

16 JUIL, 2015

Direction générale de l'évaluation
environnementale et stratégique

DESTINATAIRE : Madame Marie-Josée Lizotte, directrice
Direction générale de l'évaluation environnementale
et stratégique

DATE : Le 16 juillet 2015

OBJET : **Revue de littérature concernant le projet Oléoduc
Énergie Est
SCW- 961481**

Vous trouverez ci-joint la version finale de la Revue de littérature concernant les émissions potentielles de GES liées au projet d'Oléoduc Énergie Est. Ce document inclut l'analyse de l'étude de l'Institut Pembina qui était l'objet plus spécifique de cette demande.

La directrice,


Manon Lacharité

c. c. M. Sergio Cassanaz

Handwritten text, possibly a signature or name, enclosed in a rectangular border.

PROJET ÉNERGIE EST
ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

REVUE DE LA LITTÉRATURE

SERGIO CASSANAZ

14 juillet 2015



TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	1
2.	REVUE DE LA LITTÉRATURE	2
2.1	FLANAGAN ET DEMERSE, INSTITUT PEMBINA, 2014.....	4
2.2	UNITED STATES DEPARTMENT OF STATE, 2014.....	5
2.3	FORREST ET BRADY. IHS CERA, 2013, IHS CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES (CERA).....	7
2.4	LAZARUS ET ERICKSON. STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE (SEI), 2013.....	8
2.5	ANDREW LEACH, UNIVERSITÉ D'ALBERTA, 2014.....	10
2.6	MICHAEL LEVI, CONSEIL DES RELATIONS ÉTRANGÈRES DES ÉTATS-UNIS, 2014.....	12
2.7	NAVIUS RESEARCH INC, 2014.....	12
2.8	SYNTHÈSE DES ÉTUDES CONSULTÉES SUR LES IMPACTS DES PROJETS D'OLÉODUCS SUR LES ÉMISSIONS DE GES	15
3.	TRANSPORT PAR PIPELINE VS TRANSPORT FERROVIAIRE	17
4.	CONFIGURATION DES RAFFINERIES	19
5.	CAPACITÉ DE RAFFINAGE DE PÉTROLE LOURD.....	21
6.	L 'IMPACT DU PÉTROLE DE SCHISTE AMÉRICAIN SUR LA DEMANDE DU BRUT LOURD	21
7.	IMPACT DU PRIX DU BRUT SUR LA RENTABILITÉ DES PROJETS DE PÉTROLE DE SABLE BITUMINEUX.....	22
8.	PRÉVISIONS DES IMPACTS SUR LES ÉMISSIONS DE GES DU PROJET ÉNERGIE EST	24
8.1	IMPACT AU NIVEAU PROVINCIAL	24
8.2	IMPACT AU NIVEAU CANADIEN ET DANS LE RESTE DU MONDE.....	25
9.	CONCLUSIONS	25

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 - INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES DE DIVERSES SOURCES DE PÉTROLE BRUT....	8
FIGURE 2 - DIFFÉRENTES HYPOTHÈSES PRÉSENTÉES DANS LA LITTÉRATURE	16
FIGURE 3 - TABLEAU COMPARATIF DES DIFFÉRENTES OPTIONS DE TRANSPORT DU PÉTROLE ENTRE L'ALBERTA ET LE GOLFE DU MEXIQUE	18
FIGURE 4 - IMPORTATIONS DE PÉTROLE LOURD PAR LES RAFFINERIES DU GOLFE DU MEXIQUE ENTRE 2008 ET 2013	22
FIGURE 5 - IMPACT DU PRIX DU BARIL DE PÉTROLE SUR LA RENTABILITÉ DES PROJETS DE SABLE BITUMINEUX.....	23

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1- SYNTHÈSE DES RÉSULTAT DES DIFFÉRENTES ÉTUDES CONSULTÉES.....	17
-------------------------------------------------------------------------	----

1. INTRODUCTION

Le projet Énergie Est consiste en la construction d'un oléoduc qui permettra de relier les régions productrices de pétrole de l'Ouest canadien avec des terminaux d'exportation de l'Est du Canada. Le projet permettra de transporter 1,1 million de barils par jour.

Le projet, tel que présenté à l'Office de l'énergie, comprend les installations permanentes suivantes :

- Un nouveau pipeline de 42 po de diamètre nominal (DN) et d'environ 1 500 km de longueur dont :
 - 284 km en Alberta;
 - 104 km dans l'est de l'Ontario;
 - 693 km au Québec;
 - 407 km au Nouveau-Brunswick.
- Conversion d'environ 3 000 km de l'actuel gazoduc de 42 po de DN de TransCanada en pipeline pour le transport du pétrole brut dont :
 - 614 km en Saskatchewan;
 - 465 km au Manitoba;
 - 1 922 km dans le nord de l'Ontario.
- Soixante-douze (72) stations de pompage, dont 64 électriques et huit (8) au gaz naturel.
- Quatre (4) terminaux de réservoirs : Hardisty (Alberta), Moosomin (Saskatchewan), Cacouna (Québec) et Saint-Jean (Nouveau-Brunswick).

La date de début des travaux devrait être 2019.

Dans le cadre des processus de consultation sur le projet, plusieurs intervenants ont exprimé des préoccupations à l'effet que son approbation conduirait à une augmentation des émissions de gaz à effet de serre (GES). Plus précisément, ils ont exprimé des préoccupations à l'effet que le pipeline permettra une augmentation de l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta, ce qui conduirait à une augmentation nette des émissions de GES du Canada et de la planète. En outre, une plus grande offre de pétrole brut pourrait augmenter la consommation mondiale de produits pétroliers raffinés, augmentant ainsi davantage les émissions de GES et exacerbant le changement climatique mondial. Ce rapport est rédigé à la demande de la Direction des évaluations environnementales (DÉE) et vise, notamment, à émettre une opinion sur la validité du rapport produit par l'Institut Pembina concernant l'impact du projet d'oléoduc sur les émissions de gaz à effet de serre.

Revue de la littérature

La littérature consultée comprend des analyses quantitatives de la façon dont de nouveaux pipelines sont susceptibles d'affecter les émissions de GES. À ce jour, une bonne partie de la littérature porte sur un autre projet d'oléoduc proposé : le projet Keystone XL qui relierait l'Alberta aux raffineries du golfe du Mexique aux États-Unis. Toutefois, des parallèles peuvent être établis entre Keystone XL et le projet Énergie Est.

Nous avons consulté les études suivantes en lien avec les projets Énergie Est et Keystone XL :

- Flanagan et Demerse. Institut Pembina, 2014;
- Département d'État américain, 2013;
- Forrest et Brady. IHS-Cambridge Energy Research Associates (IHS CERA), 2013;
- Erickson et Lazarus. Institut de l'environnement de Stockholm, 2014;
- Andrew Leach. Alberta School of Business, University of Alberta, 2014;
- Michael Levi, expert en énergie et environnement du Conseil des relations étrangères des États-Unis. 2014;
- Navius Research inc., 2014.

La revue de la littérature met en évidence qu'il existe un très grand écart entre les prévisions des différents auteurs de l'impact des projets de construction d'oléoducs nord-américains (Énergie Est et Keystone XL) sur le bilan des émissions de GES canadiennes et/ou planétaires. Un résumé de la littérature consultée en lien avec le projet est présenté dans les pages suivantes.

1.1 FLANAGAN ET DEMERSE, INSTITUT PEMBINA, 2014¹

L'Institut Pembina est une organisation non gouvernementale canadienne qui se concentre sur la protection de l'environnement. L'accent de leur étude a été mis sur l'impact des nouvelles infrastructures de pipeline sur les émissions en amont du projet, plus précisément, sur les émissions de GES reliées à la production de pétrole de sable bitumineux.

Les auteurs affirment que d'autres moyens de transport de pétrole comme le transport ferroviaire ne seraient pas compétitifs. Par conséquent, leur étude arrive à la conclusion que l'augmentation de la capacité de transport par pipeline de 1,1 million de barils par jour conduira à une augmentation de la production d'une quantité équivalente de pétrole à partir de sable bitumineux.

Selon l'étude, le projet Énergie Est augmentera les émissions de GES, dans le secteur de la production de pétrole à partir de sable bitumineux, de 30 à 32 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par année.

Concernant l'affirmation de cette étude que les autres moyens de transport de brut ne sont pas compétitifs, nous avons traité cette question plus en détail à la section 3. Il est vrai que le transport par chemin de fer est plus coûteux par rapport au transport par pipeline. Toutefois, tel qu'il est indiqué par le professeur d'énergie et d'environnement de l'Université de l'Alberta, Andrew Leach (présenté ci-dessous), si le prix du bitume est suffisamment élevé, de nouveaux développements de sables bitumineux pourraient être viables même si le pétrole était transporté par rail.

¹ Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline. Institut Pembina. Février 2014.

Un autre élément qui ne semble pas être considéré dans les calculs de l'Institut Pembina est le fait que le pétrole des sables bitumineux, pour être transporté par pipeline, doit être dilué en utilisant un solvant afin de réduire sa viscosité. Ce solvant est un hydrocarbure léger. Le mélange, dans une proportion d'un baril de pétrole par 0,4 baril de diluant, est appelé Dilbit et c'est ce mélange qui est transporté par le pipeline. Par conséquent, si l'oléoduc Énergie Est avait une capacité maximale de transporter 1,1 million de barils de pétrole par jour, 785 000 barils par jour correspondraient au pétrole de sable bitumineux et 315 000 barils par jour au diluant. Il faut mentionner que les émissions dues à la production du diluant seraient du même ordre de grandeur que les hydrocarbures légers conventionnels. Par conséquent, l'omission de ce dernier élément fait surestimer le calcul des émissions de GES du produit transporté.

D'autre part, puisque l'étude avait pour but de se concentrer uniquement sur l'impact du projet sur les émissions de GES canadiennes dans leur quantification, Pembina n'a pas tenu compte du fait qu'une augmentation de l'exportation du pétrole canadien pourrait engendrer des réductions de la production pétrolière (et conséquemment des réductions d'émissions de GES) ailleurs dans le monde.

1.2 UNITED STATES DEPARTMENT OF STATE, 2014²

Le rapport du département d'État américain, qui a été réalisé pour analyser le projet Keystone XL, conclut qu'il est peu probable que l'approbation ou le refus du projet puisse affecter significativement l'extraction de pétrole de sable bitumineux ou les activités de raffinage aux États-Unis.

Pour arriver à cette conclusion, les auteurs du rapport ont considéré que :

- L'infrastructure de transport du pétrole en Amérique du Nord (incluant pipelines, rails et autres modes de transport) subit des adaptations et des augmentations de capacité importantes;
- Le train et les autres modes de transport aux États-Unis seraient en mesure de fournir la capacité nécessaire pour transporter toute la production

² Final Supplemental Environmental Impact Statement for the Keystone XL Project, janvier 2014.

supplémentaire du brut de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken dans le cas où les projets de construction des pipelines n'étaient pas approuvés;

- Les limitations dans le transport par pipeline pourraient faire en sorte que plus de brut soit transporté par d'autres modes de transport, comme le train, lesquels seraient probablement moins économiques;
- Les projections du prix du brut d'ici 2030 permettraient de supporter la production des pétroles canadiens et du pétrole de schiste américain, même avec des options de transport du brut plus chères que le pipeline ou le train.

L'étude conclut que le transport par pipeline serait l'option la plus économique, mais que la construction ou non du projet Keystone XL n'aurait pas un impact significatif sur la production du pétrole de sable bitumineux.

En effet, selon le rapport, si tous les projets nord-américains de construction de pipelines étaient refusés, dans le moyen ou le long terme, le coût supplémentaire des autres modes de transport pourrait résulter en une diminution de la production de pétrole du sable bitumineux de 90 000 à 210 000 barils par jour pour l'année 2030.

Dans le cas où Keystone XL n'était pas approuvé, mais que les autres projets (Northern Gateway en Colombie-Britannique et TransCanada Énergie Est) le seraient, la diminution de la production de pétrole à partir des sables bitumineux pour l'année 2030 pourrait être de 20 000 à 30 000 barils par jour.

En définitive, et en considérant l'ensemble des émissions de GES du puits à la roue, le département d'État américain estime que la réalisation du projet Keystone XL pourrait être responsable d'émissions de GES pouvant atteindre entre 1,3 et 27 Mt d'équivalent CO₂ par année.

1.3 FORREST ET BRADY. IHS CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES (CERA), 2013³

Jackie Forrest et Aaron Brady sont deux hauts directeurs de IHS CERA, un groupe de chercheurs dans le domaine de l'énergie, l'industrie du pétrole et du gaz. Les auteurs vont dans le même sens que les conclusions du département d'État américain et indiquent que l'impact GES de la construction de Keystone XL serait probablement à la limite inférieure de l'estimation du Département d'État (près de 1 Mt d'équivalent CO₂ par an).

Les auteurs expliquent que si Keystone XL n'est pas approuvé, d'autres options de transport pourraient le remplacer. Ils suggèrent également que le transport de bitume par chemin de fer offre certains avantages, par exemple une flexibilité supérieure aux pipelines. De plus, dans le transport par wagon, il n'y a pas besoin d'ajouter un solvant pour diminuer la viscosité. Par conséquent, le volume à transporter est inférieur de 30 % approximativement.

D'autre part, les auteurs soulignent que le pétrole albertain qui serait éventuellement transporté par l'oléoduc Keystone XL remplacerait probablement le pétrole lourd vénézuélien dont les émissions de GES lors de l'extraction sont du même ordre que celles du pétrole à partir du sable bitumineux. La figure 1 montre que la différence sur le cycle de vie du pétrole de sable bitumineux et du pétrole lourd vénézuélien est d'environ 20 kg d'équivalent CO₂ par baril du pétrole, soit une différence de moins de 5 % sur l'ensemble des émissions de GES dès l'extraction du pétrole des puits jusqu'à l'utilisation du carburant dans des véhicules.

³Keystone XL Pipeline: No material impact on US GHG emissions. IHS CERA, 2013
http://press.ihs.com/sites/ihs.newshq.businesswire.com/files/press_release/additional/IHS_Keystone_XL_GHG_Impact.pdf

Émissions de GES de diverses sources de pétrole brut, pendant le cycle de vie

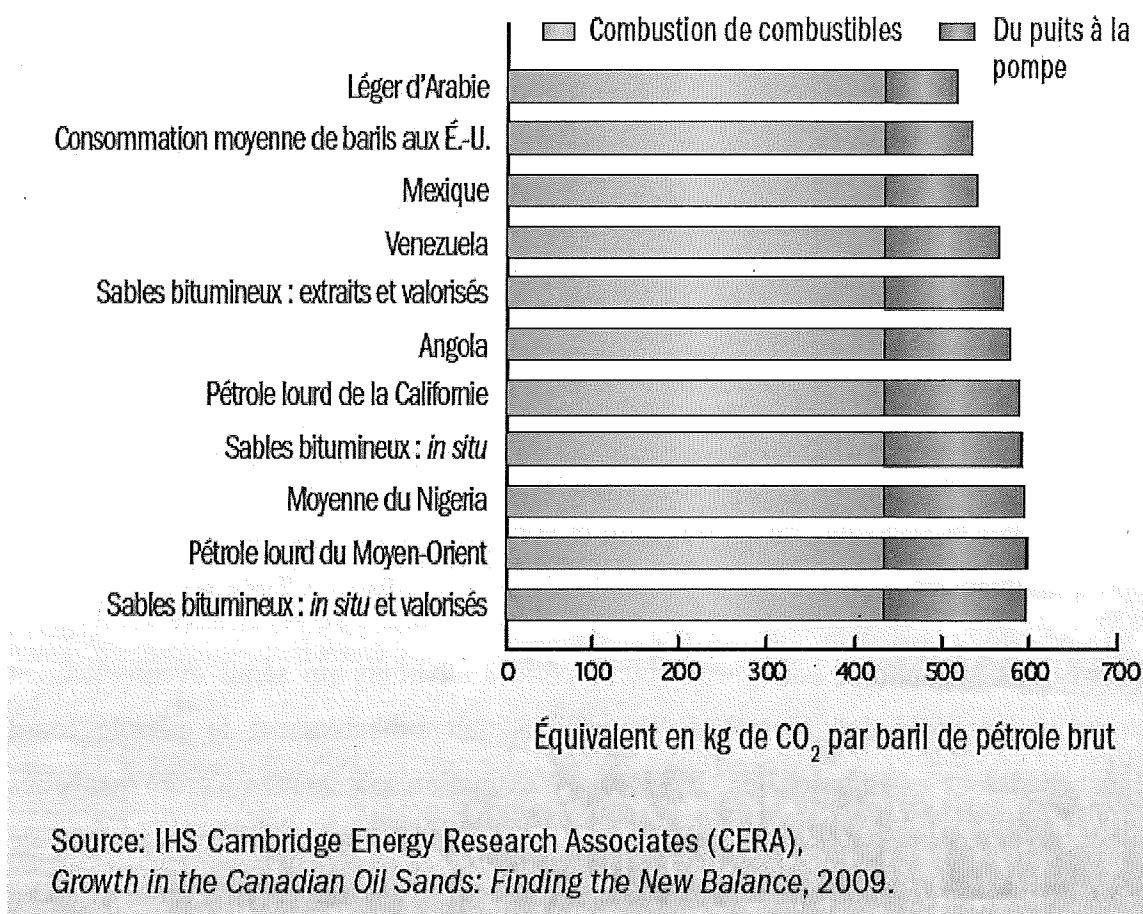


FIGURE 1 - INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DE GES DE DIVERSES SOURCES DE PÉTROLE BRUT

1.4 LAZARUS ET ERICKSON, STOCKHOLM ENVIRONMENT INSTITUTE (SEI), 2013⁴

Le SEI souligne que la majorité des émissions de GES est produite au cours de la consommation de produits pétroliers raffinés. Par conséquent, le SEI a concentré son analyse sur comment le projet Keystone XL pourrait affecter le marché global du pétrole à partir de la séquence suivante :

⁴ Greenhouse Gas Emissions Implications of the Keystone XL Pipeline. SEI, 2013.

<http://www.sei-international.org/mediamanager/documents/Publications/Climate/SEI-WP-2013-11-KeystoneXL-price-effects.pdf>

Augmentation de la disponibilité de pétrole → diminution du prix → augmentation de la consommation globale de pétrole.

Selon SEI, même si au niveau mondial les effets s'avéraient mineurs, ceux-ci pourraient être considérés importants à l'échelle américaine, compte tenu des objectifs de réduction des émissions de GES récemment adoptés par le gouvernement américain.

Pour mesurer l'impact du projet, les auteurs ont examiné trois scénarios différents. Ces trois scénarios sont présentés comme suit :

Si le projet Keystone XL est rejeté :

- a) la même quantité de pétrole de sable bitumineux (100 %) atteindra les marchés;
- b) seulement la moitié du pétrole de sable bitumineux (50 %) atteindra les marchés;
- c) aucun pétrole de sable bitumineux (0 %) n'atteindra les marchés.

Dans le dernier scénario (option c), aucun pétrole albertain issu des sables bitumineux n'atteindrait les marchés sans l'approbation du projet Keystone XL. Conséquemment, la réalisation du projet Keystone XL rendrait disponible une quantité additionnelle de pétrole de sable bitumineux qui autrement ne serait pas commercialisée. C'est ainsi que cette quantité supplémentaire de pétrole sur le marché, rendue possible grâce au projet de pipeline, aurait un impact sur le prix du pétrole qui, quoique modeste (< 1 %), serait, selon l'étude, suffisant pour faire croître la demande globale du pétrole de plus de 500 000 barils par jour. À partir de cette hypothèse, le projet de construction du pipeline serait responsable d'une augmentation des émissions de GES du puits à la roue de 93 millions de tonnes d'équivalent CO₂.

1.5 ANDREW LEACH, UNIVERSITÉ D'ALBERTA, 2014⁵

Andrew Leach est professeur de politique énergétique à l'Université de l'Alberta. Concernant le rapport du SEI, Leach ne nie pas que la dynamique prix/demande proposée par Erickson et Lazarus existe. Toutefois, il suggère qu'elle ne serait pertinente que dans des circonstances spécifiques. Celles-ci seraient dictées par le coût relatif du transport du pétrole albertain sur le marché par pipeline par rapport au train. Andrew Leach fait valoir que l'offre mondiale de pétrole ne serait modifiée que si l'approbation de Keystone XL affecte la production mondiale de pétrole marginal (c'est-à-dire la production la plus chère, ou la production qui ne serait pas réalisée si la demande chutait). Pour démontrer cette condition, on aurait besoin de prouver que le coût marginal du transport ferroviaire par rapport au transport par pipeline rend viable une production de pétrole issue des sables bitumineux qui autrement ne le serait pas. Si ce n'est pas le cas, Keystone XL n'affectera que les marges de profit et non la quantité de bitume extrait et, par conséquent, il n'y aurait pas de changement réel dans les émissions mondiales de GES entraînées par un changement dans la consommation de pétrole.

Leach a souligné aussi que plusieurs projets de sables bitumineux pourraient être rentables même si le brut était transporté par rail. Par conséquent, la non-construction de pipelines ne restreint pas nécessairement la production du pétrole issu des sables bitumineux.

Pour ce qui est spécifiquement du projet Énergie Est, Leach souligne qu'il faut regarder l'impact sur la rentabilité entre les deux scénarios (avec le projet et sans le projet) et se demander si cet impact est suffisant pour avoir une influence sur le rythme du développement de la production du pétrole. Selon lui, la différence de coût entre le transport par pipeline et ferroviaire est petite, une fois que le transport du diluant est pris

⁵ <http://www.macleans.ca/economy/business/energy-east-pipeline-fact-and-fiction/>
www.macleans.ca/economy/economicanalysis/econ-101-is-great-but-get-it-right/
[www.macleans.ca/economy/economicanalysis/kxl-econ-101-lecture- 2/](http://www.macleans.ca/economy/economicanalysis/kxl-econ-101-lecture-2/)

en compte. En effet, pour expédier un baril de bitume par pipeline, il faut transporter 1,4 baril de bitume dilué et la différence de coût due au transport par pipeline serait de quelques dollars de moins par baril. Par conséquent, si le projet se réalise, cette économie du coût de transport importe certes, mais ce n'est pas de nature à augmenter à elle seule la production de pétrole de sable bitumineux de 1,1 million de barils par jour.

1.6 MICHAEL LEVI, CONSEIL DES RELATIONS ÉTRANGÈRES DES ÉTATS-UNIS, 2014⁶

Michael Levi est membre senior du Conseil des relations étrangères des États-Unis spécialisé en énergie et environnement. Dans son article, Levi fait valoir que l'ampleur de l'impact de prix/demande proposé par Erickson et Lazarus est peu probable. Il suggère que la complexité du marché mondial du pétrole ne permet pas d'établir des relations simples du type cause/effet. Son argument principal est que le marché du pétrole peut avoir des comportements du type quasi-monopole (par exemple l'OPEP) et que même si la production canadienne de pétrole pouvait augmenter à cause des projets de pipeline, le marché pourrait s'ajuster à la demande afin de maximiser la valeur de leurs ressources. Conséquemment, Levi relativise les affirmations de l'Institut environnemental Stockholm et déclare que l'impact sur les émissions de GES serait du même ordre de grandeur que la fourchette estimée par le Département d'État américain, soit entre 1,3 et 27 Mt CO₂e/an.

1.7 NAVIUS RESEARCH INC, 2014⁷

Navius Research Inc. est un consultant privé canadien spécialisé dans les domaines de l'énergie et de l'environnement. Leurs experts analysent des politiques du gouvernement et des entreprises visant à atteindre des objectifs environnementaux, en mettant l'accent sur les politiques énergétiques et les émissions de GES.

Dans le cadre du processus de consultation provinciale pour le projet Énergie Est, l'Ontario Energy Board (OEB) a demandé à Navius d'estimer dans quelle mesure l'approbation du projet pourrait affecter les émissions de GES.

Pour répondre à cette question, Navius a réalisé des simulations en employant leur modèle OILTRANS qui, selon eux, modélise les décisions de chaque agent dans le marché global du pétrole.

⁶ <http://blogs.cfr.org/levi/2014/08/13/a-new-keystone-xl-paper-is-probably-wrong/#>

⁷ Discussion Paper : Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project. A Global Oil Market and Transportation Analysis. Navius Research inc. Janvier 2015.

Avec ce modèle, Navius a analysé, pour l'intervalle 2015-2035 :

- le prix du pétrole;
- l'extraction de brut dans l'ouest du Canada;
- l'extraction mondiale de brut;
- le transport du brut de l'Ouest canadien;
- les émissions globales de GES.

Pour déterminer l'impact du projet sur les émissions de GES, le modèle a été exécuté deux fois, une fois avec le projet Énergie Est approuvé et une deuxième fois sans le projet. Puisque toutes les autres variables sont maintenues constantes, la différence entre les scénarios avec et sans Énergie Est nous donne l'impact du projet sur les émissions de GES.

Navius a également réalisé une modélisation alternative en considérant que les deux autres projets d'exportation (Keystone XL et Northern Gateway) étaient approuvés.

Tel que mentionné précédemment, une différence significative existe entre les analyses de l'Institut Pembina par rapport aux autres études présentées ici. L'analyse réalisée par Pembina exclut d'emblée le scénario du transport par rail comme alternative du pipeline Énergie Est. Pour Navius, au contraire, leur analyse permet le transport ferroviaire du pétrole s'il est viable économiquement. Selon leurs prévisions, en l'absence de nouveaux pipelines, le transport par train du pétrole de l'Ouest canadien pourrait augmenter très significativement, s'il est économique, et il pourrait atteindre 2,4 millions de barils de pétrole par jour en 2035. Pour supporter cette hypothèse, ils l'ont comparée avec l'expérience vécue dans d'autres juridictions, particulièrement dans le Dakota du Nord où, le transport de brut par train a augmenté de 0 à 800 000 barils par jour entre 2010 et 2013 et, pour cette région, le modèle OILTRANS prévoit une augmentation annuelle du transport par rail de 110 000 barils par jour.

Selon Navius, historiquement le brut n'a pas été transporté par rail parce qu'il y avait une capacité de transport par pipeline suffisante. Toutefois, si des restrictions sur de nouveaux projets d'oléoducs obligent à utiliser d'autres moyens, le transport par train pourrait augmenter significativement.

À partir des modélisations, les chercheurs de Navius ont estimé qu'en considérant l'ensemble des émissions de GES à partir du puits et jusqu'au réservoir de combustible des véhicules (well-to-tank), les émissions canadiennes de GES pourraient augmenter entre 1,2 et 10,2 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par année en 2035. Selon Navius, cette augmentation a deux sources principales :

- L'approbation du projet Énergie Est conduira à une augmentation de l'exploitation du pétrole de sable bitumineux;
- L'approbation du projet pourrait faire en sorte qu'une partie du brut transporté soit raffinée au Québec ou au Nouveau-Brunswick (il faut souligner qu'à l'heure actuelle, les raffineries de l'est du Canada ne sont pas adaptées pour raffiner du pétrole lourd).

D'autre part, le modèle prédit aussi que la mise en place du projet Énergie Est produirait des réductions d'émissions de GES dans le reste du monde, quoique de calibre inférieur à l'augmentation des émissions au Canada.

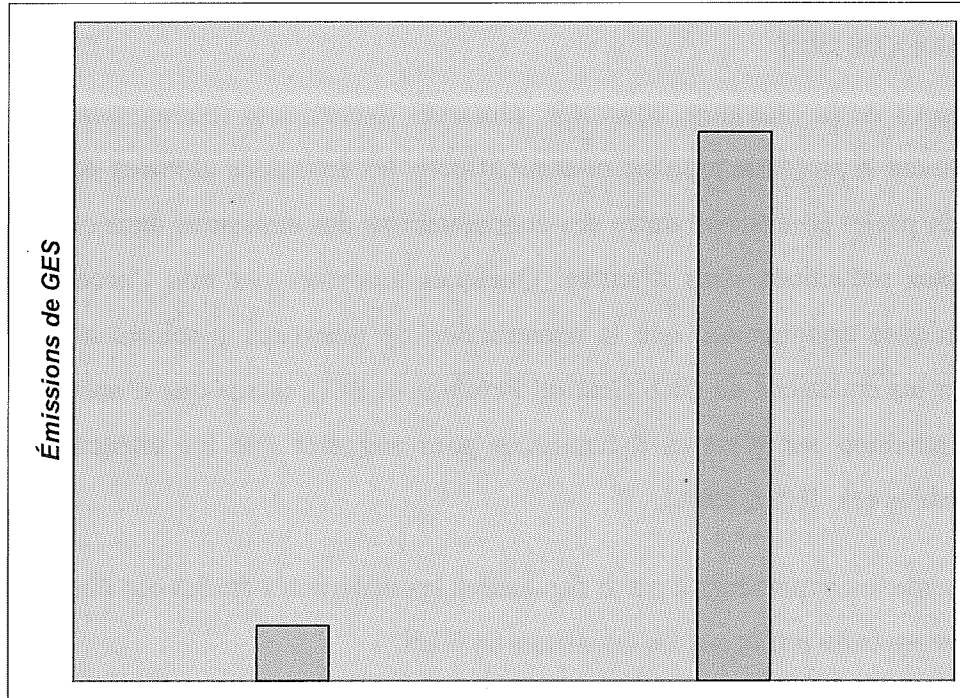
Par conséquent, en considérant les réductions d'émissions de GES dans le reste du monde, Navius prévoit une augmentation globale d'émissions de GES de 0,7 à 4,3 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par année en 2035.

Il faut mentionner que Navius a réalisé aussi des modélisations pour mesurer l'impact sur les émissions de GES du projet de la construction ou non des autres projets de pipelines (Keystone XL et Northern Gateway). De même, ils ont modélisé les émissions de GES si des technologies moins émettrices de GES étaient utilisées pour la production du brut comme l'extraction par solvant qui est encore à l'étape expérimentale.

1.8 SYNTHÈSE DES ÉTUDES CONSULTÉES SUR LES IMPACTS DES PROJETS D'OLÉODUCS SUR LES ÉMISSIONS DE GES

En somme, à partir de la littérature consultée, plusieurs dynamiques interagissent pour déterminer comment le projet de pipeline pourrait affecter les émissions globales de GES. L'approbation du projet pourrait produire des augmentations des émissions dans certains secteurs, mais des réductions dans d'autres. Quelques analystes ont mis l'accent sur quelques dynamiques argumentant que la construction de nouveaux pipelines aura un grand impact sur les émissions de GES (Institut Pembina et SEI), tandis que d'autres ont concentré leur attention sur d'autres dynamiques pour suggérer que les impacts sont presque négligeables (ex. IHS CERA).

La figure 2 présente les hypothèses à partir desquelles les différentes études ont évalué la magnitude des impacts du projet sur les émissions de GES.



Hypothèses menant à un petit impact sur les émissions de GES

- Le transport par train pourrait remplacer le transport par pipeline
- Le pétrole du sable bitumineux remplacera d'autres pétroles lourds dont leurs facteurs d'émission de GES sont du même ordre de grandeur
- Le projet n'aura pas d'impact sur la consommation de combustibles

Hypothèses menant à un grand impact sur les émissions de GES

- Les autres options de transport de pétrole ne sont pas viables
- Une plus grande intensité d'émission de GES pour les sables bitumineux par rapport aux autres types de pétrole
- Le projet pourrait avoir un impact sur le prix global du pétrole et ainsi mener à une augmentation de la consommation du pétrole

FIGURE 2 - DIFFÉRENTES HYPOTHÈSES PRÉSENTÉES DANS LA LITTÉRATURE

Le tableau 1 présente une synthèse des résultats des différentes études consultées.

TABLEAU 1- SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DES DIFFÉRENTES ÉTUDES CONSULTÉES

Étude	Réalisée pour	Émissions de GES	Sources d'émission de GES considérées			Impact du projet sur les émissions de GES
			E*	R*	C*	
Pembina	Énergie Est	30 à 32 MtCO _{2e} /an	X	-	-	Élevé
Département d'État américain	Keystone XL	1,3 à 27 MtCO _{2e} /an	X	X	X	Faible
IHSCera	Keystone XL	≈ 1,3 MtCO _{2e}	X	X	X	Faible
Navius	Énergie Est	0,7 à 4,3 MtCO _{2e} /an	X	X	-	Faible
Institut Stockholm	Énergie Est	93 MtCO _{2e}	-	-	X	Élevé
Michael Levi	Énergie Est					Faible
Andrew Leach	Énergie Est					Faible

E* : Extraction du pétrole

R* : Raffinage du pétrole

C* : Combustion du carburant

2. TRANSPORT PAR PIPELINE VS TRANSPORT FERROVIAIRE

Dans la plupart des cas, le transport du brut par pipeline a des avantages économiques par rapport au transport par train. En effet, pour transporter le brut par pipeline, les prix varient de 7 \$ à 10 \$ par baril de pétrole transporté tandis que, pour le transport par rail, le prix à payer serait plutôt d'environ 20 \$ par baril. Toutefois, si les producteurs pétroliers, comme c'est le cas pour plusieurs géants dans le domaine du sable bitumineux, sont propriétaires de leurs propres wagons-citernes, le coût peut être aussi faible que la moitié, donc d'environ 10 \$ le baril. Autrement dit, si le producteur pétrolier dispose de ses propres wagons, la différence de coût par rapport au transport par pipeline ne serait pas si importante.⁸

⁸ <http://www.bnn.ca/News/2014/4/16/Energy-Watch-Canadian-crude-by-rail-costs-rival-pipelines.aspx>

Dans le même sens, la firme S&P⁹ a publié un tableau comparatif présentant plusieurs options de transport du pétrole entre l'Alberta et le golfe du Mexique. La figure 3 présente ce tableau comparatif.¹⁰

IS RAIL A VIABLE ALTERNATIVE TO PIPELINES?

Mode of transportation	Product	Price (US\$/barrel)	Comments
Pipeline	Diluted bitumen	\$7.00	N/A
Pipeline and barge	Diluted bitumen	\$12.00–\$16.00	Via Catoosa, Okla.
Pipeline and barge	Diluted bitumen	\$10.00	Via Wood River, Ill.
Rail	Diluted bitumen	\$9.00–\$12.00	N/A
Pipeline with diluent returning to Alberta	Bitumen	\$11.50–\$12.00	Diluent: 30% of diluted bitumen
Rail raw bitumen with heating	Bitumen	\$7.00–\$10.00	Cars returning empty
Rail raw bitumen with heating	Bitumen	\$6.00–\$8.00	Diluent returned to Alberta from Gulf Coast

SOURCE: STANDARD & POOR'S ANDREW BARR / NATIONAL POST

FIGURE 3 - TABLEAU COMPARATIF DES DIFFÉRENTES OPTIONS DE TRANSPORT DU PÉTROLE ENTRE L'ALBERTA ET LE GOLFE DU MEXIQUE

L'analyste de Standard & Poors souligne aussi que le rail permet de transporter le brut cinq fois plus rapidement et que les coûts d'expansion des infrastructures ferroviaires sont beaucoup plus faibles que les coûts dérivés de la construction de nouveaux pipelines. Un autre avantage du transport ferroviaire est sa plus grande flexibilité du choix d'origines et de destinations du brut.

En analysant les différents facteurs économiques, S&P conclut qu'à long terme, le train est une option compétitive au transport par pipeline.

Toutefois, les modifications au Règlement sur le transport des marchandises dangereuses à la suite de l'accident ferroviaire à Lac-Mégantic auront évidemment un impact sur le coût du transport par rail. En effet, selon le résumé de l'étude d'impact de la réglementation publié par Transport Canada¹¹, la nouvelle norme impose l'utilisation d'un acier plus épais, d'un bouclier protecteur de tête complet, d'une chemise offrant une

⁹ Standard & Poors

¹⁰ http://business.financialpost.com/news/energy/is-rail-a-viable-alternative-to-oil-pipelines-sp?__lsa=5ff6-8f29

¹¹ <https://www.tc.gc.ca/media/documents/tmd-fra/REIR.pdf>

protection thermique, d'un dispositif de protection des raccords supérieurs, ainsi que de nouvelles exigences concernant les robinets de déchargement par le bas. Selon Transport Canada, le coût total de la réglementation est évalué à 1 milliard de dollars sur une période de 20 ans.

Concernant l'expansion du transport par rail, selon l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), les volumes de pétrole brut transporté par rail au Canada devraient passer d'environ 200 000 barils par jour (b/j) à la fin de 2013 à 700 000 b/j à la fin de 2016. En outre, le transport ferroviaire de pétrole dans la région de Bakken a augmenté de 400 000 b/j en 2013 et les projets qui ont débuté en 2014 ajouteraient 500 000 b/j additionnels.

3. CONFIGURATION DES RAFFINERIES

La gamme de produits qu'obtient le raffineur dépend des qualités naturelles du pétrole brut. Les différents bruts se distinguent ordinairement par leur densité (mesurée en degrés API) et leur teneur en soufre. Le pétrole brut, caractérisé par une faible densité API, est considéré comme un brut lourd; il a généralement une plus forte teneur en soufre et donne davantage de produits de plus faible valeur. Plus le pétrole brut est lourd, moins il a de valeur pour un raffineur, car il exigera un traitement plus poussé ou donnera un plus fort pourcentage de sous-produits de faible valeur, comme du mazout lourd, qui se vend habituellement à un prix inférieur à celui du pétrole brut.

Le pétrole brut caractérisé par une haute teneur en soufre est dit « acide », « sulfureux » ou « corrosif ». La présence de soufre est une propriété indésirable des produits pétroliers, en particulier des carburants. Il peut nuire à l'efficacité de certaines technologies de réduction des émissions de polluants et, après avoir été brûlé dans un moteur à combustion, il est rejeté dans l'atmosphère au contact de laquelle il peut former de l'anhydride sulfureux qui contribue à la formation de pluies acides.

Selon Ressources naturelles Canada, « la situation économique ou la rentabilité d'une raffinerie est la résultante de la conjonction de trois facteurs : le choix du brut utilisé

(panier de bruts), la complexité de l'équipement de raffinage (configuration de la raffinerie) et le type et la qualité désirés des produits obtenus (panier de produits) ».

Les bruts légers sont les plus coûteux, mais exigent moins de raffinage. D'autre part, les bruts lourds sont meilleur marché, mais leur traitement nécessite un investissement plus important dans des opérations de raffinage.

Le choix du pétrole brut à traiter dans une raffinerie est dicté par la nature des installations de traitement. À cet égard, les raffineries se classent en trois grandes catégories. La plus simple est l'unité de fractionnement (« topping plant »), qui comporte une seule unité de distillation et, dans la plupart des cas, un reformeur catalytique qui permet d'obtenir de l'octane. Les rendements de cette installation sont largement en fonction des rendements naturels du brut traité. En général, on n'y traite que des condensats ou des bruts légers non corrosifs.

Viennent ensuite les installations de craquage. Ces types de raffinerie prennent le gazole issu de la distillation du brut (un produit plus lourd que le diesel, mais plus léger que le mazout lourd) et le dissocient en essence et en distillats au moyen de catalyseurs, dans des conditions de haute température et de haute pression.

En fin, se trouvent les installations de cokéfaction. Ces types de raffinerie traitent le combustible résiduel, la fraction la plus lourde du pétrole brut, et le dissocient par craquage thermique en un produit plus léger dans une unité de cokéfaction ou d'hydrocraquage. L'ajout d'unités de craquage catalytique fluide ou d'un hydrocraqueur augmente considérablement les rendements en produits de valeur élevée, comme l'essence et le diesel, ce qui permet à la raffinerie de traiter des bruts plus lourds et meilleur marché tout en obtenant un volume équivalent ou supérieur de produits de grande valeur.

D'autre part, l'hydrotraitement est un procédé qui sert à désulfurer les produits finis. Étant donné que les raffineries sont de plus en plus tenues par la réglementation de fabriquer des produits à très faible teneur en soufre, elles se dotent actuellement

d'installations d'hydrotraitement. Celles qui possèdent une grande capacité d'hydrotraitement ont la possibilité de traiter un brut à plus haute teneur en soufre.

4. CAPACITÉ DE RAFFINAGE DE PÉTROLE LOURD

La capacité mondiale du raffinage du pétrole est de 88 millions de barils par jour dont seulement 4,68 millions de barils par jour correspondent au pétrole lourd¹².

À l'heure actuelle, approximativement la moitié de la capacité mondiale de raffinage du pétrole lourd est établie dans le golfe du Mexique, soit 2,15 millions de barils par jour¹³

Par conséquent, les producteurs du pétrole lourd (Canada, Venezuela, Mexique, etc.) doivent composer avec cette très faible capacité de raffinage, ce qui rend presque impossible l'augmentation de la production sans une croissance importante de la capacité du raffinage du pétrole lourd et, comme on voit dans la section suivante, dans le court terme, il est peu probable qu'il y ait une augmentation de la capacité de raffinage globale du pétrole lourd (Bauquis 2015- Communication personnelle¹⁴).

5. L'IMPACT DU PÉTROLE DE SCHISTE AMÉRICAIN SUR LA DEMANDE DU BRUT LOURD

L'augmentation de la production locale de pétrole de schiste a mené les Américains à convertir une partie de ces raffineries pour traiter le pétrole léger. Cette augmentation de l'offre du pétrole léger, plus facile à raffiner que le pétrole lourd, permet de penser qu'il serait peu probable que la capacité de raffinage du pétrole lourd augmente dans les prochaines années (Bauquis- 2015).

Dans le même sens, le chef exécutif de Valero, Bill Kleese, a exprimé récemment :
« Then you have the Gulf Coast situation The world has changed dramatically with all this light sweet oil. Valero was convinced four, five, six years ago that the future was processing of heavy sour oil. That's why we have cokers If you were going to build a

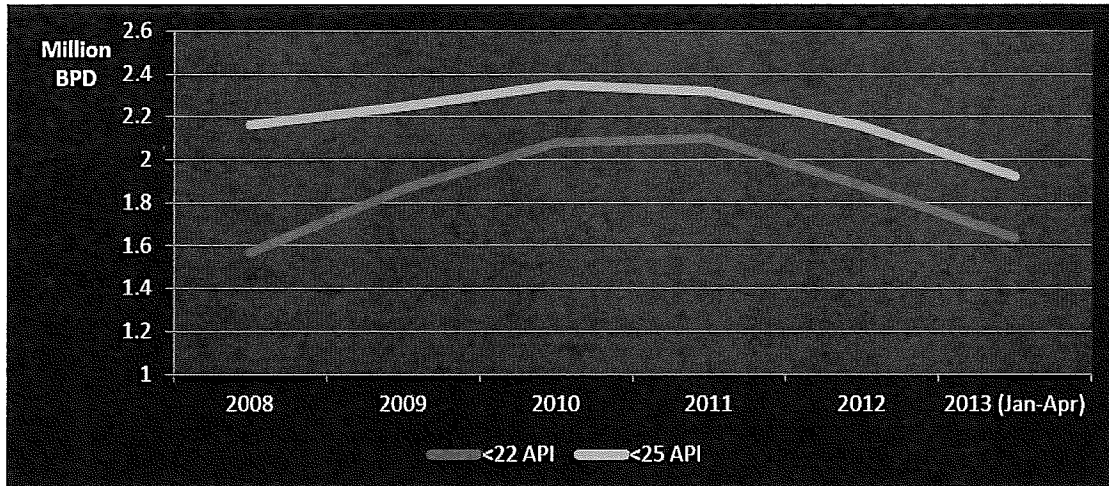
¹² Source : Worldwide Refineries – Capacities as of January 1, 2012. Oil and Gas Journal. Dec. 5, 2011.

¹³ http://priceofoil.org/content/uploads/2013/07/OCI_KXL-Crude-Exports_07-11-13.pdf

¹⁴ Pierre André Bauquis, ancien directeur de stratégie et planification de Total SA

grassroots refinery today, you would not build a coking refinery. You would build a light-sweet refinery ».

D'autre part, les dernières données indiquent aussi que l'importation de pétrole lourd par les raffineries du golfe du Mexique est en diminution depuis 2011. La figure 4 présente l'importation du brut lourd par les raffineries du golfe. Les deux courbes (API < 22 et API < 25) confirment la tendance à la baisse du raffinage du pétrole lourd.



Source: EIA, Company Level Imports Archive¹⁴

FIGURE 4 - IMPORTATIONS DE PÉTROLE LOURD PAR LES RAFFINERIES DU GOLFE DU MEXIQUE ENTRE 2008 ET 2013

6. IMPACT DU PRIX DU BRUT SUR LA RENTABILITÉ DES PROJETS DE PÉTROLE DE SABLE BITUMINEUX

Le Canadian Energy Research Institute (CERI) a réalisé une analyse de sensibilité afin d'étudier l'impact du prix du baril de pétrole sur la rentabilité des nouveaux projets de sable bitumineux.¹⁵ Selon cette étude, la valeur actuelle nette des projets de production du pétrole des sables bitumineux dépend très fortement du prix du baril. En effet, selon l'étude, une augmentation de seulement 20 % du prix du pétrole ferait doubler la valeur actuelle nette des projets de sable bitumineux, contrairement à une diminution de 20 % du prix qui rendrait la valeur actuelle nette négative.

¹⁵ Refining Bitumen: Costs, benefits and analysis. Canadian Energy Research Institute. December 2014.

La figure 5 présente la variation de la valeur actuelle nette (VAN) des projets de sable bitumineux (en millions de dollars canadiens) en fonction du prix du baril. Pour cette représentation, les auteurs du rapport ont utilisé un prix de référence du baril de 77 \$ sur le marché WTI et, par la suite, ils ont calculé l'impact sur la rentabilité des projets à la suite d'une variation du prix du brut de plus 20 % et de moins 20 %.

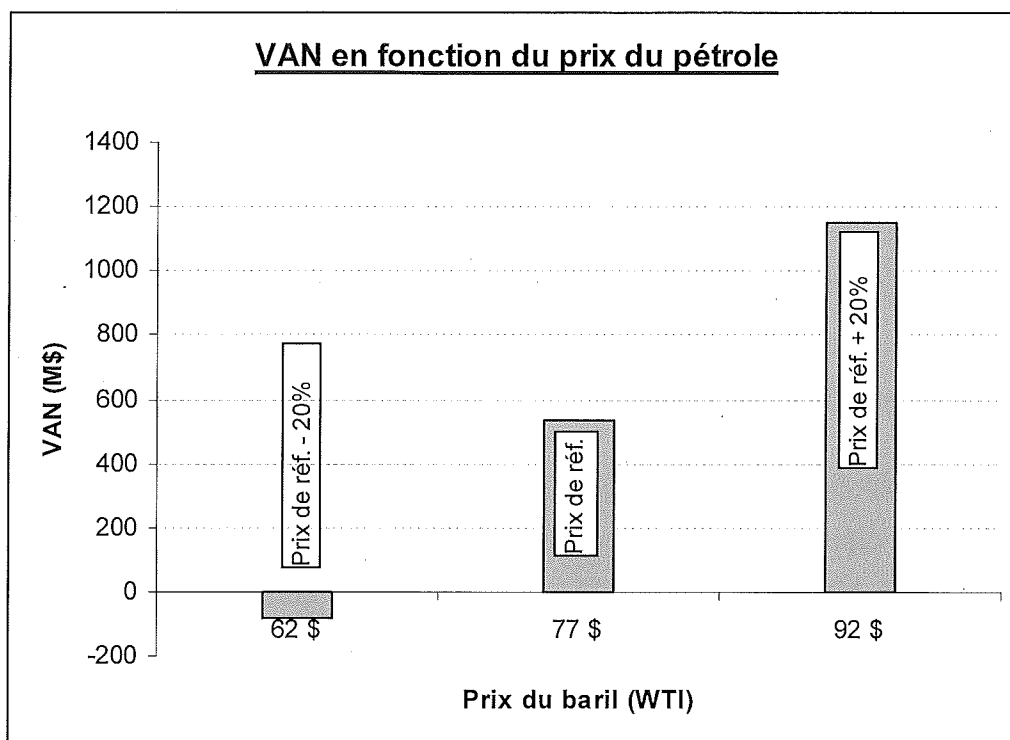


FIGURE 5 - IMPACT DU PRIX DU BARIL DE PÉTROLE SUR LA RENTABILITÉ DES PROJETS DE SABLE BITUMINEUX

Selon la figure 5, une variation de plus 20 % du prix du brut ferait doubler la valeur actuelle nette du projet, tandis qu'une diminution de 20 % rendrait la valeur actuelle nette négative. À partir de ces données, nous pouvons conclure que la variable « prix du pétrole » est beaucoup plus significative pour la rentabilité des projets de production que les économies de transport que le pipeline pourrait provoquer.

Dans le même sens et pour corroborer cette information, la pétrolière Suncor, qui produit du pétrole à partir du sable bitumineux en Alberta, a déclaré que le premier trimestre 2015, avec un prix du baril inférieur à 60 \$, s'est soldé par une perte de 341 millions de

dollars, tandis qu'à pareille période l'an dernier, lorsque le prix était proche de 100 \$, l'entreprise a eu un bénéfice net de 1,5 milliard.¹⁶

7. PRÉVISIONS DES IMPACTS SUR LES ÉMISSIONS DE GES DU PROJET ÉNERGIE EST

7.1 IMPACT AU NIVEAU PROVINCIAL

Étant donné que le pétrole transporté par l'oléoduc n'est pas produit au Québec et qu'il ne serait probablement pas raffiné au Québec par manque d'installations pour traiter du pétrole lourd, les émissions attribuables au projet sur le territoire québécois seraient faibles et elles consisteraient principalement en des émissions de GES liées à la construction et à l'opération de l'oléoduc et des infrastructures connexes, comme la construction et l'opération d'un terminal maritime au Québec, ce qui ne semble pas très probable à l'heure actuelle.

Selon l'étude d'impact du « Projet Oléoduc Énergie Est » réalisé en septembre 2014 par Énergie Est ltée, les émissions liées à la construction des infrastructures représenteraient pour le Québec 212 kilotonnes d'équivalent CO₂ et seraient étalées sur une période d'approximativement trois ans. Les principales sources d'émission seront la construction de l'oléoduc, la construction des stations de pompage, la mise à l'air libre du gaz naturel résiduel dans les tronçons du gazoduc qui seront convertis en oléoduc et la construction des terminaux.

Pour ce qui est des émissions de GES résultant de l'exploitation de l'oléoduc au Québec, selon cette même étude, si le terminal maritime au Québec est construit, elles pourraient être de 166 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année. Les principales sources d'émission de GES de ce projet proviendraient de l'exploitation des terminaux maritimes au Québec et au Nouveau-Brunswick, du fonctionnement des stations de pompage, des émissions fugitives des oléoducs et des réservoirs de stockage de produits pétroliers, la combustion de diesel dans les navires-citernes, lorsqu'ils sont à quai, et de la combustion des vapeurs organiques au cours du chargement portuaire. Évidemment, si aucun terminal maritime

¹⁶ <http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/438882/les-petrolieres-en-panne-de-profits>

n'est construit au Québec, les émissions annuelles de GES lors de l'exploitation de l'oléoduc seraient significativement inférieures à ce chiffre.

7.2 IMPACT AU NIVEAU CANADIEN ET DANS LE RESTE DU MONDE

Pour ce qui est de l'impact du projet sur les émissions de GES canadiennes et dans le reste du monde, Navius a réalisé une modélisation en considérant l'ensemble des émissions à partir de l'extraction du pétrole et jusqu'au remplissage des réservoirs de carburant des véhicules, ce qui en anglais est connu par « well to tank ». Leur modélisation prévoit une augmentation des émissions de GES au Canada et une diminution des émissions dans le reste du monde.

Toutefois, étant donné que l'augmentation des émissions au Canada serait supérieure à la diminution des émissions dans le reste du monde, l'impact global pourrait être d'augmenter les émissions de GES en 2035 de 0,7 à 4,3 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par année.

Il faut mentionner que, pour ce qui est des émissions canadiennes, la modélisation considère aussi une augmentation du raffinage de bitume dans l'est du Canada, ce qui à l'heure actuelle est impossible si des mises à niveau importantes au niveau des raffineries de Québec ou Nouveau-Brunswick ne sont pas réalisées pour pouvoir raffiner le bitume.

8. CONCLUSION

La littérature concernant l'impact du projet Énergie Est et d'autres projets de pipeline similaires, comme Keystone XL, présente de grandes différences selon les sources consultées en ce qui concerne l'augmentation potentielle des émissions de GES.

Les études qui prévoient que le projet Énergie Est aurait un grand impact sur les émissions de GES sont basées sur les prémisses suivantes :

- Le projet permettra d'accroître la production de pétrole du sable bitumineux en 1,1 million de barils par jour, remplaçant ainsi une partie de la production de pétrole conventionnel moins émetteur de GES au niveau de leur production. Conséquemment, cette substitution d'un pétrole moins émetteur lors de sa

production (le pétrole conventionnel) par un autre plus émetteur de GES comme le pétrole de sable bitumineux aurait un grand impact sur les émissions de GES;

- Les autres options du transport de pétrole ne seraient pas compétitives. Sans la construction du pipeline, les nouveaux projets de production de pétrole à partir du sable bitumineux ne seraient pas rentables économiquement;
- La construction du pipeline augmenterait, quoique de façon minimale, l'offre mondiale de pétrole abaissant le prix à la pompe et, de cette façon, accroîtrait la consommation du pétrole. Étant donné que 80 % des émissions de GES sont produites pendant la combustion du carburant, cette augmentation aurait un effet très significatif sur les émissions de GES mondiales.

Appartiennent à ce groupe les études de l'Institut Pembina et de l'Institut environnemental Stockholm.

L'étude de l'Institut Pembina prévoit, comme résultat de la mise place du projet Énergie Est, une augmentation des émissions canadiennes de GES de 30 à 32 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par année. Il faut mentionner que l'Institut Pembina a considéré seulement les émissions de GES dues à l'extraction du pétrole.

Pour l'Institut environnemental Stockholm, le projet Énergie Est, en considérant seulement les émissions de GES dues à la combustion des carburants par les véhicules, serait responsable d'une augmentation de 93 millions de tonnes d'équivalent CO₂.

D'autre part, plusieurs études prédisent un impact relativement faible du projet sur les émissions de GES. Parmi ces études, notons principalement l'étude « Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy Est Pipeline Project » de Navius Research Inc. qui prévoit pour le projet Énergie Est un impact sur les émissions de GES de 0,7 à 4,3 millions de tonnes d'équivalent CO₂ pour l'année 2035. D'autres études, conçues principalement pour le projet Keystone XL comme les études du Département d'État américain et celui d'IHS CERA, arrivent à des conclusions similaires.

En général, ces études affirment que les autres options du transport de pétrole (principalement le transport ferroviaire) sont compétitives et que la non-approbation des

projets d'oléoducs aurait un impact faible, puisque le pétrole serait malgré tout transporté par train.

Pour répondre à la question si, en l'absence du projet d'oléoduc, le train serait un moyen de transport compétitif pour le brut, en général, la littérature consultée précise que le transport de brut par pipeline comporte des avantages économiques, mais si le producteur dispose de ses propres wagons-citernes, ce qui semble être la tendance actuelle, l'écart n'est pas suffisamment important pour invalider le transport par train. Concernant la capacité canadienne de transport ferroviaire de pétrole, l'Association canadienne des producteurs pétroliers estime qu'elle devrait être de 700 000 b/j à la fin de 2016. Il faut mentionner qu'à la fin de 2013, la capacité de transport était d'environ 200 000 b/j, donc une augmentation de plus de 300 % en trois ans.

Un autre élément important à souligner est la faible capacité de raffinage de pétrole lourd, soit 4,68 millions de b/j, ce qui représente seulement 5 % de la capacité totale de raffinage. En effet, la plupart des raffineries au monde ont été conçues pour raffiner du pétrole léger et leur configuration ne permet pas de traiter des pétroles lourds sans d'importantes mises à niveau. Par ailleurs, environ la moitié de la capacité mondiale de raffinage du pétrole lourd est concentrée dans le golfe du Mexique et en fonction de l'abondance actuelle du pétrole léger de schiste sur le territoire américain, la demande en pétrole lourd est en diminution. En effet, entre 2010 et 2013 les importations de pétrole lourd par les raffineries du golfe du Mexique ont diminué de 20 %. Par conséquent, selon le scénario actuel, il est peu probable que dans le court terme la capacité mondiale de raffinage de pétrole lourd augmente et, sans cette croissance, la production ne pourrait pas augmenter. Autrement dit, il y a un lien indissociable entre la production de bitume et la capacité des raffineries de traiter le pétrole lourd.

Un autre élément qui a été souligné est la forte influence du prix du baril sur la rentabilité des projets de production de pétrole. Comparativement aux économies qui peuvent être réalisées en transportant le pétrole par pipeline, la variation du prix du baril a un impact beaucoup plus important sur la réalisation ou non de nouveaux projets de sable bitumineux, lesquels demandent des investissements très significatifs. Par conséquent, si

le prix du baril est suffisamment élevé, de nouveaux projets pétroliers seront réalisés même sans la construction de nouveaux pipelines.

Finalement, selon l'étude d'impact de Énergie Est Itée, les émissions en territoire québécois pour la construction et l'exploitation des infrastructures pourraient être :

- Construction : 212 kilotonnes d'équivalent CO₂, étalées sur trois ans;
- Exploitation : 166 kilotonnes d'équivalent CO₂ par année. Ce chiffre pourrait être inférieur si aucun terminal maritime n'est installé au Québec.

Pour ce qui est de l'impact du projet au niveau canadien et mondial du projet Énergie Est, nous ne sommes pas en mesure de pouvoir quantifier avec exactitude celui-ci au niveau des émissions de GES. Toutefois, étant donné que :

- les avantages économiques du transport de pétrole par pipeline sont réels, mais que la différence par rapport au transport par train n'est pas suffisamment significative pour exclure cette option;
- la capacité de raffinage de pétrole lourd au monde est faible (seulement 4,68 millions de barils par jour) et qu'approximativement la moitié de cette capacité se trouve dans la région du golfe du Mexique qui n'est pas en lien direct avec le projet Énergie Est;
- la tendance des importations américaines du pétrole lourd est à la baisse à cause de la production du pétrole de schiste;
- la rentabilité des nouveaux projets de sable bitumineux dépend majoritairement du prix du baril du pétrole et non des économies reliées au transport du brut.

Notre opinion, à la lumière des informations analysées, est à l'effet qu'il est peu probable, comme il a été publié dans l'étude de Pembina, que l'augmentation de la capacité de transport du pétrole par pipeline de 1,1 million de barils puisse se traduire directement en une augmentation d'une quantité équivalente de la production du pétrole à partir des sables bitumineux.

La construction de l'oléoduc Énergie Est facilitera certes le transport du pétrole vers l'est et pourrait stimuler une augmentation de la production de pétrole de sable bitumineux. Toutefois, étant donné qu'il y a d'autres facteurs qui peuvent avoir une incidence

importante sur la production de pétrole de sable bitumineux, nous considérons que ce serait une erreur d'établir un lien direct, voire linéaire, entre la capacité de transport du pipeline et l'augmentation de la production de pétrole.

En conclusion, l'étude de Navius Research semble être la plus complète et la plus réaliste en ce qui a trait à l'estimation des émissions potentielles de GES au Canada advenant le cas où le projet de l'oléoduc Énergie Est était réalisé. Ainsi, cet oléoduc pourrait produire une augmentation des émissions canadiennes de 1,2 à 10,2 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par année en 2035. Toutefois toujours selon cette étude, en considérant que le projet pourrait également produire une réduction d'émissions de GES dans le reste du monde, l'augmentation globale des émissions de GES pourrait être de 0,7 à 4,3 millions de tonnes d'équivalent CO₂ par année en 2035, pour l'ensemble des émissions, à partir de l'extraction du pétrole jusqu'au raffinage et distribution de combustible (well-to-tank).

