

ÉVALUATION DES INCIDENCES ÉCONOMIQUES DU PROJET D'INVERSION DE LA
CANALISATION 9B D'ENBRIDGE SUR LE CANADA

Rédigé pour

Enbridge Pipelines Inc.

Rédigé par

Demke Management Ltd.

30 août 2012

Table des matières

Table des matières	ii
Liste des tableaux	iv
Liste des figures	v
Sommaire.....	1
1 Introduction.....	8
1.1 Contexte	8
1.2 Objectifs et portée de l'étude	10
1.3 Aperçu.....	13
2 Description du Projet, flux financiers et hypothèses.....	13
2.1 Description du Projet.....	13
2.2 Flux financiers.....	14
2.2.1 Investissement direct	15
2.2.2 Produits d'exploitation pipeliniers directs	16
2.2.3 Recettes publiques directes.....	17
2.2.4 Emplois directs	17
2.3 Autres hypothèses	17
3 Méthodologie	19
3.1 Modèle d'entrées-sorties	19
3.2 Analyse fiscale	23
4 Incidences sur le PIB, l'emploi et les revenus du travail	24
4.1 Développement et construction du pipeline	24
4.2 Exploitation du pipeline	25
4.3 Économies liées à la charge d'alimentation des raffineries.....	27
4.4 Projet global	28
5 Incidences sur les recettes publiques	29
5.1 Développement et construction du pipeline	29
5.2 Exploitation du pipeline	29
5.3 Économies liées aux coûts des raffineries.....	30
5.4 Projet global	30
6 Autres conséquences.....	31

6.1	Autres effets induits	31
6.2	Analyse de sensibilité.....	34
6.3	Conditions économiques actuelles et futures	38
6.4	Sécurité d’approvisionnement.....	38
6.5	Incidences sur les infrastructures de pipeline en amont	40
ANNEXE.....		41

Liste des tableaux

Tableau 1 : Aperçu des économies directement touchées.....	10
Tableau 2 : Phase de développement et de construction du pipeline, retombées économiques directes, indirectes et induites	24
Tableau 3 : Phase de développement et de construction du pipeline, emplois directs, indirects et induits par secteur d'activité	25
Tableau 4 : Phase d'exploitation du pipeline, retombées économiques directes, indirectes et induites	25
Tableau 5 : Phase d'exploitation du pipeline, emplois cumulatifs directs, indirects et induits par secteur d'activité.....	26
Tableau 6 : Retombées économiques directes des économies de coûts des raffineries, 2014 à 2043.....	27
Tableau 7 : Retombées économiques globales du projet d'inversion de la canalisation 9B, 2012 à 2043	28
Tableau 8 : Retombées sur les recettes publiques de la phase de développement et de construction du pipeline, 2012 à 2014	29
Tableau 9 : Retombées sur les recettes publiques de la phase d'exploitation du pipeline, 2014 à 2043	29
Tableau 10 : Retombées du projet d'inversion de la canalisation 9B sur les recettes publiques, 2012 à 2043.....	30
Tableau 11 : Retombées directes, indirectes et induites de l'augmentation des dépenses publiques liées aux recettes fiscales associées aux coûts d'intrants réduits dans l'industrie du raffinage, 2014 à 2043.....	32
Tableau 12 : Incidences économiques multipliées de l'investissement dans le raffinage.....	33
Tableau 13 : Incidences économiques multipliées des dépenses de consommation.....	34
Tableau 14 : Résultats de l'analyse de sensibilité globale du projet pour le PIB.....	35
Tableau 15 : Résultats de l'analyse de sensibilité globale du projet pour l'emploi	37
Tableau 16 : Indicateurs économiques provinciaux et nationaux	42
Tableau 17 : Prix de certains pétroles bruts livrés à Montréal (\$ CAN de 2012 par baril).....	44
Tableau 18 : Prix de certains pétroles bruts livrés à Québec (\$ CAN de 2012 par baril)	45
Tableau 19 : Répartition des intrants et des dépenses par 100 \$ de production du secteur, Canada, 2008.....	46

Liste des figures

Figure 1 : Canalisation 9 d'Enbridge	9
Figure 2 : Projet d'inversion de la canalisation 9B, flux financiers, phase de développement et de construction, 2012 à 2014	14
Figure 3 : Projet d'inversion de la canalisation 9B, flux financiers, phase d'exploitation, 2014 à 2043	15
Figure 4 : Projet d'inversion de la canalisation 9B, dépenses en immobilisations annuelles	16
Figure 5 : Prix de pétroles bruts sélectionnés livrés à Montréal	18
Figure 6 : Répartition des intrants et des dépenses par 100 \$ de production du secteur de l'ingénierie et de la construction de l'industrie pétrolière et gazière, 2008.....	20
Figure 7 : Répartition des intrants et des dépenses par 100 \$ de production du secteur du transport par oléoduc et gazoduc et autre pipeline, 2008	21

Sommaire

SOMMAIRE DES AVANTAGES ÉCONOMIQUES CANADIENS ET RÉGIONAUX

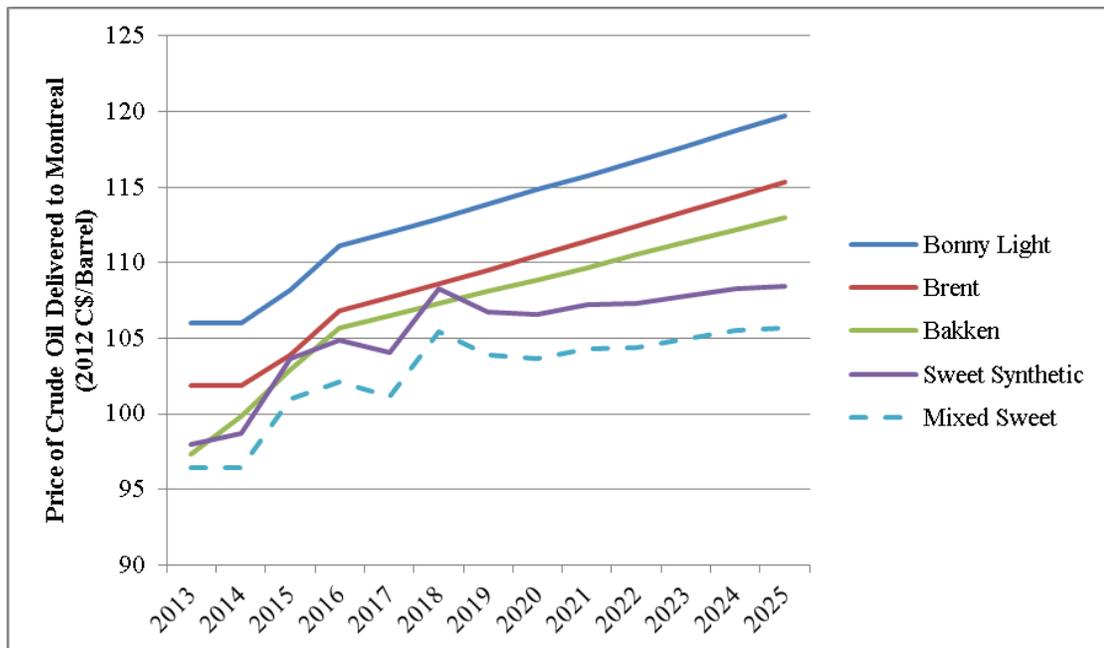
Introduction

- La canalisation 9 d'Enbridge est un pipeline existant de pétrole brut situé entre Sarnia et Montréal qui est entré en service en 1976, en assurant le transport en direction est. En 1999, le sens d'écoulement de la canalisation a été inversé afin de transporter du pétrole brut importé en direction ouest.
- Le 27 juillet 2012, l'Office national de l'énergie a approuvé la Demande d'Enbridge en vertu de l'article 58 relativement à l'inversion en direction est d'un tronçon de 194 km de la canalisation 9 entre Sarnia et North Westover. Le projet, appelé la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9, permettra à la raffinerie de Nanticoke de la Pétrolière Impériale d'accéder aux réserves de pétrole brut léger de l'Ouest canadien et des États-Unis.
- Enbridge propose maintenant d'inverser le tronçon de 639 km de la canalisation 9 qui relie North Westover et Montréal afin de répondre aux demandes des clients relativement à l'accès aux réserves de pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken dans le Dakota du Nord pour approvisionner le marché du raffinage québécois. Ce projet, appelé le Projet d'inversion de la canalisation 9B, fait l'objet du présent rapport.
- Enbridge a demandé à Demke Management Ltd de rédiger une évaluation des incidences économiques du projet proposé d'inversion de la canalisation 9B afin de l'intégrer à sa demande réglementaire à l'Office national de l'énergie.
- L'analyse porte sur les incidences économiques nationales et provinciales du Projet sur le produit intérieur brut (valeur ajoutée), les revenus du travail, l'emploi et les recettes publiques.
- Les effets économiques du Projet sont mesurés en fonction d'un scénario de référence (sans le Projet) qui comprend la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9 approuvée récemment.

Description du Projet

- Les dépenses en immobilisation sont estimés à 121,8 M\$ (\$ CAN de 2012).
- La mise en service des installations modifiées est prévue pour le milieu de 2014.
- Le débit proposé vers Montréal dans le scénario de référence est de 250 000 barils par jour (bpj), ce qui correspond à la capacité proposée de 300 000 bpj du Projet d'inversion de la canalisation 9B, moins les 50 000 bpj censés s'écouler vers Westover en Ontario, conformément à la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9 approuvée récemment.
- Les revenus générés par le transport de 250 000 bpj de pétrole brut dans la canalisation 9 sont estimés à 1 478,1 M\$ (\$ CAN de 2012) sur une période de 30 ans. Cette somme inclut les frais d'énergie, les frais d'exploitation, l'amortissement et le remplacement des immobilisations, le rendement réalisé, les impôts fonciers et les impôts sur le revenu des sociétés. Les impôts fonciers sont estimés à 190 M\$ et les impôts sur le revenu à 57 M\$.
- Ainsi, le Projet d'inversion de la canalisation 9B injectera environ 1,6 G\$ dans l'économie canadienne grâce aux dépenses de construction et aux revenus de transport par pipeline. Environ 60 % seront générés en Ontario et 40 %, au Québec.
- La construction du Projet créera environ 270 années-personnes en emplois directs dans le secteur de la construction pour les travailleurs canadiens.

- L'emploi lié à l'exploitation correspond à un nombre estimatif de huit travailleurs équivalents temps plein, soit quatre en Ontario et quatre au Québec. Sur une période de 30 ans, cela correspond à 240 années-personnes d'emploi.
- La raison d'être du Projet d'inversion de la canalisation 9B est de fournir aux raffineries du Québec un accès aux réserves plus abordables de mélange de pétrole brut peu sulfureux et de pétrole brut synthétique peu sulfureux de l'Ouest canadien et de pétrole brut léger provenant du schiste de Bakken dans le Dakota du Nord, ce qui permettra de diminuer leur dépendance envers le pétrole brut importé en tant que charge d'alimentation, de générer d'importantes économies en coûts d'intrants et d'améliorer leur viabilité et leur compétitivité. Le Projet permet aussi d'avoir accès à des sources d'approvisionnement de pétrole brut supplémentaires, notamment le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, et augmente la flexibilité en ajoutant une autre option d'approvisionnement aux sources de pétrole brut déjà existantes au large de l'Atlantique et dans les zones extracôtières étrangères.
- Les perspectives relatives au prix du pétrole présentées dans le graphique indiquent que le prix du pétrole nord-américain sera considérablement inférieur à celui du pétrole importé (Bonny Light et Brent) livré aux raffineries montréalaises.



Anglais	Français
Price of crude oil delivered to Montreal	Prix du pétrole brut livré à Montréal
(2012C\$/Barrel)	(\$ CAN de 2012 par baril)
Bonny Light	Bonny Light
Brent	Brent
Sweet Synthetic	Synthétique peu sulfureux

Mixed Sweet	Mélange peu sulfureux
-------------	-----------------------

- Les écarts de prix prévus entre le pétrole brut nord-américain et le pétrole brut importé sont similaires pour les raffineries de la ville de Québec.
- Il est présumé que les entreprises de raffinage ne devraient pas avoir à apporter des améliorations aux immobilisations afin de traiter le brut nord-américain puisque celui-ci est d'une qualité similaire au pétrole importé actuellement en cours de raffinage.

Méthodologie

- L'approche standard pour mesurer l'incidence économique multipliée totale d'un projet est le recours au Modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada. Un modèle d'entrées-sorties ne mesure pas l'efficacité économique d'un projet. Il mesure plutôt son incidence macroéconomique en utilisant un certain nombre d'indicateurs économiques comme le produit intérieur brut (valeur ajoutée), l'emploi, les revenus du travail et les taxes indirectes.
- Le Modèle peut simuler les effets sur l'économie lorsque la production globale d'une industrie change dans une province donnée ou lorsque la demande finale relative à une marchandise change dans une province donnée. Ces changements initiaux sont appelés des « chocs ». Le modèle détermine les effets économiques dans toutes les provinces et territoires et dans une variété de secteurs d'activité. Le Modèle d'entrées-sorties fait la distinction entre trois types d'effets économiques : i) les effets directs sur les industries auxquelles le Projet achète ses intrants; ii) les effets indirects sur les industries qui fournissent les intrants aux industries directement touchées et les effets liés à l'approvisionnement de ces industries pour tous les cycles de dépenses subséquentes; iii) les effets induits sur les industries générés par les dépenses du revenu des ménages.
- La construction et l'exploitation du pipeline sont considérées individuellement, puisque la nature des activités est tout à fait différente. Par exemple, les achats directs d'intrants auprès d'autres secteurs d'activité sont généralement élevés lors de projets de construction. Les effets économiques ont tendance à être très dispersés sur le plan géographique, les effets indirects sont relativement importants et des pertes relativement importantes sont occasionnées pour l'économie nationale sous forme d'importations. L'exploitation a tendance à être caractérisée par une part relativement importante de la valeur de production s'intégrant directement au PIB. Par conséquent, une partie plus importante de l'incidence de l'exploitation sera directe et concentrée dans les régions où l'activité a lieu, et une partie plus petite comportera des effets indirects avec un effet moindre sur les fournisseurs d'intrants des autres régions (et relativement moins d'importations).
- Les simulations avec le Modèle d'entrées-sorties pour le Projet ont été réalisées par la Division des comptes des industries de Statistique Canada à l'aide de données sur la construction du pipeline et sur les revenus de transport (dépenses d'exploitation) fournies pour le Projet.
- L'incidence économique sur le Canada des économies réalisées en coûts d'intrants par l'industrie du raffinage a aussi été considérée. Puisque l'avantage pour les entreprises de raffinage est tributaire de la réalisation et de l'exploitation du Projet d'inversion de la canalisation 9B, les économies annuelles en coûts liées à la charge d'alimentation ont été ajoutées au PIB du Québec et considérées comme une retombée économique directe du Projet. L'incidence a été calculée en multipliant le volume national de pétrole livré au Québec par l'écart de prix prévu entre le pétrole en provenance de l'étranger et le pétrole nord-américain ajusté pour tenir compte des coûts de transport jusqu'à la raffinerie. Les effets indirects et induits éventuels associés au réinvestissement par les entreprises de raffinage des économies en coûts d'intrants n'ont pas été pris en compte dans le scénario de référence. Cette approche est jugée prudente dans le cadre de l'estimation des retombées économiques du Projet d'inversion de la canalisation 9B.
- Les effets sur les recettes publiques ont été estimés en utilisant un modèle fiscal. Les recettes publiques liées à l'achat d'intrants dans le secteur d'activité pour la construction et l'exploitation du Projet ont été calculées en appliquant la propension moyenne à l'impôt calculé à partir de données historiques aux « excédents

d'exploitation » pour l'impôt des sociétés et aux « salaires et traitements et revenus supplémentaires du travail » pour l'impôts des particuliers estimés dans le Modèle d'entrées-sorties¹. Des ajouts ont été effectués pour tenir compte des taxes indirectes sur les produits et des taxes indirectes sur la production (déduction faite des subventions) estimés dans le Modèle d'entrées-sorties pour les phases de construction et d'exploitation du Projet. Les économies projetées en coûts d'intrants des raffineries ont été traitées comme un ajout au revenu net imposable et les taux d'imposition du revenu des sociétés fédéral et provincial du Québec ont été appliqués afin de calculer les recettes fiscales directes.

Incidences économiques multipliées

- Les principaux éléments de l'incidence économique du Projet sont les suivants : i) les retombées provenant des dépenses de construction du Projet; ii) les retombées découlant des revenus annuels et des dépenses d'exploitation du Projet; iii) les retombées sur le marché des raffineries associées à l'écart des prix du pétrole.
- Les incidences économiques globales durant le cycle de vie du Projet sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Sommaire des retombées économiques du Projet d'inversion de la canalisation 9B, 2012 à 2043 (M\$ CAN de 2012, emplois en années-personnes)						
	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Investissement dans le pipeline, produits d'exploitation pipeliniers et économie sur le marché des raffineries	24 152	960	0	0	0	25 112
PIB	24 070	841	21	8	6	24 945
Revenus du travail	115	212	7	5	5	344
Emploi	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Recettes publiques	6 446	189	5	2	1	6 643
Retombées directes, indirectes et induites						
Investissement dans le pipeline, produits d'exploitation pipeliniers et économie sur le marché des raffineries	24 152	960	0	0	0	25 112
PIB	24 118	939	32	13	10	25 111
Revenus du travail	143	268	14	8	4	437
Emploi	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Recettes publiques	6 468	230	8	4	2	6 711
Les incidences économiques incluent les retombées de la construction du pipeline et de l'exploitation pendant 30 ans (directes, indirectes et induites). Elles incluent aussi, sur 30 ans, les économies de coût liées à la charge d'alimentation des raffineries découlant de la substitution du pétrole étranger extracôtier par du pétrole brut nord-américain de moindre coût, ce qui inclut seulement les incidences économiques directes.						

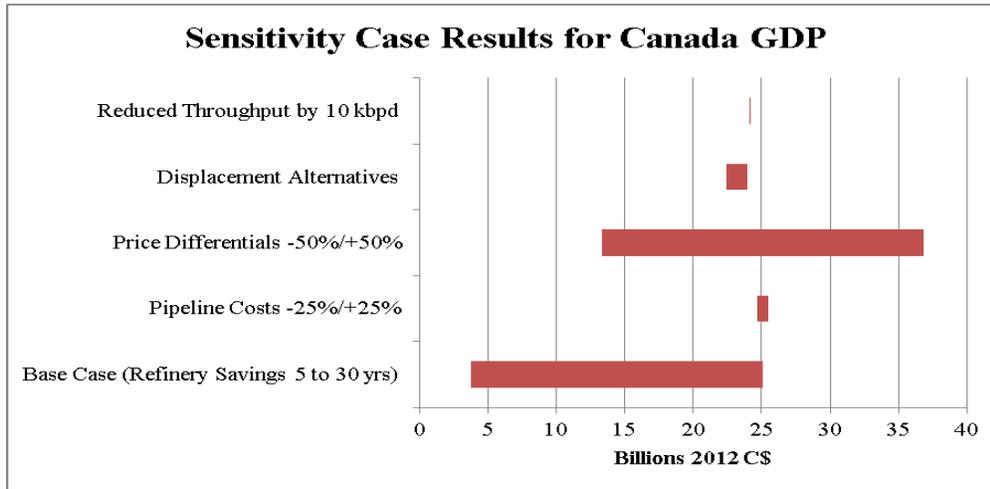
- Les incidences économiques par composante du Projet (développement et construction du pipeline, exploitation du pipeline et les économies liées aux coûts des raffineries) sont présentées dans la partie principale de la présente étude. Voir les rubriques 4 et 5.
- Les effets de la phase de développement et de construction du pipeline sont à court terme (de 2012 à 2014) et relativement mineurs dans le contexte de l'ensemble des effets totaux, parce que les modifications de la canalisation 9B peuvent être effectuées à un coût relativement bas. La canalisation 9B est un pipeline existant s'écoulant vers l'ouest avec des dépenses en immobilisation irrécupérables.

¹ Les excédents d'exploitation incluent la dépréciation (récupération du capital) et les bénéfices avant impôts.

- Les effets de la phase d'exploitation du pipeline sont aussi relativement mineurs sur une base annuelle, mais sur une période de 30 ans (de 2014 à 2043), ils deviennent significatifs. Ils représentent des retombées économiques durables à long terme. Sans inversion, la canalisation 9B deviendra inactive.
- Les effets des économies liées à la charge d'alimentation des raffineries sont prédominants et l'emportent sur les effets du pipeline (construction et exploitation) même si seuls les effets directs ont été inclus. Les effets indirects et induits éventuels associés au réinvestissement par les raffineurs des économies réalisées sur les coûts des intrants n'ont pas été pris en compte dans le scénario de référence.
- Les incidences économiques sont aussi fortement concentrées au Québec, encore une fois, parce que c'est le marché du raffinage québécois qui sera desservi par le Projet d'inversion de la canalisation 9B.
- La prépondérance de la composante du Projet associée aux économies de coûts des raffineries peut être résumée de la façon suivante : les « économies directes du marché du raffinage » sont de 23 512 M\$ (pour le Québec et l'ensemble du Canada), l'incidence sur le PIB est de 23 512 M\$ (pour le Québec et l'ensemble du Canada) et l'incidence sur les recettes publiques est de 6 325 M\$ (2 798 M\$ pour le Québec et 3 527 M\$ pour le fédéral). Toutes les retombées résiduelles sont attribuables aux dépenses du pipeline.

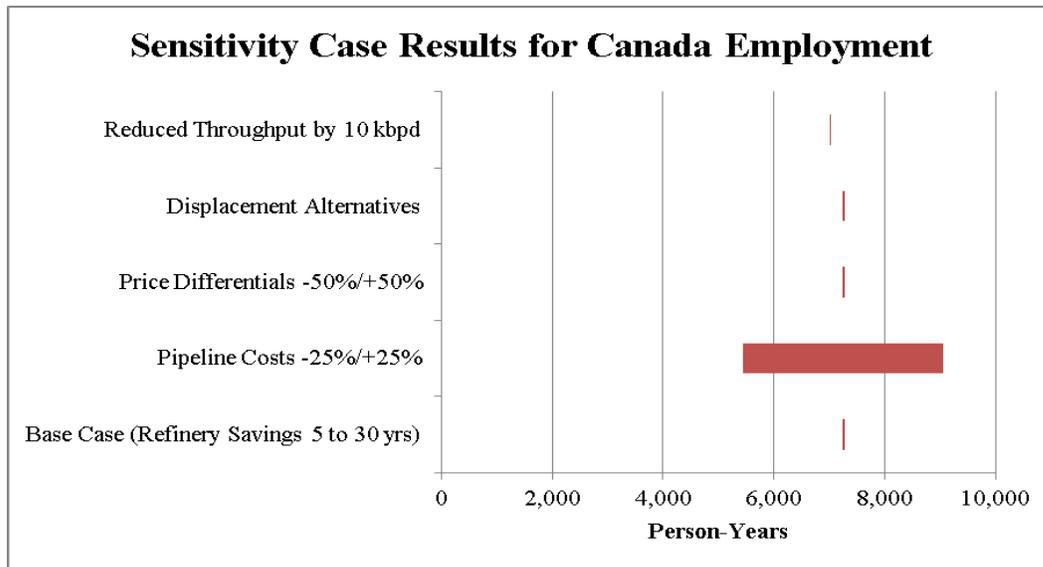
Autres conséquences du Projet

- Les effets indirects et induits reliés aux économies en coûts d'intrants du marché du raffinage québécois n'ont pas été pris en considération dans le scénario de référence. Une analyse supplémentaire a été réalisée afin d'étudier les implications de cette hypothèse. L'étude a tenu compte des dépenses affectées aux biens et services à partir de recettes fiscales associées à la réduction des coûts d'intrants des raffineries (et de l'augmentation correspondante du revenu net imposable), des économies en coûts d'intrants qui contribuent à la compétitivité du secteur du raffinage pétrolier canadien et qui évitent ainsi peut-être une nouvelle perte de capacité, du réinvestissement des bénéfices non répartis dans l'industrie du raffinage du pétrole et de l'augmentation des dépenses des actionnaires attribuables aux dividendes versés dans le secteur du raffinage.
- Comme on pouvait s'y attendre, l'analyse a démontré qu'il était possible d'améliorer davantage les retombées économiques si les effets multiplicateurs en aval du secteur du raffinage sont pris en compte.
- Une analyse de sensibilité a été réalisée pour relever et évaluer les principales incertitudes, y compris la sensibilité des coûts du pipeline, la sensibilité des écarts de prix du pétrole, la sensibilité du déplacement (quel pétrole est déplacé par quel pétrole et à quel endroit au Québec) et la sensibilité de la production. Des ajustements ont aussi été apportés au scénario de référence où les économies en coûts d'intrants des raffineries ont été intégrées seulement pour les cinq premières années et les dix premières années d'exploitation (comparativement à 30 ans dans le scénario de référence). Le choix d'une période plus courte est arbitraire.
- Le graphique ci-dessous résume les résultats du scénario de sensibilité pour le PIB canadien (effets directs, indirects et induits du pipeline ainsi que les effets directs des raffineries).



Anglais	Français
Sensitivity Case Results for Canada GDP	Résultats du scénario de sensibilité pour le PIB canadien
Reduced Throughput by 10 kbpd	Débit réduit de 10 000 mbpj
Displacement Alternatives	Options de déplacement
Price Differentials -50%/+25%	Écarts de prix -50 %/+25 %
Pipeline Costs -25%/+25%	Coûts du pipeline -25 %/+25 %
Base Case (Refinery Savings 5 to 30 yrs)	Scénario de référence (économies des raffineries sur 5 à 30 ans)
Billions 2012 \$ CA	G\$ CAN de 2012

- Le graphique ci-dessous résume les résultats du scénario de sensibilité pour l'emploi au Canada (effets directs, indirects et induits du pipeline ainsi que les effets directs des raffineries).



Anglais	Français
Sensitivity Case Results for Canada Employment	Résultats du scénario de sensibilité pour l'emploi au Canada
Reduced Throughput by 10 kbpd	Débit réduit de 10 000 mbpj
Displacement Alternatives	Options de déplacement
Price Differentials -50%/+25%	Écarts de prix -50 %/+25 %
Pipeline Costs -25%/+25%	Coûts du pipeline -25 %/+25 %
Base Case (Refinery Savings 5 to 30 yrs)	Scénario de référence (économies des raffineries sur 5 à 30 ans)
Person-Years	Années-personnes

- Les incidences économiques du Projet demeurent positives et solides, selon toutes les différentes hypothèses postulées dans l'étude de sensibilité. Comme dans le scénario de référence, ce sont les hypothèses concernant la composante du Projet associée aux économies en coûts d'intrants des raffineries qui sont les plus importantes et qui ont un effet considérable sur le résultat.
- Les effets estimés de la construction et de l'exploitation du pipeline pourraient être surestimés si, à l'avenir l'économie fonctionnait à plein rendement ou presque. Dans les conditions futures générales anticipées, les incidences mesurées dans le cadre de la présente étude se situent bien en deçà de la capacité d'absorption normale et croissante de l'économie. Ainsi, aucun bouleversement important ni effet déstabilisateur n'est prévu, et les retombées peuvent être considérées comme marginales.
- L'inversion de la canalisation 9B augmente la sécurité de l'approvisionnement en énergie au Canada grâce à un approvisionnement accru et plus fiable en brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken vers les raffineries du Québec en tant que solution de rechange aux importations de pétrole brut extracôtier.

- L'augmentation des livraisons de pétrole brut de l'Ouest canadien au moyen de la canalisation 9 pourrait améliorer l'utilisation du réseau principal de la canalisation Lakehead d'Enbridge. Par ailleurs, s'il y a une augmentation des dépenses en immobilisations et des coûts d'exploitation connexes requis en amont afin de répondre aux livraisons supplémentaires de pétrole, il y aura une augmentation du PIB, des revenus du travail et de l'emploi reliée à ces dépenses.

1. Introduction

1.1 Contexte

La canalisation 9 d'Enbridge consiste en un pipeline de transport de pétrole brut d'une longueur 830 km et d'un diamètre extérieur de 30 po et, d'une capacité actuelle d'environ 240 000 bpj situé entre Sarnia et Montréal. L'Office national de l'énergie (l'« ONÉ » ou l'« Office ») a autorisé la construction et l'exploitation de la canalisation 9 en délivrant le Certificat d'utilité publique OC-30. La canalisation 9 a commencé à assurer le transport vers l'est du pétrole brut de l'Ouest canadien en 1976 afin d'approvisionner les marchés de l'Est du Canada. À la suite de l'instance de l'Office OH-2-97 et en vertu de l'Ordonnance XO-J1-34-97, le sens d'écoulement du pipeline a été inversé en 1999, afin de transporter le pétrole brut importé en direction d'ouest puisque ce dernier offrait, à ce moment, un prix avantageux comparativement à celui des réserves nationales de pétrole².

Le 8 août 2011, Enbridge a présenté une demande en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* pour inverser le sens d'écoulement d'un tronçon de 194 km de la canalisation 9 situé entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de North Westover (près de Hamilton) vers l'est. Le projet, appelé la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9, a été proposé en réponse aux conditions du marché, qui favorisaient le pétrole nord-américain par rapport à l'importation, et à la disponibilité de vastes réserves de pétrole léger nord-américain. Le but était de transporter du pétrole brut léger canadien et américain au terminal de Westover afin de le livrer à la raffinerie de Nanticoke de la Pétrolière Impériale située à Jarvis en Ontario. Le Projet comprenait des ajouts et des modifications d'infrastructures totalisant environ 17 M\$. Enbridge proposait de transporter de 50 000 à 90 000 bpj de pétrole brut léger tel que mentionné dans le tarif de la canalisation 9 entre Sarnia et North Westover une fois le débit inversé, avec la possibilité de transporter à l'avenir un débit moyen quotidien maximal de 152 000 bpj. Le débit moyen quotidien prévu était de 50 000 bpj entre 2012 et 2020. Dans la Première étape du Projet, il était présumé que la canalisation 9 à l'est de North Westover conserverait son écoulement actuel vers l'ouest. Le 27 juillet 2012, l'ONÉ a autorisé la Demande d'Enbridge en vertu de l'Ordonnance XO-E101-010-2012, sous réserve de certaines conditions³. Pendant le processus d'audience, l'Office a déterminé (et a affirmé dans sa Lettre de décision) que la Première étape du Projet était un projet complet puisqu'elle ne dépendait d'aucune installation future pour sa réalisation.

Enbridge propose maintenant d'inverser le tronçon de 639 km de la canalisation 9 situé entre North Westover et Montréal afin de répondre aux demandes des clients relativement à l'accès aux réserves de pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken dans le Dakota du Nord pour approvisionner le marché du raffinage du Québec. Ce projet, appelé le Projet d'inversion de la canalisation 9B, fait l'objet du présent rapport. Afin de réaliser l'inversion de North Westover vers Montréal, des modifications supplémentaires devront être apportées au réseau de la canalisation 9, y compris au tronçon reliant Sarnia et North Westover. Si le Projet d'inversion de la canalisation 9B proposé n'est pas approuvé, la canalisation 9 à l'est de North Westover deviendra inactive.

² Office national de l'énergie, *Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 de Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) (le projet)*, Ordonnance d'audience OH-005-2011, Lettre de décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ ou l'Office), 27 juillet 2012, page 1.

³ *Op. cit.*

La Figure 1 ci-dessous est une carte de la canalisation 9 d'Enbridge Pipeline Inc. La canalisation 9A correspond au tronçon reliant Sarnia à North Westover et la canalisation 9B, au tronçon reliant North Westover à Montréal.



Figure 1 : Canalisation 9 d'Enbridge

Anglais	Français
Line 9	Canalisation 9
Line 9B reversal project (proposed)	Projet d'inversion de la canalisation 9B (proposé)
Sarnia Terminal	Terminal de Sarnia
North Westover Station	Station de North Westover
Hilton Station	Station de Hilton
Cardinal Station	Station de Cardinal
Montreal Terminal	Terminal de Montréal
Montreal	Montréal
Québec	Québec
Terrebonne Station	Station de Terrebonne

Anglais	Français
Lake Ontario	Lac Ontario
Lake Erie	Lac Érié
Lake Huron	Lac Huron
United States of America	États-Unis
Line 9 Reversal Phase I Project (Previously proposed)	Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9 (proposé antérieurement)
Line 9B Reversal Project (Proposed)	Projet d'inversion de la canalisation 9B (proposé)
Existing Line 9 Pipeline	Canalisation 9 actuelle
Enbridge Facilities where project work will occur	Installations d'Enbridge où se dérouleront les travaux du Projet
City/Town	Ville

Les économies de l'Ontario et du Québec sont les plus directement touchées par la construction et l'exploitation du Projet d'inversion de la canalisation 9B proposé. Un profil sommaire des économies directement touchées est présenté au Tableau 1.

Tableau 1 : Aperçu des économies directement touchées

	QC	ON	Canada
Population (en milliers, juillet 2011)	7 980	13 373	34 483
Dépenses en immobilisations (M\$ de 2010)	63 098	107 682	346 877
PIB au prix de base (M\$ de 2010)	300 309	571 856	1 525 941
Revenus du travail (M\$ de 2010)	171 546	337 830	849 618
Emplois totaux (en milliers, 2011)	3 954	6 731	17 306
Emplois dans le secteur de la construction (en milliers, 2011)	238	443	1 262
Chômeurs (en milliers, 2011)	332	570	1 393
Source : Annexe, Tableau 16 : Indicateurs économiques nationaux et provinciaux.			

1.2 Objectifs et portée de l'étude

Enbridge a demandé à Demke Management Ltd. de réaliser une évaluation des incidences économiques du Projet d'inversion de la canalisation 9B proposé. L'analyse porte sur les incidences économiques nationales et provinciales du Projet sur le produit intérieur brut (valeur ajoutée), les revenus du travail, l'emploi et les recettes publiques. Ces sujets s'inscrivent dans le champ d'application du *Guide de dépôt* de l'Office national de l'énergie, Rubrique A – Demandes ayant trait à des installations (articles 52 et 58 de la Loi sur l'ONÉ), Tableau A-3 : Information exigée à l'égard des éléments socio-économiques, « Emploi et économie ».

Les directives sur la portée de l'analyse proviennent également de l'*Ordonnance d'audience OH-005-2011* de l'ONÉ au sujet de la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9. L'ordonnance d'audience stipule

que : « [L'Office] estime que la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 constitue un projet complet puisque sa réalisation n'est conditionnelle à aucune installation future⁴. » L'ordonnance comportait également une liste provisoire de questions, dont l'une concernait : « Les effets environnementaux et socioéconomiques éventuels du projet proposé, tel qu'il est décrit au point 1 de l'ordonnance d'audience OH-005-2011, notamment ceux qui doivent être pris en considération selon la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (dont l'ébauche de portée de l'évaluation environnementale est fournie à l'annexe II)⁵ ». L'ébauche de portée de l'évaluation environnementale (ÉE) renvoie aux répercussions « en matière sanitaire et socioéconomique ».

Par la suite, l'Office a émis une mise à jour procédurale de l'Ordonnance d'audience OH-005-2011 dans laquelle il fait état de la portée limitée du Projet et confirme la liste des questions et la portée de l'ÉE qui seront utilisés dans l'instance.

Pour déterminer si un projet est dans l'intérêt public, l'Office prend en considération les intérêts économiques, environnementaux et sociaux, dans le contexte de la portée d'un projet. L'Office constate que le projet à l'étude a une portée limitée et qu'il consiste en des ajouts et des modifications nécessaires pour permettre l'inversion du sens d'écoulement du pétrole brut dans un tronçon de la canalisation 9 existant et déjà en exploitation. L'Office note aussi que les travaux de construction seraient limités à des zones déjà perturbées qui se trouvent à l'intérieur du périmètre des installations ou des emprises existantes d'Enbridge et qu'ils ne nécessiteraient aucun nouveau terrain⁶.

L'Office a également fait les déclarations suivantes en ce qui concerne les activités en amont du Projet et l'utilisation en aval du pétrole devant être transporté dans le cadre du Projet :

Les aspects ci-dessous n'entrent pas dans le mandat de réglementation de l'Office ou dépassent le cadre de la portée de l'ÉE ou ce que l'Office peut prendre en considération et, par conséquent, ils ne sont pas pertinents à son examen du projet. Pour ce motif, ils ne sont pas inclus dans la liste des questions.

Évaluation des effets environnementaux associés aux activités en amont ou exploitation des sables bitumineux

Le projet à l'étude par l'Office consiste à apporter des modifications et à faire des ajouts en vue de permettre l'inversion du sens d'écoulement du pétrole brut dans un tronçon d'un pipeline existant et déjà en exploitation entre le terminal de Sarnia et le poste de North Westover. Les travaux de construction seraient limités à des zones déjà perturbées qui se trouvent à l'intérieur du périmètre des installations ou de l'emprise existantes d'Enbridge et ne nécessiteraient aucun nouveau terrain.

L'évaluation des effets environnementaux des projets d'exploitation des sables bitumineux n'entre pas dans la portée du projet établie dans la portée de l'ÉE.

À l'heure actuelle, le pipeline transporte déjà du pétrole brut et, dans sa demande, Enbridge a indiqué que le produit transporté ne changerait pas à la suite de l'inversion du sens d'écoulement. Que le pétrole brut

⁴ Office national de l'énergie, *Ordonnance d'audience OH-005-2011, Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), Demande présentée en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'ONÉ)*, 5 décembre 2011, page 1.

⁵ *Ibid.*, page 8.

⁶ Office national de l'énergie, *Ordonnance d'audience OH-005-2011, Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (projet) d'Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) – Demande du 8 août 2011, Mise à jour procédurale no 1, liste des questions et portée de l'évaluation environnementale (ÉE)*, 1^{er} février 2012, page 2.

transporté provienne des sables bitumineux de l'Alberta ou d'autres projets, le fait demeure que ces projets ont déjà fait l'objet ou feront l'objet d'un examen au titre de la réglementation provinciale.

Par ailleurs, aucune information au dossier ne permet de penser qu'un projet en cours ou envisagé de mise en valeur des sables bitumineux n'est lié à la réalisation du présent projet, ni que celui-ci dépend d'un approvisionnement en sables bitumineux. L'exploitation des sables bitumineux aurait lieu que le présent projet se concrétise ou non.

Pour ces motifs, l'Office estime qu'il n'y a pas suffisamment de liens directs entre le projet proposé et une quelconque activité précise de mise en valeur existante ou proposée des sables bitumineux ou d'autres activités liées à la production de pétrole pour justifier l'examen des effets environnementaux de ces activités dans le cadre de son évaluation du projet en vertu de la LCÉE [Loi canadienne sur l'évaluation environnementale] ou de la Loi sur l'ONÉ, sauf pour les aspects précis et limités concernant les effets cumulatifs.

Utilisation en aval du pétrole

L'Office n'étudiera pas les effets environnementaux associés à l'utilisation en aval du pétrole qui serait transporté par le projet (y compris les opérations de raffinage), puisque cet aspect n'est pas compris dans la portée de l'ÉE ni de celle du projet⁷.

Ailleurs dans sa mise à jour procédurale et dans le cadre de son évaluation des effets cumulatifs, l'Office a déclaré ce qui suit :

Pour ce qui est des effets en aval, le tronçon visé par le projet est déjà en exploitation et transporte déjà du pétrole brut vers les raffineries de l'Ontario. L'inversion du sens d'écoulement, s'il était autorisé, ferait en sorte que les sources d'approvisionnement sont différentes, mais l'inversion n'engendrerait pas nécessairement de changements pour les raffineries. Il ne serait pas plus possible alors que maintenant de connaître l'utilisation en aval qui est faite du pétrole raffiné. Par conséquent, si le sens d'écoulement du pétrole brut est inversé, la possibilité que les éventuels effets en aval s'ajoutent aux effets résiduels du projet est d'une nature tout simplement trop spéculative pour être prise en considération. En conséquence, [...] l'Office ne prendra pas en compte les effets environnementaux associés à la consommation du pétrole en aval⁸.

Et enfin, dans sa Lettre de décision OH-005-2011, l'Office a déclaré ce qui suit :

Comme il l'a indiqué dans sa lettre du 5 décembre 2011, l'Office estime que le projet est un projet complet en lui-même, car sa réalisation n'est conditionnelle à celle d'aucune autre étape. Dans une lettre du 18 mai 2012 en réponse à une requête présentée par Équiterre et al., l'Office a réaffirmé sa position selon laquelle le projet est complet en lui-même et vise à transporter du pétrole brut du terminal de Sarnia à la station de pompage de NW (North Westover), et non jusqu'à Montréal. En outre, il ne dépend pas de la construction d'installations futures pour être réalisé. L'Office a indiqué que c'était dans ce contexte qu'il entendait évaluer la nécessité du projet et ses éventuelles retombées économiques. Il maintient cette position. Même s'il ne nie pas qu'il est possible qu'une demande visant à inverser le sens d'écoulement de l'ensemble de la canalisation 9 lui soit un jour présentée, sa préoccupation, dans toute instance, est d'examiner le projet qui lui est soumis, ce qui comprend étudier sa nécessité et sa raison d'être intrinsèques.

⁷ *Ibid.*, pages 4 et 5.

⁸ *Ibid.*, page 3.

Les demandeurs ont le loisir de formuler leurs demandes comme ils le veulent, et l'Office est tenu par la loi d'examiner chaque demande et de rendre une décision sur celle-ci, après que la demande soit complète et que le demandeur et les autres parties aient présenté leurs arguments. L'Office ne peut pas étudier une demande qu'il n'a pas reçue. Si, un jour, l'Office reçoit une demande portant sur l'inversion du reste de la canalisation 9, il en fera alors un examen public⁹.

Nous présumons que les lignes directrices de l'Office à l'égard de l'évaluation de la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9 s'appliqueront également à l'inversion de la canalisation 9B. Nous traitons donc le Projet d'inversion de la canalisation 9B comme un projet complet et nous mesurons ses effets économiques par rapport à un scénario de référence qui inclut la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9. Nous excluons aussi de la portée du Projet les activités de production de pétrole brut en amont ou la mise en valeur des sables bitumineux et l'utilisation en aval du pétrole transporté dans le cadre du Projet.

1.3 Aperçu

L'évaluation des avantages économiques canadiens et régionaux est structurée comme suit. À la suite de l'introduction, la rubrique 2 présente une courte description du Projet d'inversion de la canalisation 9B, y compris les hypothèses principales et les flux financiers nécessaires à la réalisation de l'analyse économique. Ensuite, la rubrique 3 présente la méthodologie utilisée pour effectuer l'analyse. Après quoi, les résultats de l'analyse sont présentés individuellement quant à la construction du pipeline, à l'exploitation du pipeline et aux raffineries, ainsi que pour diverses zones géographiques, y compris l'ensemble du Canada, le Québec, l'Ontario, les Prairies, la Colombie-Britannique et le reste du Canada. Les incidences sur le produit intérieur brut, les revenus du travail, l'emploi (rubrique 4) et les recettes publiques (rubrique 5) sont établies. La rubrique 6 comprend une analyse de sensibilité qui évalue la solidité des résultats par rapport aux variations des hypothèses principales. L'évaluation traite également d'autres incidences et implications du Projet qui n'ont pas été quantifiées. L'annexe se compose de tableaux plus détaillés que la partie principale du rapport.

2 Description du Projet, flux financiers et hypothèses

La description du Projet, les flux financiers et les hypothèses s'appuient sur les renseignements fournis par Enbridge. Les prévisions des prix du pétrole brut proviennent également d'Enbridge. À moins d'indication contraire, toutes les valeurs monétaires mentionnées sont présentées en dollars canadiens de 2012 (\$ CAN de 2012).

2.1 Description du Projet

Le Projet d'inversion de la canalisation 9B, qui constitue l'objet de la présente étude, comprend l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9B (un tronçon de 639 km de la canalisation 9 entre le poste de North Westover et le terminal de Montréal) et l'augmentation de la capacité moyenne, qui passerait à environ 300 000 bpj. À l'heure actuelle, le pétrole brut importé acheminé par la canalisation circule vers l'ouest alors qu'il circulera vers l'est à la suite des modifications apportées principalement à l'équipement existant. L'inversion permettrait le transport de pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken dans le Dakota du Nord aux raffineries du Québec. Le Projet se réaliserait sur les propriétés et les emprises existantes d'Enbridge, à l'exception de certaines aires de travail temporaires requises pour l'aménagement d'une petite installation de comptage près de la station de North Westover. Les travaux au terminal de Sarnia, à la station de North Westover, au terminal de Westover, à la station de Hilton et à la station de Cardinal, situés en Ontario, ainsi qu'à la station de Terrebonne et au terminal de Montréal, situés au Québec, comprendraient la modification ou le remplacement de matériel existant et l'installation de conduites à l'intérieur du périmètre des installations. Les dépenses en immobilisations sont estimées à 121,8 M\$ (en dollars de 2012).

⁹ Office national de l'énergie, *Lettre de décision*, 27 juillet 2012, page 6 et 7.

Il faut se rappeler que la capacité actuelle de la canalisation 9 s'écoulant vers l'ouest est de 240 000 bpj. En l'absence du Projet d'inversion de la canalisation 9B (appelé le scénario de référence), la canalisation 9A, une fois l'inversion complétée, transporterait 50 000 bpj de pétrole brut vers l'est depuis le terminal de Sarnia jusqu'à la station de North Westover (et par la suite vers la raffinerie d'Imperial Oil de Nanticoke, par la voie de la canalisation 10 d'Enbridge). Le scénario de référence tient compte de l'autorisation de l'Office du 27 juillet 2012 concernant la Première partie du Projet d'inversion de la canalisation 9. Toutefois, Enbridge s'attend à ce que la canalisation 9B (de North Westover à Montréal) devienne inactive si la demande d'inversion actuelle n'était pas approuvée.

Par comparaison, dans un scénario incluant le Projet d'inversion de la canalisation 9B, les flux du produit seraient les suivants : Enbridge prévoit acheminer annuellement environ 300 000 bpj de pétrole brut nord-américain avec le pipeline inversé. Selon le scénario de référence, environ 250 000 bpj seraient acheminés vers le terminal de Montréal et les 50 000 bpj restants seraient transportés vers North Westover. Il est à noter que les 50 000 bpj de North Westover sont attribuables à la Première partie du Projet d'inversion de la canalisation 9 approuvée par l'ONÉ. Le Projet d'inversion de la canalisation 9B n'entraînerait le transport d'aucun volume supplémentaire vers North Westover.

2.2 Flux financiers

La Figure 2 et la Figure 3 montrent les flux financiers du Projet d'inversion de la canalisation 9B concernant respectivement la phase de développement et de construction et la phase d'exploitation. Elles illustrent les incidences économiques additionnelles directes du Projet sur les investissements et les revenus provenant du transport de pétrole brut sur la canalisation 9 (coût du service) et servent de base pour l'estimation des incidences économiques indiquées aux rubriques 4 et 5. Toutes les données relatives aux dépenses sont libellées en \$ CAN de 2012.

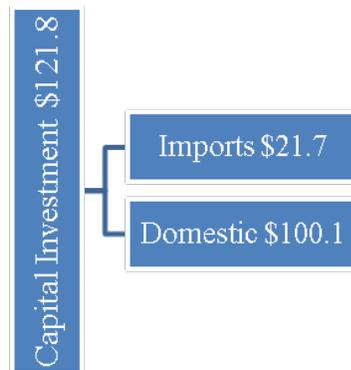


Figure 2 : Projet d'inversion de la canalisation 9B, flux financiers, phase de développement et de construction, 2012 à 2014 (M\$ CAN de 2012)

Anglais	Français
Capital Investment \$121.8	Dépenses en immobilisations 121,8 \$
Imports \$21.7	Importations 21,7 \$
Domestic \$100.1	Nord-américain 100,1 \$



Figure 3 : Projet d’investissement de la canalisation 9B, flux financiers, phase d’exploitation, 2014 à 2043 (M\$ CAN de 2012)

Anglais	Français
Pipeline Revenue Requirement \$1,478.1	Besoins en produits d’exploitation pipeliniers 1 478,1 \$
Power Costs \$257,4	Coûts énergétiques 257,4 \$
Property Taxes \$189.8	Impôts fonciers 189,8 \$
Other Operating Costs \$561.4	Autres frais d’exploitation 561,4 \$
Depreciation/Capital Replacement \$201.1	Dépréciation/remplacement d’immobilisations 201,1 \$
Corporate Income Taxes \$57.3	Impôt sur les bénéfices des sociétés 57,3 \$
Earned Return \$211.1	Rendement réalisé 211,1 \$

2.2.1 Investissement direct

La phase de développement et de construction devrait avoir lieu de 2012 à 2014. Les dépenses en immobilisation sont estimées à 121,8 M\$, soit 60 % pour les installations situées en Ontario et 40 %, pour celles situées au Québec. Les catégories d’actif sous lesquelles se classent les dépenses sont les stations à raison de 85 %, les réservoirs à raison de 2 % et les frais généraux et administratif à raison de 13 %. Selon les propensions à l’importation implicites dans le Modèle interprovincial d’entrées-sorties de Statistique Canada pour le secteur de l’ingénierie et de la

construction de l'industrie pétrolière et gazière en Ontario et au Québec, environ 82 % des dépenses directes en immobilisation seront engagées au Canada et 18 % à des fins d'importation. La répartition annuelle des dépenses en immobilisation est illustrée à la Figure 4.

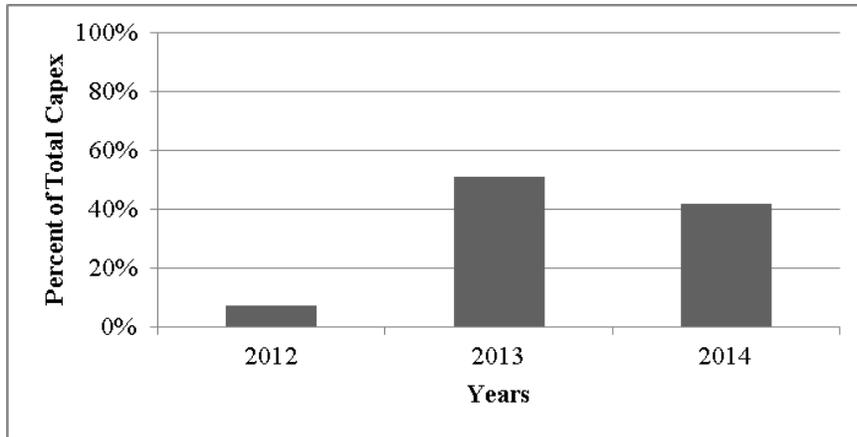


Figure 4 : Projet d'inversion de la canalisation 9B, dépenses en immobilisations annuelles

Anglais	Français
Percent of Total Capex	Pourcentage des dépenses en immobilisations totales
100%; 80%; 60%; 40%; 20%; 0%	100 %; 80 %, 60 %, 40 %, 20 %, 0 %
Years	Années

2.2.2 Produits d'exploitation pipeliniers directs

La mise en service proposée des installations modifiées est prévue pour le milieu de 2014. L'exploitation devrait se poursuivre pendant 30 ans (de 2014 à 2043). Les produits d'exploitation pipeliniers cumulatifs totaux se chiffrent à environ 1,5 G\$ (\$ CAN de 2012) ou 49,3 M\$ annuellement. Les produits d'exploitation se rapportent au scénario de référence qui comprend des volumes garantis de 250 000 bpj acheminés vers Montréal. Les produits d'exploitation associés aux livraisons à North Westover par la canalisation 9A ne sont pas inclus, ni les produits d'exploitation provenant de volumes ponctuels. Les produits ont été attribués entre l'Ontario et le Québec en fonction des dépenses en immobilisations relatives à chaque province. Les éléments qui constituent l'ensemble des besoins en produits d'exploitation totaux sont illustrés à la Figure 3. Ces éléments comprennent les coûts énergétiques, les impôts fonciers, les autres frais d'exploitation, la dépréciation et l'amortissement, le rendement réalisé et l'impôt des sociétés.

Les besoins en produits d'exploitation reflètent une entente de service de transport entre Enbridge et les expéditeurs pour la canalisation 9 et le coût de service projeté au-delà de 2024.

2.2.3 Recettes publiques directes

En ce qui a trait aux recettes publiques, l'impôt foncier représente environ 6,3 M\$ par année, dont approximativement 60 % sont attribués à l'Ontario et 40 % au Québec. L'impôt fédéral et provincial sur le revenu des sociétés se chiffre à 1,9 M\$ par année.

2.2.4 Emplois directs

Les estimations en matière d'emplois pour les entrepreneurs sur le terrain dans le cadre du Projet sont inconnues pour le moment. En se basant sur les dépenses liées à la construction, le Modèle d'entrées-sorties estime que les emplois directs dans l'industrie de la construction se chiffrent à 269 années-personnes, soit 40 années-personnes au Québec et 229, en Ontario. La plupart des emplois directs seront pourvus en 2013 et au début de l'année 2014.

Les emplois liés à l'exploitation correspondent à un nombre estimatif de huit travailleurs équivalents à temps plein, soit quatre en Ontario et quatre au Québec. Le personnel affecté à l'exploitation est présumé résider dans la province où le travail est effectué.

2.3 Autres hypothèses

Les montants indiqués en dollars américains sont convertis en dollars canadiens selon un taux de change de 1,04 \$ CAN pour 1,00 \$ US en 2016 et au-delà. Un taux de change de 1,02 \$ CAN pour 1,00 \$ US est utilisé en 2015 et la parité est présumée entre le dollar canadien et américain pour les exercices antérieurs. Un taux d'inflation de 2 % par année a été utilisé pour exprimer en dollars constants de 2012 les besoins en produits d'exploitation pipeliniers projetés en dollars non indexés.

La justification du Projet d'inversion est de fournir aux raffineries du Québec la possibilité de s'approvisionner en pétrole brut nord-américain moins cher afin d'améliorer leur viabilité et leur compétitivité. Le Projet permet également l'accès à du pétrole supplémentaire en ajoutant une autre source d'approvisionnement (pétrole de l'Ouest) au portefeuille d'approvisionnement existant (extracôtier de l'Atlantique et extracôtier de l'étranger). Les écarts de prix du pétrole ont un effet important sur les avantages économiques associés au Projet.

Depuis le début de l'année 2011, il y a eu un écart important entre le prix du pétrole brut de référence West Texas Intermediate (WTI) à Cushing, en Oklahoma, et le prix du Brent, le pétrole brut de référence sur le marché international. L'Office national de l'énergie observe, dans son rapport sur les conditions du marché mondial du pétrole, que « durant les mois de juillet à septembre (2012), le prix du WTI devrait se tenir en moyenne autour de 85 \$ le baril. L'accumulation continue des stocks au carrefour de Cushing en Oklahoma et l'absence de capacité pipelinère d'expédition contribuent toujours à garder les prix du WTI autour de 10 à 15 \$ US sous le prix du Brent, le pétrole brut de référence sur le marché international. Le prix du pétrole brut canadien établi à partir du WTI est susceptible de subir de nouvelles actualisations en raison d'un ensemble de facteurs complexes, y compris la croissance de l'approvisionnement provenant des sables bitumineux et des É.-U. (particulièrement du schiste bitumineux de Bakken) et les contraintes de pipeline qui empêchent l'approvisionnement d'atteindre raffineries dans les marchés classiques¹⁰. »

Le Projet d'inversion fournit aux raffineries du Québec l'accès à un approvisionnement en pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et de la région de Bakken dans le Dakota du Nord, ce qui réduit leur dépendance au pétrole brut importé comme charge d'alimentation et entraîne d'importantes économies potentielles en coûts d'intrants. La Figure 5 illustre le prix prévu pour le brut de l'Ouest canadien et pour le brut étranger provenant de zones extracôtières, ajusté en fonction des coûts de transport aux raffineries de Montréal (voir aussi le Tableau 17, en annexe).

¹⁰ Office national de l'énergie, Crude Oil and Petroleum Products- Current Market Conditions July-September 2012, <http://www.neb-one.gc.ca/energy/energy-products/crude-oil-and-petroleum-products-current-market-conditions-july-september-2012-eng>, consulté le 17 juillet 2012.

La figure démontre que les raffineries de l'Est du Canada subissent un désavantage concurrentiel important en raison de leur dépendance à l'égard du brut étranger provenant de zones extracôtières. Au-delà de 2025, l'analyse prévoit que les prix du pétrole brut demeurent constants en termes réels.

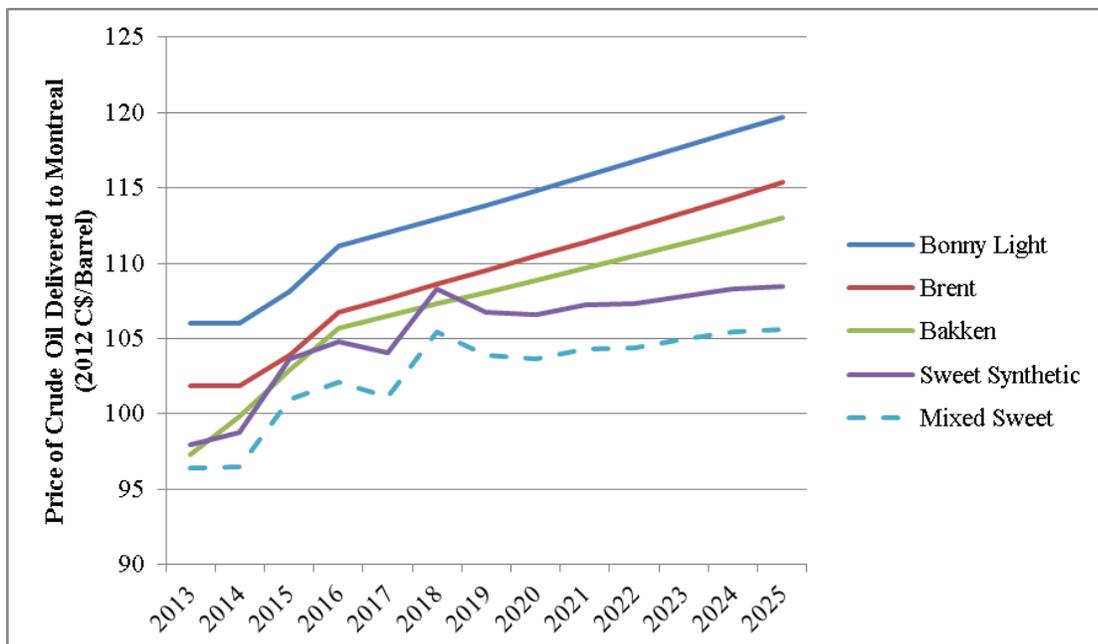


Figure 5 : Prix des pétroles bruts sélectionnés livrés à Montréal
(\$ CAN de 2012/bpj)

Anglais	Français
Price of Crude Oil Delivered to Montreal	Prix du pétrole brut livré à Montréal
(2012 C\$/Barrel)	(\$ CAN de 2012 par baril)
Bonny Light	Bonny Light
Brent	Brent
Bakken	Bakken
Sweet Synthetic	Synthétique peu sulfureux
Mixed Sweet	Mélange peu sulfureux

Le prix des pétroles bruts sélectionnés livrés à Québec est présenté au Tableau 18 de l'annexe. Le coût à la livraison du brut nord-américain correspond au prix livré à Montréal auquel s'ajoutent les frais de transport estimatifs de Montréal à Québec. Le prix du Brent et du Bonny Light est le prix franco à bord des matières premières auquel s'ajoutent les frais de transport à Québec.

Les écarts de prix qui sont pris en compte s'appliquent aux pétroles bruts légers; les bruts lourds provenant de l'Ouest canadien peuvent également être accessibles à un prix moindre par rapport aux bruts lourds de fournisseurs extracôtiers (p. ex. Cold Lake par rapport à Maya). Dans la mesure où le pétrole brut lourd provenant du Canada serait transporté par la canalisation 9 inversée, les raffineries du Québec pourraient s'attendre à réaliser des économies sur le coût des intrants.

Enfin, la conversion au pétrole brut de l'Ouest canadien n'exige aucune mise à niveau des raffineries. On présume que les raffineurs n'auront pas à apporter des améliorations aux immobilisations afin de traiter le pétrole brut nord-américain puisque sa qualité sera similaire à celle du pétrole importé actuellement en cours de raffinage.

3 Méthodologie

3.1 Modèle d'entrées-sorties

La construction et l'exploitation du Projet d'inversion de la canalisation 9B devraient avoir lieu en Ontario et au Québec; toutefois, les effets économiques devraient être largement dispersés géographiquement et toucher indirectement une variété de secteurs d'activité en plus de ceux qui sont directement touchés. Pour la construction, le secteur directement touché est celui de l'ingénierie et de la construction dans l'industrie pétrolière et gazière et, pour l'exploitation, le secteur directement touché est celui du transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline. Si certains des intrants directs du Projet sont achetés auprès de fournisseurs étrangers, ces dépenses se font à l'extérieur du Canada et produisent une incidence supplémentaire minimale sur l'économie nationale. D'autre part, si les intrants directs sont achetés auprès de fournisseurs canadiens, cela créera des incidences indirectes supplémentaires sur l'économie nationale. Par exemple, l'achat de vannes à des fabricants locaux en Ontario mènerait à des achats supplémentaires d'intrants par ces fournisseurs dans leur propre province, dans d'autres provinces et à l'étranger. Ainsi, les retombées économiques comprennent les effets directs du Projet lui-même et l'activité économique en découlant, qui est attribuable au processus multiplicateur. Les dépenses en immobilisations et d'exploitation initiales du Projet deviendront des revenus pour d'autres, et une partie sera dépensée en biens et services, devenant ainsi des revenus pour d'autres, et ainsi de suite. Afin de déterminer les effets économiques totaux, on doit tenir compte des interactions régionales et sectorielles complexes qui existent dans l'économie.

L'approche standard pour mesurer l'incidence économique multipliée totale d'un projet est le recours au Modèle interprovincial d'entrées-sorties de Statistique Canada. Ce Modèle peut simuler l'effet sur l'économie lorsque la production globale d'une industrie change dans une province donnée, ou lorsque la demande finale relative à certaines marchandises change dans une province donnée. Ces modifications initiales sont appelées des « chocs ». Dans le cas d'un choc industriel, le modèle utilise la structure d'entrée pour l'industrie particulière qui est directement touchée. Par ailleurs, le Modèle d'entrées-sorties, qui est grandement subdivisé (719 marchandises, 302 industries et 13 régions au niveau de la feuille de travail), peut faire l'objet d'un choc au niveau des marchandises si des données détaillées sur les dépenses du projet sont disponibles. Dans les deux cas, le Modèle reflète la structure industrielle de l'économie, les liens entre les industries et les modèles commerciaux pour l'année de référence pour laquelle il a été construit. La version la plus récente du Modèle d'entrées-sorties de 2008 a été utilisée dans le cadre de la présente étude.

Le Modèle d'entrées-sorties fait la distinction entre trois types d'effets économiques :

- Les effets directs sur les industries auxquelles le Projet achète ses intrants;
- Les effets indirects sur les industries qui fournissent les intrants aux industries directement touchées, et les effets liés à l'approvisionnement de ces industries pour tous les cycles de dépenses subséquentes; et

- Les effets induits sur les industries générés par les dépenses du revenu des ménages.

Les mesures utilisées par le modèle pour estimer les incidences économiques sont le produit intérieur brut (valeur ajoutée), l'emploi, les revenus du travail et de la production brute.

Dans le cadre de l'examen des incidences économiques du Projet d'inversion de la canalisation 9B, des simulations distinctes ont été effectuées pour la construction et l'exploitation en raison de la nature distincte de ces activités. Les différences peuvent être mises en évidence par l'examen de la structure d'entrée des industries directement touchées par le Projet.

La Figure 6 montre la structure d'entrée du secteur de l'ingénierie et de la construction dans l'industrie pétrolière et gazière au Canada pour 2008. Les données relatives à la structure d'entrée des industries provinciales sont confidentielles. Le graphique circulaire montre l'utilisation d'intrants associée à chaque tranche de 100 \$ de dépenses affectées à la production du secteur. Le Tableau 19 de l'annexe présente une répartition plus détaillée.

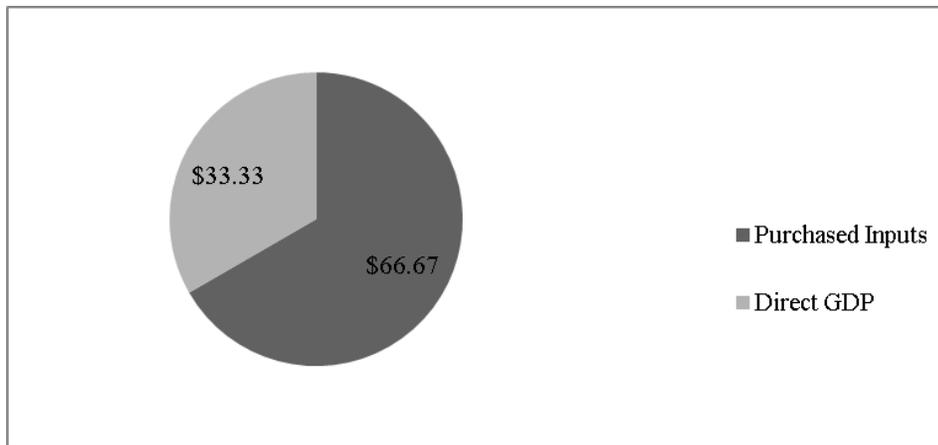


Figure 6 : Répartition des intrants et des dépenses par tranche de 100 \$ de production du secteur de l'ingénierie et de la construction dans l'industrie pétrolière et gazière, 2008

Anglais	Français
\$33.33	33,33 \$
\$66.67	66,67 \$
Purchased Inputs	Intrants achetés
Direct GDP	PIB direct

Le secteur de l'ingénierie et de la construction dans l'industrie pétrolière et gazière se caractérise par une part relativement importante de la valeur totale du rendement qui sert à acheter des intrants provenant d'autres industries (66,67 \$ par tranche de 100 \$). Ainsi, même si la construction directe d'un projet peut avoir lieu dans une province

donnée, les intrants seront achetés à des fournisseurs nationaux dans d'autres provinces, en particulier dans les régions où l'activité manufacturière est plus développée. Par conséquent, les effets économiques du Projet ont tendance à être assez dispersés sur le plan géographique. De plus, en raison de la forte proportion d'intrants achetés, l'activité de construction tend à être caractérisée par des effets indirects relativement importants (et par des pertes pour l'économie nationale sous forme d'importations).

En ce qui concerne l'exploitation, la Figure 7 montre la structure d'entrée du secteur du transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline au Canada en 2008 pour chaque tranche de 100 \$ de dépenses affectées à la production du secteur. Les données relatives à la structure d'entrée des industries provinciales sont confidentielles. Le Tableau 19 de l'annexe présente une répartition plus détaillée.

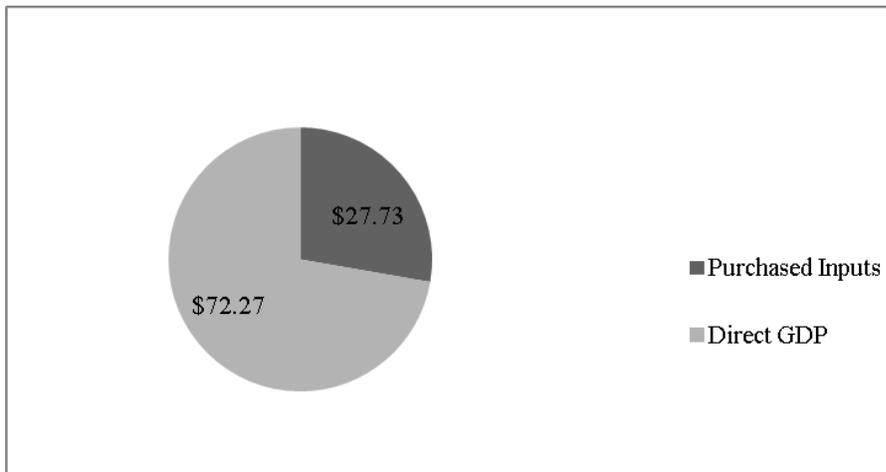


Figure 7 : Répartition des intrants et des dépenses par tranche de 100 \$ de production du secteur du transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline, 2008

Anglais	Français
\$72.27	72,27 \$
\$27.73	27,73 \$
Purchased Inputs	Intrants achetés
Direct GDP	PIB direct

Le secteur canadien du transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline se caractérise par une part de production relativement importante qui va directement dans le PIB (72,27 \$ par tranche de 100 \$). Par conséquent, l'exploitation aura une plus grande incidence dans les régions où les activités sont exercées, où elle sera directe et concentrée, et une incidence moindre sur les fournisseurs d'intrants dans d'autres régions du Canada, où elle sera indirecte (et se traduira par relativement moins d'importations).

Les simulations du Modèle d'entrées-sorties pour le Projet ont été réalisées par la Division des comptes des industries de Statistique Canada, en utilisant les données sur les dépenses de construction et d'exploitation fournies pour le Projet. Pour la construction, le secteur de l'ingénierie et de la construction dans l'industrie pétrolière et gazière en Ontario et au Québec a fait l'objet d'un choc correspondant au montant des dépenses en immobilisations (121,8 M\$, à raison de 60 % en Ontario et 40 % au Québec).

Pour ce qui est de l'exploitation, le choc initial total équivaut aux besoins en produits d'exploitation estimatifs associés au transport du pétrole brut de l'Ouest canadien par la canalisation 9 en direction est. Les besoins en produits d'exploitation couvrent les dépenses liées à l'énergie, les impôts fonciers, les autres coûts d'exploitation, l'amortissement/le remplacement des immobilisations, le rendement réalisé et l'impôt des sociétés. Le choc direct cumulatif de 1 478 M\$ lié à l'exploitation sur 30 ans a été réparti entre l'Ontario et le Québec en fonction des dépenses en immobilisations relatives (60/40).

Le Modèle d'entrées-sorties produit des estimations des effets directs, indirects et induits du Projet. Les effets induits peuvent provenir de plusieurs sources, notamment a) la réaffectation d'une partie des revenus du travail (après impôts et épargne) attribuables au Projet, b) le réinvestissement ou la dépense des bénéfices d'entreprise par les actionnaires, et c) la dépense des recettes publiques générées par le Projet. La version « fermée » du Modèle d'entrées-sorties de Statistique Canada, qui comprend les effets induits liés à la réaffectation des revenus des ménages, a été utilisée.

Au-delà des modifications de la canalisation 9B et de l'exploitation du pipeline en mode inversé, l'inversion de la canalisation 9B devrait avoir un effet économique significatif sur l'industrie du raffinage de pétrole brut au Québec. Cet effet provient du remplacement des importations de pétrole brut étranger des zones extracôtières par le pétrole brut nord-américain accessible à un prix inférieur et livré aux raffineries au Québec. Comme l'avantage pour les raffineurs est conditionnel à la réalisation et à l'exploitation du Projet d'inversion de la canalisation 9B, les économies annuelles liées à la charge d'alimentation (c.-à-d., une augmentation de l'excédent d'exploitation pour les raffineurs¹¹) sont considérées comme un effet économique direct du Projet. L'incidence sur les raffineurs a été calculée en multipliant le volume de pétrole nord-américain livré au Québec par l'écart de prix prévu entre le pétrole étranger et le pétrole nord-américain ajusté en fonction des coûts de transport jusqu'aux raffineries. L'incidence multipliée globale des économies que les raffineurs obtiendraient d'une réduction du coût de leur consommation de pétrole brut est beaucoup plus difficile à déterminer. Cette difficulté est attribuable au fait que le Modèle d'entrées-sorties n'est pas un modèle de prix et qu'il est donc impossible de déterminer l'incidence économique d'une réduction du coût des intrants. Par conséquent, dans le scénario de référence du Projet d'inversion, nous avons ajouté les économies relatives au PIB du Québec (excédent d'exploitation) en tant qu'effet économique direct du Projet. Il n'y a aucun effet direct associé sur l'emploi ou les revenus du travail. Nous n'avons pas non plus estimé l'incidence indirecte (ni les effets induits des dépenses des ménages) de ces économies en aval. Autrement dit, on suppose que l'effet direct sur les raffineurs a une valeur multiplicatrice de 1,0¹².

Cependant, dans la rubrique 6.1 (Autres effets induits), des analyses supplémentaires ont été réalisées pour évaluer l'incidence induite possible d'une augmentation de l'excédent du raffinage et pour considérer les résultats comme un ajout au scénario de référence. On juge qu'il s'agit d'une approche conservatrice pour estimer les retombées économiques du Projet d'inversion de la canalisation 9B.

Les modèles d'entrées-sorties ont l'avantage de permettre d'obtenir des estimations détaillées des répercussions économiques liées à un projet sur des secteurs individuels de l'industrie pour chaque province, ce qui permet de

¹¹ L'excédent d'exploitation inclut l'amortissement (récupération du capital), les impôts sur le revenu, les intérêts et les bénéfices après impôts.

¹² Le multiplicateur est défini comme étant l'effet direct, indirect et induit divisé par l'effet direct.

déterminer les occasions d'affaires et d'emploi éventuelles. Les résultats des retombées peuvent également être utilisés pour évaluer l'importance économique relative du Projet en les comparant à l'envergure des économies provinciales et nationale. Les résultats du Modèle sont relativement faciles à comprendre et à interpréter. Cependant, l'utilisation de cet outil comporte un certain nombre d'inconvénients et de limitations, comme suit : a) les modèles d'entrées-sorties reflètent les structures de l'industrie, la technologie, les flux des échanges commerciaux et les coefficients de productivité du travail pour une année donnée et ne reflètent pas le fait que l'économie peut changer au fil du temps ou que sa structure peut être modifiée par de très grands projets, b) les modèles d'entrées-sorties ne reflètent pas l'effet des autres forces économiques dynamiques, y compris les effets des variations de la masse monétaire, des prix relatifs ou de l'inflation générale, c) les modèles d'entrées-sorties sont strictement proportionnels ce qui fait en sorte qu'un doublement des entrées occasionne un doublement des sorties; par conséquent, aucune économie d'échelle n'est reconnue, d) les modèles d'entrées-sorties supposent qu'il n'y a pas de restrictions sur l'approvisionnement en intrants qui pourraient empêcher l'expansion économique de se produire ou l'inhiber¹³.

En résumé, les modèles d'entrées-sorties sont les outils habituellement utilisés pour estimer les retombées d'un projet. Ils sont des modèles statiques (il n'y a pas de reconnaissance du temps) qui mesurent les incidences macroéconomiques de l'investissement et des dépenses sur le PIB, l'emploi et les revenus du travail. Le secteur de l'industrie et les détails géographiques contribuent à la compréhension de la façon dont les « avantages » du projet seront distribués dans l'ensemble de l'économie. Les modèles d'entrées-sorties sont des modèles de sorties et non des modèles de prix, et ne sont donc pas une méthode appropriée pour estimer les effets induits des excédents. En outre, l'analyse ne tient pas compte de l'efficacité économique, comme le ferait une analyse du taux de rendement des flux de trésorerie actualisés (du point de vue du secteur privé) ou une analyse coûts-avantages sociaux (sur le plan de l'intérêt public). Pour que « les avantages » liés aux revenus et à l'emploi mesurés par le Modèle d'entrées-sorties se réalisent, le projet doit être économiquement viable.

3.2 Analyse fiscale

Les estimations des recettes publiques ont été préparées au moyen d'une méthodologie distincte, puisque les seuls impôts estimés par le Modèle d'entrées-sorties sont les taxes indirectes sur les produits et la production. Les impôts estimatifs générés par le Projet d'inversion de la canalisation 9B en lui-même (impôts fonciers et impôts sur le revenu des sociétés) sont présentés à la rubrique 2.2.3.

Les recettes publiques totales estimatives liées à l'achat d'intrants auprès du secteur des entreprises pour la construction et l'exploitation du Projet ont été calculées en appliquant la propension moyenne à l'imposition calculée à partir de données historiques aux « excédents d'exploitation » (pour l'impôt des sociétés) et aux « salaires et traitements et revenus supplémentaires du travail » (pour l'impôt des particuliers), estimés par le Modèle d'entrées-sorties. L'analyse excluait les redevances sur les ressources naturelles. Les estimations ont été calculées pour l'activité économique directe et indirecte attribuée au Projet et pour l'activité directe, indirecte et induite.

Des ajouts ont été faits pour tenir compte des taxes indirectes sur les produits et les taxes indirectes sur la production (déduction faite des subventions) estimées par le Modèle d'entrées-sorties pour les phases de construction et d'exploitation du Projet. Les taxes indirectes, déduction faite des subventions, ont été réparties entre les administrations fédérales, provinciales et locales en se fondant sur les renseignements de Statistique Canada¹⁴. Les

¹³ Par exemple, pendant les périodes de pointe de la construction, de très grands projets peuvent créer des emplois directs, indirects et induits d'une telle ampleur qu'il n'y a pas suffisamment de travailleurs dans l'économie locale ayant les compétences, l'éducation et l'expérience nécessaires, pour combler tous les emplois. Il s'agirait ici d'un cas de limitation de la capacité du marché du travail.

¹⁴ Statistique Canada, n° 13-018-X au catalogue, *Comptes économiques des provinces et des territoires : tableaux de données, Estimations 2010*, tableaux 12 et 15, consultés le 1^{er} et le 7 août 2012.

taxes indirectes sur les facteurs de production sont principalement provinciales et locales tandis que les taxes indirectes sur les produits sont principalement fédérales et provinciales.

Les recettes fiscales liées aux économies en coûts d'intrants des raffineries ont été estimées séparément, comme suit : les économies projetées en coûts d'intrants des raffineries ont été traitées comme un ajout au revenu net imposable et des taux d'imposition du revenu des sociétés de 15 % pour le fédéral et de 11,9 % pour le Québec ont été appliqués pour calculer les recettes fiscales directes.

4 Incidences sur le PIB, l'emploi et les revenus du travail

4.1 Développement et construction du pipeline

Le Tableau 2 montre que les dépenses en immobilisations de 121,8 M\$ pour l'inversion de la canalisation 9B généreront des retombées économiques multipliées partout au Canada. Le PIB augmentera pour passer de 88,3 M\$ à 113,3 M\$, les revenus du travail augmenteront pour passer de 56,6 M\$ à 70,7 M\$, et le Projet permettra de créer entre 864 et 1 130 années-personnes d'emploi. Les estimations les plus basses concernent les effets directs et indirects seulement, alors que les estimations les plus élevées concernent les effets induits des dépenses des ménages.

Tableau 2 : Phase de développement et de construction du pipeline, Retombées économiques directes, indirectes et induites (M\$ CAN de 2012, emplois en nombre d'années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Investissement dans le pipeline	48,72	73,08	0,00	0,00	0,00	121,80
PIB	30,67	53,64	2,30	0,91	0,73	88,25
Revenu du travail	19,48	35,0	1,11	0,65	0,34	56,60
Emploi	314	516	15	11	8	864
Retombées directes, indirectes et induites						
Investissement dans le pipeline	48,72	73,08	0,00	0,00	0,00	121,80
PIB	38,08	68,46	2,90	1,70	2,20	113,34
Revenu du travail	23,68	43,50	1,87	1,11	0,55	70,71
Emploi	403	667	29	19	12	1 130
Source : Division des comptes des industries de Statistique Canada, Simulations du Modèle d'entrées-sorties réalisées en juillet 2012.						

Les retombées économiques indiquées sont les effets multipliés (direct, indirect et induit) pour la période de développement et de construction (de 2012 à 2014). On s'attend à ce que les retombées économiques annuelles suivent le profil des dépenses en immobilisations annuelles (voir la Figure 4). Puisque les modifications de la canalisation 9B peuvent être effectuées à un coût relativement faible, on ne s'attend pas à ce que la phase de développement et de construction du Projet ait un effet déstabilisateur et bouleversant sur l'économie régionale. Contrairement aux incidences de la phase d'exploitation, les incidences du développement et de la construction ne persistent pas pendant de nombreuses années.

Pour le Canada (y compris les effets induits), le ratio d'intensité du PIB (PIB/dépenses en immobilisations) est égal à 0,93, le revenu du travail équivaut à environ 62 % du PIB, et le revenu du travail d'environ 62 575 \$ par année-personne d'emploi est implicite.

La répartition régionale des retombées économiques (y compris les effets induits) montre qu'environ 95 % des retombées se produisent au Québec et en Ontario et 5 % dans le reste du Canada (en utilisant l'emploi comme indicateur).

Les résultats du Modèle d'entrées-sorties montrent également que les incidences de la phase de développement et de construction s'étendent au-delà du secteur de l'ingénierie et de la construction dans l'industrie pétrolière et gazière. Des occasions d'affaires et d'emploi sont prévues dans un large éventail de secteurs industriels. Les occasions sont de deux ordres : les occasions en lien direct avec le Projet, et celles qui sont liées aux occasions indirectes et dérivées pour les établissements éloignés d'un ou de plusieurs niveaux de ceux qui ont un lien direct avec le Projet (c.-à-d. les effets multiplicateurs moins facilement identifiables et plus généraux du Projet). Le Tableau 3 illustre ce point en montrant les estimations d'emplois directs, indirects et induits par secteur d'activité.

Tableau 3 : Phase de développement et de construction du pipeline, Emplois directs, indirects et induits par secteur d'activité (années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Primaire	26	15	1	0	1	43
Services publics	1	2	1	0	1	5
Construction	43	236	0	0	0	279
Fabrication	27	37	4	2	1	71
Commerce	56	69	4	4	1	134
Transport et stockage	21	28	3	2	3	57
Finance, assurance et immobilier	26	39	2	1	1	69
Services professionnels, scientifiques et techniques	140	147	5	5	2	299
Autre	63	94	9	5	1	173
Total	403	667	29	19	12	1 130

Source : Division des comptes des industries de Statistique Canada, Simulations du Modèle d'entrées-sorties réalisées en juillet 2012.

4.2 Exploitation du pipeline

Le Tableau 4 montre que les produits d'exploitation de 1 478,1 M\$ sur 30 ans provenant du transport de pétrole vers l'est dans la canalisation 9 en passant par l'Ontario et le Québec (jusqu'à Montréal) généreront d'importantes retombées économiques multipliées dans l'ensemble de l'économie canadienne. Sur 30 ans d'exploitation, le PIB du Canada augmentera pour passer de 1,3 G\$ à 1,5 G\$, les revenus du travail augmenteront pour passer d'environ 285 M\$ à 365 M\$, et le Projet permettra de créer entre 4 600 et 6 100 années-personnes d'emploi. Les estimations les plus basses concernent les effets directs et indirects seulement, alors que les estimations les plus élevées concernent les effets induits des dépenses des ménages. Les retombées annuelles moyennes peuvent être obtenues en divisant les montants cumulatifs par 30 ans.

Tableau 4 : Phase d'exploitation du pipeline, Retombées économiques directes, indirectes et induites cumulatives (M\$ CAN de 2012, emplois en nombre d'années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Produits d'exploitation pipeliniers	591.2	886.9	0.0	0.0	0.0	1,478.1
PIB	527.2	787.3	19.1	6.6	4.8	1,345.0
Revenus du travail	96.0	177.4	5.4	4.3	4.3	287.5
Emploi	1,655	2,734	118	74	45	4,626

Retombées directes, indirectes et induites						
Produits d'exploitation pipeliniers	591,2	886,9	0,0	0,0	0,0	1 478,1
PIB	567,5	870,3	28,9	11,3	7,3	1 485,2
Revenus du travail	118,9	224,9	12,1	7,0	3,3	366,3
Emploi	2 143	3 592	177	118	89	6 119
Source : Division des comptes des industries de Statistique Canada, Simulations du Modèle d'entrées-sorties réalisées en juillet 2012.						

Par rapport aux retombées annuelles de la construction, les retombées annuelles de l'exploitation sont plus faibles, mais représentent des effets durables à long terme.

Les incidences de la phase d'exploitation ont tendance à être dominées par les incidences directes associées à la proportion relativement élevée de la valeur de production allant directement dans le PIB. Les intrants achetés constituent une part moins importante de la valeur de production, et il y a par conséquent moins d'importations (voir la Figure 7). Les effets indirects ont également tendance à être proportionnellement moindres que pour les activités de construction.

Au Canada (y compris les effets induits), le ratio d'intensité du PIB (PIB/produits d'exploitation pipeliniers) de 1,00 est relativement élevé puisque la plupart des besoins en produits d'exploitation sont du PIB direct. Les revenus du travail équivalent à environ 25 % du PIB et un revenu du travail d'environ 60 000 \$ par année-personne d'emploi est implicite. Une grande partie de l'incidence sur le PIB indiquée est directe et concentrée en Ontario et au Québec, où le service de pipeline serait fourni. Les effets indirects sont répartis de façon plus générale.

La répartition régionale des retombées économiques (y compris les effets induits) indique qu'environ 94 % des effets se produisent au Québec et en Ontario et 6 % dans le reste du Canada (en utilisant l'emploi comme indicateur).

Les résultats du Modèle d'entrées-sorties montrent également que les incidences de la phase d'exploitation s'étendent bien au-delà du secteur du transport par pipeline. Les occasions d'affaires et d'emploi devraient être réparties dans de nombreux secteurs de l'industrie en raison des liens entre les industries. Les incidences directes, indirectes et induites estimatives sur l'emploi par secteur d'activité sont résumées au Tableau 5.

Tableau 5 : Phase d'exploitation du pipeline, Emplois cumulatifs directs, indirects et induits par secteur d'activité (années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B	AUTRE	CANADA
Primaire	15	15	30	7	7	74
Services publics	44	59	0	0	0	103
Construction	163	103	0	0	0	266
Fabrication	118	148	15	15	0	296
Commerce	296	458	15	30	14	813
Transport et stockage	310	695	15	15	44	1 079
Finance, assurance et immobilier	296	547	15	15	0	872
Services professionnels, scientifiques et techniques	325	488	15	15	14	857
Autre	576	1 079	72	21	10	1 759
Total	2 143	3 592	177	118	89	6 119
Données cumulatives sur l'emploi fondées sur 30 ans d'exploitation.						
Source : Division des comptes des industries de Statistique Canada. Simulations du Modèle d'entrées-sorties						

réalisées en juillet 2012.

4.3 Économies liées à la charge d'alimentation des raffineries

Les raffineries du Québec traitent actuellement le pétrole brut provenant de la région canadienne de l'Atlantique et de sources à l'étranger. Le Québec possède deux raffineries, qui ont une capacité combinée d'environ 400 000 bpj. Il s'agit de la raffinerie de Montréal, située à Montréal (Produits Suncor Énergie, s.e.n.c.) et de la raffinerie Jean-Gaulin, située à Lévis (Ultramar Ltd.)¹⁵. Ces raffineries sont configurées de manière à traiter principalement du pétrole brut léger. Comme elles font l'achat de brut extracôtier étranger qui est plus coûteux, les raffineries du Québec sont désavantagées sur le plan concurrentiel par rapport aux autres raffineries ayant accès au pétrole brut intérieur de l'Ouest du Canada, qui coûte moins cher.

Les retombées économiques du raffinage du pétrole dans la province du Québec sont beaucoup plus importantes que les effets de la construction et de l'exploitation du Projet d'inversion de la canalisation 9B. Comme l'indique la rubrique portant sur la description du Projet, le scénario de référence concernant l'inversion de la canalisation 9B prévoit un débit marginal de pétrole nord-américain à Montréal (comparé au scénario de référence excluant le Projet d'inversion) correspondant à 250 000 bpj. Grâce à l'écart de prix entre le pétrole brut nord-américain et le pétrole brut étranger extracôtier qui est actuellement consommé par les raffineries du Québec, l'industrie du raffinage pourrait réaliser des économies en réduisant les coûts associés à sa consommation de pétrole brut. Ces économies pourront être réalisées grâce à l'achèvement de la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9, récemment approuvée, et à l'inversion de la canalisation 9B.

Les retombées directes sur les raffineurs du Québec ont été calculées en multipliant le volume du pétrole intérieur de l'Ouest canadien livré au Québec par l'écart de prix entre le pétrole étranger et le pétrole nord-américain, ajusté pour tenir compte des coûts de transport du pétrole jusqu'aux raffineries. Le coût estimé de la livraison de pétrole brut de remplacement aux raffineries de Montréal et de Québec est présenté en annexe, au Tableau 17 et au Tableau 18, respectivement. Les hypothèses additionnelles suivantes ont été faites : i) débit quotidien sera de 250 000 bpj; ii) les livraisons seront échelonnées sur une période de 30 ans à partir de la deuxième moitié de 2014; iii) les livraisons seront réparties également entre les villes de Montréal et de Québec; iv) le pétrole étranger remplacé sera 30 % du pétrole Brent et 70 %, du pétrole Bonny Light; et v) 50 % du pétrole de remplacement national sera du brut moyennement sulfureux et 50 %, du brut synthétique peu sulfureux.

Dans le scénario de référence, les retombées économiques des économies sont estimées en ajoutant les économies que le marché du raffinage réaliserait à l'excédent d'exploitation (PIB) au Québec. Il s'agit uniquement d'une estimation des retombées directes, qui ne comprend pas les retombées indirectes et induites possibles de ces économies plus en aval.

Le Tableau 6 présente les retombées économiques directes au Québec des économies liées à la charge d'alimentation prévues dans les prévisions des prix du pétrole d'Enbridge.

Tableau 6 : Retombées économiques directes des économies liées aux coûts des raffineries, de 2014 à 2043 (M\$ CAN de 2012, emplois en nombre d'années-personnes)

	QC
Retombées directes seulement	
Économies liées aux coûts des raffineries	23 512
PIB	23 512
Revenus du travail	0

¹⁵ Institut canadien des produits pétroliers, Sites de raffinage et capacité, http://www.cppei.ca/index_e.php?p=65, consulté le 2 août 2012. Les capacités respectives de Montréal et de Lévis sont de 20,7 10³m³/j et de 42,1 10³m³/j.

Emploi	0
--------	---

Les retombées économiques directes des économies liées aux coûts des raffineries de 23,5 G\$ sur une période de 30 ans (ou 2,2 G\$ sur 5 ans et 5,5 G\$ sur 10 ans) sont comparables aux retombées directes, indirectes et induites de la phase de développement et de construction du pipeline sur le PIB, qui correspondent à 113 M\$, ou aux retombées directes, indirectes et induites de l'exploitation du pipeline sur le PIB, qui correspondent à 1 485 M\$ sur 30 ans. Le Projet exerce un effet prédominant sur l'industrie du raffinage et cet effet est beaucoup plus important que celui de la construction et de l'exploitation du pipeline. En raison de leur importance, les retombées des économies liées aux coûts des raffineries sont soumises à une analyse de sensibilité à la rubrique 6.

4.4 Projet global

Les retombées économiques sur le PIB, les revenus du travail et l'emploi des phases de la construction et de l'exploitation du pipeline sont présentées au Tableau 7. On y présente aussi les retombées économiques directes découlant des économies de 23 512 M\$ sur 30 ans pour le marché du raffinage du Québec. Il s'agit de loin des retombées les plus importantes relevées dans le présent rapport.

Tableau 7 : Retombées économiques globales du Projet d'inversion de la canalisation 9B, de 2012 à 2043 (M\$ CAN de 2012, emplois en nombre d'années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Investissement dans le pipeline, produits d'exploitation pipeliniers et économie sur le marché des raffineries	24 152	960	0	0	0	25 112
PIB	24 070	841	21	8	6	24 945
Revenus du travail	115	212	7	5	5	344
Emploi	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Retombées directes, indirectes et induites						
Investissement dans le pipeline, produits d'exploitation pipeliniers et économie sur le marché des raffineries	24 152	960	0	0	0	25 112
PIB	24 118	939	32	13	10	25 111
Revenus du travail	143	268	14	8	4	437
Emploi	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Les retombées globales comprennent les retombées de la construction et de l'exploitation du pipeline sur 30 ans (directes, indirectes et induites). Elles comprennent aussi les économies liées à la charge d'alimentation des raffineries sur 30 ans découlant de la substitution du pétrole brut étranger par du pétrole nord-américain à moindre coût. Ces économies de coûts comprennent uniquement les retombées directes sur l'économie. Source : Tableau 2, Tableau 4 et Tableau 6.						

Les retombées multipliées totales du Projet sur le PIB canadien sont de l'ordre de 24,9 G\$ à 25,1 G\$ les revenus du travail augmentent pour passer de 344 M\$ à 437 M\$, et l'emploi augmente pour passer de 5 490 à 7 249 années-personnes. Les montants de PIB sont biaisés par les économies directes réalisées sur le marché du raffinage au Québec, qui sont comptabilisées automatiquement dans le PIB, sans y inclure les effets indirects ou induits en aval.

5 Incidences sur les recettes publiques

5.1 Développement et construction du pipeline

Les recettes publiques estimatives associées à la phase de développement et de construction du Projet sont présentées au Tableau 8. Ce tableau comprend les données associées à l'impôt des sociétés et à l'impôt des particuliers.

Tableau 8 : Retombées sur les recettes publiques de la phase de développement et de construction du pipeline, de 2012 à 2014 (M\$ CAN de 2012)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Recettes publiques fédérales	2,8	8,2	0,3	0,2	0,1	11,6
Recettes publiques provinciales	5,7	6,2	0,2	0,1	–	12,3
Recettes publiques locales	1,9	5,6	–	–	–	7,6
Total des recettes publiques	10,4	20,1	0,5	0,3	0,1	31,4
Retombées directes, indirectes et induites						
Recettes publiques fédérales	3,9	11,0	0,6	0,3	0,1	15,9
Recettes publiques provinciales	7,6	8,8	0,3	0,2	0,1	16,9
Recettes publiques locales	2,3	6,6	0,1	–	–	9,0
Total des recettes publiques	13,8	26,3	1,0	0,5	0,2	41,8
Source : Les propensions moyennes à l'impôt ont été appliquées aux excédents d'exploitation (pour l'impôt des sociétés) et aux revenus du travail (pour l'impôt des particuliers) à partir des simulations du Modèle d'entrées-sorties de Statistique Canada réalisées en juillet 2012. Un ajout a été fait pour tenir compte des taxes indirectes sur les produits et sur la production (déduction faite des subventions) qui sont estimées dans le Modèle d'entrées-sorties.						

On estime que les recettes publiques découlant de la phase de développement et de construction du Projet d'inversion de la canalisation 9B se situeront entre 31,4 M\$ et 41,8 M\$, le dernier chiffre incluant les activités économiques induites. Pour le Canada, le montant des impôts directs représente environ 60 % des recettes publiques, et les impôts indirects, les 40 % restants.

5.2 Exploitation du pipeline

Les recettes publiques estimées attribuables aux retombées économiques de la phase d'exploitation du pipeline sont indiquées au Tableau 9. L'impôt des sociétés et l'impôt des particuliers sont tous deux compris et on montre l'incidence sur les recettes publiques de l'exploitation sur 30 ans.

Tableau 9 : Retombées sur les recettes publiques de la phase d'exploitation du pipeline, de 2014 à 2043 (M\$ CAN de 2012)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Recettes publiques fédérales	39,8	84,8	2,5	1,1	0,5	128,8
Recettes publiques provinciales	53,7	59,1	1,2	0,6	0,3	114,9
Recettes publiques locales	17,3	24,9	0,3	0,1	0,1	42,7
Total des recettes publiques	110,8	168,8	4,0	1,8	0,9	286,3
Retombées directes, indirectes et induites						
Recettes publiques fédérales	45,8	100,4	4,0	1,9	0,8	152,9
Recettes publiques provinciales	63,6	73,2	2,1	1,2	0,6	140,7
Recettes publiques locales	19,4	30,2	0,5	0,3	0,1	50,5
Total des recettes publiques	128,9	203,7	6,6	3,4	1,5	344,1
Source : Les propensions moyennes à l'impôt ont été appliquées aux excédents d'exploitation (pour l'impôt des						

sociétés) et aux revenus du travail (pour l'impôt des particuliers) à partir des simulations du Modèle d'entrées-sorties de Statistique Canada réalisées en juillet 2012. Un ajout a été fait pour tenir compte des taxes indirectes sur les produits et sur la production (déduction faite des subventions) qui sont estimées dans le Modèle d'entrées-sorties.

On estime que pendant les 30 ans que durera l'exploitation du Projet d'inversion de la canalisation 9B, les recettes publiques varieront entre 286 M\$ et 344 M\$, le dernier chiffre incluant les activités économiques induites. Pour le Canada, le montant des impôts directs représente environ 70 % des recettes publiques, et les impôts indirects, les 30 % restants.

5.3 Économies liées aux coûts des raffineries

À la rubrique 4.3, on a établi que des économies liées aux coûts des raffineries de 23,5 G\$ découleraient du Projet d'inversion de la canalisation 9B En donnant accès à des sources supplémentaires de pétrole nord-américain en tant que solution de rechange à la consommation continue de pétrole étranger extracôtier. Une somme similaire a été ajoutée au PIB du Québec (excédent). Les économies en coûts d'intrants des raffineries ont été traitées comme un ajout au revenu net imposable et des taux d'imposition du revenu des sociétés de 15,0 % pour le fédéral et de 11,9 % pour le Québec ont été appliqués pour calculer les recettes fiscales directes connexes. Ces recettes totalisent 6,3 G\$ (3 527 M\$ au fédéral et 2 798 M\$ au Québec). Elles ont été calculées en s'appuyant uniquement sur les effets directs du Projet sur les économies liées aux coûts des raffineries.

5.4 Projet global

Les effets globaux du Projet (construction et exploitation) sur les recettes publiques et les recettes fiscales estimées découlant des économies réalisées par les raffineurs québécois sur la charge d'alimentation sont présentés au Tableau 10. Il s'agit d'une estimation des incidences cumulatives pour la période comprise entre 2012 et 2043.

Tableau 10 : Retombées du Projet d'inversion de la canalisation 9B sur les recettes publiques, de 2012 à 2043 (M\$ CAN de 2012)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Recettes publiques fédérales	3 569,6	93,0	2,8	1,3	0,6	3 667,4
Recettes publiques provinciales	2 857,4	65,3	1,4	0,7	0,3	2 925,2
Recettes publiques locales	19,2	30,5	0,3	0,1	0,1	50,3
Total des recettes publiques	6 446,2	188,9	4,5	2,1	1,0	6 642,7
Retombées directes, indirectes et induites						
Recettes publiques fédérales	3 576,7	111,4	4,6	2,2	0,9	3 695,8
Recettes publiques provinciales	2 869,2	82,0	2,4	1,4	0,7	2 955,6
Recettes publiques locales	21,7	36,8	0,6	0,3	0,1	59,5
Total des recettes publiques	6 467,7	230,0	7,6	3,9	1,7	6 710,9
Les retombées globales du Projet comprennent les recettes publiques attribuables aux retombées de la construction et de l'exploitation du pipeline sur 30 ans et les impôts sur l'augmentation du revenu net imposable attribuable aux économies en coûts d'intrants des raffineries découlant du Projet.						
Source : Tableau 8, Tableau 9 et rubrique 5.3.						

Les recettes publiques pendant la durée de vie du Projet se situent aux alentours de 6,7 G\$ et la majeure partie des impôts proviennent des économies prévues en coûts d'intrants des raffineries. Il est à noter que les estimations des recettes publiques sont liées aux retombées directes, indirectes et induites de la construction et de l'exploitation du pipeline, et aux effets directs seulement de l'exploitation des raffineries. Les recettes publiques comprennent les impôts sur le revenu des particuliers, les impôts sur le revenu des sociétés et les impôts indirects moins les

subventions et les cotisations aux régimes d'assurance sociale (RPC ou RRQ et AE). Les redevances sur les ressources naturelles sont exclues.

6 Autres conséquences

6.1 Autres effets induits

Les effets induits peuvent provenir de plusieurs sources (voir la rubrique 3.1). Seuls les effets induits des réaffectations des revenus du travail associées à la construction et à l'exploitation de la canalisation 9B inversée ont été pris en compte.

Les effets induits supplémentaires les plus importants sont associés aux économies liées à la charge d'alimentation des raffineries qui sont attribuables au Projet. Aucune estimation de ces effets induits en aval n'a été effectuée dans le cadre du scénario de référence, car on ne sait pas exactement comment les excédents d'exploitation supplémentaires seraient utilisés. De nombreuses possibilités existent, y compris : i) leur investissement par les raffineurs en remplacement des immobilisations, ii) leur investissement dans des activités de recherche et de développement, iii) leur investissement dans une nouvelle capacité de production, iv) leur investissement en vue de respecter de nouveaux règlements en matière d'environnement et de sécurité, v) leur investissement dans l'adaptation des raffineries pour que celles-ci puissent raffiner du pétrole brut plus lourd, vi) leur distribution aux actionnaires sous forme de dividendes, qui seront investis à leur tour ou utilisés pour l'achat de biens et de services de consommation, vii) leur utilisation en vue de réduire le prix des produits pétroliers raffinés, les entreprises et les consommateurs réalisant plus d'économies¹⁶, viii) leur utilisation en vue de réduire les emprunts pour le financement des projets d'investissement planifiés, ix) leur rétention sous forme de bénéfices non distribués et comme faisant partie du bassin d'investissements canadien, et x) les dépenses gouvernementales affectées aux biens et services à partir des impôts associés à l'augmentation des revenus nets imposables des raffineurs.

Les niveaux de réinvestissement dans l'industrie ont toujours été très élevés par le passé. Depuis 1980, l'industrie canadienne du raffinage a investi en tout près de 40 G\$ (\$ de 2002) dans ses activités. L'industrie du raffinage du pétrole compte parmi les industries ayant la plus forte intensité de capital parmi le secteur des entreprises canadiennes, avec une intensité de capital de 241 \$ en capital physique par heure travaillée dans le secteur, comparativement à 31 \$ pour le secteur manufacturier et à 38 \$ pour le secteur des entreprises dans son ensemble¹⁷.

Le scénario de référence du rapport a été obtenu en procédant à des simulations du Modèle d'entrées-sorties pour les coûts associés au pipeline (construction et exploitation), en utilisant les économies liées à la charge d'alimentation sous forme de bénéfices non distribués (directement comptabilisés au PIB, en supposant qu'il n'y a pas d'effets en aval et par le fait même, aucun effet multiplicateur associé). On n'a reconnu aucun effet indirect ou induit associé à l'augmentation des excédents d'exploitation des raffineries et, par conséquent, les résultats découlant du scénario de référence sont jugés conservateurs.

Dans la présente rubrique, on illustre les effets induits en aval liés aux économies en coûts d'intrants des raffineries en tenant compte de quatre possibilités pour lesquelles on dispose de données permettant de rendre certaines estimations possibles. Dans chaque scénario, les résultats s'ajouteraient aux résultats du scénario de référence. Ceux-ci n'ont toutefois pas été ajoutés en raison des incertitudes mentionnées plus haut.

¹⁶ Dans la mesure où les prix des produits pétroliers raffinés canadiens sont liés davantage aux prix des produits importés qu'aux coûts associés à la charge d'alimentation, il pourrait n'y avoir aucune incidence sur les prix des produits. Les retombées toucheraient davantage les raffineurs que les consommateurs.

¹⁷ Todd Crawford, *Canada's Petroleum Refining Sector: An Important Contributor Facing Global Challenges*, Le Conference Board of Canada, octobre 2011, page 24.

Dans le premier scénario, on considère que les effets induits par l'augmentation des dépenses publiques résultent de l'augmentation des recettes publiques. Ces effets ont uniquement été pris en compte relativement au raffinage en raison de leur importance. Il serait possible que des effets induits semblables découlent des recettes publiques supplémentaires générées par des modifications de la canalisation 9B et par l'exploitation du pipeline, mais on ne les a pas estimés. On n'a pas retenu non plus le scénario selon lequel l'augmentation des recettes publiques entraînerait une réduction des impôts et une augmentation des dépenses du consommateur.

L'« industrie des autres services d'administration provinciale et territoriale » du Québec s'est vu imposer un choc correspondant au montant des recettes provinciales du Québec générées par l'impôt sur les bénéfices des sociétés, et l'« industrie des autres services du gouvernement fédéral » s'est vu imposer un choc correspondant au montant des recettes fédérales générées par l'impôt sur les bénéfices des sociétés attribuables à la réduction des coûts d'intrants dans l'industrie du raffinage. Les dépenses du gouvernement fédéral ont été réparties dans l'ensemble des provinces et territoires du Canada en s'appuyant sur le taux de population actuel. Les résultats sont présentés au Tableau 11.

Tableau 11 : Retombées directes, indirectes et induites de l'augmentation des dépenses publiques liées aux recettes fiscales associées aux coûts d'intrants réduits dans l'industrie du raffinage du pétrole, de 2014 à 2043 (M\$ CAN de 2012, emplois en nombre d'années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Dépenses publiques des impôts sur les économies de coûts d'intrants réalisées par les raffineurs	3 614	1 368	622	467	253	6 325
PIB	3 079	1 368	599	436	235	5 717
Revenus du travail	2 335	1 110	459	360	185	4 449
Emploi	34 976	14 041	5 439	4 554	2 340	61 350
Retombées directes, indirectes et induites						
Dépenses publiques des impôts sur les économies de coûts d'intrants réalisées par les raffineurs	3 614	1 368	622	467	253	6 325
PIB	3 904	2 025	848	631	320	7 728
Revenus du travail	2 801	1 493	588	472	231	5 585
Emploi	44 905	20 872	7 526	6 578	3 289	83 170
Source : Division des comptes de Statistique Canada, Simulations du Modèle d'entrées-sorties des dépenses publiques, réalisées en août 2012.						

Dans un deuxième scénario, on suppose que les économies de coûts d'intrants contribuent à la compétitivité du secteur du raffinage du pétrole du Canada, évitant ainsi une plus grande perte de capacité. L'analyse s'appuie en grande partie sur les résultats tirés d'une étude portant sur la contribution économique de l'industrie du raffinage du Canada menée par le Conference Board of Canada à l'intention de l'Institut canadien des produits pétroliers¹⁸. L'étude introduit un scénario hypothétique partant du principe selon lequel le Canada perd 10 % de sa capacité de raffinage (c.-à-d. environ 200 000 bpj ou une réduction initiale d'environ 270 M\$ en dollars constants des montants pour le raffinage compris dans le PIB) du fait que la production nationale est remplacée par des importations de produits pétroliers raffinés en raison de pressions concurrentielles. On estime que les retombées économiques directes, indirectes et induites au cours d'une période de cinq ans entraîneraient un recul du PIB réel de 806 M\$ (\$ de 2002) par année et une perte permanente de 7 700 emplois. On a estimé que les finances publiques diminueraient

¹⁸ *Ibid.* Le choc invoqué par le Conference Board représente une réduction de 10 % directement dans le PIB réel par le secteur du raffinage.

de 345 M\$ par année en dollars courants¹⁹. L'analyse du Conference Board suppose que le scénario de la perte de capacité de raffinage n'aura pas de répercussions directes sur le segment en aval de l'industrie et que le transport ou la logistique ne nuira pas trop à l'augmentation des importations nettes de produits pétroliers raffinés. Le Conference Board a aussi noté que les résultats pourraient être plutôt linéaires, de sorte que si la réduction de la capacité de raffinage était de 5 % plutôt que de 10 %, les estimations des répercussions pourraient être plus ou moins diminuées de moitié.

Dans un troisième scénario, on suppose que certains bénéfices non distribués ont été réinvestis dans l'industrie du raffinage du pétrole. Ce réinvestissement a été effectué en imposant au Québec un choc de 100 M\$ (montant choisi arbitrairement) sur le « secteur de l'ingénierie et de la construction dans l'industrie pétrolière et gazière ». Le Tableau 12 présente les retombées économiques directes, indirectes et induites sur le PIB, les revenus du travail et l'emploi.

Tableau 12 : Retombées économiques multipliées liées à l'investissement dans le raffinage (M\$ CAN de 2012, emplois en nombre d'années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Investissement dans le raffinage	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
PIB	60,1	7,2	1,6	1,0	0,9	70,8
Revenus du travail	38,0	5,0	0,8	0,7	0,5	45,0
Emploi	609	82	13	12	6	722
Retombées directes, indirectes et induites						
Investissement dans le raffinage	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
PIB	73,0	11,7	2,7	1,6	1,5	90,5
Revenus du travail	45,3	7,7	1,4	1,1	0,6	56,1
Emploi	764	130	21	19	12	946
Source : Division des comptes des industries de Statistique Canada, Simulation du Modèle d'entrées-sorties pour l'investissement dans le raffinage, réalisée en août 2012.						

Dans le quatrième scénario, on suppose que l'augmentation des excédents est répercutée sous forme d'une hausse de dividendes et que ceux-ci sont dépensés à leur tour par les ménages dans l'économie globale. Le pourcentage d'actions détenues par les particuliers ou les ménages (par rapport aux investisseurs dans les entreprises ou aux investisseurs institutionnels), la résidence des actionnaires, le taux d'imposition des dividendes et le pourcentage des dividendes après impôt servant à la consommation ne sont pas connus.

¹⁹ *Ibid.*, page 32. Pour mettre les chiffres en perspective, la fermeture de la raffinerie Shell de Montréal aurait entraîné une réduction de la production de raffinage canadienne d'environ 7 % en 2011 (page 37).

À titre d'exemple, nous avons imposé un choc sur les marchandises comprenant des dépenses de consommation au Québec et en Ontario d'un montant de 100 M\$ (choisi arbitrairement). Le Tableau 13 présente les retombées économiques multipliées sur le PIB, les revenus du travail et l'emploi.

Tableau 13 : Retombées économiques multipliées des dépenses de consommation (M\$ CAN de 2012, emplois en nombre d'années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Québec :						
Dépenses de consommation	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
PIB	55,6	8,0	2,0	0,8	0,8	67,2
Revenus du travail	31,6	4,9	0,7	0,5	0,6	38,3
Emploi	710	93	19	10	9	841
Ontario :						
Dépenses de consommation	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0
PIB	2,9	59,2	3,4	1,0	0,6	67,1
Revenus du travail	1,7	34,1	1,3	0,6	0,4	38,1
Emploi	39	655	24	12	8	738
Source : Division des comptes des industries de Statistique Canada, Simulations du Modèle d'entrées-sorties liées aux dépenses de consommation (modèle ouvert), réalisées le 27 janvier 2010.						

Les autres scénarios que nous avons retenus montrent que les retombées économiques seraient encore plus positives si on tenait compte des effets multiplicateurs en aval sur le secteur du raffinage. L'analyse du scénario de référence a permis de voir que les effets de la construction et de l'exploitation du pipeline de la canalisation 9B sont beaucoup moins importants que les effets sur le secteur du raffinage. Ce constat est encore plus évident lorsqu'on intègre les effets multiplicateurs en aval sur le secteur du raffinage, comme le démontrent les quatre scénarios précédents.

6.2 Analyse de sensibilité

Une analyse de sensibilité a également été menée pour relever et évaluer les principales incertitudes. Si l'on considère que les prix du pétrole brut de l'Alberta et celui des produits pétroliers raffinés sont fixes, cela laisse la possibilité de sensibilités à l'égard des coûts du pipeline, des écarts de prix du pétrole (reflétant différentes économies de coûts des raffineries), du déplacement (quel pétrole est déplacé par quel pétrole et à quel endroit) et de la production (avec les modifications associées aux coûts du pipeline et aux économies liées aux raffineries). Les résultats pour l'ensemble du Projet sont présentés pour le PIB et l'emploi et font la distinction entre les effets directs et indirects seulement, ainsi que les effets directs, indirects et induits.

Les résultats du scénario de référence sont fournis aux fins de comparaison (avec les économies liées aux raffineries mesurées sur des périodes de cinq ans, de dix ans et de trente ans). La période de 30 ans correspond à la durée de vie économique présumée du Projet d'inversion de la canalisation 9B; les autres périodes ont été choisies arbitrairement. Le Projet d'inversion est attrayant en raison des écarts de prix du pétrole brut existants, ce qui suggère un déséquilibre sur les marchés mondiaux du pétrole. Le Projet d'inversion de la canalisation 9B (et d'autres projets) met en place un processus visant à atténuer les écarts de prix, à faire évoluer le marché mondial du pétrole pour le rapprocher d'un équilibre à long terme dans lequel les écarts de prix du pétrole brut refléteront des écarts de coûts liés à la qualité et au transport.

Les sensibilités à l'égard des coûts du pipeline mettaient en jeu l'augmentation et la diminution des dépenses en immobilisations et des besoins en produits d'exploration au cours de l'exploitation de +25 %/-25 %, laissant tout le reste inchangé.

Dans les sensibilités à l'égard des écarts de prix du pétrole, les projections d'Enbridge relatives aux écarts de prix ont été augmentées de 50 %, puis diminuées de 50 %. La variation dans les écarts de prix pourrait provenir d'une perspective différente pour les prix internationaux du pétrole, d'une perspective différente pour les prix du pétrole nord-américain ou d'une perspective différente pour les coûts de transport des différents types de pétrole jusqu'aux raffineries du Québec. Les écarts de prix ont affiché une forte variabilité. « Les deux formules le plus communément utilisées pour établir le prix du brut sont le prix du West Texas Intermediate (WTI), c'est-à-dire le prix affiché à Cushing, en Oklahoma, et le prix du Brent (considéré comme le cours mondial), c'est-à-dire le prix de la Mer du Nord. Ces dernières années, le prix du Brent a été en général plus élevé que celui du WTI, la différence ayant grimpé jusqu'à 25 \$ le baril à un moment donné (le 31 janvier 2012, elle était de 13 \$ le baril, mais elle est passée récemment à 9 \$ le baril)²⁰. »

Un troisième groupe de sensibilités mettait en jeu la modification de certaines des hypothèses du scénario de référence qui ont servi à calculer les économies de coûts des raffineries. Les sensibilités à l'égard du déplacement comprenaient la répartition présumée des livraisons de pétrole entre les raffineries de Montréal et de Québec (35 %/65 %), la répartition présumée entre le pétrole moyennement sulfureux, le synthétique peu sulfureux et le pétrole de Bakken provenant des fournisseurs nationaux (25 %/75 %/0 % et 40 %/40 %/20 %) et la répartition présumée entre le pétrole de Brent et le Bonny Light provenant des fournisseurs étrangers (50 %/50 %). Par comparaison, le scénario de référence supposait que les livraisons de pétrole brut étaient de 50 % à Montréal et de 50 % à Québec, que les répartitions de pétrole nord-américain étaient de 50 % moyennement sulfureux et 50 % synthétique peu sulfureux et que les répartitions de pétrole importé étaient de 30 % de Brent et de 70 % de Bonny Light.

La sensibilité de production tenait compte d'un cas où le débit de la canalisation 9 diminuait de 10 000 bpj. Deux éléments de l'incidence économique du Projet sont touchés : les répercussions découlant des revenus annuels du Projet et des dépenses d'exploitation ainsi que les répercussions sur le marché du raffinage associées aux écarts de prix du pétrole.

Les résultats de l'analyse de sensibilité sont résumés au Tableau 14 (pour ce qui est du PIB) et au Tableau 15 (pour ce qui est de l'emploi).

**Tableau 14 : Résultats de l'analyse de sensibilité globale du Projet pour le PIB
(M\$ CAN de 2012)**

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 30 ans)	24 070	841	21	8	6	24 945
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 10 ans)	6 097	841	21	8	6	6 972
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 5 ans)	2 745	841	21	8	6	3 620
Coûts liés au pipeline +25 %	24 209	1 051	27	9	7	25 304
Coûts liés au pipeline -25 %	23 930	631	16	6	4	24 587
Écarts de prix plus élevés +50 %	35 826	841	21	8	6	36 701

²⁰ Rapport du Comité permanent des ressources naturelles, Leon Benoit, député, président, *État actuel et futur des oléoducs et des gazoducs et la capacité de raffinage au Canada*, mai 2012, 41^e législature, 1^{re} session, page 16.

Écarts de prix moins élevés -50 %	12 314	841	21	8	6	13 189
Répartition entre Montréal et Québec 35 %/65 %	22 877	841	21	8	6	23 752
Répartition du pétrole nord-américain, 25 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 75 % de synthétique peu sulfureux	22 134	841	21	8	6	23 009
Répartition du pétrole nord-américain, 40 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 40 % de synthétique, peu sulfureux, 20 % de Bakken	21 383	841	21	8	6	22 258
Répartition du pétrole importé, 50 % de Brent, 50 % de Bonny Light	21 466	841	21	8	6	22 341
Débit réduit de 10 000 b/j	23 108	809	21	7	5	23 950
Retombées directes, indirectes et induites						
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 30 ans)	24 118	939	32	13	10	25 111
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 10 ans)	6 145	939	32	13	10	7 138
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 5 ans)	2 793	939	32	13	10	3 786
Coûts liés au pipeline +25 %	24 269	1 174	40	16	12	25 510
Coûts liés au pipeline -25 %	23 966	704	24	10	7	24 711
Écarts de prix plus élevés +50 %	35 874	939	32	13	10	36 867
Écarts de prix moins élevés -50 %	12 362	939	32	13	10	13 355
Répartition entre Montréal et Québec 35 %/65 %	22 925	939	32	13	10	23 918
Répartition du pétrole nord-américain, 25 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 75 % de synthétique peu sulfureux	22 182	939	32	13	10	23 175
Répartition du pétrole nord-américain, 40 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 40 % de synthétique peu sulfureux, 20 % de Bakken	21 431	939	32	13	10	22 424
Répartition du pétrole importé, 50 % de Brent, 50 % de Bonny Light	21 514	939	32	13	10	22 507
Débit réduit de 10 000 b/j	23 154	904	31	13	9	24 110
Source : Les résultats du scénario de référence (avec les économies directes liées aux raffineries sur 30 ans d'exploitation) proviennent du Tableau 7. Les autres scénarios sont en fonction des calculs effectués par Demke Management Ltd.						

Tableau 15 : Résultats de l'analyse de sensibilité globale du Projet pour l'emploi (années-personnes)

	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Retombées directes et indirectes uniquement						
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 30 ans)	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 10 ans)	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Scénario de référence (et économies directes des raffineries sur 5 ans)	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Coûts liés au pipeline +25 %	2 461	4 063	166	106	66	6 863
Coûts liés au pipeline -25 %	1 477	2 438	100	64	40	4 118
Écarts de prix plus élevés +50 %	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Écarts de prix moins élevés -50 %	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Répartition entre Montréal et Québec 35 %/65 %	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Répartition du pétrole nord-américain, 25 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 75 % de synthétique peu sulfureux	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Répartition du pétrole nord-américain, 40 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 40 % de synthétique peu sulfureux, 20 % de Bakken	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Répartition du pétrole importé, 50 % de Brent, 50 % de Bonny Light	1 969	3 250	133	85	53	5 490
Débit réduit de 10 000 bpi	1 903	3 141	128	82	51	5 305
Retombées directes, indirectes et induites						
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 30 ans)	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 10 ans)	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Scénario de référence (et économies directes liées aux raffineries sur 5 ans)	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Coûts liés au pipeline +25 %	3 183	5 324	258	171	126	9 061
Coûts liés au pipeline -25 %	1 910	3 194	155	103	76	5 437
Écarts de prix plus élevés +50 %	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Écarts de prix moins élevés -50 %	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Répartition entre Montréal et Québec 35 %/65 %	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Répartition du pétrole nord-américain, 25 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 75 % de synthétique peu sulfureux	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Répartition du pétrole nord-américain, 40 % de mélange homogénéisé peu sulfureux, 40 % de synthétique peu sulfureux, 20 % de Bakken	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Répartition du pétrole importé, 50 % de Brent, 50 % de Bonny Light	2 546	4 259	206	137	101	7 249
Débit réduit de 10 000 bpi	2 460	4 115	199	132	97	7 004
Source : Les résultats du scénario de référence (avec les économies directes liées aux raffineries sur 30 ans d'exploitation) proviennent du Tableau 7. Les autres scénarios sont en fonction des calculs effectués par Demke Management Ltd.						

Les effets sur le PIB varient grandement, ce qui découle principalement des différentes hypothèses concernant l'élément du Projet relatif aux coûts d'intrants des raffineries du Projet. Les effets sur l'emploi sont les mêmes que pour le scénario de référence dans tous les cas de figure, sauf lorsque les coûts liés au pipeline peuvent varier et dans le cas de figure du débit réduit. Les autres scénarios concernent des modifications de l'élément des coûts d'intrants des raffineries. À titre de rappel, seuls les effets directs des économies de coûts d'intrants des raffineries sont inclus et ces effets se rapportent uniquement au PIB. Aucun effet indirect ou induit en aval lié aux dépenses effectuées par le secteur du raffinage sur l'augmentation de l'excédent d'exploitation (qui aurait eu des effets associés sur le PIB, les revenus du travail et l'emploi) n'a été inclus.

6.3 Conditions économiques actuelles et futures

Les principaux facteurs qui influent sur la capacité de l'économie à absorber des activités supplémentaires sont la nature et les exigences du Projet lui-même, la nature et le calendrier des autres grands projets d'investissement, la taille de l'économie en général et l'état de la macro-économie. Le Projet à l'étude est relativement petit et ses besoins en intrants sont limités. Il met en cause la modification et l'inversion d'une canalisation existante qui est en exploitation depuis 1976. En général, plus les économies sont importantes, plus les projets d'investissement peuvent être facilement absorbés. Le Tableau 16 de l'annexe indique que les économies du Québec et de l'Ontario où le Projet serait construit et exploité sont très importantes. L'état de la macro-économie est également important. Les incidences estimées relativement aux phases de construction et d'exploitation du pipeline pourraient être surestimées si à l'avenir l'économie tournait à son plein potentiel ou presque. Cependant, en général, les conditions de capacité excédentaire et le taux de chômage au-dessus du niveau de plein emploi l'emportent, avec seulement des périodes occasionnelles et généralement courtes où l'économie tourne à son plein potentiel ou presque. Dans ces conditions plus habituelles, les incidences estimées ici sont bien en deçà de la capacité d'absorption normale et croissante de l'économie. Ainsi, aucun bouleversement important ni effet déstabilisateur ne devrait se produire, et les retombées pourraient être considérées comme marginales.

Dans un état futur de l'économie où il n'y aurait ni capacité excédentaire ni plein emploi, les résultats pourraient également être interprétés comme une indication de l'activité économique qui devrait être déplacée pour accueillir le Projet. Plus l'économie tourne à son plein potentiel, plus il est probable que des investissements supplémentaires pourront déplacer d'autres activités, augmenter les importations, contribuer aux pénuries de main-d'œuvre (et à la migration sur une base temporaire ou permanente) ou entraîner une hausse inflationniste des prix dans l'économie.

6.4 Sécurité d'approvisionnement

L'énergie est un intrant essentiel à la production. En outre, dans presque toutes les utilisations, la demande en énergie est une demande « dérivée ». C'est-à-dire que l'énergie n'est pas demandée pour la consommation directe par le particulier, mais pour les services qu'elle donne « indirectement » lorsqu'elle est consommée en association avec d'autres intrants (par ex., les immobilisations et la main-d'œuvre). À long terme, la société dispose d'un degré élevé de flexibilité dans son utilisation de l'énergie. Une partie de la flexibilité a trait à la possibilité de remplacer l'énergie dans une certaine mesure (c.-à-d., de réduire l'intensité énergétique de la production et de la consommation). Un degré de flexibilité plus élevé a trait à la possibilité de remplacer un produit énergétique en particulier par un autre. À court terme, cependant, cette flexibilité de remplacement est généralement très limitée. En raison de résistances à la fois en matière de demande et d'approvisionnement du marché, les consommateurs d'énergie sont généralement fortement dépendants de la forme particulière d'énergie qu'ils consomment actuellement. Il y a peu de latitude autorisant le passage à un autre produit énergétique ou le remplacement de la consommation d'énergie par des intrants ou des marchandises non énergétiques. Par conséquent, les réductions involontaires de la disponibilité en énergie peuvent imposer des charges ou des pertes assez significatives aux consommateurs d'énergie.

Les pertes se répartissent en deux grandes catégories. Premièrement, il y a les coûts directs ressentis par les consommateurs d'énergie en raison de la réduction forcée de la consommation en énergie. Principalement, ces coûts sont les pertes du surplus du consommateur dues à la consommation réduite. Deuxièmement, des effets macroéconomiques indirects sous forme de réduction de l'emploi et de la production pourront être ressentis à la suite de l'indisponibilité énergétique. Ces deux types de coûts sont assujettis aux dispositions particulières introduites pour faire face à l'interruption de l'approvisionnement. Par exemple, la présence d'importants stocks signifiera des coûts moindres que s'ils étaient absents. Des méthodes de répartition des approvisionnements pourraient réduire les effets macroéconomiques indirects, mais augmenter les coûts d'efficacité directs.

En résumé, plus les coûts de sécurité de l'approvisionnement relativement à la consommation énergétique sont élevés, plus la probabilité d'une interruption de l'approvisionnement énergétique sera grande; plus la part du déficit énergétique dans la consommation énergétique régionale sera grande, plus le processus de remplacement du produit énergétique sera difficile et plus les stocks et autre approvisionnement en produit énergétique de remplacement disponibles seront bas.

Le Projet d'inversion de la canalisation 9B contribue à la sécurité de l'approvisionnement énergétique au Canada, car le pétrole brut nord-américain remplacera le pétrole importé sur le marché du raffinage au Québec. On estime en général que la probabilité d'interruption de l'approvisionnement est plus élevée pour les produits énergétiques internationaux que pour les produits nationaux. Les flux internationaux du pétrole, surtout en provenance du Moyen-Orient, sont particulièrement instables. Par comparaison, dans sa lettre de décision concernant la Première étape du Projet d'inversion de la canalisation 9, l'ONÉ déclare : « L'Office observe que les sources d'approvisionnement en pétrole brut dans l'Ouest du Canada et aux États-Unis sont très sûres et très fiables²¹. »

Il convient également de noter que l'inversion de la canalisation 9B offre une flexibilité d'approvisionnement pour le marché du raffinage du Québec, qui pourrait choisir entre le pétrole brut du Canada atlantique, de l'Ouest canadien, de Bakken ou de zones extracôtières étrangères. Le Projet laisse également la possibilité d'inverser de nouveau la canalisation 9 en fonction des conditions futures du marché et, par conséquent, offre des avantages de flexibilité éventuels aux raffineurs de l'Ontario. En outre, dans l'éventualité où une interruption de l'approvisionnement international se produirait, comme ce fut le cas par le passé, entraînant une hausse des taux de fret pétroliers, le coût de livraison du pétrole importé livré au Québec augmenterait; dans ce cas, l'inversion de la canalisation 9B ferait augmenter les économies de coûts des raffineries au-delà des économies estimées dans le scénario de référence.

Le sujet de la sûreté en matière de raffinage au Canada est abordé dans une étude réalisée par Ressources naturelles Canada²². En ce qui concerne le marché mondial du pétrole, le rapport note une hausse de la demande (notamment en Chine et en Inde), un déplacement de l'approvisionnement (Russie, Chine et autres pays non membres de l'OPEP), une volatilité des prix et une instabilité politique. « Au cours des 50 dernières années, il y a eu neuf interruptions importantes d'approvisionnement en pétrole, la plus grande ayant eu lieu pendant la révolution iranienne de 1978-1979²³. » Le Canada est un exportateur net de pétrole brut; cependant, les importations de pétrole brut répondent à plus de la moitié de la demande nationale des raffineries. « Au cours de la dernière décennie, les importations canadiennes de pétrole brut ont augmenté de 770 à 859 Kb/j. Le Canada est devenu de plus en plus dépendant du pétrole en provenance des pays de l'OPEP, qui intervient maintenant pour 49 % de toutes les importations de pétrole brut au Canada²⁴. » Un autre rapport récent note que « [l]es provinces de l'Atlantique et le

²¹ Office national de l'énergie, *Lettre de décision OH-005-2011*, op. cit., page 6.

²² Ressources naturelles Canada, Division du pétrole, Direction des ressources pétrolières, *La sûreté en matière de raffinage et de pétrole au Canada*, novembre 2008.

²³ *Ibid*, page 15.

²⁴ *Ibid*, page 3.

Québec importent environ 83 % et 86,5 % respectivement de leur pétrole de pays étrangers, dont certains ont atteint leur pic de production (p. ex., le Royaume-Uni, la Norvège, la Russie et le Venezuela) ou sont situés dans des régions aux prises avec des conflits politiques (p. ex., l'Arabie saoudite, l'Iraq, le Nigeria et l'Angola²⁵ ».

En ce qui concerne les marchés régionaux, l'étude de Ressources naturelles Canada note que les raffineries du Canada atlantique et du Québec utilisent le pétrole brut importé et ont tendance à traiter une gamme de bruts plus diversifiés que les raffineurs de l'Ouest canadien et de l'Ontario. Au Québec, le pétrole brut est importé dans de petits pétroliers vers Lévis ou de grands pétroliers vers Portland, dans le Maine, puis livré à Montréal par le pipeline Portland-Montréal. Le Québec a aussi un bon accès aux produits pétroliers raffinés importés provenant du nord des États-Unis et de l'Europe. En traitant des défis de l'avenir, l'étude a noté trois inquiétudes en matière de sécurité nationale de l'approvisionnement : i) les tensions politiques au Moyen-Orient, où cinq des six plus grands détenteurs de réserves de pétrole dans le monde sont situés; ii) la menace accrue d'activités terroristes qui pourraient interrompre l'approvisionnement en pétrole; iii) les événements météorologiques extrêmes qui pourraient interrompre la production de pétrole ou les approvisionnements en produits raffinés.

L'étude de Ressources naturelles Canada poursuit en notant que « [l]a plus importante vulnérabilité du Québec réside dans sa dépendance au brut importé. Avec la diminution de l'offre de brut léger moins corrosif, les raffineurs du Québec devront faire des investissements additionnels pour permettre aux raffineries de traiter le pétrole lourd. Cependant, si l'inversion proposée du pipeline Enbridge entre Sarnia et Montréal va de l'avant, les raffineurs de Montréal pourront de nouveau avoir accès au brut canadien, tout en gardant l'option de pouvoir importer du brut. Ceci ajouterait une certaine souplesse au marché et réduirait considérablement la dépendance de la région au pétrole étranger²⁶. »

6.5 Incidences sur les infrastructures de pipeline en amont

Une partie de la plus vaste incidence de l'inversion de la canalisation 9B est les effets du Projet sur le réseau principal de Lakehead d'Enbridge en amont de la canalisation 9, qui représente des dépenses d'immobilisations et d'exploitation supplémentaires par rapport au scénario de référence (sans le Projet). Une possibilité est que l'augmentation des livraisons de pétrole brut de l'Ouest canadien par la canalisation 9 améliorerait l'utilisation du réseau principal de Lakehead d'Enbridge. Par ailleurs, si des dépenses d'immobilisations accrues et les coûts d'exploitation afférents sont nécessaires en amont pour accueillir les livraisons de pétrole supplémentaires, il y aurait une augmentation du PIB, des revenus du travail et de l'emploi qui y serait associée. S'il y avait une déviation du pétrole brut en provenance d'autres oléoducs de l'Ouest canadien, il y aurait une contraction de l'activité économique due à la perte de revenus sur d'autres pipelines.

Enbridge a indiqué que l'inversion de la canalisation 9 entraînera des dépenses en immobilisations supplémentaires sur son réseau de Lakehead aux États-Unis pour assurer une capacité suffisante pour acheminer le pétrole brut vers Sarnia pour la livraison sur la canalisation 9. Ces dépenses aux États-Unis pourraient se traduire par une augmentation des dépenses au Canada par l'entremise d'importations, mais il s'agirait d'effets relativement faibles.

²⁵ Rapport du Comité permanent des ressources naturelles, mai 2012, *op. cit.*, page 20.

²⁶ Ressources naturelles Canada, *La sûreté en matière de raffinage et de pétrole au Canada*, *op. cit.*, page 59.

ANNEXE

Tableau 16 : Indicateurs économiques provinciaux et nationaux

Indicateur économique	QC	ON	PRAIRIES	C.-B.	AUTRE	CANADA
Estimation de la population (en milliers, 1 ^{er} juillet 2011) ¹	7 979,7	13 373,0	6 087,8	4 573,3	2 469,0	34 482,8
Population âgée de 15 ans et plus (en milliers, 2011) ²	6 575,8	10 926,3	4 759,9	3 778,8	1 946,5	27 987,3
Main-d'œuvre (en milliers, 2011) ²	4 285,8	7 301,7	3 428,9	2 458,0	1 225,0	18 699,4
Emplois (en milliers, 2011) ²	3 953,6	6 731,3	3 244,5	2 274,7	1 102,1	17 306,2
Chômage (en milliers, 2011) ²	332,3	570,4	184,3	183,4	122,7	1 393,1
Taux d'activité (% , 2011) ²	65,2	66,8	72,0	65,0	62,9	66,8
Taux de chômage (% , 2011) ²	7,8	7,8	5,4	7,5	10,0	7,4
PIB aux prix du marché (M\$, 2010) ³	319 348	612 494	381 351	203 147	108 268	1 624 608
PIB aux prix de base (M\$, 2010) ³	300 309	571 856	366 040	187 510	100 226	1 525 941
Bénéfices des sociétés avant impôts (M\$, 2010) ³	26 199	63 477	54 746	21 608	14 693	180 723
Traitements et salaires, et revenus de travail supplémentaire (M\$, 2010) ³	171 546	337,830	181 823	104 630	53 789	849 618
Revenu personnel (M\$, 2010) ⁴	272 247	500 048	258 838	163 953	84 836	1 279 922
Revenu personnel disponible (M\$, 2010) ⁴	210 621	395 424	207 036	132 152	68 545	1 013 778
Ventes de produits manufacturés (M\$, 2011) ⁵	139 193	258 009	98 768	37 859	37 401	571 229
Commerce de détail (M\$, 2011) ⁶	102 444	161 608	96 686	60 005	35 645	456 388
Commerce de gros (M\$, 2011) ⁷	107 728	278 989	106 552	51 987	19 117	564 373
Dépenses en immobilisations (M\$, 2010) ⁸	63 098	107 682	110 082	42 534	23 481	346 877
Dépenses en immobilisations, construction non-résidentielle et matériel et outillage, (M\$, 2010) ⁹	40 298	74 480	91 501	29 145	17 055	252 479
Valeur des permis de construire (M\$, 2011) ¹⁰	15 490	28 024	17 224	9 250	3 978	73 966
Emplois par secteur industriel (en milliers, 2011) ¹¹						
Construction	237,5	442,5	294,3	204,6	83,3	1 262,2
Fabrication	487,4	794,9	233,3	163,9	80,7	1 760,2
Autre production de biens	122,3	183,7	330,9	78,9	66,7	782,5
Secteur des services	3 106,4	5 310,2	2 386,0	1 827,2	871,5	13 501,3
Total	3 953,6	6 731,3	3 244,5	2 274,7	1 102,1	17 306,2

PIB aux prix de base par secteur (en M\$ enchaînés 2002, 2010) ¹²						
Construction	14 943	25 386	18 184	9 673	5 281	73 467
Fabrication	41 154	73 424	21 497	13 156	9 095	158 326
Autre production de biens	17 341	18 892	56 648	12 639	15 143	120 663
Secteur des services	179 130	367 257	164 875	118 386	57 146	886 794
Total	252 568	484 959	261 204	153 854	86 665	1 239 250

Sources et remarques :

¹ Statistique Canada, CANSIM tableau 051-0001, consulté le 30 juillet 2012.

² Statistique Canada, CANSIM tableau 282-0002 (estimations sur la population active), consulté le 30 juillet 2012.

Le taux d'activité est le nombre de participants à la main-d'œuvre exprimé en pourcentage de la population âgée de 15 ans et plus. Le taux de chômage correspond au nombre de chômeurs exprimé en pourcentage de la main-d'œuvre.

³ Statistique Canada, CANSIM tableau 384-0001, consulté le 30 juillet 2012. Le PIB aux prix de base est dérivé du PIB aux prix du marché en soustrayant les impôts indirects moins les subventions sur les produits. Les impôts indirects sur les produits sont généralement répercutés sur les consommateurs et ne sont pas considérés comme un coût de production.

⁴ Statistique Canada, CANSIM tableau 384-0012, consulté le 30 juillet 2012.

⁵ Statistique Canada, CANSIM tableaux 304-0014 et 304-0015, consultés le 30 juillet 2012.

⁶ Statistique Canada, CANSIM tableau 080-0020, consulté le 30 juillet 2012.

⁷ Statistique Canada, CANSIM tableau 081-0011, consulté le 30 juillet 2012.

⁸ Statistique Canada, CANSIM tableau 029-0024, consulté le 30 juillet 2012. Comprend la construction résidentielle, la construction non résidentielle, le génie civil non résidentiel et le matériel et outillage. Sont exclues les dépenses de réparation.

⁹ Statistique Canada, n° 61-205-X au catalogue, Investissements privés et publics au Canada, Perspectives 2012, Tableau explicatif 2, consulté le 30 juillet 2012. Comprend la construction d'immeubles non résidentiels, le génie civil et le matériel et outillage.

¹⁰ Statistique Canada, CANSIM tableau 026-0003, consulté le 30 juillet 2012.

¹¹ Statistique Canada, CANSIM tableau 282-0008, consulté le 30 juillet 2012. Les autres secteurs producteurs de biens comprennent l'agriculture, la foresterie, la pêche et la chasse, les mines, les carrières, l'extraction pétrolière et gazière et les services publics.

¹² Statistique Canada, n° 13-016-X au catalogue, *Revue des comptes économiques des provinces et des territoires 2010*, consulté le 30 juillet 2012. Plutôt que d'actualiser les indices implicites de prix pour estimer le PIB en dollars constants tous les cinq ans, un indice de chaîne est utilisé qui lie les estimations en dollars constants chaque année aux valeurs de l'année précédente.

Tableau 17 : Prix de certains pétroles bruts livrés à Montréal (\$ CAN de 2012 par baril)

Année	Mélange peu sulfureux	Synthétique peu sulfureux	Bakken	Brent	Bonny Light
2013	96,40	97,99	97,29	101,87	106,00
2014	96,47	98,74	99,86	101,89	106,02
2015	100,95	103,62	102,91	103,92	108,17
2016	102,10	104,83	105,70	106,78	111,12
2017	101,13	104,05	106,49	107,68	112,03
2018	105,47	108,30	107,28	108,60	112,94
2019	103,90	106,76	108,08	109,52	113,87
2020	103,66	106,55	108,88	110,46	114,81
2021	104,29	107,20	109,69	111,41	115,77
2022	104,36	107,30	110,51	112,38	116,73
2023	104,97	107,81	111,33	113,36	117,71
2024	105,48	108,27	112,16	114,35	118,71
2025	105,65	108,46	113,00	115,36	119,71
2026 à 2043	105,65	108,46	113,00	115,36	119,71
Écart de prix comparativement au mélange peu sulfureux					
2013	0,00	1,60	0,90	5,47	9,61
2014	0,00	2,28	3,39	5,42	9,55
2015	0,00	2,67	1,95	2,97	7,21
2016	0,00	2,73	3,60	4,68	9,02
2017	0,00	2,92	5,36	6,55	10,90
2018	0,00	2,82	1,81	3,13	7,47
2019	0,00	2,85	4,18	5,62	9,97
2020	0,00	2,88	5,22	6,80	11,15
2021	0,00	2,92	5,41	7,13	11,48
2022	0,00	2,94	6,15	8,02	12,37
2023	0,00	2,84	6,36	8,39	12,74
2024	0,00	2,79	6,68	8,88	13,23
2025	0,00	2,82	7,35	9,72	14,07
2026 à 2043	0,00	2,82	7,35	9,72	14,07
Remarque : Le mélange peu sulfureux et le pétrole synthétique peu sulfureux proviennent de l'Ouest canadien, le Bakken, du Dakota du Nord, le Brent, de la mer du Nord, et le Bonny Light, de l'Afrique occidentale. Source : Enbridge Pipelines Inc., juillet 2012.					

Tableau 18 : Prix de certains pétroles bruts livrés à Québec (\$ CAN de 2012 par baril)

Année	Mélange peu sulfureux	Synthétique peu sulfureux	Bakken	Brent	Bonny Light
2013	97,30	98,93	98,18	99,63	104,31
2014	97,38	99,69	100,76	99,65	104,33
2015	101,87	104,58	103,81	101,65	106,46
2016	103,02	105,80	106,62	104,48	109,41
2017	102,06	105,02	107,41	105,36	110,32
2018	106,41	109,28	108,21	106,25	111,25
2019	104,85	107,75	109,02	107,15	112,18
2020	104,62	107,55	109,83	108,06	113,13
2021	105,25	108,21	110,65	108,99	114,09
2022	105,33	108,32	111,47	109,92	115,07
2023	105,95	108,84	112,30	110,88	116,06
2024	106,47	109,31	113,14	111,84	117,06
2025	106,65	109,51	113,98	112,82	118,08
2026 à 2043	106,65	109,51	113,98	112,82	118,08
Écart de prix comparativement au mélange peu sulfureux					
2013	0,00	1,64	0,89	2,34	7,02
2014	0,00	2,32	3,38	2,27	6,95
2015	0,00	2,71	1,94	0,21	4,60
2016	0,00	2,77	3,59	1,45	6,39
2017	0,00	2,96	5,35	3,29	8,26
2018	0,00	2,87	1,80	-0,17	4,83
2019	0,00	2,90	4,17	2,30	7,33
2020	0,00	2,93	5,21	3,44	8,51
2021	0,00	2,96	5,40	3,73	8,84
2022	0,00	2,99	6,14	4,59	9,74
2023	0,00	2,89	6,35	4,92	10,11
2024	0,00	2,84	6,67	5,37	10,60
2025	0,00	2,86	7,34	6,17	11,44
2026 à 2043	0,00	2,86	7,34	6,17	11,44
Remarque : Le mélange homogénéisé peu sulfureux et le pétrole synthétique peu sulfureux proviennent de l'Ouest canadien, le Bakken, du Dakota du Nord, le Brent, de la mer du Nord, et le Bonny Light, de l'Afrique occidentale. Source : Enbridge Pipelines Inc., juillet 2012.					

Tableau 19 : Répartition des intrants et des dépenses par tranche de 100 \$ de production du secteur, Canada, 2008
(en dollars)

Poste d'intrant ou de dépense	Ingénierie et construction dans l'industrie pétrolière et gazière	Transport du pétrole brut par oléoduc et autres services de transport par pipeline
Achats d'intrants		
Services accessoires aux mines	19,32	0
Tuyaux en acier, tubes et raccords	9,06	0
Réservoirs en métal	1,30	0
Vannes	3,21	0
Construction, matériel d'extraction minière, pétrolière et gazière	2,14	0
Carburants et lubrifiants	2,55	1,44
Instruments de mesure et de contrôle	2,53	0
Construction aux fins de réparations	0,06	2,78
Électricité	0,03	7,20
Transport et communications	0,43	2,06
Finances, assurances et immobilier	1,66	5,70
Services d'architecte, d'ingénierie et scientifiques	12,13	0,62
Services de comptabilité, juridiques, de traitement de données et informatiques	1,13	2,42
Autres services professionnels, scientifiques et techniques et autres services administratifs et de soutien	0,51	1,67
Fournitures d'exploitation*	5,82	1,24
Autres achats d'intrants	4,79	2,60
Total des achats d'intrants	66,67	27,73
PIB direct		
Revenus du travail	25,07	7,20
Revenus mixtes	1,91	0,03
Excédent d'exploitation**	5,17	58,56
Impôts indirects	1,18	6,48
Total du PIB direct	33,33	72,27
* Comprend la location de voitures et de camions, la location de matériel et d'outillage, les pièces de rechange et les fournitures de maintenance ainsi que les fournitures de bureau.		
** Comprend la dépréciation (le recouvrement du capital), les redevances, les impôts, les intérêts et les bénéfices après impôt.		
Source : Statistique Canada, Division des entrées-sorties, le 20 juillet 2012.		