près des prises d'eau potable aux alentours de Montréal).
  - Nécessite la conversion d'un vieux gazoduc afin de pouvoir transporter du pétrole brut, mais les conduites au Québec seraient neuves.
  - Tel que discuté à la section 3a, il n'est pas attendu que les consommateurs québécois bénéficient des meilleurs prix payés par les raffineries locales pour le pétrole brut. Toutefois, Gaz Métro (le plus important distributeur de gaz naturel au Québec) demeure profondément préoccupé par le fait que les consommateurs québécois de gaz captifs (résidentiels, commerciaux et industriels) soient forcés de payer des prix considérablement plus élevés pour le gaz naturel dans le cas d'une éventuelle approbation d'Énergie Est<sup>81</sup>. Cette préoccupation est partagée par plusieurs grandes organisations représentant les consommateurs, dont l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) et Option consommateurs (qui représente les consommateurs résidentiels, particulièrement ceux dont les revenus sont faibles).
  - Selon le docteur Mark Jaccard, autorité renommée en matière de questions énergétiques en contexte canadien, Énergie Est (c'est nous qui traduisons) « occasionnera un examen public plus approfondi à la suite de la rupture de l'oléoduc converti Pegasus en Arkansas. [...] Il faut se rappeler que les sondages d'opinion montrent que 40 % des Canadiens s'opposent à l'expansion des sables bitumineux. Au Québec, où l'acquisition d'emprises et la construction de nouveaux oléoducs seraient requises, l'opposition envers les infrastructures nécessaires aux sables pétrolifères est particulièrement forte<sup>82</sup>. » Par ailleurs, un récent sondage nord-américain révèle qu'une majorité de Québécois préférerait importer du pétrole plutôt que d'utiliser celui provenant des sables bitumineux si cela engendre une empreinte carbone moindre<sup>83</sup>.
- Effet domino, notamment au complexe pétrochimique de Montréal-Est :
    - Il est question d'effet domino lorsqu'un incident survenant à une installation mène à d'autres incidents sur les lieux ou à d'autres installations situées à proximité.
    - L'effet domino est particulièrement préoccupant pour Montréal-Est. Cette région possède en effet une forte concentration d'installations destinées au transport, au traitement et à l'entreposage du pétrole, du gaz naturel et des produits chimiques; d'autres infrastructures

majeures sont également présentes<sup>84</sup>. Montréal-Est est situé sur l'île de Montréal, donc à proximité d'agglomérations (localement et au sein de la région métropolitaine) et de vastes milieux aquatiques.

- Selon l'examen du projet Pipeline St-Laurent (un oléoduc récemment construit par Ultramar pour transporter des produits pétroliers de la raffinerie à St-Romuald jusqu'à un terminal situé à Montréal-Est<sup>85</sup>) effectué par le gouvernement du Québec (BAPE) :

La commission examine la situation de Montréal-Est puisque c'est à cet endroit que se trouve la plus forte densité de population du territoire traversé par le tracé retenu par le promoteur. Il s'y trouve aussi une forte concentration d'installations pétrochimiques qui appartiennent à diverses entreprises.

[...]

Les agences de la santé et des services sociaux et des participants à l'audience publique sont préoccupés par les risques globaux que présente l'industrie pétrolière pour la population de l'est de l'île de Montréal qui réside souvent à quelques dizaines de mètres seulement de réservoirs de produits pétroliers. Ils craignent non seulement qu'un accident technologique ne cause des dommages majeurs dans une zone densément peuplée, mais qu'il en résulte aussi un effet domino sur des installations pétrochimiques adjacentes, ce qui pourrait alourdir le bilan de l'accident, d'autant plus que d'autres types de matières dangereuses (benzène, naphte, toluène, xylènes) y transiteraient<sup>86</sup>.

- L'effet domino est également préoccupant ailleurs au Québec. Un déversement ou tout autre incident survenant à l'une des installations pourraient engendrer d'autres problèmes dans les installations adjacentes. Les tracés de la canalisation 9 et d'Énergie Est sont souvent parallèles (et rapprochés) à d'autres oléoducs et à des infrastructures majeures telles que des autoroutes.

Il existe actuellement d'importantes tensions et une forte controverse en regard des projets énergétiques nord-américains dont les bénéfices (et les coûts) peuvent s'étendre (probablement de manière assez inégale) sur plusieurs juridictions. Les propositions visant à faire du Québec un intermédiaire pour l'exportation des sables bitumineux progressent (partiellement) en raison de l'opposition qui fait rage ailleurs, notamment envers d'importants oléoducs tels que Keystone XL et Northern Gateway. Se heurtant à une forte opposition et à différents délais, les propositions visant à faire de la Colombie-Britannique un intermédiaire pour les sables bitumineux pourraient être rejetées. La résistance envers ces propositions en Colombie-Britannique est en partie motivée par des préoccupations selon lesquelles ces projets proposés pourraient causer d'importants préjudices à l'environnement de cette province, tout en étant surtout bénéfiques aux producteurs de sables bitumineux et aux entreprises exploitantes d'oléoducs. Si la Colombie-Britannique ne veut pas être utilisée à titre d'intermédiaire pour les sables bitumineux, il est d'autant plus pertinent de se demander si le Québec retirerait des bénéfices à jouer ce rôle.

## **b. Les risques et les coûts sont assumés par les citoyens québécois, non pas par les promoteurs des sables bitumineux et les entreprises exploitantes d'oléoducs**

La brève revue des risques associés aux deux projets d'oléoducs démontre que ceux-ci sont importants. Or, les Québécois devraient s'en inquiéter. Bien que les entreprises exploitantes d'oléoducs soient obligées de participer au nettoyage en cas de déversement, les amendes encourues sont généralement minuscules. De manière générale, les risques reliés aux déversements sont socialisés et les organismes vivants locaux (humains, animaux, plantes) en subissent d'importantes conséquences : bien souvent, la région où survient un déversement n'est jamais complètement restaurée ; les cours d'eau et les sources d'eau potable peuvent être contaminés ; les humains peuvent perdre leurs maisons, voir leurs modes de subsistance menacés et/ou leur qualité de vie dégradée ; et les animaux et les plantes sont tués. En outre, le pétrole brut lourd des sables bitumineux est particulièrement difficile à nettoyer.

L'EPA, l'agence de protection de l'environnement aux États-Unis, a récemment fait part de certaines inquiétudes quant aux impacts additionnels du pétrole brut des sables bitumineux (par rapport au pétrole ordinaire), notamment en ce qui concerne les déversements dans les cours d'eau. Voici ce qu'a mentionné l'EPA dans son rapport examinant le projet d'évaluation d'impact environnemental supplémentaire du Département d'État pour l'oléoduc Keystone XL (c'est nous qui traduisons) :

### Sécurité de l'oléoduc

Le déversement de pétrole brut des sables pétrolifères d'Enbridge survenu en 2010 au Michigan nous a appris que les déversements de bitume dilué peuvent nécessiter des mesures d'intervention et des équipements différents de ceux requis lors de déversements de pétrole ordinaire. Ces déversements peuvent également engendrer des impacts différents de ceux impliquant du pétrole ordinaire. [...] Le déversement d'Enbridge impliquait un oléoduc de 30 pouces de diamètre [...], et 20 000 barils de pétrole brut des sables pétrolifères ont été relâchés. Lors de ce déversement, le pétrole brut des sables pétrolifères a coulé au fond de la rivière Kalamazoo, et s'est mélangé aux sédiments et à la matière organique du fond de la rivière, rendant le pétrole difficile à localiser et à récupérer. Après presque trois ans de travaux de recouvrement, l'EPA a récemment établi que le dragage des sédiments de fond sera nécessaire afin de protéger la santé et le bien-être de la population ainsi que l'environnement. Cette décision a été en grande partie basée sur des expériences démontrant que le pétrole brut des sables pétrolifères impliqué dans le déversement d'Enbridge ne se biodégradera pas de manière substantielle. Nous recommandons que la version définitive de l'évaluation d'impact sur l'environnement [*Final EIS*] admette plus clairement qu'il est possible, dans l'éventualité d'un déversement aquatique, qu'une importante partie du bitume dilué

coulera et que ce pétrole submergé modifie de manière importante la manière de répondre au déversement et les impacts de ce dernier. Nous recommandons également que la version définitive de l'évaluation d'impact sur l'environnement comprenne des mesures permettant de répondre aux risques additionnels lors de rejets de bitume dilué, qui pourraient se révéler plus importants que dans le cas d'autres types de pétroles bruts<sup>87</sup>.

Les coûts engendrés par les déversements de pétrole brut des sables bitumineux seront plus élevés en zones habitées ou situées près des cours d'eau. La canalisation 9 et Énergie Est traversent tous les deux d'importants cours d'eau au Québec à proximité de prises d'eau potable, et passent à travers des zones densément peuplées ainsi qu'à proximité de nombreux milieux aquatiques. En conséquence, les coûts en cas de déversement seraient particulièrement élevés pour ces oléoducs.

Comme l'ont montré le déversement survenu à Kalamazoo en 2010 et des centaines d'autres déversements de moindre envergure qui se sont produits depuis 1999, Enbridge a un bilan de sécurité peu reluisant en ce qui concerne le transport de pétrole brut lourd<sup>88</sup>. De plus, TransCanada, qui n'a étendu ses activités au secteur des oléoducs que depuis récemment, a déjà enregistré plusieurs ruptures et explosions le long de son gazoduc Mainline. À titre d'élément faisant partie d'Énergie Est, le gazoduc Mainline serait converti pour pouvoir transporter d'importantes quantités de pétrole brut des sables bitumineux (les conduites transportant du gaz naturel et du pétrole brut circuleraient côte à côte).

Outre les risques de déversement, ces projets proposés augmenteront les émissions de GES (et conséquemment les risques de changements climatiques) de plusieurs manières : (a) ils favoriseront l'expansion des sables bitumineux (comme il sera discuté dans la section suivante), dont l'exploitation génère plus de GES que les sources ordinaires de pétrole ; (b) ils contribueront à maintenir le Canada et le Québec dans une économie à fortes émissions de carbone à une époque où les experts en énergie et les climatologues tournés vers l'avenir recommandent de réduire notre dépendance envers les carburants fossiles et de plutôt se tourner vers des énergies plus propres<sup>89</sup> ; (c) ils contribueront également à faire augmenter les émissions de GES du Québec en raison du raffinage du pétrole brut lourd. Actuellement, les producteurs de sables bitumineux et les raffineries n'assument pas le coût de leurs émissions de GES. Dans cette situation, ces coûts se trouvent eux aussi à être socialisés et donc assumés par les citoyens du Québec et du reste du monde.

Cette section a montré que les risques et les coûts engendrés par les déversements et les émissions de GES seront socialisés, alors que la précédente section a démontré que les bénéfices associés aux projets proposés seront privatisés : ces bénéfices demeurent négligeables pour le Québec et reviennent principalement aux promoteurs des sables bitumineux (producteurs de sables bitumineux et entreprises exploitantes d'oléoducs) et aux deux raffineries au Québec.

## 5. Le Québec à la croisée des chemins en ce qui concerne l'expansion des sables bitumineux : un important choix de société



Raffinerie de pétrole.

© ISTOCK

**L**e rôle du Québec dans le transport et le traitement du pétrole brut des sables bitumineux, dont l'ampleur pourrait varier considérablement (de nulle ou négligeable à considérable), dépendra des choix que fera cette province au cours des prochaines années. Sujets à grande controverse, les choix que doit faire le Québec quant aux sables bitumineux sont très importants, autant pour cette province que pour l'avenir des sables bitumineux et celui de la planète.

Le 7 mai 2013, des experts en énergie et des climatologues renommés ont envoyé une lettre à Joe Oliver, le ministre fédéral des Ressources naturelles, pour protester contre son appui à l'expansion des sables bitumineux et aux récents projets d'oléoducs (c'est nous qui traduisons): «Les infrastructures que nous bâtissons aujourd'hui façonneront nos choix futurs en matière d'énergie. Si nous investissons dans l'expansion de la production de carburants fossiles, nous risquons de nous engager sur une voie fortement dépendante du carbone qui augmentera les émissions de gaz à effet de serre pour les années et les décennies à venir<sup>90</sup>.» Ces experts considèrent que le gouvernement Harper place le Canada sur une voie très dangereuse pour le climat. Mark Jaccard, économiste énergétique renommé comptant parmi les signataires de cette lettre, pense que le Canada est également sur une voie dangereuse pour l'économie. Il a indiqué (c'est nous qui traduisons) que «le gouvernement fédéral et l'industrie pétrolière se sont engagés sur une voie hautement risquée qui pourrait faire perdre des milliards de dollars en actifs délaissés, incluant les oléoducs comme Keystone XL proposé par TransCanada<sup>91</sup>.»

En raison des retards et des incertitudes qui touchent l'approbation des projets Keystone XL et Northern Gateway, les projets d'oléoducs proposés au Québec deviennent la clé de l'expansion des sables bitumineux – et la clé qui enfermera l'Amérique du Nord dans un scénario fortement dépendant du carbone dangereux pour la planète et dommageable pour l'économie. Par ailleurs, les réalités émergentes du marché sont maintenant considérablement moins favorables à l'expansion des sables bitumineux. Partant d'une perspective qui prévalait il y a quelques années, l'augmentation importante de la production des sables bitumineux semblait un avenir inévitable (ou à tout le moins très probable). En réalité toutefois, cette importante augmentation n'est plus si inévitable ou même probable.

En conséquence, dans le contexte actuel en évolution (enjeux économiques des sables bitumineux posant de plus en plus de défis, et incertitude quant aux autres grands projets d'oléoducs), les choix du Québec vis-à-vis des sables bitumineux ont le potentiel d'affecter de manière particulièrement importante l'expansion de ces derniers. Si le Québec participe au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux (par l'entremise de la canalisation 9, d'Énergie Est et de l'unité de cokéfaction de Suncor), cette décision contribuera à consolider la rentabilité et les perspectives d'expansion en baisse des sables bitumineux, faisant en sorte que davantage de projets pourront aller de l'avant malgré un contexte par ailleurs de plus en plus difficile.

Si le Québec refuse d'agir à titre d'intermédiaire et d'unité de valorisation pour les sables bitumineux, cette décision accélérera la recherche de solutions de rechange à l'expansion des sables bitumineux en (a) limitant le nombre d'oléoducs pouvant être utilisés par les exploitants de sables bitumineux; (b) en ayant un effet dissuasif sur le développement de projets à court terme; et (c) en donnant plus de temps aux réalités émergentes du marché (et à d'autres facteurs) pour contraindre l'expansion future des sables bitumineux.

Les promoteurs des sables bitumineux comprennent que le Québec pourrait constituer une porte d'entrée essentielle à leur expansion et leur avenir. En conséquence, ils ont tout intérêt à exagérer les bénéfices négligeables qu'engendrent leurs propositions de projets d'oléoducs sur le développement économique, et à prétendre fallacieusement que le prix de l'essence baisserait. Ces promoteurs ont également tout intérêt à minimiser la possibilité que les citoyens québécois s'opposent aux projets d'oléoducs<sup>92</sup>. Toutefois, les promoteurs des sables bitumineux ont probablement sous-estimé le degré d'opposition au Québec, et probablement oublié les choix historiques que cette province a fait pour réduire sa dépendance envers les carburants fossiles<sup>93</sup>.

Les citoyens québécois sont en effet déjà mobilisés contre les projets de la canalisation 9 et d'Énergie Est. Comme l'a montré l'ampleur de certaines protestations et manifestations (250 000 personnes présentes lors du Jour de la Terre en 2012), Québec possède un long historique de militantisme citoyen de même qu'une vive culture contestataire<sup>94</sup>. Le Québec est fortement préoccupé par l'essor des carburants fossiles et la dépendance envers ceux-ci (et beaucoup s'opposent d'ailleurs à ces tendances), comme l'ont notamment montré l'inquiétude et l'opposition des citoyens suscitées par projet de centrale au gaz naturel du Suroît (2004) et le développement de la filière du gaz de schiste sur son territoire. L'opposition populaire des Québécois a d'ailleurs mené au récent moratoire provincial sur la fracturation hydraulique. Il convient en outre de souligner que cette année, le principal thème de la marche du Jour de la Terre à Montréal (50 000 personnes rassemblées le 21 avril 2013<sup>95</sup>) était l'opposition à l'arrivée du pétrole brut des sables bitumineux par l'entremise des projets de la canalisation 9 et d'Énergie Est<sup>96</sup>.

Afin d'effectuer des choix prudents et de protéger adéquatement le bien commun, il est vital de les fonder sur un processus décisionnel de haute qualité permettant la participation de la population et l'accès aux informations pertinentes. Il est de plus essentiel de soupeser avec rigueur les bénéfices, les coûts et les risques de tels projets et de déterminer quels sont les acteurs qui engrangent les bénéfices et quels sont ceux qui assument les risques et les coûts.

## 6. Conclusion

Effluents toxiques,  
sables bitumineux de  
l'Alberta. Image fixe  
de « Petropolis » réalisé  
par Peter Mettler.

© GREENPEACE / EM

**L**e présent rapport offre un guide déterminant quels sont les éléments à considérer lors du processus décisionnel s'appliquant à la participation du Québec dans le transport et le traitement du pétrole brut des sables bitumineux. Il arrive à la conclusion que faire du Québec un intermédiaire et une unité de valorisation pour le pétrole brut des sables bitumineux permettrait aux promoteurs des sables bitumineux et aux raffineries de faire des profits, mais transférerait les externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque sur les épaules de la population québécoise.

Les promoteurs des sables bitumineux ont affirmé que le Québec tirera des bénéfices du transport et du traitement du pétrole brut des sables bitumineux, qui se concrétiseront notamment par le développement économique (emplois et autres retombées économiques) et du carburant (essence) à plus bas prix. L'analyse dans ce rapport a réfuté ces affirmations en (a) quantifiant les minuscules bénéfices sur les plans de l'économie et de l'emploi pour le Québec; et (b) en expliquant que le prix des produits raffinés (à la pompe) n'est pas lié à celui du pétrole brut.

En s'impliquant davantage dans la filière du pétrole brut des sables bitumineux, le Québec ne tirera aucun bénéfice important, mais devra néanmoins assurer la quasi-totalité des risques et des coûts reliés aux déversements et aux autres impacts environnementaux. En contrepartie, les promoteurs des sables bitumineux recevront la quasi-totalité des bénéfices, tout en assumant une infime partie – ou aucun – des risques et des coûts environnementaux.

En approuvant ces projets, le Québec compromet son sain développement économique. Ces projets, qui comportent une importante empreinte écologique et un niveau élevé de risques, accroissent les externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque sans toutefois offrir de gains économiques compensatoires. Depuis quelques décennies, le Québec a fait le choix de société de réduire sa dépendance envers les carburants fossiles (et d'ainsi réduire ses émissions de GES). Le Québec devrait poursuivre sa transition vers les énergies plus propres en augmentant les investissements dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et le transport en commun. Non seulement les investissements dans les énergies propres réduiraient les externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque, mais ils permettraient au Québec de récolter des bénéfices plus substantiels et à plus long terme sur le plan du développement économique.

À la lumière de cette analyse des coûts et des bénéfices de ces projets, le Québec devrait se poser la question suivante :

**Afin d'accorder des bénéfices aux producteurs de sables bitumineux, aux entreprises exploitantes d'oléoducs et aux deux raffineries sur son territoire, le Québec devrait-il accepter de jouer le rôle d'intermédiaire et d'unité de valorisation pour le pétrole brut des sables bitumineux ?**

Le présent rapport conclut que la réponse à cette question est indéniablement non.

Les projets proposés impliquent le transport d'importants volumes de pétrole brut lourd à proximité d'importants cours d'eau (et de prises d'eau potable) et à travers d'importantes agglomérations. De plus, dans le contexte actuel, les choix du Québec vis-à-vis des sables bitumineux ont le potentiel d'affecter de manière particulièrement importante l'expansion de ces derniers. Ainsi, l'approbation de ces projets engendrerait non seulement l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre alors que le Québec se retrouverait à raffiner davantage de pétrole brut lourd, mais également un impact différentiel potentiel beaucoup plus important sur le bilan de GES du Canada en permettant l'expansion des sables bitumineux. Le présent rapport a montré que les bénéfices de ces projets seront privatisés alors que leurs impacts seront socialisés – les externalités négatives environnementales et les émissions de GES étant assumées par les citoyens québécois et tous les habitants de la planète. Alors que la concentration atmosphérique de CO<sub>2</sub> vient tout juste d'atteindre le seuil historique de 400 ppm, le Québec se trouve devant une occasion unique de restreindre l'expansion de l'un des projets énergétiques parmi les plus polluants de la planète, tout en rejetant un scénario économique malsain et caractérisé par un niveau élevé de risque.

- 1 Voir l'analyse des affirmations des promoteurs et leurs sources dans la section 3 intitulée *Bénéfices reliés au transport et au traitement du pétrole brut des sables bitumineux*.
- 2 Ces calculs seront discutés plus en détail à la section 3, et plus particulièrement dans les notes en fin de document n° 58 et 65.
- 3 Voir la section 3 pour une discussion approfondie.
- 4 Voir la section 5 pour une discussion approfondie.
- 5 Le nom de la municipalité où est située la raffinerie était originalement St-Romuald, mais celle-ci est maintenant fusionnée avec Lévis. La raffinerie est toujours appelée « raffinerie d'Ultramar à St-Romuald », mais également « raffinerie Ultramar de Lévis » ou « raffinerie Jean-Gaulin ». Le présent document utilise le nom original, soit « raffinerie d'Ultramar à St-Romuald ».
- 6 Il s'agit de l'une des conclusions auxquelles parvient le rapport d'expert de Richard Kuprewicz soumis à l'ONÉ : Kuprewicz, R. *Report on pipeline safety for Enbridge's line 9B application to NEB*, 5 août 2013, conclusion n° 4, p. 26. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=981150&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=981150&objAction=Open) (dernier accès : 23 octobre 2013).
- 7 Il s'agit de l'une des conclusions auxquelles parvient le rapport d'expert de The Goodman Group soumis à l'ONÉ : The Goodman Group. *The relative economic costs and benefits of the line 9B reversal and line 9 capacity expansion*, 8 août 2013, p. 4-5. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=985663&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=985663&objAction=Open) (dernier accès : 23 octobre 2013).
- 8 Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). *Crude oil forecast, markets and transportation*, juin 2013, p. iv. [www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=227308](http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=227308) (dernier accès : 23 octobre 2013).
- 9 Basé sur des données disponibles plus tôt en 2013.
- 10 Le bitume brut (soit du pétrole brut très lourd extrait des sables bitumineux) est dilué afin de pouvoir être transporté par oléoduc. Voir la note n° 18 pour plus de détails.
- 11 1 bpj = 6,29 m<sup>3</sup>/j. 1 baril = 42 gallons américains. Les unités métriques et impériales sont toutes les deux grandement employées au sein du système énergétique canadien, qui demeure fortement lié à celui des États-Unis (ce dernier emploie habituellement les unités impériales). Par souci de simplicité et de brièveté, le présent rapport sous-entend généralement des unités impériales (par ex. bpj).
- 12 Il existe un important recoupement entre ces acteurs, notamment entre les producteurs de sables bitumineux, les entreprises exploitantes d'oléoducs et les raffineries.
- 13 L'ACPP est l'association professionnelle des producteurs de sables bitumineux et des autres producteurs de pétrole et de gaz naturel.
- 14 À la suite de l'adoption de la loi C-38, le conseil des ministres a dorénavant le pouvoir de renverser les décisions de l'ONÉ.
- 15 Pour citer la première ministre : « Nous ne sommes pas fermés au pétrole de l'Ouest. Mais il y a des règles à respecter, en matière d'environnement notamment. » Castonguay, Alec. « Nous allons exploiter le pétrole du Québec ». *L'Actualité*, 1<sup>er</sup> avril 2013, p. 18. [www.lactualite.com/politique/pauline-marois-nous-allons-exploiter-le-petrole-du-quebec/](http://www.lactualite.com/politique/pauline-marois-nous-allons-exploiter-le-petrole-du-quebec/) (dernier accès : 30 octobre 2013).
- 16 Les gouvernements régionaux et municipaux en Ontario ont également émis des inquiétudes similaires, et plusieurs gouvernements locaux ont demandé un statut d'intervenant auprès de l'ONÉ lors des audiences sur le projet d'inversion de la canalisation 9B, celui-ci comportant des impacts sur l'Ontario et le Québec.
- 17 Le 30 avril 2013, Enbridge a déposé à l'ONÉ une mise à jour du calendrier de son projet (A51669) – (c'est nous qui traduisons) : « En attendant de recevoir toutes les autorisations réglementaires requises, le début des travaux de construction est maintenant prévu pour janvier 2014, et la date anticipée d'entrée en service est août 2014. »

- 18 Les sables bitumineux de l'Alberta produisent du bitume brut, un type de pétrole brut très lourd qui ressemble à de l'asphalte. Afin d'être transporté par oléoduc, le bitume doit d'abord être soit (a) mélangé avec un diluant à base de pétrole (comme du naphte ou du condensat) afin de le rendre moins visqueux (bitume dilué), soit (b) valorisé (c.-à-d. partiellement raffiné) en pétrole brut synthétique (PBS). Le pétrole brut est ensuite traité en raffinerie pour en faire des produits finis (raffinés) tels que l'essence. Comparé au pétrole brut lourd, le pétrole brut léger nécessite un procédé de raffinage moins intensif.
- 19 Beaudin, Monique. « Montreal calls for review of controversial Enbridge pipeline proposal ». *The Montreal Gazette*, 22 avril 2012. [www.montrealgazette.com/technology/Montreal+calls+review+controversial+Enbridge+pipeline+proposal/8278859/story.html](http://www.montrealgazette.com/technology/Montreal+calls+review+controversial+Enbridge+pipeline+proposal/8278859/story.html) (dernier accès : 11 mai 2013).
- 20 Ville de Montréal. *Projet d'inversion de la canalisation 9B et accroissement de la capacité de la canalisation 9 de la compagnie Pipeline Enbridge inc.* (lettre de commentaires de la Ville de Montréal présentée à l'Office national de l'énergie dans le cadre de l'audience OH-002-2013), 4 juillet 2013, p. 10. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/130635/969935/A318Z0\\_-\\_Lettre\\_de\\_commentaires\\_Ville\\_de\\_Montr%C3%A9al.pdf?nodeid=970155&vernum=0](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/130635/969935/A318Z0_-_Lettre_de_commentaires_Ville_de_Montr%C3%A9al.pdf?nodeid=970155&vernum=0) (dernier accès : 21 juillet 2013).
- 21 Consulter la carte dont les informations ont été collectées par Équiterre et qui a été réalisée grâce au travail du personnel et des bénévoles d'Environmental Defence, du Comité Environnement St-Césaire, du NRDC et de 350.org. <https://maps.google.com/maps?q=docs://0B79wVci3MuMFWGJ3Wm1KWIRSUFU> (dernier accès : 30 octobre 2013).
- 22 « Alberta commits \$5-billion to TransCanada's proposed Energy East pipeline ». *Financial Post*, 4 juillet 2013. [www.financialpost.com/m/wp/news/energy/blog.html?b=business.financialpost.com/2013/07/04/alberta-commits-5-billion-to-transcanadas-proposed-energy-east-pipeline](http://www.financialpost.com/m/wp/news/energy/blog.html?b=business.financialpost.com/2013/07/04/alberta-commits-5-billion-to-transcanadas-proposed-energy-east-pipeline)
- 23 Actuellement, les raffineries au Québec possèdent une capacité suffisante pour approvisionner le marché provincial et, dans une moindre mesure, les marchés voisins (Ontario et le nord-est des États-Unis) et les marchés d'exportation éloignés (notamment l'Europe). Les raffineries situées dans les Maritimes approvisionnent leurs marchés locaux relativement petits, et exportent la majeure partie de leur production (notamment dans le nord-est des États-Unis). Ainsi, le pétrole brut traité dans les Maritimes approvisionne surtout les marchés d'exportation de l'essence et des autres produits raffinés.
- 24 Selon le site web du projet Énergie Est de TransCanada, il est prévu que celui-ci soit opérationnel jusqu'à Montréal et Québec en 2017, et jusqu'à Saint John en 2018. [www.energyeastpipeline.com/home/timeline/](http://www.energyeastpipeline.com/home/timeline/) (dernier accès : 9 janvier 2014).
- 25 Gazoduc Trans Québec & Maritimes inc. (Gazoduc TQM), une copropriété de TransCanada et de Gaz Métro, est exploité par TransCanada. Voir le [www.gazoductqm.com/fr/index.html](http://www.gazoductqm.com/fr/index.html) et particulièrement le [www.gazoductqm.com/fr/pdf/](http://www.gazoductqm.com/fr/pdf/Carte.pdf) de même que le [www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape241.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape241.pdf) (Figure 4, p. 93) pour des détails sur le tracé emprunté par le gazoduc TQM, qui est probablement très similaire à celui qu'Énergie Est empruntera à partir de son entrée au Québec près de Montréal (à St-Lazare) jusqu'à la région de la ville de Québec.
- 26 Selon un rapport de la division du Maine du Sierra Club, la filiale d'ExxonMobil, Imperial Oil, et McColl Frontenac, une filiale à part entière d'Imperial Oil, détiennent les 76,2 % restants. Voir <http://maine.sierraclub.org/Tar%20Sands/ExxonMobilPMPL%20Factsheet%20FINAL%20October%202012.pdf> et plus particulièrement le graphique à la page 2 ainsi que la note n° 7 :  
« Registraire des entreprises du Québec, inscription au registre mise à jour le 16 avril 2012, disponible au [www.registreentreprises.gouv.qc.ca](http://www.registreentreprises.gouv.qc.ca) en lançant une recherche pour le dossier n° 1143576941.

- À noter que l'Imperial Oil Limited est propriétaire à 100 % de McColl Frontenac, une autre entreprise parmi celles qui sont listées à titre des propriétaires de Pipe-Line Montréal Limitée.  
Voir aussi :  
ExxonMobil. *Annual report (Form 10-K)*, p. 12 (24 février 2012).  
[www.sec.gov/Archives/edgar/data/34088/000119312512078102/d257530d10k.htm](http://www.sec.gov/Archives/edgar/data/34088/000119312512078102/d257530d10k.htm). »
- 27 Plecash, Chris. « Feds lobbying hard for oilsands at U.S. municipal, state levels ». *The Hill Times online*, 14 avril 2013.  
[www.hilltimes.com/news/news/2013/04/15/feds-lobbying-hard-for-oilsands-at-us-municipal-state-level/34346](http://www.hilltimes.com/news/news/2013/04/15/feds-lobbying-hard-for-oilsands-at-us-municipal-state-level/34346)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).
- 28 Brewster, Murray, et Shingler, Benjamin. « Quebec disaster: Oil shipments by rail have increased 28,000 per cent since 2009 ». *La Presse Canadienne*, 7 juillet 2013.  
<http://www.ctvnews.ca/canada/quebec-disaster-oil-shipments-by-rail-have-increased-28-000-per-cent-since-2009-1.1357356>  
(dernier accès : 30 octobre 2013).
- 29 Gauthier, Philippe. « Ultramar investit massivement dans la livraison du brut par rail à Lévis ». *Voir Montréal*, 19 juillet 2013.  
[voir.ca/philippe-gauthier/2013/07/19/ultramar-investit-massivement-dans-la-livraison-du-brut-par-rail-a-levis/](http://www.voir.ca/philippe-gauthier/2013/07/19/ultramar-investit-massivement-dans-la-livraison-du-brut-par-rail-a-levis/)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).
- 30 Le pétrole de schiste est un pétrole brut extrait des formations de grès, de carbonate et de schiste de faible perméabilité par fracturation hydraulique et forage horizontal (techniques également employées pour produire du gaz de schiste). L'évolution de ces techniques a permis aux formations de schistes riches en matière organique (comme les formations de Bakken dans le Mid-Ouest et d'Eagle Ford au Texas) de se classer parmi les champs pétrolifères les plus productifs au monde ; elle a en outre récemment mené à une très importante et rapide production de pétrole et de gaz aux États-Unis. La production de pétrole brut léger à partir du pétrole de schiste d'origine canadienne possède un important potentiel et est en croissance.
- 31 Dans le présent rapport, le milieu du continent du Canada et des États-Unis désigne la zone située entre les Rocheuses et la région des Grands Lacs/Appalaches, qui s'étend au sud à partir des Prairies canadiennes (Alberta, Saskatchewan et Manitoba) jusqu'à la côte du Golfe en passant par les régions des Rocheuses et du Mid-Ouest aux États-Unis. Cette zone est le site d'une production extensive de pétrole et de gaz.
- 32 US Energy Information Administration, mai 2011.  
[www.eia.gov/oil\\_gas/rpd/northamer\\_gas.jpg](http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/northamer_gas.jpg)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).
- 33 Comme indiqué à la p. 14, Suncor est également propriétaire à 23,8 % de PLPM.
- 34 La raffinerie à Montréal pourrait être en mesure de traiter entre 15 000 et 20 000 bpj de pétrole brut lourd des sables bitumineux, de même qu'une quantité similaire de PBS des sables bitumineux.
- 35 Le projet d'unité de cokéfaction a été suspendu en 2009 alors que des travaux substantiels avaient déjà été entrepris. Des équipements majeurs ont déjà été livrés et sont remisés à Montréal-Est (à l'ouest de la rue Cherrier). Advenant la décision de redémarrer le projet d'unité de cokéfaction, la construction et la mise en service requerraient de deux à trois ans supplémentaires.  
Péto-Canada. *Investir au Québec pour l'avenir*.  
[www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant\\_cokeur\\_FINAL.pdf](http://www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant_cokeur_FINAL.pdf)  
(dernier accès : 18 juillet 2013).  
Lewis, Jeff. « Suncor suffers first loss in more than 3 years as cheap oil hits Voyageur project ». *Financial Post*, 13 février 2013.  
<http://business.financialpost.com/2013/02/06/suncor-suffers-first-loss-in-more-than-3-years-as-cheap-oil-hits-voyageur-project/?lsa=2afc-6caf>  
(dernier accès : 14 mai 2013).
- 36 Une fois la raffinerie à Montréal reconfigurée, son approvisionnement en pétrole brut pourrait atteindre jusqu'à 105 000 bpj de pétrole brut lourd des sables bitumineux, le PBS constituant la majeure partie (sinon la totalité) du reste.

- 37 En mai 2013, Ultramar a indiqué qu'étant donné la configuration actuelle de sa raffinerie à Québec, elle ne pouvait pas traiter de bitume dilué ou de pétrole brut lourd – seulement du brut synthétique et du pétrole brut léger. La Presse Canadienne. *Valero investira jusqu'à 200 millions au Québec si Enbridge inverse son pipeline*, 23 mai 2013.  
[www.radio-canada.ca/regions/quebec/2013/05/23/014-enbridge-valero-pipeline.shtml](http://www.radio-canada.ca/regions/quebec/2013/05/23/014-enbridge-valero-pipeline.shtml) (dernier accès : 30 octobre 2013).
- 38 Krugel, Lauren, « TransCanada does not foresee major resistance to eastern oil pipe proposal », *Globe and Mail*, 14 novembre 2012.  
[www.theglobeandmail.com/globe-investor/transcanada-does-not-foresee-major-resistance-to-eastern-oil-pipe-proposal/article5278311/](http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/transcanada-does-not-foresee-major-resistance-to-eastern-oil-pipe-proposal/article5278311/) (dernier accès : 16 mai 2013).
- 39 Nadeau, Jean-Benoît, et Duhamel, Pierre. « L'or noir en 22 questions ». *L'Actualité*, 1<sup>er</sup> avril 2013, p. 26.
- McClearn, Matthew. « Energy East is good for Canada, not the oilsands ». *Canadian Business*, 1<sup>er</sup> mai 2013.  
[www.canadianbusiness.com/companies-and-industries/good-for-canada-not-the-oil-sands/](http://www.canadianbusiness.com/companies-and-industries/good-for-canada-not-the-oil-sands/) (dernier accès : 16 mai 2013).
- 40 Association canadienne des producteurs pétroliers. « Economic contribution ». *Oil Sands Today*.  
<http://www.oilsandstoday.ca/EnergyEcon/Environ/Pages/EconomicContribution.aspx?gclid=CJ-9jcrHk7cCFaNhMgodCS0A9Q> (dernier accès : 30 octobre 2013).
- 41 Castonguay, Alec. « Le Québec a un avantage que nous n'avons pas ». *L'Actualité*, 1<sup>er</sup> avril 2013, p. 22.
- 42 Communiqué de presse de Ressources naturelles Canada. *Le gouvernement Harper soutient les travailleurs canadiens et aide à remplacer le coûteux pétrole étranger*. 11 avril 2013.  
[www.rncan.gc.ca/salle-medias/communiques/2013/1676](http://www.rncan.gc.ca/salle-medias/communiques/2013/1676) (dernier accès : 17 juillet 2013).
- Vidéo du ministre des Ressources naturelles, Joe Oliver. *The Montreal Gazette*, 11 avril 2013.  
[www.montrealgazette.com/news/montreal/Video+Natural+Resources+Minister+Oliver/8231247/story.html](http://www.montrealgazette.com/news/montreal/Video+Natural+Resources+Minister+Oliver/8231247/story.html) (dernier accès : 16 mai 2013).
- La Presse Canadienne. « Oléoduc vers l'Est : Ottawa applaudit l'appel de soumission de TransCanada ». *Le Devoir*, 2 avril 2013.  
[www.ledevoir.com/politique/canada/374691/oleoduc-vers-l-est-ottawa-applaudit-l-appel-de-soumissions-de-transcanada](http://www.ledevoir.com/politique/canada/374691/oleoduc-vers-l-est-ottawa-applaudit-l-appel-de-soumissions-de-transcanada) (dernier accès : 16 mai 2013).
- 43 Comme l'ont expliqué Suncor et Valero aux investisseurs, le raffinage est une industrie mondiale ; les conditions du marché mondial affectent les raffineurs dans chaque marché parce que les produits sont généralement très faciles à stocker et à transporter en plus d'être très fongibles. Les prix des produits raffinés sont liés aux marchés mondiaux, qui se basent sur la valeur du Brent (l'étalon mondial pour établir le prix du pétrole brut). Le Québec fait partie du bassin de l'Atlantique, où les produits raffinés (incluant l'essence et le diésel) sont largement commercialisés à travers le marché intercontinental. Valero et Suncor s'approvisionnent en pétrole brut à faible coût afin d'augmenter leurs profits et leurs valeurs actionnariales, et de remettre de l'argent aux actionnaires.
- Suncor. *2012 annual report* (voir en particulier les p. 7-8, 11, 20-21, 27-29, 39-42, 53, 65).  
[www.suncor.com/pdf/Suncor\\_Annual\\_Report\\_2012\\_en.pdf](http://www.suncor.com/pdf/Suncor_Annual_Report_2012_en.pdf) (dernier accès : 16 mai 2013).
- Suncor. *Investor information* (voir le premier trimestre pour 2013)  
[www.suncor.com/pdf/Suncor\\_IR\\_Presentation\\_April\\_2013\\_v3.pdf](http://www.suncor.com/pdf/Suncor_IR_Presentation_April_2013_v3.pdf) (dernier accès : 16 mai 2013).
- Valero. « Valero Citi Global Energy Conference Presentation ». *Boston and New York Investors Meetings*, 14-16 mai 2013.  
<http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9MTg1NzM5fENoaWxkSUQ9LTF8VHlwZT0z&t=1> (dernier accès : 16 mai 2013).
- L'analyse du marché décrite ci-dessus (et présentée aux investisseurs par Suncor et Valero) est généralement conforme à d'autres analyses du marché concernant les enjeux économiques du raffinage et l'établissement des prix pour l'essence et les autres produits raffinés (incluant celles présentées par les agences gouvernementales fédérales et provinciales et les fournisseurs de produits énergétiques) (dernier accès : 31 janvier 2014).

Ressources naturelles Canada. *Pétrole brut et des produits pétroliers*, 8 octobre 2013.  
[www.rncan.gc.ca/energie/brute-produits-petroliers/4542](http://www.rncan.gc.ca/energie/brute-produits-petroliers/4542)

Ressources naturelles Canada. *Prix du pétrole brut et des produits pétroliers*, 22 janvier 2014.  
[www.rncan.gc.ca/energie/prix-carburant/4594](http://www.rncan.gc.ca/energie/prix-carburant/4594)

Régie de l'énergie. *Rapport sur les différents mécanismes de contrôle des prix des produits pétroliers et sur la pertinence d'adopter de telles mesures au Québec*, juillet 2011.  
[www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/RapportMinistre\\_ControlerPrixProduitsPetroliers\\_juillet2011.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/RapportMinistre_ControlerPrixProduitsPetroliers_juillet2011.pdf)

Boag, Peter. *Exposé présenté au Comité permanent de l'Industrie de la Chambre des communes*. Institut canadien des produits pétroliers, 22 juin 2012.  
<http://canadianfuels.ca/userfiles/file/CPPI%20Presentation%20to%20Standing%20Committee%20June%202011%20FR.pdf>

Ervin, Michael J. *A brief to the Standing committee on Industry, Science and Technology*, 22 juin 2011.  
[www.kentmarketingservices.com/dnn/LinkClick.aspx?fileticket=RNZladVtT54%3d&tabid=121](http://www.kentmarketingservices.com/dnn/LinkClick.aspx?fileticket=RNZladVtT54%3d&tabid=121)

MJ Ervin Associates. *Canadian retail markets study. A review of competitiveness in the Canadian refined petroleum marketing industry*, 15 septembre 1997.  
[www.kentmarketingservices.com/dnn/LinkClick.aspx?fileticket=1vZJ6i\\_fNXo%3d&tabid=107](http://www.kentmarketingservices.com/dnn/LinkClick.aspx?fileticket=1vZJ6i_fNXo%3d&tabid=107)

- 44 Hadekel, Peter. « Peter Hadekel: Pipeline a good deal for Quebec ». *The Montreal Gazette*, 11 avril 2013.  
[www.montrealgazette.com/business/Peter+Hadekel+Moving+crude+from+west+east+good+deal+Quebec/8230326/story.html](http://www.montrealgazette.com/business/Peter+Hadekel+Moving+crude+from+west+east+good+deal+Quebec/8230326/story.html)  
(dernier accès : 16 mai 2013).

- 45 US Department of State. *Draft supplemental environmental impact statement for the Keystone XL project*, p. 1.4-64 – 1.4-66 et p. 6-13 de l'Annexe C.  
<http://keystonepipeline-xl.state.gov/documents/organization/205654.pdf>  
(dernier accès : 17 juillet 2013).

- 46 Comparés aux régions à l'intérieur de terres (comme le Mid-Ouest des États-Unis), les marchés pour l'essence et les autres produits raffinés en régions côtières (comme le Québec) tendront à être encore plus connectés aux marchés mondiaux (reflétant le prix mondial

du pétrole brut). Si l'accès au pétrole brut moins coûteux n'a pas mené à une baisse des prix pour les consommateurs du Mid-Ouest des États-Unis, il est encore moins probable que l'accès aux sables bitumineux (et à d'autres sources de pétrole brut peu coûteux) se traduira par des prix plus bas pour les consommateurs du Québec.

- 47 Cloutier, Daniel (représentant national, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier – SCEP). *Témoignages. Le jeudi 9 mai 2013*. Comité permanent des ressources naturelles, Chambre des communes, p. 4: « La raffinerie de Montréal [...] emploie environ 500 personnes, la moitié étant des travailleurs syndiqués. »  
<http://www.parl.gc.ca/content/hoc/Committee/411/RNNR/Evidence/EV6154633/RNNREV81-F.PDF>  
(dernier accès : 17 juillet 2013).

Valero. Jean Gaulin refinery overview: « Emplois approximately 500 individuals ». [www.valero.com/OurBusiness/OurLocations/Refineries/Pages/QuebecCity.aspx](http://www.valero.com/OurBusiness/OurLocations/Refineries/Pages/QuebecCity.aspx)  
(dernier accès : 17 juillet 2013).

Les données ci-dessus se rapportant au nombre d'emplois dans les raffineries au Québec sont généralement conformes à ce qui est mentionné dans d'autres sources, dont :

Statistique Canada. *Statistiques du travail par industries du secteur des entreprises et par activité non commerciale conformes aux comptes des industries, provinces et territoires* (CANSIM, tableau 383-0030, données pour l'industrie « Raffineries de pétrole » [BS32411]).  
[www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retLang=eng&id=3830030&tabMode=dataTable&srchLan=-1&p1=-1&p2=9](http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retLang=eng&id=3830030&tabMode=dataTable&srchLan=-1&p1=-1&p2=9)  
(dernier accès : 17 juillet 2013).

Communiqué de presse de Ressources naturelles Canada. *Le gouvernement Harper soutient les travailleurs canadiens et aide à remplacer le coûteux pétrole étranger*, 11 avril 2013.  
[www.rncan.gc.ca/salle-medias/communiques/2013/1676](http://www.rncan.gc.ca/salle-medias/communiques/2013/1676)  
(dernier accès : 17 juillet 2013).

Péto-Canada. *Investir au Québec pour l'avenir*.  
[www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant\\_cokeur\\_FINAL.pdf](http://www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant_cokeur_FINAL.pdf)  
(dernier accès : 18 juillet 2013).

48 Les raffineries tendent à avoir un impact plus marqué sur l'activité économique totale que sur le nombre d'emplois, cet impact étant normalement mesuré à l'aide de la valeur ajoutée ou du PIB (produit intérieur brut). Dans le cas des raffineries, la majeure partie de cette valeur ajoutée se traduit concrètement par un rendement du capital investi pour les investisseurs qui fournissent le financement nécessaire aux activités capitalistiques reliées au traitement du pétrole brut. Dans le cas des raffineries au Québec, qui sont la propriété d'entreprises basées en Alberta et au Texas, plusieurs investisseurs proviendront de l'extérieur du Québec.

Valeur ajoutée/PIB : il s'agit de la différence entre la valeur des extrants (ventes) et le coût des intrants intermédiaires (biens et services achetés à d'autres entreprises). Dit autrement, le PIB représente la valeur qui est ajoutée par l'application du travail et des capitaux visant à convertir les intrants intermédiaires en produits finis. La valeur ajoutée constitue une mesure de l'ensemble de l'activité économique, qui inclut les revenus (rémunération des travailleurs), les intérêts et les profits. À l'échelle régionale, provinciale et nationale, la valeur ajoutée équivaut au PIB.

49 Crawford, Todd. *Canada's petroleum refining sector: An important contributor facing global challenges*. The Conference Board of Canada, octobre 2011, p. 22.  
[http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051\\_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf](http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf) (dernier accès : 18 juillet 2013) : « Actuellement, les activités de raffinage comptent pour 0,2 % du PIB réel du Québec. »

Cette étude a été entreprise pour le compte de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), une association d'entreprises impliquées dans le raffinage, la distribution et la mise en marché des produits pétroliers au Canada.

Communiqué de presse du Conference Board of Canada. *Canada's refining sector under pressure*, 31 octobre 2011.  
[www.canadianfuels.ca/userfiles/file/NEWS%20RELEASE%20-%20CBoC%20report%20-%2031\\_10\\_2011\(1\).pdf](http://www.canadianfuels.ca/userfiles/file/NEWS%20RELEASE%20-%20CBoC%20report%20-%2031_10_2011(1).pdf) (dernier accès : 30 octobre 2013).

Les données ci-dessus se rapportant à la part de l'activité économique totale imputable aux raffineries au Québec sont généralement conformes à celles fournies par d'autres sources, dont :

Statistique Canada. CANSIM, tableau 379-0030. Données relatives au PIB du Québec portant sur les raffineries de pétrole (32 411), la fabrication de produits du pétrole et du charbon (324) et toutes les industries (T001), pour la période comprise entre 2007 et 2012.  
[www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retLang=eng&id=3790030&tabMode=dataTable&rchLan=-1&p1=-1&p2=9](http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a26?lang=eng&retLang=eng&id=3790030&tabMode=dataTable&rchLan=-1&p1=-1&p2=9) (dernier accès : 18 juillet 2013).

50 Comme indiqué dans la note n° 49, l'étude du Conference Board of Canada a été entreprise pour le compte de l'ICPP, une association de raffineurs et d'entreprises impliquées dans l'approvisionnement en produits pétroliers au Canada. Par ailleurs, l'étude du Conference Board of Canada a servi d'élément pour l'analyse des impacts économiques de la canalisation 9 préparée pour Enbridge :

Demke Management Ltd. *An evaluation of the economic impacts on Canada of the Enbridge line 9B reversal project*, 30 août 2012, p. 28-29.  
[www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open) (denier accès : 18 juillet 2013).

L'impact économique de la raffinerie à Montréal a été estimé dans des études préparées pour Pétro-Canada (qui a fusionné avec Suncor en 2009) :

Pétro-Canada. *La raffinerie de Pétro-Canada : impact économique*.  
[www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant\\_%20ret-economiques\\_cokeur\\_FINAL.pdf](http://www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant_%20ret-economiques_cokeur_FINAL.pdf) (dernier accès : 18 juillet 2013).

Pétro-Canada. *Investir au Québec pour l'avenir*.  
[www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant\\_cokeur\\_FINAL.pdf](http://www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant_cokeur_FINAL.pdf) (dernier accès : 17 juillet 2013).

- 51 Les études décrites dans les notes n° 49 et 50 se servent de modèles entrées-sorties. Afin d'estimer le nombre d'emplois créés et les effets des autres retombées économiques, ces modèles génèrent des estimations de l'impact économique régional en suivant d'abord les industries impliquées dans une zone d'étude à travers des séries successives de liens d'approvisionnement. À chaque étape, ces modèles suivent la part des intrants nécessaires à chaque industrie, qui s'approvisionne localement (à l'intérieur de l'économie régionale modélisée). Les analyses de type entrées-sorties tiennent compte d'une vaste gamme d'impacts en matière d'emplois et comprennent les catégories d'effets suivantes :

*Effets directs* – première série d'impacts d'un ensemble de dépenses, c.-à-d. celles effectuées avant que n'interviennent les liens d'approvisionnement secondaires ;

*Effets indirects* – impacts générés lors des achats subséquents de matériaux et de services par les fournisseurs afin de soutenir les activités initiales ;

*Effets induits* – impacts générés lorsque les travailleurs dépensent les salaires qu'ils ont gagnés en participant aux activités directes et indirectes ;

*Effet total* – la somme des effets directs, indirects et induits.

- 52 L'étude du Conference Board of Canada a modélisé un scénario au sein duquel la capacité de raffinage au Canada a été réduite de 10 %, soit d'environ 200 000 bpj. La réduction initiale du PIB associé aux activités de raffinage (environ 270 millions de dollars par année – valeur en dollars de 2002) se traduit par un déclin du PIB canadien total estimé à 806 millions de dollars par année. Ainsi, il a été estimé que chaque fois que le PIB associé aux activités de raffinage baisse d'un dollar, le PIB total baisse quant à lui d'environ trois dollars.

Crawford, Todd. *Canada's petroleum refining sector: An important contributor facing global challenges*. The Conference Board of Canada, octobre 2011, p. 30-35 (p. 34 en particulier). [http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051\\_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf](http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf) (dernier accès : 18 juillet 2013).

Demke Management Ltd. *An evaluation of the economic impacts on Canada of the Enbridge line 9B reversal project*, 30 août 2012, p. 29. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open) (dernier accès : 18 juillet 2013).

Considérant une vaste gamme de retombées économiques, les estimations présentées ci-dessus suggèrent que le secteur du raffinage au Québec (qui a une capacité totale d'environ 400 000 bpj, considérant la raffinerie de Suncor à Montréal et celle d'Ultramar à St-Romuald) contribue au PIB canadien à la hauteur de 2 milliards de dollars (en dollars de 2012).

Certains de ces impacts sur l'activité économique d'ensemble se produiront hors Québec. Cela est notamment dû au fait que le raffinage est une activité hautement spécialisée qui dépend d'une chaîne d'approvisionnement impliquant d'autres provinces (et d'autres pays). L'étude des impacts économiques de la canalisation 9 préparée pour Enbridge est fondée sur celle produite par le Conference Board of Canada et a pris en compte une variété de moyens par lesquels un approvisionnement en pétrole brut moins cher – et conséquemment une rentabilité accrue pour les raffineries au Québec – pouvait se traduire par une activité économique accrue au Québec et ailleurs au Canada. Selon le type particulier de retombées économiques supposées, il est estimé qu'entre 17 et 49 % de l'impact sur le PIB national se produisent à l'extérieur du Québec (p. 27-31).

Prises ensemble, ces deux études suggèrent que le secteur du raffinage au Québec contribue au PIB du Canada à hauteur de 2 milliards de dollars, et qu'au moins 25 % de l'impact sur le PIB national se produit hors Québec. Ainsi, même en tenant compte d'une vaste gamme de retombées économiques, l'impact annuel sur le PIB du Québec est de 1,5 milliard de dollars (ou moins), ce qui représente 0,50 % (ou moins) de son PIB total.

- 53 Cloutier, Daniel (représentant national, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier – SCEP). *Témoignages*. Le jeudi 9 mai 2013. Comité permanent des ressources naturelles, Chambre des communes, p. 4. <http://www.parl.gc.ca/content/hoc/Committee/411/RNNR/Evidence/EV6154633/RNNREV81-E.PDF> (dernier accès : 17 juillet 2013) :

La raffinerie de Montréal [...] utilise également [...] des centaines de sous-traitants pour l'assister notamment dans ses travaux d'entretien et lors des arrêts de l'usine. Le nombre d'emplois indirects découlant de la raffinerie est également très élevé. Lors de la fermeture de la raffinerie Shell en 2010-2011, il avait été déterminé que le nombre d'emplois indirects était de trois ou quatre pour un. Nous pensons que le même ratio s'applique ici.

Comme discuté dans la note n° 52, l'étude du Conference Board of Canada a modélisé un scénario au sein duquel la capacité de raffinage au Canada a été réduite de 10 %, soit d'environ 200 000 bpj. Il a été estimé que cette réduction de la capacité de raffinage engendrerait la perte de 7 700 emplois par année au Canada.

Crawford, Todd. *Canada's petroleum refining sector: An important contributor facing global challenges*. The Conference Board of Canada, octobre 2011, p. 30-35 (p. 35 en particulier). [http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051\\_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf](http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf) (dernier accès : 18 juillet 2013).

Demke Management Ltd. *An evaluation of the economic impacts on Canada of the Enbridge line 9B reversal project*, 30 août 2012, p. 29. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open) (dernier accès : 30 octobre 2013).

Considérant une vaste gamme de retombées économiques, les estimations présentées ci-dessus suggèrent que le secteur du raffinage au Québec (qui a une capacité totale d'environ 400 000 bpj, considérant la raffinerie de Suncor à Montréal et celle d'Ultrimar à Québec) crée environ 15 400 emplois au Canada.

Certains de ces impacts sur l'ensemble des emplois se produiront hors Québec. Cela est notamment dû au fait que le raffinage est une activité hautement spécialisée qui dépend d'une chaîne d'approvisionnement impliquant d'autres provinces (et d'autres pays). L'étude sur les impacts économiques de la canalisation 9 préparée pour Enbridge est fondée sur celle produite par le Conference Board of Canada et a pris en compte une variété de moyens par lesquels un approvisionnement en pétrole brut moins cher – et conséquemment une rentabilité accrue pour les raffineries au Québec – pouvait se traduire par une activité économique accrue au Québec et ailleurs au Canada. Selon le

type particulier de retombées économiques supposées, il est estimé qu'entre 16 et 46 % de l'impact sur l'emploi au pays se produisent à l'extérieur du Québec (p. 27-31).

Prises ensemble, ces deux études suggèrent que le secteur du raffinage au Québec crée environ 15 400 emplois au Canada, et qu'au moins 23 % de l'impact au pays se produit hors Québec. Ainsi, même en tenant compte d'une vaste gamme de retombées économiques, l'impact annuel au Québec s'élève à 12 000 emplois (ou moins), ce qui représente 0,30 % (ou moins) de tous les emplois dans cette province.

Les données présentées ci-dessus concernant les emplois créés par les raffineries au Québec sont généralement conformes aux impacts économiques estimés pour la raffinerie à Montréal qui apparaissent dans une étude préparée pour Pétro-Canada (qui a fusionné avec Suncor en 2009) : Pétro-Canada. *La raffinerie de Pétro-Canada : impact économique*. [www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant\\_%20ret-economiques\\_cokeur\\_FINAL.pdf](http://www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant_%20ret-economiques_cokeur_FINAL.pdf) (dernier accès : 18 juillet 2013).

Considérant une vaste gamme de retombées économiques, il a été estimé que la raffinerie à Montréal générerait 4678 emplois au Québec, soit 3361 à Montréal et 1317 ailleurs au Québec. La raffinerie à Montréal (137 000 bpj) représente environ le tiers de l'ensemble de la capacité de raffinage au Québec (environ 400 000 bpj, en y ajoutant la capacité de la raffinerie à St-Romuald). Cependant, bien qu'ayant une capacité de raffinage totale inférieure à la raffinerie à St-Romuald, la raffinerie à Montréal traite une plus vaste gamme de pétroles bruts, fabrique une plus vaste gamme de produits et (comme indiqué dans la note n° 47) est considérée générer un nombre similaire d'emplois directs. S'il est présumé que la raffinerie à Montréal compte pour 40 % de tous les emplois reliés au raffinage au Québec (incluant une vaste gamme de retombées économiques), l'impact sur l'emploi estimé par Pétro-Canada pour la raffinerie à Montréal (4 678 emplois) permet de déduire que le nombre d'emplois pour l'ensemble du secteur du raffinage au Québec (incluant la raffinerie à St-Romuald) serait de 11 700. Cette estimation est donc généralement conforme avec celle effectuée précédemment, qui est basée sur les études du Conference Board of Canada et d'Enbridge portant sur la canalisation 9 (12 000 emplois ou moins pour l'ensemble du secteur du raffinage au Québec).

54 Voir la note n° 47.

55 Voir la note n° 53.

56 Voir la note n° 52.

57 Depuis les années 1980, le secteur du raffinage au Québec a subi une importante restructuration. Un certain nombre de raffineries situées à Montréal ont fermé leurs portes, alors que celles qui ont subsisté (à Montréal et à St-Romuald) ont pris de l'expansion. Comme le confirment des données et des analyses fournies par le gouvernement du Québec et les entreprises impliquées dans le raffinage, la capacité totale de raffinage et la production ont été relativement constantes et n'ont pas décliné à long terme.

Ministère des Ressources naturelles du Québec. *Raffinage du pétrole*.  
[www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-production-petrole.jsp](http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-production-petrole.jsp)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

Crawford, Todd. *Canada's petroleum refining sector: An important contributor facing global challenges*. The Conference Board of Canada, octobre 2011, p. 22-23.  
[http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051\\_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf](http://canadianfuels.ca/userfiles/file/12-051_CanadaPetroleumRefiningSectorFINAL.pdf)  
(dernier accès : 18 juillet 2013).

58 Avant que le projet d'unité de cokéfaction à Montréal soit suspendu en 2009, ses impacts économiques avaient été estimés dans une étude préparée pour le propriétaire de la raffinerie (Péto-Canada, qui a fusionné avec Suncor en 2009).

Péto-Canada. *Investir au Québec pour l'avenir*.  
[www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant\\_cokeur\\_FINAL.pdf](http://www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant_cokeur_FINAL.pdf)  
(dernier accès : 17 juillet 2013).

Il a été estimé que la construction de l'unité de cokéfaction devait créer 8 568 années-personnes de travail au Québec, incluant 5 523 années-personnes à Montréal (une année-personne équivaut à un emploi à plein temps pour une personne pendant une année). Il a en outre été estimé que l'exploitation de l'unité de cokéfaction aurait créé 650 années-personnes de travail au Québec, incluant 209 années-personnes à Montréal.

L'analyse pour l'unité de cokéfaction effectuée par Péto-Canada suppose probablement une vaste gamme de retombées économiques potentielles (et elle fournit en conséquence des estimations plus élevées des impacts sur l'emploi et l'activité économique totale). L'analyse effectuée par Péto-Canada fournit peu d'information, mais semble être basée sur la même méthodologie que celle employée dans une autre analyse l'accompagnant et qui porte sur les impacts économiques de la raffinerie à Montréal (incluant sur l'emploi) alors qu'elle tient compte d'une vaste gamme de retombées économiques.

Péto-Canada. *La raffinerie de Péto-Canada : impacts économiques*.  
[www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant\\_%20ret-economiques\\_cokeur\\_FINAL.pdf](http://www.aiem.qc.ca/PC/PDF/Depliant_%20ret-economiques_cokeur_FINAL.pdf)  
(dernier accès : 18 juillet 2013).

Les résultats de l'analyse mentionnée ci-dessus pour l'unité de cokéfaction effectuée par Péto-Canada sont généralement conformes à ceux d'autres analyses, incluant celle préparée par Enbridge pour le projet de la canalisation 9 (et d'autres projets d'amélioration de raffineries y étant reliés) :

Demke Management Ltd. *An evaluation of the economic impacts on Canada of the Enbridge line 9B reversal project*, 30 août 2012, p. 29.  
[www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=9650266&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=9650266&objAction=Open)  
(dernier accès : 18 juillet 2013).

Comme il sera discuté dans la note n° 65, le multiplicateur pour les projets d'amélioration de raffineries est de l'ordre de 8 années-personnes de travail au Québec pour chaque million de dollars investis dans le projet (considérant une vaste gamme de retombées économiques, incluant les emplois directs, indirects et induits). Comme indiqué à la page 17, le coût du projet d'unité de cokéfaction à Montréal est estimé à plus d'un milliard de dollars. Supposant une dépense de plus d'un milliard de dollars et un multiplicateur de l'ordre de 8 années-personnes de travail au Québec pour chaque million de dollars investi dans le projet, l'impact du projet d'unité de cokéfaction serait alors de l'ordre de plus de 8 000 années-personne de travail au Québec.

59 Voir la note n° 58.

60 Voir les pages 35 et 36, ainsi que les notes n° 84 et 86.

- 61 Communiqué de presse de l'Association industrielle de l'Est de Montréal (AIEM). *Nous disons OUI au projet d'inversion de la canalisation 9*, 29 mai 2013. [www.newswire.ca/fr/story/1174047/nous-disons-oui-au-projet-d-inversion-de-la-canalisation-9](http://www.newswire.ca/fr/story/1174047/nous-disons-oui-au-projet-d-inversion-de-la-canalisation-9) (dernier accès : 20 juillet 2013) :

Un important regroupement d'organisations économiques et syndicales s'unissent aujourd'hui pour lancer officiellement la Coalition en appui au projet d'inversion de la Canalisation 9, un projet sécuritaire qui permettra au Québec d'être moins dépendant du pétrole d'Afrique, du Moyen-Orient ou d'Europe et ainsi de consolider près de 2 000 emplois dans le secteur pétrochimique du raffinage du Québec.

« Le Québec a intérêt à tirer profit rapidement de ce projet porteur qui participerait à sauvegarder nos deux dernières raffineries et à générer ou consolider quelques 2000 emplois directs et indirects hautement rémunérés. »

« Le projet d'inversion de la Canalisation 9 est important pour l'essor économique de l'Est de Montréal puisqu'il assurera la vitalité de l'industrie pétrochimique du Québec, dont la chaîne du polyester, par un approvisionnement plus compétitif. »

- 62 *Témoignages. Le jeudi 9 mai 2013*. Comité permanent des ressources naturelles, Chambre des communes, p. 9. (dernier accès : 17 juillet 2013) <http://www.parl.gc.ca/content/hoc/Committee/411/RNNR/Evidence/EV6154633/RNNREV81-F.PDF>  
Daniel Cloutier (représentant national, Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier – SCEP), en réponse à M. Jamie Nicholls (député de Solange-Vaudreuil, NPD) :

**M. Jamie Nicholls** : Savez-vous combien d'emplois sont liés à la chaîne du polyester ?

**M. Daniel Cloutier** : Nous le savons jusqu'à un certain point.

Tout d'abord, le produit part de Petro-Canada (*sic*) et va à l'usine pétrochimique Parachem. On parle d'une certaine d'emplois. Cela s'en va aussi chez CEPSA. On parle alors de 150 emplois. Dans les deux cas, c'est sans compter les sous-traitants. Par la suite, différentes usines le reprennent. Il y en a une petite, sur

l'ancien terrain de Shell, où on parle d'environ une centaine d'emplois.

Par la suite, cela va dans toutes les autres directions et je perds le fil.

- 63 Ville de Montréal. *Projet d'inversion de la canalisation 9B et accroissement de la capacité de la canalisation 9 de la compagnie Pipeline Enbridge inc.* (lettre de commentaires de la Ville de Montréal présentée à l'Office national de l'énergie dans le cadre de l'audience OH-002-2013), 4 juillet 2013, p. 14. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/130635/969935/A318Z0\\_-\\_Lettre\\_de\\_commentaires\\_Ville\\_de\\_Montr%C3%A9al.pdf?nodeid=970155&vernum=0](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/130635/969935/A318Z0_-_Lettre_de_commentaires_Ville_de_Montr%C3%A9al.pdf?nodeid=970155&vernum=0) (dernier accès : 18 juillet 2013) :

Selon les estimations intercensitaires produites par le Comité de recherches économiques de la région de Montréal, il y avait, en 2011, sur le territoire de l'agglomération de Montréal quelque 1 238 emplois dans le secteur de la fabrication de produits du pétrole, 2 712 emplois dans le secteur des produits chimiques (excluant les produits pharmaceutiques) et 4 728 emplois dans le secteur de la fabrication de produits en plastique (note de bas de page n° 9 dans le document original : Source : Statistique Canada, Recensement du Canada 2006, produit personnalisé sur le lieu de travail ; estimations intercensitaires, Consortium de la Communauté métropolitaine de Montréal (CCM)). Les entreprises de ces secteurs sont majoritairement localisées sur le territoire de l'Arrondissement Rivière-des-Prairies-Pointe-aux-Trembles et de la Ville de Montréal-Est. À titre d'illustration, mentionnons que la production de polyester dans l'est de l'île représente environ 1 % du total de la production mondiale.

- 64 Comme expliqué précédemment (voir la page 24 ainsi que les notes n° 52 à 56), même s'il est supposé que les raffineries au Québec engendrent une vaste gamme de retombées économiques, l'impact du secteur du raffinage sur l'emploi au Québec est estimé à 0,30 % (ou moins) du total pour la province, et à 0,50 % (ou moins) de toute l'activité économique de la province (PIB). Toutefois, même si les estimations des retombées économiques fournies ci-dessus ne tiennent pas complètement compte de tous les aspects

des retombées économiques reliées au complexe pétrochimique de Montréal, et s'il est supposé que les raffineries au Québec engendrent une gamme particulièrement vaste de retombées économiques incluant une très vaste palette d'activités liées aux produits pétrochimiques, l'impact sur l'emploi et l'ensemble de l'activité économique au Québec représente moins de 1 % du total, et probablement substantiellement moins que 1 %. En termes plus simples, le secteur du pétrole brut au Québec et celui du raffinage à Montréal représentent une très petite partie de l'ensemble des emplois et de l'activité économique pour le Québec et Montréal. De la sorte, le traitement du pétrole brut des sables bitumineux générera un développement économique minime pour le Québec (si toutefois il y en a).

- 65 Afin de mesurer la contribution d'ensemble des oléoducs sur les plans de l'emploi et de l'activité économique, nous avons employé une approche similaire à celle que nous avons employée précédemment pour mesurer la contribution d'ensemble des raffineries sur les plans de l'emploi et de l'activité économique (voir les notes n° 49, 50 et 51). Nous avons procédé à une revue des études qui se sont servi de modèles économiques afin d'estimer les effets des retombées économiques. De plus, afin de ne pas sous-évaluer la contribution d'ensemble des oléoducs sur les plans de l'emploi et de l'ensemble de l'activité économique, nous nous sommes concentrés sur les mêmes études que celles employées par les raffineurs et les entreprises exploitantes d'oléoducs au Québec et à travers le Canada. Les projections en matière d'emplois et d'activités économiques d'autres natures, qui prennent en considération une vaste gamme de retombées économiques, sont souvent effectuées pour les principaux projets d'oléoducs au Canada (cela est toutefois moins fréquent aux États-Unis).

Dans le cadre des analyses des impacts sur l'emploi, il est d'usage d'exprimer les résultats sous la forme de multiplicateurs. Le nombre d'emplois créés par dollar dépensé (années-personnes de travail pour chaque million de dollars en dépenses liées au projet) constitue un indicateur sommaire particulièrement utile. L'utilisation de multiplicateurs facilite la comparaison des résultats au sein des études et entre celles-ci. Lorsque les résultats sont exprimés sous la forme de multiplicateurs, les projets (et les autres activités) comportant différents niveaux de dépenses peuvent alors

être comparés afin de déterminer l'intensité relative de leurs impacts respectifs.

Les études passées en revue indiquent qu'au Québec, les multiplicateurs s'appliquant aux projets de construction d'oléoducs et d'amélioration de raffineries sont de l'ordre de 8 années-personnes de travail pour chaque million de dollars dépensés (considérant une vaste gamme de retombées économiques, incluant les emplois directs, indirects et induits). Dans le cas de l'exploitation des oléoducs au Québec, les multiplicateurs sont de l'ordre de 4 à 6 années-personnes pour chaque million de dollars de revenus/coûts d'exploitation.

Lors de l'évaluation des multiplicateurs pour ces projets (incluant la canalisation 9 et Énergie Est), nous nous sommes principalement basés sur les analyses préparées par Enbridge pour les projets de la canalisation 9 et de l'oléoduc Northern Gateway :

Demke Management Ltd. *An evaluation of the economic impacts on Canada of the Enbridge line 9B reversal project*, 30 août 2012. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=965026&objAction=Open) (dernier accès : 18 juillet 2013).

*Enbridge Northern Gateway Project. Volume 6C: Environmental and socio-economic assessment (ESA) – Human environment*, Section 4: Socio-economic conditions. [www.neb.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/90464/90552/384192/620327/624798/620129/B3-16\\_-\\_Vol\\_6C\\_-\\_Gateway\\_Application\\_-\\_Human\\_Environment\\_ESA\\_\(Part\\_1\\_of\\_3\)\\_-\\_A1T0G6\\_.pdf?nodeid=620083&vernum=0](http://www.neb.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/90464/90552/384192/620327/624798/620129/B3-16_-_Vol_6C_-_Gateway_Application_-_Human_Environment_ESA_(Part_1_of_3)_-_A1T0G6_.pdf?nodeid=620083&vernum=0) (dernier accès : 18 juillet 2013).

Les résultats des analyses ci-dessus se rapportant aux impacts des projets d'oléoducs sont généralement conformes à ceux provenant d'autres analyses pour les principaux projets d'oléoducs, incluant Pipeline Saint-Laurent d'Ultramar (voir la note n° 85), Alberta Clipper d'Enbridge et Keystone XL de TransCanada :

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). *Projet de construction de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est. Rapport d'enquête et d'audience publique. Rapport 243*, juillet 2007, p. 77-78. [www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape243.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape243.pdf) (dernier accès : 18 juillet 2013).

Enbridge Pipelines Inc. *Enbridge Alberta Clipper project, Volume II, Appendix III: Economic effects of Enbridge Pipelines Inc.'s Alberta Clipper project*, avril 2007. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=465077&objAction=Open](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe?func=ll&objId=465077&objAction=Open) (dernier accès : 18 juillet 2013).

US Department of State. *Draft supplemental environmental impact statement for the Keystone XL project*, p. 4.10-1 – 4.10-42. <http://keystonepipeline-xl.state.gov/documents/organization/205654.pdf> (dernier accès : 17 juillet 2013).

Les analyses ci-dessus ont indiqué qu'au Québec, le nombre d'emplois et les autres impacts seraient presque nuls dans le cas de la canalisation 9 et très petits dans le cas d'Énergie Est. En ce qui concerne le projet de la canalisation 9, la somme totale dépensée par Enbridge lors du projet de construction (incluant la conception et l'octroi des permis nécessaires) serait minuscule (aux alentours de 120 millions de dollars); la part des dépenses effectuées au Québec serait encore plus petite (aux alentours de 50 millions de dollars). Il est estimé que le projet de construction de la canalisation 9 créerait environ 400 années-personnes de travail au Québec (considérant une vaste gamme de retombées économiques, incluant les emplois directs, indirects et induits). Les étapes de conception, d'obtention des permis et de construction du projet s'étaleraient sur deux années ou plus (entre 2012 et 2014, comme le prévoit actuellement Enbridge; voir la page 10 et la note n° 17). Ainsi, l'impact du projet de la canalisation 9 sur l'économie et les emplois au Québec se traduirait par la création de 200 emplois par année, et ce, sur une période de deux ans ou plus. L'impact de l'exploitation de l'oléoduc sur l'économie et les emplois au Québec se traduirait par environ 70 emplois par année (considérant une vaste gamme de retombées économiques, incluant les emplois directs, indirects et induits); au Québec, seuls 4 employés équivalents à plein-temps seraient directement impliqués dans l'exploitation de l'oléoduc.

En plus des dépenses effectuées par Enbridge, Suncor et Ultramar pourraient également investir des capitaux dans le projet de la canalisation 9. Cependant, les dépenses de même que les emplois et l'activité économique qui y sont reliés demeureraient également minuscules et ne comporteraient aucun effet tangible sur l'ensemble des emplois et des autres activités économiques à travers la province ou à Montréal :

[...] la direction de la raffinerie de Suncor estime à quelque 55 millions de dollars les investissements nécessaires. Ultramar estime que 110 millions de dollars devront être consentis, dans leurs installations portuaires de Montréal. Ces investissements, s'ils se réalisaient, généreraient quelque 150 emplois pour une période de dix-huit mois et des revenus annuels supplémentaires pour le Port de Montréal. Dans l'éventualité, où Ultramar se proposerait d'utiliser des armateurs locaux pour transporter ce pétrole vers sa raffinerie de Lévis, une centaine d'emplois permanents pourraient être créés.

Ville de Montréal. *Projet d'inversion de la canalisation 9B et accroissement de la capacité de la canalisation 9 de la compagnie Pipeline Enbridge Inc.* (lettre de commentaires de la Ville de Montréal présentée à l'Office national de l'énergie dans le cadre de l'audience OH-002-2013), 4 juillet 2013, p. 14. [www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/130635/969935/A318Z0\\_-\\_Lettre\\_de\\_commentaires\\_Ville\\_de\\_Montr%C3%A9al.pdf?nodeid=970155&vernum=0](http://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/130635/969935/A318Z0_-_Lettre_de_commentaires_Ville_de_Montr%C3%A9al.pdf?nodeid=970155&vernum=0)

Dans le cas d'Énergie Est, les montants dépensés seraient un peu plus importants que ceux pour la canalisation 9. La somme totale dépensée par TransCanada lors de la construction (incluant la conception et l'obtention des permis) de l'ensemble du projet (de l'Alberta au Nouveau-Brunswick) est estimée à 12 milliards de dollars. Le segment du projet en sol québécois comporterait des coûts relativement élevés étant donné la nécessité de construire, dans cette province, de longs tronçons neufs de même qu'un terminal et des installations portuaires dans la région de la ville de Québec. Les dépenses engendrées par la construction du segment en sol québécois pourraient ainsi être de l'ordre de 3 milliards de dollars.

Supposant une somme dépensée de 3 milliards de dollars et un multiplicateur pour la construction d'oléoducs au Québec de l'ordre de 8 années-personnes de travail dans cette province pour chaque million de dollars dépensés pour le projet (considérant une vaste gamme de retombées économiques, incluant les emplois directs, indirects et induits), l'impact du projet Énergie Est au Québec serait alors de l'ordre de 24 000 années-personnes de travail dans cette province. Cet impact estimé découlant du projet Énergie Est

équivalerait à environ 0,60 % de l'ensemble des emplois et de l'économie au Québec. Les étapes de conception, d'obtention des permis et de construction du projet Énergie Est s'étaleraient sur quatre années ou plus (entre 2013 et 2018, comme le prévoit actuellement TransCanada; voir la page 13 et la note n° 24). Ainsi, l'impact du projet Énergie Est sur l'économie et les emplois au Québec équivalerait annuellement à moins de 0,20 % sur une période de quatre ans ou plus.

Le projet Énergie Est partage certaines similarités avec le projet Northern Gateway, qui comprendrait la construction et l'exploitation d'un vaste terminal portuaire doté de réservoirs sur la côte de la Colombie-Britannique de même que des oléoducs jumeaux de fort diamètre traversant la Colombie-Britannique et une partie de l'Alberta. En comparaison du segment britannocolombien de l'oléoduc Northern Gateway, le segment québécois d'Énergie Est pourrait être un peu plus petit et plus simple, et moins coûteux; il comporterait donc de plus faibles impacts économiques. De plus, lorsque les contextes économiques pertinents plus vastes – régionaux, provinciaux/étatiques et nationaux – sont pris en compte, il est possible de constater que les projets de construction et d'exploitation d'oléoducs, même les plus importants (incluant Énergie Est, Northern Gateway et Keystone XL), impliquent des dépenses relativement faibles et n'engendrent conséquemment pas d'importantes retombées économiques ayant un impact significatif dans le contexte économique plus vaste.

Il est estimé que la phase d'exploitation du projet Northern Gateway créera environ 560 emplois par année en Colombie-Britannique (considérant une vaste gamme de retombées économiques, incluant les emplois directs, indirects et induits). En Colombie-Britannique, le nombre d'emplois directement reliés à l'exploitation de Northern Gateway est estimé à 78, auquel s'ajoutent 113 autres pour la prestation de services reliés à l'exploitation du terminal de Kitimat (incluant les remorqueurs, les pilotes, le personnel dédié aux interventions d'urgence et une variété d'autres prestataires de services). Au Québec, la phase d'exploitation d'Énergie Est (qui constitue probablement un projet un peu plus petit, plus simple et moins coûteux que celui concernant le segment britannocolombien de Northern Gateway) devrait créer environ

500 emplois par année. En septembre 2013, TransCanada a fourni une analyse économique plus détaillée du projet Énergie Est. Produite par la firme Deloitte, cette analyse a estimé les impacts sur les plans de l'emploi et de l'activité économique. TGG a examiné cette étude et a conclu que les estimations de TransCanada (telles que fournies par Deloitte) ne sont sensiblement pas différentes des nôtres, et que conséquemment, elles ne modifient pas les conclusions du présent rapport.

Deloitte. *Energy East. The economic benefits of TransCanada's Mainline conversion project*, septembre 2013.

[www.energyeastpipeline.com/wp-content/uploads/2013/09/Energy-East-Deloitte-Economic-Benefits-Report.pdf](http://www.energyeastpipeline.com/wp-content/uploads/2013/09/Energy-East-Deloitte-Economic-Benefits-Report.pdf) (dernier accès : 10 janvier 2014).

- 66 Voir la note n° 65 pour les analyses concernant les emplois et les autres impacts découlant des projets de la canalisation 9 et d'Énergie Est. En ce qui concerne l'utilisation d'Énergie Est et du Québec à titre d'intermédiaires pour approvisionner les marchés hors Québec, voir la section 2, pages 13 et 14 et la note n° 23, ainsi que la section 3c, page 31 et la note n° 75.
- 67 Voir les notes n° 58 et 65.
- 68 Comme montré aux notes n° 58 et 65, même si nous supposons une vaste gamme de retombées économiques (incluant les effets directs, indirects et induits) pour les projets de la canalisation 9, d'Énergie Est et celui de l'unité de cokéfaction de Suncor, l'impact combiné de l'exploitation des oléoducs et de l'unité de cokéfaction sur l'économie et l'emploi au Québec est estimé à moins de 1 400 emplois par année, soit moins de 0,04 % de tous les emplois de la province. L'impact combiné de l'exploitation des oléoducs (excluant celle de l'unité de cokéfaction) serait environ de moitié, soit moins de 0,02 % de tous les emplois de la province.
- 69 Voir la note n° 44.
- 70 Blue Green Canada. *More bang for our buck: How Canada can create more energy jobs and less pollution*, novembre 2012. <http://bluegreencanada.ca/sites/default/files/resources/More%20Bang%20for%20Buck%20Nov%202012%20FINAL%20WEB.pdf>

- 71 Duhaime, Thomas, et Séguin, Hugo. *Pour un Québec libéré du pétrole en 2030*, 25 septembre 2009. [www.equiterre.org/sites/fichiers/document\\_petroleoct13\\_0\\_0.pdf](http://www.equiterre.org/sites/fichiers/document_petroleoct13_0_0.pdf)
- 72 Voir la note n° 70, page 1.
- 73 Blue Green Canada. « Number of jobs created for every \$1 million invested ». Novembre 2012. <http://bluegreencanada.ca/jobs-per-million> (dernier accès : janvier 11, 2014).
- 74 Goodman, Ian, Rowan, Brigid (coauteurs avec Skinner, Lara, et Sweeney, Sean ; Cornell Global Labor Institute). *Pipe dreams? Jobs gained, jobs lost by the construction of Keystone XL*, 28 septembre 2011 ; révision 18 janvier 2012, p. 33-34. [www.thegoodman.com/pdf/TGG20120123\\_GLI\\_KeystoneXL\\_PipeDreams.pdf](http://www.thegoodman.com/pdf/TGG20120123_GLI_KeystoneXL_PipeDreams.pdf)
- 75 Si le projet de la canalisation 9 est approuvé par l'ONÉ, il pourrait servir à fournir la majeure partie du pétrole brut traité par les raffineries au Québec. Il n'est toutefois pas exigé que celles-ci traitent la totalité (ou même une partie) du pétrole brut qui entre au Québec par l'entremise de la canalisation 9. En conséquence, la canalisation 9 pourrait également servir à exporter du pétrole brut en transitant par le Québec. Cela pourrait rendre possible l'exportation de pétrole brut des sables bitumineux, pendant que les raffineries au Québec traiteraient du pétrole brut provenant d'autres sources (livré par transport ferroviaire, maritime ou par oléoducs).
- 76 Voir la section 2, page 13, et la note n° 23.
- 77 Comme indiqué à la note n° 65, même si nous supposons une vaste gamme de retombées économiques (incluant les emplois directs, indirects et induits), l'impact des terminaux maritimes et d'entreposage pour le pétrole brut sur l'économie et l'emploi au Québec est estimé être de l'ordre de quelques centaines d'emplois par année, soit moins de 0,01 % de tous les emplois de la province.
- 78 Comme montré à la page 28 et aux notes n° 65 et 68, même si nous supposons une vaste gamme de retombées économiques (incluant les emplois directs, indirects et induits), l'impact différentiel de la construction d'oléoducs sur l'économie et l'emploi au Québec est estimé à moins de 0,20 % du total pour la période de quatre années ou plus
- durant laquelle seraient investis les capitaux. En ce qui concerne l'exploitation en continu des oléoducs, les besoins en matière de main-d'œuvre sont minuscules et les impacts sur l'ensemble de l'activité économique sont également minuscules (dans le meilleur des cas).
- 79 De récents rapports indiquent que la décision de l'administration Obama quant à l'oléoduc Keystone XL sera reportée à la fin de 2013, voire au début de 2014.
- Gardner, Timothy. « Exclusive: U.S. decision on Keystone XL pipeline seen dragging last summer ». *Reuters*, 10 mai 2013. <http://business.financialpost.com/2013/02/06/suncor-suffers-first-loss-in-more-than-3-years-as-cheap-oil-hits-voyageur-project/?lsa=2afc-6caf> (dernier accès : 16 mai 2013).
- Par ailleurs, TransCanada a indiqué que tout retard dans l'approbation du projet Keystone XL par les États-Unis se traduirait par des retards encore plus longs en ce qui concerne la date prévue pour l'entrée en service de cet oléoduc (l'entreprise estime actuellement que la date sera reportée au second semestre de 2015) et par des coûts de projet plus élevés.
- Cryderman, Kelly. « TransCanada sees Keystone XL delayed to later 2015, costs rising ». *Globe and Mail*, 26 avril 2013. [www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/transcanada-sees-keystone-xl-delayed-to-later-2015-costs-rising/article11567312/#dashboard/follows/](http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/transcanada-sees-keystone-xl-delayed-to-later-2015-costs-rising/article11567312/#dashboard/follows/) (dernier accès : 16 mai 2013).
- 80 Voir la discussion à la section 4 b au sujet des risques additionnels de déversements dans le cas des sables bitumineux par rapport au pétrole brut ordinaire, de même que les détails sur le mauvais bilan de sécurité d'Enbridge, notamment en ce qui concerne la mauvaise gestion du désastreux déversement de pétrole brut des sables bitumineux survenu dans la rivière Kalamazoo au Michigan en 2010.
- 81 Lewis, Jeff. « Gas distributors sour over TransCanada's mainline conversion plan ». *Financial Post*, 18 juillet 2013. <http://business.financialpost.com/2013/07/18/gas-distributors-sour-over-transcanadas-mainline-conversion-plan/?lsa=d1bd-26a1> (dernier accès : 22 juillet 2013).

Selon cet article tiré du Financial Post, les coûts différentiels de l'approvisionnement pour les consommateurs ontariens et québécois pourraient s'élever jusqu'à 138 millions de dollars par année d'après une seule estimation. Comme le prévoit normalement la réglementation dans le secteur du gaz naturel, ces coûts différentiels se répercutent sur les consommateurs sous la forme de tarifs plus élevés.

- 82 Jaccard, Mark. « Testimony to the US Congress Subcommittee on Keystone XL », 10 avril 2013, p. 3-4.  
<http://docs.house.gov/meetings/IF/IF03/20130410/100616/HHRG-113-IF03-Wstate-JaccardM-20130410.pdf>  
(dernier accès : 31 octobre 2013).

- 83 Bellavance, Joël-Denis. « Non au pétrole albertain, disent une majorité de Québécois ». *La Presse*, 22 avril 2013.  
[www.lapresse.ca/environnement/201304/21/01-4643126-non-au-petrole-albertain-disent-une-majorite-de-quebecois.php](http://www.lapresse.ca/environnement/201304/21/01-4643126-non-au-petrole-albertain-disent-une-majorite-de-quebecois.php)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

- 84 Les installations et les infrastructures de Montréal-Est comprennent :

- la raffinerie de Suncor à Montréal ;
- de nombreuses canalisations transportant des substances dangereuses telles que du pétrole brut, des produits raffinés, du gaz naturel et différents produits chimiques (canalisation 9, Portland-Montréal, Saint-Laurent, Trans-Northern, Trans Québec & Maritimes, Énergie Est [s'il est construit de manière à être raccordé aux installations de Montréal-Est, dont notamment celles de Suncor] ; et d'autres raccordements à des terminaux ainsi qu'à des installations de traitement et d'entreposage) ;
- des usines chimiques (ParaChem, Interquisa, Chemtrade) ;
- des terminaux d'entreposage et de distribution (Ultramar, Canterm, Gaz Métro LSR [usine de liquéfaction, stockage et regazéification]) ;
- le Port de Montréal et des chemins de fer (incluant des terminaux pétroliers) ;
- l'autoroute 40 (boulevard Métropolitain).

Association industrielle de l'est de Montréal (AIEM). *Membres et types d'industries*.  
[www.aiem.qc.ca/index.php?option=content&task=view&id=11&Itemid=106](http://www.aiem.qc.ca/index.php?option=content&task=view&id=11&Itemid=106)  
(dernier accès : 18 juillet 2013).

Par l'entremise de droits de propriété et d'autres relations, Suncor et le gouvernement du Québec sont profondément impliqués dans Montréal-Est. L'usine ParaChem, qui est reliée par canalisations à la raffinerie de Suncor adjacente, est détenue à 51 % par Suncor et à 49 % par le gouvernement du Québec (Investissement Québec, anciennement SGF [Société générale de financement du Québec]) ; Suncor lui fournit du xylène et du toluène, qui sont utilisés pour produire du paraxylène (envoyé à Interquisa), de l'hydrogène, des composés aromatiques lourds et du benzène (ce dernier étant renvoyé à Suncor) ; sa capacité d'entreposage d'hydrocarbures excède deux millions de barils.

Suncor. *Notice annuelle datée du 1<sup>er</sup> mars 2013*.

[www.suncor.com/pdf/Suncor\\_AIF\\_2013\\_fr.pdf](http://www.suncor.com/pdf/Suncor_AIF_2013_fr.pdf)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

Investissement Québec. *Chimie ParaChem*.  
[www.investquebec.com/fr/index.aspx?page=2915&sectr=13&suite=8recherche=parachem](http://www.investquebec.com/fr/index.aspx?page=2915&sectr=13&suite=8recherche=parachem)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

Interquisa est détenu à 51 % par CEPSA (une entreprise gazière et pétrolière basée en Espagne) et à 49 % par le gouvernement du Québec (Investissement Québec, anciennement SGF). L'usine ParaChem lui fournit du paraxylène qu'elle utilise pour produire de l'acide téréphtalique purifié (ATP), soit la matière première servant à la fabrication du polyester.

CEPSA. Site web de la division canadienne.  
[www.cepsa.com/cepsaCa/](http://www.cepsa.com/cepsaCa/)  
(dernier accès : 18 juillet 2013).

Chemtrade offre un service de récupération du soufre à sa voisine, la raffinerie de Suncor, par l'entremise de canalisations qui les relient. Suncor lui envoie ainsi du sulfure de dihydrogène dissous dans une solution aminée, qui est ensuite traitée afin d'en extraire le sulfure de dihydrogène et produire du soufre et du bisulfite de sodium, alors que la solution aminée est renvoyée à Suncor.

Chemtrade. *Annual information form*, 4 mars 2013.

[www.chemtradelogistics.com/main/wp-content/uploads/CHEUN\\_Annual\\_Information\\_Form4.pdf](http://www.chemtradelogistics.com/main/wp-content/uploads/CHEUN_Annual_Information_Form4.pdf)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

Suncor est également partiellement propriétaire des oléoducs Portland-Montréal (pétrole brut) et Trans-Northern (produits raffinés).

- 85 Pipeline Saint-Laurent.  
[www.pipelinesaintlaurent.ca/](http://www.pipelinesaintlaurent.ca/)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).
- 86 Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). *Projet de construction de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est. Rapport d'enquête et d'audience publique. Rapport 243*, juillet 2007, p. 85.  
[www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape243.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape243.pdf)  
(dernier accès : 16 mai 2013).
- 87 Environmental Protection Agency (EPA). *Comments of EPA on the Department of State's Keystone XL draft supplement environmental impact statement (DSEIS)*, US Environmental Protection Agency, 22 avril 2013, p. 3-4.  
<http://epa.gov/compliance/nepa/keystone-xl-project-epa-comment-letter-20130056.pdf>  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

#### 88 Le bilan de sécurité peu reluisant d'Enbridge

Dans une condamnation accablante de l'intervention d'Enbridge lors du déversement de pétrole brut des sables bitumineux au Michigan, l'US National Transportation Safety Board a considéré que la gestion du désastre par l'entreprise avait été bâclée, et a indiqué qu'Enbridge n'était « pas parvenue à s'attaquer efficacement aux problèmes de corrosion qui étaient bien connus depuis aussi loin que 2005. » (C'est nous qui traduisons) :

« Enbridge a également tenté à deux reprises de faire redémarrer le flux dans la vieille canalisation 6B à la suite de la rupture, rejetant ultimement au moins 840 000 gallons de pétrole brut albertain dilué dans un bassin versant fragile du Michigan.

Dans un rapport préliminaire adopté à la fin d'une audience de trois heures à Washington, le NTSB a indiqué qu'une série d'« erreurs humaines » – comprenant un manque de communication entre Enbridge et les organismes locaux d'application de la loi au Michigan, la mésinterprétation répétée de données cruciales en provenance des capteurs et une intervention inapte lors du déversement – a concouru à engendrer ce qui allait

éventuellement devenir une opération de nettoyage d'un milliard de dollars. »

Lu, Vanessa, et Potter, Mitch. « Enbridge handled oil spill like 'Keystone Cops': safety board ». *The Star*, 10 juillet 2012.  
[www.thestar.com/business/2012/07/10/enbridge\\_handled\\_oil\\_spill\\_like\\_keystone\\_cops\\_safety\\_board.html](http://www.thestar.com/business/2012/07/10/enbridge_handled_oil_spill_like_keystone_cops_safety_board.html)  
(dernier accès : 20 mai 2013).

L'ensemble des activités de nettoyage requises pour remédier au déversement est actuellement estimé à un milliard de dollars. Les amendes administratives payées par Enbridge pour le déversement se sont élevées à seulement 3,7 millions de dollars.

Enbridge. *First quarter interim report to shareholders for the three months ended March 31, 2013*, p. 11.  
[www.enbridge.com/InvestorRelations/FinancialInformation/~/\\_media/www/Site%20Documents/Investor%20Relations/2013/2013\\_Q1\\_ENBFirstQuarterReport.pdf](http://www.enbridge.com/InvestorRelations/FinancialInformation/~/_media/www/Site%20Documents/Investor%20Relations/2013/2013_Q1_ENBFirstQuarterReport.pdf)

Le déversement au Michigan est survenu sur la canalisation 6B, qui est reliée à la canalisation 9 à la hauteur de Sarnia. Maintenant, Enbridge a demandé la permission de transporter du pétrole brut lourd sur l'ensemble de la canalisation 9 jusqu'à Montréal. Ainsi, le pétrole brut lourd à destination de Montréal transiterait par la canalisation 6B, puis la canalisation 9.

Selon Forest Ethics (c'est nous qui traduisons) : « Entre 1999 et 2008, Enbridge a enregistré 610 déversements qui ont relâché environ 21 millions de litres (132 000 barils) d'hydrocarbures, soit la fraction organique retrouvée dans le pétrole, le gaz ou le bitume [...]. En 2009, Enbridge a été responsable de 103 déversements, fuites et rejets devant être rapportés, de même que 91 déversements en 2010. » En 2009, Energy Partners, la filiale étasunienne d'Enbridge, a accepté de payer 1,1 million de dollars afin de régler une poursuite entreprise contre l'entreprise par l'État du Wisconsin pour 545 cas de violations environnementales. Le procureur général J. B. Van Hollen du département de la Justice du Wisconsin a dit (c'est nous qui traduisons) : « ... les cas de violation ont été nombreux, répandus, et ont causé des impacts aux ruisseaux et aux milieux humides à travers les différents bassins versants. »

Forest Ethics. *The facts – Northern Gateway*.  
<http://forestethics.org/enbridge-the-facts>  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

89 Voir la note n° 90.

90 Lettre envoyée au ministre des Ressources naturelles, Joe Oliver, 7 mai 2013.  
[www.scribd.com/doc/140256709/Letter-to-Joe-Oliver](http://www.scribd.com/doc/140256709/Letter-to-Joe-Oliver)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).

91 McCarthy, Shawn. « Canadian economist takes his anti-oil sand message to Europe ». *Globe and Mail*, 9 mai 2013.  
[www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/canadian-economist-takes-his-anti-oil-sands-message-to-europe/article11839130/](http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/canadian-economist-takes-his-anti-oil-sands-message-to-europe/article11839130/)  
(dernier accès : 17 mai 2013).

L'ancien éditeur d'Oilweek Magazine, Earle Gray, a récemment mis en garde contre les impacts économiques négatifs sur le reste du Canada découlant de l'expansion des sables bitumineux et des investissements dans les oléoducs.

Gray, Earle. « Collapse of oilsands boom will scramble Canadian economy ». *The Star*, 13 mars 2013.  
[www.thestar.com/opinion/commentary/2013/03/13/collapse\\_of\\_oilsands\\_boom\\_will\\_scramble\\_canadian\\_economy.html](http://www.thestar.com/opinion/commentary/2013/03/13/collapse_of_oilsands_boom_will_scramble_canadian_economy.html)  
(dernier accès : 20 mai 2013).

92 Krugel, Lauren. « TransCanada does not foresee major resistance to eastern oil pipe proposal ». *Globe and Mail*, 14 novembre 2012.  
[www.theglobeandmail.com/globe-investor/transcanada-does-not-foresee-major-resistance-to-eastern-oil-pipe-proposal/article5278311/](http://www.theglobeandmail.com/globe-investor/transcanada-does-not-foresee-major-resistance-to-eastern-oil-pipe-proposal/article5278311/)  
(dernier accès : 16 mai 2013).

93 Comparé à d'autres régions de l'Amérique du Nord, le Québec dépend moins des carburants fossiles pour le chauffage et les procédés industriels. La province a fait le choix de société de développer ses ressources hydroélectriques et de prendre graduellement ses distances par rapport au pétrole. Au cours des dernières décennies, le développement et le traitement des carburants fossiles n'ont pas constitué une part importante de son économie. Comme cela a été abordé à la section 3, le secteur pétrochimique au Québec a subi une profonde restructuration depuis les années 1980. Nombre de raffineries établies à Montréal ont fermé leurs portes, mais celles qui ont poursuivi leurs activités (à Montréal et à St-Romuald) ont pris de l'expansion au point que la capacité totale de raffinage est restée

relativement constante. Ainsi, alors que l'économie de la province a crû, l'importance des carburants fossiles (et particulièrement le pétrole) a décliné au sein de celle-ci. Si le Québec accepte de servir d'intermédiaire et d'unité de valorisation pour le pétrole brut des sables bitumineux, il minerait sa vision visant à réduire sa dépendance envers les carburants fossiles (et il augmenterait conséquemment ses émissions de GES), et reviendrait en arrière sans toutefois que les gains économiques viennent compenser cette situation.

- 94 Le Devoir avec La Presse Canadienne. « Foule monstre à Montréal pour le Jour de la Terre ». *Le Devoir*, 22 avril 2012.  
[www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/348200/foule-monstre-a-montreal-pour-le-jour-de-la-terre](http://www.ledevoir.com/societe/actualites-en-societe/348200/foule-monstre-a-montreal-pour-le-jour-de-la-terre)  
(dernier accès : 30 octobre 2013).
- 95 « Estimated 50,000 march in Montreal to mark Earth Day ». *The Montreal Gazette*, 21 avril 2013.  
<http://www.montrealgazette.com/news/topic.html?t=SEO+Title&q=Estimated+50,000+march+in+Montreal+to+mark+Earth+Day>  
(dernier accès : 30 octobre 2013).
- 96 Marche pour la Terre.  
<http://marchepourlaterre.org/>  
(dernier accès : 30 octobre 2013).