




Environment and  
Climate Change Canada

Environnement et  
Changement climatique Canada



## **Trans Mountain Pipeline ULC – Projet d’agrandissement du réseau de Trans Mountain**

**Examen des estimations des émissions de gaz à  
effet de serre en amont associées au projet**

**Novembre 2016**

Page intentionnellement laissée en blanc.

## Table des matières

<b>Table des matières</b>	<b>3</b>
<b>Sommaire</b>	<b>5</b>
<b>Introduction</b>	<b>8</b>
<b>Description du projet</b>	<b>9</b>
<b>Partie A: Estimation des émissions de GES en amont</b>	<b>10</b>
<b>A.1 Portée</b>	<b>10</b>
<b>A.2 Capacité du projet</b>	<b>12</b>
<b>A.3 Éventail de produits</b>	<b>12</b>
<b>A.4 Scénarios relatifs à l'éventail des produits</b>	<b>13</b>
A.4.1 Scénario 1	14
A.4.2 Scénario 2	15
A.4.3 Scénario 3	15
A.4.4 Scénario 4	15
<b>A.5 Estimations de GES en amont</b>	<b>16</b>
<b>A.6 Démarche de prévision des GES</b>	<b>17</b>
<b>A.7 Données déclarées par les installations</b>	<b>19</b>
<b>Partie B: Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde</b>	<b>22</b>
<b>B.1 Introduction</b>	<b>22</b>
<b>B.2 Aperçu de la production pétrolière au Canada</b>	<b>22</b>
B.2.1 Croissance de l'offre pétrolière canadienne	23
B.2.2 Prévisions d'émissions de GES au Canada	25
B.2.3 Perspectives de production de pétrole brut à l'échelle mondiale	25
B.2.4 Marchés actuels et potentiels pour l'augmentation de la production pétrolière tirée des sables bitumineux	26
B.2.5 Les incertitudes du marché du pétrole	29
B.2.6 Engagements du Canada face aux changements climatiques et production pétrolière tirée des sables bitumineux	31
<b>B.3 Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire</b>	<b>32</b>
B.3.1 Transport ferroviaire de pétrole brut en Amérique du Nord	33
B.3.2 Infrastructure nord-américaine de chargement et de déchargement du pétrole brut transporté par rail	34
B.3.3 Coûts relatifs du transport par pipeline et par rail	36
<b>B.4 Émissions supplémentaires et capacité pipelinrière additionnelle</b>	<b>38</b>
B.4.1 Scénario de référence : Aucune construction de nouvelle capacité pipelinrière à partir du BSOC	39

B.4.2	Scénario 1 : Le réseau TMPL est la seule nouvelle capacité pipelinière _____	39
B.4.3	Scénario 2 : Construction du réseau TMPL et d'autres capacités pipelinières _____	40
B.4.4	Coûts de l'offre des projets de sables bitumineux et coûts supplémentaires liés au transport par voie ferroviaire _____	40
B.4.5	Consommation mondiale de pétrole et émissions de GES en amont _____	45
<b>Conclusions _____</b>		<b>48</b>
<b>Bibliographie _____</b>		<b>50</b>
<b>Annexe A – Proportions des catégories de pétrole brut pour le mélange futur _____</b>		<b>56</b>
Scénario 1	_____	56
Scénario 2	_____	57
Scénario 3	_____	58
Scénario 4	_____	59
<b>Annexe B – Méthodologie des coefficients d'émission _____</b>		<b>60</b>
Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut _____		60
Coefficient d'émission du pétrole synthétique _____		60
Coefficients d'émission déterminés à l'aide des données déclarées par les installations _____		62
Coefficients d'émission pour la production de diluant _____		63
Coefficients d'émission de la production de produits pétroliers raffinés _____		64
<b>Annexe C – Limites de l'analyse _____</b>		<b>66</b>
<b>Annexe D – Projets de sables bitumineux et de pétrole lourd en cours de réalisation _____</b>		<b>68</b>

## Sommaire

Le présent document présente une estimation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées à la capacité de transport du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain ainsi qu'une analyse des conditions dans lesquelles ces émissions pourraient être considérées comme additionnelles<sup>1</sup>.

Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain propose d'agrandir le réseau pipelinier existant de Trans Mountain d'Edmonton, en Alberta, et à Burnaby, en Colombie-Britannique en augmentant sa capacité nominale actuelle de 300 000 barils par jour à 890 000 barils par jour. Le projet engloberait la construction d'un nouveau pipeline qui doublerait efficacement le pipeline actuel en Alberta et en Colombie-Britannique, l'ajout de nouvelles stations de pompage et de réservoirs de stockage, et la construction d'un nouveau quai au terminal maritime Westridge à Burnaby, en Colombie-Britannique.

Environnement et Changement climatique Canada a établi une estimation des émissions de GES en amont, au Canada, associées à la production et au traitement du pétrole brut et des produits raffinés qui pourraient être transportés par le réseau pipelinier de Trans Mountain si le projet est approuvé. À l'heure actuelle, les données publiques disponibles et les méthodologies établies ne permettent pas d'inclure les émissions indirectes, telles que celles liées aux changements sur l'affectation des terres et de celles liées à la production d'électricité ou aux carburants qui sont produits ailleurs. Les prévisions relatives aux émissions et à la production de GES utilisées aux fins du présent examen ont été modélisées jusqu'en 2030, et incluent des répercussions éventuelles estimées des politiques et des mesures existantes en date de septembre 2015. D'importantes mesures de réduction des émissions de GES produites par le secteur du pétrole et du gaz ont été annoncées depuis, y compris l'engagement du gouvernement du Canada à réduire, d'ici 2025, les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz pour les ramener à 40 % à 45 % sous les niveaux de 2012, et l'approche pancanadienne proposée par le gouvernement pour la tarification des émissions de carbone. Cette analyse porte avant tout sur les pratiques mises en œuvre en date de septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en préparation, tel que la proposition de l'Alberta de décréter un plafond quant aux émissions provenant des sables bitumineux, mais on reconnaît que des pratiques améliorées atténueront à l'avenir les émissions.

**Les émissions de GES en amont associées au réseau pipelinier de Trans Mountain, qui transporte 890 000 barils par jour, pourraient s'élever de 21 à 26 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone par année. En ne tenant compte que de la capacité ajoutée par le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain de 590 000 barils par jour, les émissions de GES en amont pourraient varier de 13 à 15 mégatonnes en équivalents en dioxyde de carbone par année.**

---

<sup>1</sup> Dans le contexte de la présente évaluation, le terme *additionnel* est utilisé dans l'analyse de la capacité ajoutée que le projet apporterait. Le terme *supplémentaire* est utilisé dans l'analyse de la production (et des émissions connexes) qui pourrait être directement facilitée par ce projet

La mesure dans laquelle les émissions estimées associées à la capacité additionnelle augmenteraient dépend des facteurs qui orientent les décisions d'investissement des producteurs de pétrole brut, à savoir, le prix prévu du pétrole, la disponibilité et les coûts d'autres moyens de transport (p. ex. brut par rail), si d'autres projets pipeliniers sont construits, et les coûts de production.

Si le projet d'agrandissement du réseau TMPL est le seul projet qui augmente la capacité pipelinère dans l'ouest du Canada et si le « prix net » du baril marginal produit à partir de sables bitumineux demeure inchangé après la construction, le projet ne devrait pas entraîner de production additionnelle ou des émissions en amont. Toutefois, dans certaines circonstances, la construction limitée au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain pourrait accroître le rendement financier (c.-à-d., « prix net » amélioré) qu'offrent les projets de sables bitumineux, et par conséquent, hausser la production et les émissions en amont.

Si l'on développe une capacité de transport additionnelle, notamment par le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, de manière à ce qu'il ne soit plus nécessaire de transporter de grandes quantités de brut par rail, il est probable que le « prix net » du baril marginal produit à partir de sable bitumineux augmente. Une part des émissions calculées pour les besoins de la présente analyse seraient donc en partie additionnelles.

La production additionnelle est plus probable ou susceptible d'être plus importante lorsque les prix du pétrole léger canadien à long terme se situent dans une fourchette de 60 à 80 dollars le baril (en dollars américains constants de 2015). Si les prix étaient supérieurs à cette fourchette, de nombreux projets d'exploitation de sables bitumineux seraient rentables même si le transport de pétrole brut par rail était la seule option. Ainsi, il serait moins probable d'observer une production additionnelle. Toutefois, si les prix du pétrole à long terme étaient inférieurs à cette fourchette, on ne pourrait s'attendre à de nouveaux investissements importants dans la production de pétrole à partir de sables bitumineux, peu importe le moyen de transport (rail ou pipeline). En outre, si l'on suppose que plusieurs projets de pipeline sont construits, il devient difficile d'attribuer des émissions de GES additionnelles à un projet particulier étant donné que bon nombre des projets prévoient des calendriers de construction et des capacités comparables.

La production additionnelle de sables bitumineux pourrait avoir une incidence sur les prix et l'offre à l'échelle mondiale. Une partie de cette production remplacerait celle de divers types de pétrole brut qui ne serait alors plus produits. Dans ce cas, les répercussions sur les émissions à l'échelle mondiale seraient la différence dans les émissions de GES du puits jusqu'au réservoir entre celles générées par la production de sables bitumineux et celles générées par la production du type de pétrole remplacé. Une certaine partie de toute production additionnelle pourrait aussi entraîner une hausse de l'offre pétrolière mondiale totale, ce qui ferait baisser les prix mondiaux et augmenter la quantité de pétrole consommé à l'échelle mondiale. L'incidence sur les émissions causée par cette partie de la production additionnelle serait l'ensemble des émissions rattachées au cycle de vie, du puits à la roue. Étant donné qu'une partie importante de pétrole brut devrait être viable sur le plan financier à l'intérieur d'une fourchette de prix du brut comparable à celle des sables bitumineux canadiens, on prévoit qu'une

grande partie de la production additionnelle déplacerait les autres types de pétrole brut au lieu d'augmenter l'offre totale de pétrole.

## Introduction

Le gouvernement du Canada est déterminé à ce que les décisions relatives aux projets proposés soient fondées sur des données probantes et des connaissances scientifiques, notamment en ce qui a trait aux changements climatiques. Dans le cadre de son annonce du 27 janvier 2016 relative à des principes provisoires, le gouvernement du Canada s'est engagé à entreprendre une évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées à des projets soumis à une évaluation (1).

Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) reconnaît que les effets du changement climatique sont visibles dans toutes les régions du Canada. Des rapports récents sur le changement climatique, y compris le rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat de 2014 (2) fait état des répercussions sur l'eau, les pêches, l'agriculture, la foresterie, la santé humaine, les littoraux et les régions arctiques. L'élévation du niveau de la mer est expliquée davantage dans le rapport intitulé « Le littoral maritime du Canada face à l'évolution du climat » de Ressources naturelles Canada (3), selon lequel l'élévation relative du niveau de la mer en Colombie-Britannique touchera les basses terres du Fraser, le sud de l'île de Vancouver et la côte Nord. Le rapport de Ressources naturelles Canada stipule également que l'élévation du niveau de la mer représente une menace à long terme en augmentant le risque d'inondation côtière. Toutefois, elle augmente également l'impact potentiel des inondations dues à une marée de tempête parce qu'une plus grande profondeur des eaux sublittorales fait augmenter la hauteur et l'énergie des vagues lorsqu'elles frappent les structures côtières. C'est pour cette raison que le rapport signale que les inondations causées par les marées de tempête représentent une plus grande menace pour les collectivités côtières que ne le fait la seule élévation du niveau de la mer. De plus, la présence de digues et l'élévation du niveau relatif de la mer sur les replats de la zone intertidale et les marais salés du banc Roberts (delta du fleuve Fraser, Colombie-Britannique) semblent indiquer que la compression côtière pourrait entraîner d'importantes pertes de surface disponible pour les oiseaux migrateurs et hivernants. En outre des effets du changement climatique sur l'élévation du niveau de la mer, les écosystèmes marins seront touchés à mesure que les espèces migreront vers le nord en réaction au réchauffement de l'eau et la modification des schémas de précipitations aura une incidence sur la disponibilité de l'eau en été et sur le moment de la migration anadrome du saumon dans certains bassins hydrographiques. En comparaison avec d'autres milieux côtiers du Canada, la Colombie-Britannique semble particulièrement vulnérable à l'acidification de l'océan à long terme en raison du fait que le Pacifique Nord est déjà très acide. L'acidification de l'océan est un défi majeur pour les mollusques économiquement importants et fortement calcifiés comme l'ormeau, l'huître, la moule, la palourde et l'oursin. Toute augmentation des émissions provoquées par un projet contribuera au changement climatique à l'échelle mondiale et à ses répercussions sur l'environnement.

L'examen suivant des émissions de GES en amont dues au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain comprend une description du projet, une estimation quantitative des émissions de GES issues de la production en amont associée au projet (partie A) et une analyse des incidences potentielles du projet sur les émissions mondiales et canadiennes de GES (partie B).

## Description du projet

Le réseau pipeline de Trans Mountain (réseau TMPL), qui est exploité depuis octobre 1953, a été construit dans le but de fournir du pétrole brut à divers emplacements au Canada et aux États-Unis. Initialement, sa capacité était de 150 000 barils par jour (b/j), avec quatre stations de pompage le long de son trajet et un quai maritime de chargement. Depuis 1953, la capacité du réseau pipeline a été augmentée un certain nombre de fois.

Le réseau TMPL s'étend actuellement sur une distance d'environ 1 147 kilomètres (km) entre Edmonton, en Alberta, et Burnaby, sur la côte ouest de la Colombie-Britannique. Les 23 stations de pompage le long du trajet du pipeline maintiennent une capacité de 300 000 b/j. En plus des stations de pompage, cinq terminaux, situés à Edmonton, à Kamloops, à Abbotsford (terminal de Sumas) et à Burnaby (terminal de Burnaby et terminal maritime Westridge), servent de sites pour les canalisations d'amenée et les installations de ravitaillement des pétroliers (4):

<b>Terminal d'Edmonton</b>	Réception de pétrole brut et de produits raffinés
<b>Terminal de Kamloops</b>	Livraison de produits raffinés pour l'utilisation locale et réception de pétrole brut provenant du nord-est de la Colombie-Britannique
<b>Station de pompage / terminal de Sumas</b>	Acheminement de pétrole brut vers le système pipeline Puget Sound aux fins de livraison aux raffineries de l'État de Washington ou au terminal de Burnaby
<b>Terminal de Burnaby</b>	Livraison de pétrole brut vers la raffinerie Chevron ou de produits raffinés vers le terminal Suncor
<b>Terminal portuaire de Westridge</b>	Livraison du pétrole brut destiné au transport maritime

Le 16 décembre 2013, Trans Mountain Pipeline ULC (Trans Mountain) a déposé une demande relative au projet à l'Office national de l'énergie (ONÉ). Ce projet vise l'agrandissement du réseau TMPL entre Edmonton et Burnaby, afin d'en porter la capacité nominale de 300 000 b/j à 890 000 b/j. Le projet inclurait (5):

- la construction de nouveaux tronçons pipeline (en trois segments) enfouis d'un diamètre extérieur de 914,4 mm sur une longueur totale de 987 km en Alberta et en Colombie Britannique, ainsi que de deux nouvelles canalisations de livraison, elles aussi enfouies, d'une longueur de 3,6 km chacune, allant du terminal de Burnaby au terminal maritime Westridge de Trans Mountain;
- la construction de nouvelles installations et la modification d'installations existantes, notamment l'ajout de 12 nouvelles stations de pompage et de 18 nouveaux réservoirs de stockage;
- la remise en service de deux canalisations existantes (en deux segments) d'un diamètre extérieur de 609,6 mm sur une distance totale de 193 km et de la station de pompage Niton existante, ainsi que l'ajout d'une pompe à la station de pompage Sumas existante;

- la mise hors service de certains éléments des stations de pompage Wolf et Blue River existantes;
- la construction d'un nouveau quai avec trois nouveaux postes à quai au terminal maritime Westridge (le poste à quai existant serait mis hors service).

Le projet nécessiterait par ailleurs de l'équipement d'accompagnement ainsi que des lignes de transport d'électricité et des routes d'accès permanentes. Une certaine infrastructure temporaire serait aussi requise durant la construction. Les installations du réseau TMPL existant, combinées aux installations proposées dans le cadre du projet d'agrandissement du réseau TMPL, donneraient lieu à la création de deux oléoducs parallèles. La canalisation 1, qui comprend les segments existants, aurait une capacité de 350 000 b/j (une augmentation de 50 000 b/j par rapport à la capacité actuelle). La canalisation 2 aurait une capacité de 540 000 b/j. Trans Mountain prévoit que la canalisation 1 assurerait le transport de produits raffinés et de pétrole léger en plus de permettre le transport du pétrole brut lourd à une capacité réduite. La canalisation 2 proposée permettrait le transport du pétrole brut lourd, mais serait également en mesure de transporter du pétrole brut léger.

Trans Mountain a également envisagé un scénario théorique d'expansion future qui ajouterait 240 000 b/j de capacité additionnelle à la canalisation 2. Il y a cependant de nombreux obstacles à la viabilité de ce scénario d'expansion, y compris la disponibilité de l'alimentation électrique, l'espace disponible pour les réservoirs et l'infrastructure terminale, la capacité du pipeline Puget Sound et la capacité à accroître le trafic maritime passant par le Second Narrows à Burrard Inlet (6).

Une carte du projet de pipeline de Trans Mountain est présentée ci-dessous à la figure 1. Trans Mountain prévoit commencer la construction du pipeline agrandi en 2017 et de le mettre en service en 2019.

Trans Mountain a estimé que les émissions de GES liées aux activités du réseau agrandi seraient de 407 kilotonnes (kt) par année en équivalent en dioxyde de carbone (équivalent CO<sub>2</sub>) lorsque la construction sera terminée (7). Par ailleurs, les émissions de GES résultant de la navigation maritime en lien avec le projet ont été estimées à 68 kt en équivalent CO<sub>2</sub> par année (8). Ces émissions ne sont pas prises en compte dans le présent examen.

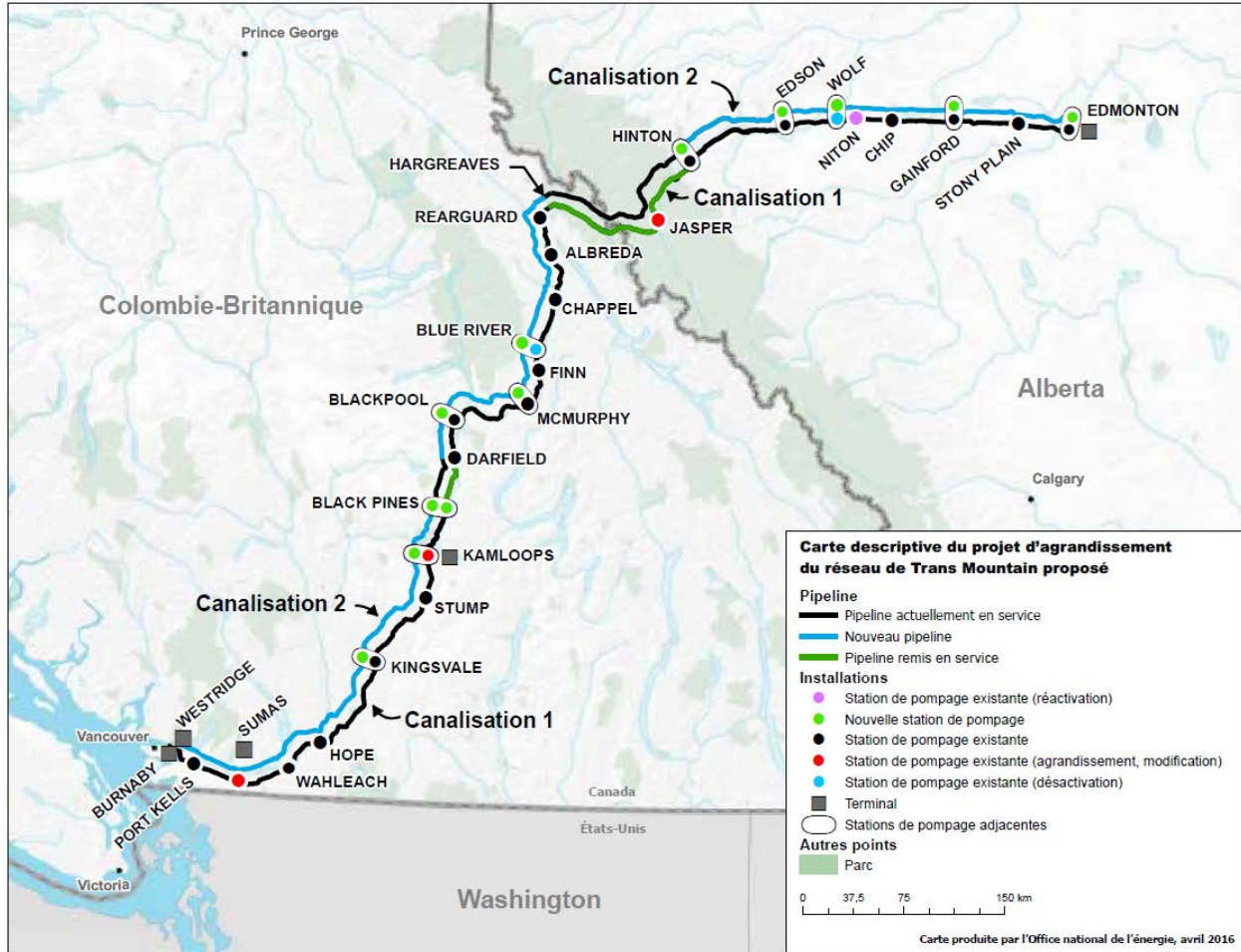
## **Partie A: Estimation des émissions de GES en amont**

### **A.1 Portée**

Cette partie de l'examen fournit des estimations quantitatives des émissions de GES rejetées lors de l'extraction et de la transformation en amont des produits associés au projet. Il s'agit notamment des émissions provenant de sources telles que la combustion, les procédés industriels, le torchage, l'évacuation et les sources fugitives. Les émissions de GES de ces sources contiennent du dioxyde de carbone, du méthane et de l'oxyde nitreux. On a totalisé les constituants de ces émissions de GES en tenant compte de leur potentiel d'incidence sur le réchauffement planétaire. Cet examen ne porte pas sur les émissions en amont indirectes, par exemple celles qui sont liées aux changements d'utilisation des terres et celles que génère la production des intrants achetés, notamment l'équipement, le réseau

électrique et les carburants. Il a été tenu compte de ces émissions uniquement s'il était impossible de les distinguer des émissions en amont directes.

Figure 1 : Carte du projet



La portée de l'analyse de la partie A comporte plusieurs limites. Actuellement, les données disponibles et les méthodologies établies ne permettent pas d'inclure les estimations relatives aux émissions de GES associées aux changements d'utilisation des terres provoqués par les activités gazières et pétrolières en amont rattachées à un projet en particulier. Par ailleurs les émissions de GES liées à la production, à la transformation et au transport des carburants et de l'électricité achetés en amont des activités gazières et pétrolières ne seront pas incluses parce que les données sont limitées. L'annexe C fournit des renseignements supplémentaires sur ces limites.

Les méthodes utilisées pour extraire, traiter et raffiner les différents pétroles bruts peuvent varier; en conséquence, différents pétroles bruts peuvent entraîner différents niveaux d'émissions de GES. En outre, les types de pétrole brut et de produits raffinés (c.-à-d. éventail de produits<sup>1</sup>) susceptibles

<sup>1</sup> On appelle « éventail des produits » la proportion des différentes catégories de pétrole brut (tel que le bitume dilué ou les produits raffinés) transportés dans le pipeline durant une période donnée.

d'entrer dans le réseau pipelinier de Trans Mountain évolueront au cours de sa vie fonctionnelle selon les besoins opérationnels et la demande du marché. Compte tenu de la nature éventuellement variable de l'éventail de produits, notamment en ce qui a trait aux quantités et aux types de pétrole brut et de produits raffinés transportés par le réseau TMPL, les estimations relatives aux émissions sont présentées pour plusieurs scénarios.

Les estimations des émissions de GES en amont associées au projet ont été modélisées jusqu'en 2030 à partir des données disponibles. À défaut de disposer d'autres renseignements sur les résultats escomptés de la mise en oeuvre des politiques environnementales et de certaines technologies après 2030, il est difficile d'estimer les émissions pour les années ultérieures à 2030. N'empêche, ECCC reconnaît qu'il est probable que le projet dépasse la période prévue dans la présente analyse qui s'échelonne jusqu'en 2030. À titre d'exemple d'émissions annuelles possibles en amont associées au projet pour les années postérieures à 2030, en supposant que les facteurs demeurent inchangés, notamment pour ce qui est de la mise en oeuvre des politiques environnementales et des technologies, les émissions annuelles en amont associées au projet pourraient demeurer à l'intérieur de la fourchette estimée pour l'année 2030 pour chaque année d'exploitation subséquente.

## A.2 Capacité du projet

Les émissions en amont ont été estimées pour la capacité nominale du réseau TMPL agrandi (canalisation 1 et canalisation 2, pour un total de 890 000 b/j<sup>ii</sup>) ainsi que séparément pour la capacité additionnelle que le projet pourrait ajouter à la canalisation 1 (50 000 b/j) et à la canalisation 2 (540 000 b/j). Il a été supposé que le réseau TMPL agrandi fonctionnerait à pleine capacité. Le fait que les émissions de GES estimées en amont associées à ce débit accru pourraient entraîner ou non une augmentation des émissions de GES au Canada n'est pas analysé dans la partie A. La Partie B traite des répercussions de la capacité rehaussée attribuable au projet sur les émissions de GES du Canada<sup>iii</sup>.

## A.3 Éventail de produits

Aux fins du présent examen, les nombreux différents types de pétrole brut et de produits raffinés qui pourraient être transportés par le réseau TMPL agrandi ont été regroupés dans les sept catégories de produits suivantes. Les catégories de produit ont été choisies pour permettre l'utilisation des données sur les émissions d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) (9) et des tendances relatives à la production de l'Office national de l'énergie (ONÉ) (10) pour élaborer des facteurs d'émission (voir la section A.6 ci-dessous).

**Produits raffinés** Cela inclut l'alkylat, le diesel, l'essence, l'isooctane et le carburacteur Jet A. Ces produits sont dérivés du pétrole brut à l'aide de processus de raffinement comme le craquage catalytique et la distillation fractionnée.

---

<sup>ii</sup> Les pipelines ne fonctionnent pas nécessairement au maximum de leur capacité sur une base continue de sorte que les estimations de la présente analyse représentent les émissions maximales en amont qui pourraient être associées au projet pour un mélange de produits donné.

<sup>iii</sup> Dans le contexte de la présente évaluation, le terme *additionnel* est utilisé dans l'analyse de la capacité ajoutée que le projet apporterait. Le terme *supplémentaire* est utilisé dans l'analyse de la production (et des émissions connexes) qui pourrait être directement facilitée par ce projet.

**Léger classique** Cela inclut les pétroles bruts de basse densité qui s'écoulent de leurs puits et s'acheminent par pipeline sans traitement ni dilution.

**Lourd classique** Cela inclut les pétroles bruts de densité élevée qui s'écoulent de leurs et s'acheminent par pipeline sans traitement. Ce type de pétrole brut exige l'ajout d'un diluant pour qu'il puisse circuler dans l'oléoduc; pour les besoins de la présente analyse, il a été estimé que 8 % du volume de ce type de pétrole brut est un diluant.

**SCV lourd** Cela inclut les pétroles bruts de densité élevée extraits à l'aide de stimulation cyclique par la vapeur (SCV). Avec cette méthode *in situ*, la vapeur est injectée dans le réservoir de pétrole brut. Elle introduit de la chaleur qui dilue le pétrole et en permet l'extraction. Il a été supposé que 30 % du volume de ce type de pétrole brut est un diluant. L'extraction à l'aide de mélanges de solvants et de vapeur est aussi utilisée.

**DGMV lourd** Cela inclut les pétroles bruts de densité élevée extraits à l'aide de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). Cette méthode d'extraction *in situ* nécessite une paire de puits horizontaux. De la vapeur sous haute pression servant à réchauffer le pétrole et réduire sa viscosité est introduite dans le puits supérieur, permettant au pétrole réchauffé de s'écouler vers le puits inférieur d'où il est extrait. Il a été supposé que 30 % du volume de ce type de pétrole brut est un diluant. L'extraction à l'aide de mélanges de solvants et de vapeur est aussi utilisée.

**Bitume extrait** Cela inclut les pétroles bruts à haute densité qui proviennent de l'exploitation minière de surface de gisement contenant du bitume et du traitement pour extraire le bitume. Il a été supposé que 20 % du volume de ce type de pétrole brut est un diluant. Cette catégorie n'inclut pas le bitume extrait valorisé en pétrole brut synthétique, qui entre dans la catégorie des produits de synthèse ci-dessous.

**Synthétique** Cela inclut les pétroles bruts de basse densité produits par la valorisation de pétroles bruts de haute densité.

#### A.4 Scénarios relatifs à l'éventail des produits

À partir de l'éventail des produits, ECCC a estimé les émissions de quatre scénarios différents afin d'évaluer un éventail d'émissions de GES en amont qui pourraient être associées à la capacité élargie du réseau TMPL. Les proportions respectives des catégories de produit pour chaque scénario sont présentées dans l'annexe A.

Les hypothèses suivantes sont communes aux quatre scénarios et sont tirées de l'information présentée par Trans Mountain à l'ONÉ :

- Le débit de *produits raffinés* a été maintenu constant à 44 000 b/j pendant toute la période de modélisation.
- Le débit de pétrole brut *léger classique* provenant de la Colombie-Britannique et entrant dans le réseau TMPL au terminal de Kamloops a été maintenu constant à 12 500 b/j pendant toute la période de modélisation.

Pour les scénarios 2, 3 et 4, l'éventail de produits était tiré d'un rapport de l'entreprise RWDI présenté dans le cadre de la demande de projet de Trans Mountain (11). Le rapport présente le débit attendu des produits (réceptions et livraisons) à chaque point de chargement/déchargement le long du réseau TMPL agrandi. Les hypothèses suivantes sont communes aux scénarios 2, 3 et 4.

- Les 58 000 b/j de *pétrole brut corrosif léger* mentionnés dans le rapport ont été maintenus constants pendant toute la période de modélisation.
- Les proportions des différents produits lourds (énumérés en A.3 ci-dessus) qui composent la catégorie intermédiaire *pétrole brut lourd* (*lourd classique*, *DGMV lourd*, *SCV lourd* et *bitume extrait*) ont été inférées en utilisant les données de l'ONÉ et varient pendant la période de modélisation (10).
- La canalisation 2 est dédiée au transport du pétrole brut seulement.

Les catégories de produit du rapport présenté par l'entreprise RWDI ont été rapprochées aux catégories de produit utilisées dans le présent rapport selon le tableau suivant.

Rapport de RWDI	Présent rapport
Lourd	<i>Lourd classique</i> <i>SCV lourd</i> <i>DGMV lourd</i> <i>Bitume extrait</i>
Léger corrosif	<i>Léger classique</i>
Léger/produits synthétiques	<i>Léger classique</i> <i>Synthétique</i>
Produits raffinés	<i>Produits raffinés</i>

#### A.4.1 Scénario 1

Pour ce scénario, l'éventail de produits était tiré d'un rapport de la société Muse Stancil & Co. présenté dans le cadre de la demande de Trans Mountain pour le projet (12). Le rapport présente les estimations de l'acheminement du pétrole brut de l'Ouest canadien (exprimé en *types de mélange*<sup>iv</sup>) à divers endroits. On a choisi les lieux d'acheminement de *Puget Sound/Burnaby* et de *l'Asie du Nord-est* étant donné que, sur le réseau Trans Mountain, le pétrole brut est acheminé du terminal de Sumas au réseau de pipeline de Puget Sound ou au terminal maritime Westridge.

La correspondance entre les *types de mélanges* et les catégories de produit utilisées dans la présente analyse a été établie à partir des données génériques sur la composition des types de mélange obtenues de l'ONÉ<sup>v</sup> et de l'Alberta Energy Regulator<sup>vi</sup> selon le tableau suivant.

Rapport Muse Stancil (types de mélange)	Présent rapport
---	-----------------

<sup>iv</sup> Les types de mélange sont des mélanges de pétrole brut précis composés à partir de différents types de pétrole brut pour offrir des propriétés précises (p. ex. densité et acidité)

<sup>v</sup> Communication personnelle, ONÉ

<sup>vi</sup> Rapports statistiques ST39 et ST53

<b>Rapport Muse Stancil (types de mélange)</b>	<b>Présent rapport</b>
Synthétique non corrosif	<i>Synthétique</i>
Léger non sulfuré canadien/sulfureux moyen	<i>Léger classique</i>
Mélange Cold Lake	<i>Léger classique</i> <i>Lourd classique</i> <i>SCV lourd</i> <i>DGMV lourd</i>
Athabasca Synbit	<i>Bitume extrait</i> <i>SCV lourd</i> <i>DGMV lourd</i>
Athabasca Dilbit	<i>Bitume extrait</i> <i>SCV lourd</i> <i>DGMV lourd</i>

Dans ce scénario, le volume du pétrole brut transporté varie tout au long de la période de modélisation, de 370 000 b/j à 480 000 b/j. Il s'agit d'une capacité inférieure à celle de la canalisation 2. Il a été tenu pour acquis que la capacité restante de la canalisation 2 transportait un mélange de pétrole brut léger, de pétrole brut synthétique et de produits raffinés.

#### **A.4.2 Scénario 2**

Dans ce scénario, la catégorie intermédiaire *léger non sulfuré/synthétique* a été divisée en produits *synthétiques* et en produits *légers classiques* et les proportions de chacun ont été inférées en utilisant les données de l'ONÉ qui varient tout au long de la période de modélisation (10).

#### **A.4.3 Scénario 3**

Dans ce scénario, il a été tenu pour acquis que la catégorie intermédiaire *léger non sulfuré/synthétique* incluait uniquement les produits *synthétiques*.

#### **A.4.4 Scénario 4**

Dans ce scénario, il a été tenu pour acquis que la catégorie intermédiaire *léger non sulfuré/synthétique* incluait uniquement les produits *légers classiques*.

À titre d'exemple, le tableau 1 présente les proportions de chacune des catégories de produit en 2020 pour le Scénario 2, pour chacune des deux canalisations du réseau TMPL agrandi (Canalisation 1 et Canalisation 2).

Table 1: Mélanges de produits – Scénario 2 (2020)

Catégorie de produit	Canalisation 1 (%)	Canalisation 2 (%)
<i>Produits raffinés</i>	13	-
<i>Léger classique</i>	43	-
<i>Lourd classique</i>	-	30
<i>SCV lourd</i>	-	13
<i>DGMV lourd</i>	-	40
<i>Bitume extrait</i>	-	17
<i>Synthétique</i>	45	-

### A.5 Estimations de GES en amont

L'éventail résultant des émissions estimées de GES en amont associées au projet est présenté ci-dessous dans le tableau 2 pour les quatre scénarios décrits ci-dessus. Pour chaque scénario, des estimations sont fournies à la fois pour la capacité nominale élargie du réseau TMPL (890 000 b/j) et pour la capacité que le projet pourrait ajouter au réseau : canalisation 1 (50 000 b/j) et canalisation 2 (540 000 b/j). La méthodologie utilisée pour déterminer ces estimations d'émissions est décrite dans la section *Démarche de prévision des GES* ci-dessous. Bien que les méthodes de calcul puissent différer, selon IHS CERA Inc., les émissions estimées pour la production de pétrole lourd et pour les produits raffinés représenteraient respectivement de 10 % à 20 % et de 20 % à 30 % des émissions du cycle de vie des produits transportés par le réseau TMPL (13).

**ECCC prévoit que les émissions de GES en amont au Canada découlant de la production, du traitement et du raffinement des produits associés à la capacité nominale élargie du réseau TMPL pourraient varier de 21 à 26 Mt d'éq. de CO<sub>2</sub> par année. En ne tenant compte que de la capacité ajoutée grâce au projet, les émissions pourraient varier de 13 à 15 Mt d'éq. de CO<sub>2</sub> par an.**

Comme il est illustré dans le tableau 2, les émissions estimées de GES en amont sont influencées en grande partie par l'éventail des produits qui seront transportés par le réseau TMPL agrandi. L'éventail réel de produits transportés et, par conséquent, les émissions réelles de GES en amont s'y rattachant suscitent des incertitudes. Par ailleurs, cette partie de l'évaluation (partie A) ne prend pas en considération l'éventualité que ces émissions se produisent en l'absence du projet. Compte tenu de ces incertitudes inhérentes au projet, les valeurs présentées sont des estimations d'un éventail d'émissions de GES possibles en amont qui seraient associées au projet.

Tableau 2 : Estimations des émissions en amont pour les quatre scénarios (Mt d'équivalent CO<sub>2</sub>)

Année	Capacité du réseau Mb/j	Scénario			
		1	2	3	4
2019	890	24,0	23,9	24,9	21,8
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,6	1,6	1,7	1,3

Année	Capacité du réseau Mb/j	Scénario			
		1	2	3	4
2020	<i>Canalisation 2 540</i>	12,8	12,8	12,8	12,8
	<b>890</b>	23,8	23,9	25,0	21,8
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,6	1,6	1,7	1,3
2021	<i>Canalisation 2 540</i>	12,4	12,7	12,7	12,7
	<b>890</b>	24,0	23,9	25,0	21,8
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,6	1,6	1,8	1,3
2022	<i>Canalisation 2 540</i>	12,5	12,7	12,7	12,7
	<b>890</b>	24,0	23,9	25,0	21,8
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
2023	<i>Canalisation 2 540</i>	12,4	12,6	12,6	12,6
	<b>890</b>	24,1	23,8	24,8	21,6
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
2024	<i>Canalisation 2 540</i>	12,4	12,5	12,5	12,5
	<b>890</b>	24,5	23,6	24,7	21,5
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,7	1,3
2025	<i>Canalisation 2 540</i>	12,8	12,4	12,4	12,4
	<b>890</b>	25,7	23,5	24,6	21,3
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
2026	<i>Canalisation 2 540</i>	13,6	12,2	12,2	12,2
	<b>890</b>	25,1	23,4	24,6	21,3
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
2027	<i>Canalisation 2 540</i>	13,0	12,2	12,2	12,2
	<b>890</b>	24,1	23,4	24,5	21,2
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
2028	<i>Canalisation 2 540</i>	12,1	12,1	12,1	12,1
	<b>890</b>	24,2	23,3	24,4	21,2
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
2029	<i>Canalisation 2 540</i>	12,3	12,1	12,1	12,1
	<b>890</b>	23,9	23,2	24,3	21,1
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
2030	<i>Canalisation 2 540</i>	11,9	12,0	12,0	12,0
	<b>890</b>	23,8	23,2	24,3	21,1
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	11,8	12,0	12,0	12,0

## A.6 Démarche de prévision des GES

On a calculé les estimations qui figurent au tableau 2 en utilisant les projections des émissions de GES publiées par ECCC dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* soumis en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) (9) et les projections de l'ONÉ relatives à la production tirées du rapport *Avenir énergétique du Canada 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 (AE 2016)* (10). ECCC a utilisé les détails sur la production de GES et les émissions prévues propres au scénario de référence prévoyant des *mesures courantes* (9). Ce scénario de référence inclut les mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013, ainsi que les répercussions futures des politiques et mesures actuelles qui étaient en place en septembre 2015.

Un certain nombre de politiques annoncées récemment par les gouvernements provinciaux, comme celles décrites dans le *plan de leadership climatique* (Climate Leadership Plan) de l'Alberta (14) et le *plan de leadership climatique* (Climate Leadership Plan) de la Colombie-Britannique (15), auront des répercussions sur les émissions canadiennes de GES, mais celles-ci ne sont pas abordées dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*, puisque les détails de ces politiques n'étaient pas connus au moment de la publication du rapport. Le *plan de leadership climatique* de l'Alberta comprend un engagement à limiter les émissions des exploitations de sables bitumineux à 100 Mt par année, à réduire les émissions de méthane provenant des opérations pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025, à adopter des normes de rendement pour les grands émetteurs industriels et à imposer une taxe sur le carbone des combustibles.

Le 3 mars 2016, les premiers ministres ont adopté la *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques*, dans laquelle ils s'engagent à élaborer un plan concret permettant au Canada de tenir ses engagements internationaux à l'égard du climat et de devenir un leader de l'économie mondiale axée sur une croissance propre (16). Le gouvernement du Canada s'est aussi engagé à réduire d'ici 2025 les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012.

Le 3 octobre 2016, le gouvernement du Canada a proposé une approche pancanadienne pour la tarification des émissions de carbone. En vertu du nouveau plan, toutes les administrations du pays auront mis en place une tarification du carbone d'ici 2018. À cette fin, le Canada définira un repère pour la tarification des émissions de carbone, établi à un niveau qui aidera le Canada à atteindre ses objectifs en matière d'émissions de gaz à effet de serre, tout en assurant une certitude et une prévisibilité meilleures pour les entreprises canadiennes. Chaque province et territoire aura la possibilité de décider comment mettre en œuvre la tarification du carbone, en imposant directement un prix sur le carbone ou en adoptant un système de plafonnement et d'échange. Le gouvernement du Canada propose que dans les provinces et territoires ayant imposé un prix sur le carbone, le prix plancher soit fixé à 10 \$ la tonne en 2018, tarification qui progressera de 10 \$ par année pour atteindre 50 \$ la tonne en 2022. Comme le prix du carbone sera établi en fonction des émissions de GES et appliqué à un ensemble de sources vaste et commun, les coûts des activités qui génèrent des émissions de GES devraient augmenter au fil des années (17).

Cette analyse porte avant tout sur les politiques mises en œuvre en septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en préparation, mais on reconnaît que des pratiques améliorées atténueront les émissions à l'avenir. Lorsque des mesures permettant d'atteindre ces cibles seront mises en place, elles seront intégrées aux projections d'émissions et aux examens futurs des émissions de GES en amont.

Les détails des projections de GES d'ECCC fournissent des prévisions pour les émissions et la production en fonction de catégories précises de pétrole brut. Il s'agit notamment des émissions provenant de sources telles que la combustion, les procédés industriels, le torchage, l'évacuation et les sources fugitives associées aux activités d'extraction et de traitement de ces catégories de pétrole brut. Les émissions de GES provenant de ces sources sont notamment du dioxyde de carbone, du méthane et de

l'oxyde nitreux, ces constituants des émissions de GES étant totalisés en prenant en compte leur potentiel de réchauffement planétaire respectif.

Aux fins du présent examen, ECCC a élaboré des coefficients d'émission représentant les contributions relatives aux émissions en amont par volume d'unité de catégorie de produits. Chaque catégorie de produits pouvant entrer dans le pipeline est associée à un coefficient d'émission précis qui dépend des émissions générées au moment de l'extraction, de la valorisation et du raffinement, selon le cas.

Afin d'élaborer les coefficients d'émission, ECCC a réparti les émissions prévues pour l'extraction, la valorisation et le raffinement, selon le cas, en fonction des prévisions respectives de production. Le tableau 3 indique les coefficients d'émission qui en découlent. L'annexe B du présent examen décrit la méthode utilisée pour élaborer les coefficients d'émission.

Le volume d'unité pour chaque catégorie de pétrole brut a été déterminé en tenant compte de la capacité escomptée du projet ainsi que de l'éventail de produits prévu. Le volume d'unité de chaque catégorie de produits a été corrigé, le cas échéant, pour exclure la partie de diluant associée au transport de cette catégorie de produits. Le volume total de diluant transporté par le réseau TMPL compte également des émissions en amont associées à sa production. Selon l'ONÉ, la majorité du diluant devrait être importée (10). Les émissions en amont n'ont été estimées que pour la partie du diluant devant être produite au Canada. Les coefficients d'émission pour le pétrole brut léger classique ont été utilisés pour la partie de diluant produite au Canada.

**Tableau 3 : Coefficients d'émission de GES (kg d'éq. CO<sub>2</sub> par baril)**

Année	Produits raffinés	Léger classique	Lourd classique	SCV lourd	DGMV Lourd	Bitume extrait	Synthétique
2019	87,8	68,5	85,9	82,3	75,1	44,1	105,1
2020	88,0	68,7	85,8	82,4	75,4	44,2	105,4
2021	88,2	69,0	85,8	82,4	75,8	44,4	105,9
2022	88,4	69,2	85,7	82,4	76,1	44,6	106,2
2023	88,5	69,3	85,7	82,4	76,1	44,7	106,3
2024	83,3	69,4	85,7	82,4	76,1	44,7	106,3
2025	83,6	69,5	85,7	82,4	76,1	44,7	108,0
2026	83,7	69,6	85,7	82,4	75,9	44,7	107,9
2027	83,7	69,7	85,7	82,5	75,8	44,7	107,7
2028	83,6	69,7	85,7	82,6	75,5	44,7	107,5
2029	79,1	69,8	85,8	82,7	75,4	44,7	107,4
2030	79,1	69,8	85,8	82,8	75,3	44,7	107,4

## A.7 Données déclarées par les installations

Les coefficients d'émission pour certaines catégories de pétrole brut peuvent aussi être établis en utilisant les données relatives à la production et aux émissions déclarées par les installations. À titre comparatif, ECCC a également estimé les émissions de GES en amont au moyen des coefficients

d'émission calculés à partir des données déclarées par les installations. Les émissions des installations proviennent du *Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre* du gouvernement fédéral et du régime réglementaire de l'Alberta (*Specified Gas Emitters Regulation*). La production des installations émane de sources de déclaration provinciales. L'éventail résultant des émissions estimées de GES en amont associées au projet est présenté ci-dessous dans le tableau 4 pour les quatre scénarios décrits en A.3 ci-dessus. Les résultats sont largement les mêmes que ceux du tableau 2.

**Tableau 4 : Estimations de GES en amont – Données déclarées par les installations (Mt d'éq. CO<sub>2</sub> par année)**

Année	Capacité du réseau Mb/j	Scénario			
		1	2	3	4
2019	<b>890</b>	23,9	23,8	24,9	21,5
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,6	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	12,5	12,5	12,5	12,5
2020	<b>890</b>	23,6	23,8	24,9	21,5
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,6	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	12,1	12,4	12,4	12,4
2021	<b>890</b>	23,8	23,8	24,9	21,5
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	12,1	12,4	12,4	12,4
2022	<b>890</b>	23,8	23,7	24,9	21,5
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	12,0	12,3	12,3	12,3
2023	<b>890</b>	23,9	23,6	24,7	21,3
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	12,0	12,2	12,2	12,2
2024	<b>890</b>	24,4	23,4	24,6	21,2
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	12,4	12,1	12,1	12,1
2025	<b>890</b>	25,6	23,3	24,5	21,0
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,8	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	13,3	11,9	11,9	11,9
2026	<b>890</b>	25,0	23,3	24,5	20,9
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,8	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	12,7	11,8	11,8	11,8
2027	<b>890</b>	23,9	23,2	24,4	20,9
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	11,7	11,8	11,8	11,8
2028	<b>890</b>	24,0	23,1	24,3	20,9
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	11,9	11,7	11,7	11,7
2029	<b>890</b>	23,7	23,0	24,2	20,8
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	11,5	11,7	11,7	11,7
2030	<b>890</b>	23,5	23,0	24,2	20,7
	<i>Canalisation 1 50</i>	1,7	1,6	1,8	1,3
	<i>Canalisation 2 540</i>	11,4	11,7	11,7	11,7

Les coefficients d'émission calculés au moyen des données déclarées par les installations sont indiqués dans le tableau 5. L'annexe B du présent examen décrit la méthode utilisée pour élaborer les coefficients d'émission.

**Tableau 5 : Coefficients d'émission de GES – Données déclarées par les installations (kg d'éq. CO<sub>2</sub> par baril)\***

<b>Année</b>	<b>Produits raffinés</b>	<b>SCV lourd</b>	<b>Lourd DGMV</b>	<b>Bitume extrait</b>	<b>Synthétique</b>
2019	88,0	84,1	71,0	40,6	107,6
2020	88,2	84,1	71,3	40,7	108,0
2021	88,5	84,2	71,7	40,9	108,4
2022	88,6	84,2	72,0	41,0	108,8
2023	88,7	84,1	72,0	41,1	108,8
2024	83,5	84,1	72,0	41,1	108,8
2025	83,9	84,1	72,0	41,2	110,6
2026	83,9	84,2	71,8	41,2	110,6
2027	83,9	84,2	71,7	41,1	110,4
2028	83,9	84,3	71,5	41,1	110,1
2029	79,3	84,4	71,3	41,1	110,0
2030	79,3	84,6	71,2	41,1	110,0

\* Il n'a pas été possible d'utiliser les données déclarées par les installations pour calculer les coefficients d'émission des catégories de pétrole brut léger classique et lourd classique. Pour ces catégories de pétrole brut, les coefficients d'émission du tableau 3 ont été utilisés.

## Partie B: Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde

### B.1 Introduction

La partie A renferme des estimations des émissions de GES en amont qui pourraient découler de la production et de la transformation du pétrole brut et des produits raffinés transportés par le réseau TMPL. Toutefois, étant donné qu'il existe de multiples modes de transport du pétrole brut et des produits raffinés, il est possible qu'une portion des émissions calculées à la partie A se produisent indépendamment du projet ou, plus généralement, avec ou sans capacité pipelinière supplémentaire.

Si le même volume de production pétrolière devait se concrétiser en l'absence du projet, comme ce serait le cas dans un scénario où le projet se concrétise, le projet ne permettrait aucune production supplémentaire et n'aurait donc pas de répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada. En revanche, si la production pétrolière dépendait de la mise en œuvre du projet, celui-ci serait alors responsable d'émissions additionnelles de GES en amont au Canada. Étant donné qu'une production supplémentaire de pétrole conduit à un accroissement des émissions de GES, ces termes sont utilisés de manière interchangeable dans cet examen.

La partie B examine les conditions où la pleine utilisation du réseau TMPL entraînerait une production additionnelle de pétrole. Elle porte sur les volumes supplémentaires (+590 000 b/j) de pétrole brut et de produits raffinés qui pourraient être transportés par le réseau TMPL agrandi et exploité au maximum de sa capacité, plutôt que sur les émissions associées à la totalité du pétrole et des produits raffinés (890 000 b/j) qui y passeraient. Dans cette partie, on présume que si le projet n'était pas exécuté, Kinder Morgan continuerait d'exploiter le réseau TMPL au même rythme à l'avenir (~300 000 b/j).

La partie B se divise en trois sections. La section *Aperçu de la production pétrolière au Canada* traite des prévisions d'ECCC et de l'ONÉ relatives à la production future de pétrole et à la croissance des émissions de GES en amont respectivement, et des engagements du Canada sur le plan des changements climatiques à l'égard de croissance de la production du secteur des sables bitumineux, des perspectives de production de pétrole brut à l'échelle mondiale, des marchés actuels et potentiels pour la production tirée des sables bitumineux, ainsi que des incertitudes des marchés. La section *Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire* traite du transport de pétrole brut par voie ferroviaire et de la capacité en la matière en Amérique du Nord et compare, d'un point de vue économique, le transport ferroviaire et le transport par pipeline. La section *Émissions supplémentaires et capacité pipelinière additionnelle* décrit les scénarios dans lesquels un accroissement de la capacité pipelinière pourrait permettre une production supplémentaire et souligne des considérations importantes relatives à la consommation mondiale de pétrole et aux émissions de GES. Plusieurs limites entourant l'évaluation générale de la partie B sont indiquées à l'annexe C.

### B.2 Aperçu de la production pétrolière au Canada

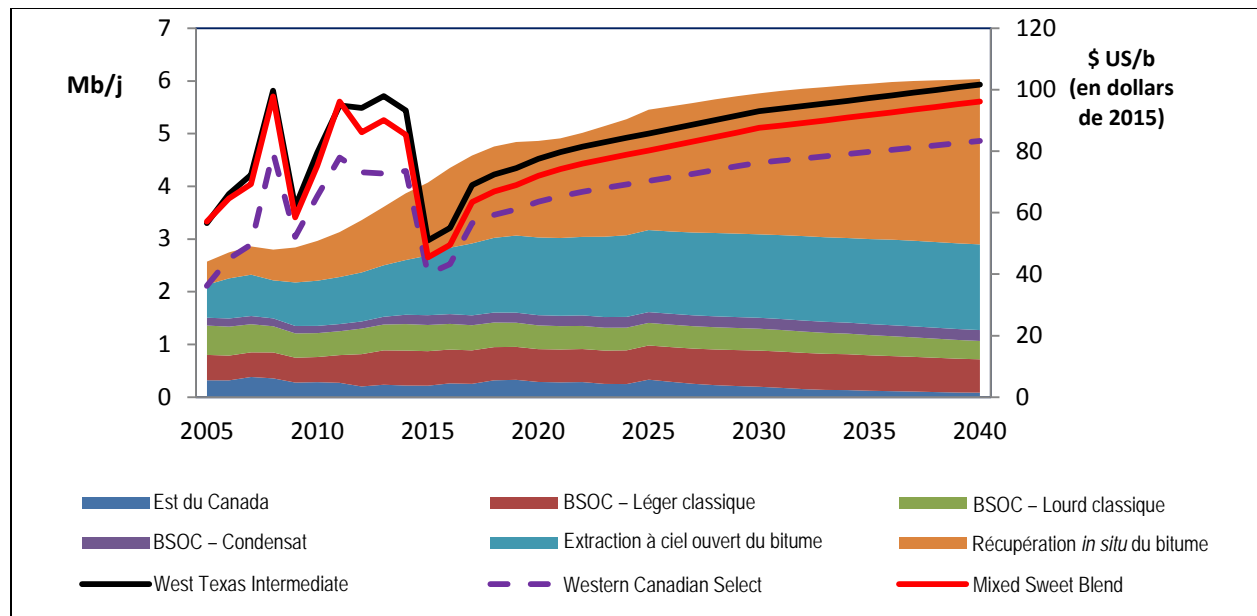
La présente section aborde les projections de l'ONÉ relatives à la croissance de la production pétrolière au Canada, les projections liées aux émissions de GES réalisées par ECCC, et les marchés potentiels pour le pétrole brut canadien. Il est ensuite question des incertitudes des marchés pétroliers, puis la section

se termine par une discussion sur le *scénario de capacité pipelinère limitée* pour le pétrole de l'ONÉ tiré du rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada 2016 – projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2040 (AE 2016)* (10) et sur les incidences possibles des engagements du Canada en matière de réduction des GES sur la croissance des sables bitumineux.

### B.2.1 Croissance de l'offre pétrolière canadienne

En 2015, le Canada a produit environ 4,0 millions de barils par jour (Mb/j) de pétrole brut dont 2,5 Mb/j, soit environ 63 %, provenaient des sables bitumineux. Selon le *scénario de référence* de la mise à jour du rapport *AE 2016* de l'ONÉ, la production pétrolière du Canada devrait augmenter de près de 41 % et atteindre 5,7 Mb/j en 2040. L'ONÉ estime que 77 % (soit 4,3 Mb/j) de cette production proviendra des sables bitumineux, et qu'il s'agira en très grande partie de bitume produit par des opérations *in situ*. Selon le *scénario de référence*, le restant de la croissance du secteur des sables bitumineux devrait provenir d'opérations d'extraction, la valorisation du bitume ne connaissant, quant à elle, qu'une croissance limitée pendant la période de prévision. Le *scénario de référence* prévoit, d'ici 2040, une augmentation de 72 % de la production à partir des sables bitumineux par rapport aux niveaux de 2015 (voir la figure 2) (18). La plupart des prévisions de production, y compris les *scénarios de référence*, de *prix élevés* et de *prix bas* de l'ONÉ, supposent que la capacité pipelinère requise sera construite au besoin.

Figure 2 : Prévion de la production totale de pétrole brut et équivalents au Canada et du prix du pétrole (*scénario de référence*)



Source : ONÉ (18)

Comme la plus grande partie de la croissance de la production pétrolière devrait provenir de l'exploitation du bitume *in situ*, la production additionnelle canadienne transportée par les nouveaux

pipelines ou par le système ferroviaire à l'avenir sera principalement composée de mélanges de bitume dilué, ou dilbit, provenant de l'Ouest canadien<sup>vii</sup>. Cette conclusion éclaire l'analyse de la partie B.

Dans le *scénario de référence* de la mise à jour du rapport *AE 2016*, le prix du Western Texas Intermediate (WTI), pétrole brut de référence en Amérique du Nord, s'établit en moyenne à 49 \$ US/b (en dollars de 2015) en 2015, passant à 66 \$ US/b en 2020 pour finalement atteindre 88 \$ US/b en 2040. Le prix du brut lourd de référence de l'Ouest du Canada, le Western Canadian Select (WCS), est inférieur de 19 \$ US/b au prix du WTI durant la période de prévision, tandis que le prix du Mixed Sweet Blend (MSW), brut léger de référence provenant de l'Ouest du Canada, est inférieur de 8 \$ US/b au prix du WTI.

La mise à jour du rapport *AE 2016* envisage aussi un *scénario de prix bas* et un *scénario de prix élevés* et souligne les incidences sur la production de pétrole brut au Canada. Dans le *scénario de prix bas*, le prix du WTI est en moyenne inférieur de 34 \$ US/b (dollars de 2015) au prix du *scénario de référence*, atteignant 48 \$ US/b en 2040. Dans le *scénario de prix élevés*, le prix du WTI est en moyenne supérieur de 29 \$ US/b au prix du *scénario de référence*, atteignant 128 \$ US/b en 2040. Dans le *scénario de prix bas*, la production tirée des sables bitumineux augmente de manière faible, après l'achèvement des projets en cours, pour s'établir à 3,5 Mb/j en 2040, soit environ 19 % de moins que dans le *scénario de référence*. Dans le *scénario de prix élevés*, la production tirée des sables bitumineux atteint 5,1 Mb/j en 2040, soit près de 18 % de plus que dans le *scénario de référence* (18).

En dépit du contexte actuel de faiblesse des prix pétroliers, l'ONÉ prévoit que la majeure partie de la croissance de la production dans le secteur des sables bitumineux demeurera inchangée d'ici 2020 en raison des contributions des projets récemment complétés dans ce secteur et de ceux qui sont actuellement en construction. L'ONÉ constate un ralentissement de la croissance prévu de la production *in situ* de sables bitumineux entre 2019 et 2022 par rapport aux prévisions du scénario *AE 2016*, qui est attribuable à des reports ou à des annulations de projet, mais à mesure que le prix du pétrole brut augmente dans le *scénario de référence*, la production augmente également à la suite d'une meilleure rentabilité des projets. Des prévisions de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et de l'Alberta Energy Regulator (AER, l'organisme de réglementation de l'énergie en Alberta) montrent également que la plus grande partie de la croissance de l'offre provenant des sables bitumineux jusqu'à la fin de la décennie peut être « assurée » et peu susceptible d'être réduite d'un pourcentage important. ECCO estime qu'entre 2016 et 2019, les projets dont la construction sera terminée et qui seront mis en service accroîtront la capacité de production pétrolière issue des sables bitumineux de 480 000 b/j (voir le tableau à l'annexe D). Après l'ajout du diluant nécessaire pour transporter le bitume dilué, la quantité additionnelle de produits de qualité pipeline pouvant être transportés augmentera pour passer à près de 590 000 b/j d'ici 2020<sup>viii</sup>.

---

<sup>vii</sup> Dans la partie A, le bitume dilué est inclus dans les catégories *DGMV Lourde*, *Bitume extrait* et *SCV lourde*.

<sup>viii</sup> La majeure partie de la capacité de 480 000 b/j en construction constitue la production de bitume qui devrait être dilué dans un hydrocarbure léger afin d'être transporté par pipeline. En supposant un mélange composé de 30 % de diluant (70 % de bitume) pour les projets *in situ* et de 20 % de diluant pour les sites d'extraction de bitume, le nombre passe à 588 800 b/j pour la production de sables bitumineux transportables par pipeline.

### B.2.2 Prévisions d'émissions de GES au Canada

ECCC prévoit que les émissions totales de GES du Canada passeront de 726 Mt en 2013 à 815 Mt en 2030, selon son scénario de référence *selon les mesures actuelles*, comme le précise le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9). Ce scénario est fondé sur des données historiques et les mesures prises par le gouvernement, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013, ainsi que sur les répercussions futures estimées des politiques et des mesures déjà mises en œuvre en septembre 2015 (sans tenir compte de l'apport du secteur de l'affectation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie).

La croissance des émissions à l'horizon 2030 est largement due à la croissance du secteur pétrolier et gazier en amont et, tout particulièrement, de la production tirée des sables bitumineux. Les prévisions d'ECCC indiquent que les émissions de GES provenant du secteur des sables bitumineux pourraient passer de 62 Mt en 2013 à 90 Mt en 2020 pour atteindre 116 Mt en 2030. Les émissions provenant des projets d'exploitation des sables bitumineux *in situ* devraient augmenter de 40 Mt entre 2013 et 2030, tandis que les émissions de GES provenant des opérations d'extraction et de valorisation du bitume devraient s'accroître respectivement de 10 Mt et 5 Mt entre 2013 et 2030 (9).

### B.2.3 Perspectives de production de pétrole brut à l'échelle mondiale

La demande de pétrole devrait être soutenue à l'avenir par les économies émergentes, particulièrement celles de la Chine, du Moyen-Orient et de l'Inde (19). Dans son *scénario des nouvelles politiques*, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la demande mondiale en pétrole brut et en liquides passera de 90,6 Mb/j en 2014 à 95,9 Mb/j en 2020 pour s'établir à 103,5 Mb/j en 2040. Du 0,9 Mb/j de plus par an prévu jusqu'en 2020, l'AIE estime que 0,35 Mb/j sera demandé par la Chine, 0,2 Mb/j par le Moyen-Orient, 0,18 Mb/j par l'Inde et le reste par d'autres régions du monde. Le *scénario des nouvelles politiques* de l'AIE prévoit que la demande de pétrole brut et de liquides de la Chine passera de 10,5 Mb/j en 2014 à 15,3 Mb/j en 2040. L'AIE estime que la croissance de la demande en pétrole ralentira à compter de 2020.

Les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) devraient continuer à connaître un déclin structurel de la demande en pétrole brut et en liquides de gaz naturel, évalué par l'AIE à 1,2 % en moyenne par an. La demande en pétrole et en liquides de gaz naturel du Japon, de l'Europe et des États-Unis devrait diminuer respectivement d'environ 44 %, 35 % et 27 % d'ici 2040 par rapport aux niveaux de 2014. Dans le *scénario 450* de l'AIE, selon lequel le monde a 50 % de chances de limiter à 2 °C l'augmentation à long terme des températures moyennes mondiales, la demande mondiale en pétrole et en liquides de gaz naturel devrait atteindre un sommet à 93,7 Mb/j en 2020 et diminuer de 18 % par rapport aux niveaux de 2014, pour s'établir à 74,1 Mb/j en 2040. Cependant, l'AIE note que ces deux scénarios, *nouvelles politiques* et *450*, supposent obligatoirement la production d'une quantité substantielle de nouvelles ressources pétrolières, puisque des investissements importants devraient compenser la diminution de la production des champs pétrolifères et gaziers (19).

## B.2.4 Marchés actuels et potentiels pour l'augmentation de la production pétrolière tirée des sables bitumineux

### B.2.4.1 Marchés actuels

En 2015, 99 % des exportations de pétrole brut canadien étaient destinées aux États-Unis, qui sont divisés en cinq marchés pétroliers appelés les « Petroleum Administration Defense Districts » (PADD) : PADD 1 (côte Est); PADD 2 (Midwest); PADD 3 (côte du golfe du Mexique); PADD 4 (montagnes Rocheuses), and; PADD 5 (côte Ouest).

Le PADD 2 est le deuxième plus grand marché de raffinage aux États-Unis et le marché le plus important pour le pétrole brut canadien. En 2015, les raffineries du PADD 2 ont traité 3,6 Mb/j de pétrole, soit 22 % de la consommation américaine de pétrole brut (voir le tableau 6) (20) (21). En outre, les raffineries du PADD 2 utilisent de grandes quantités de pétrole lourd comme intrants. En 2015, les raffineries du PADD 2 ont traité 1,5 Mb/j de pétrole lourd, soit environ 33 % du total des intrants en pétrole lourd des raffineries américaines. Sur ce 1,5 Mb/j, 1,46 Mb/j était du pétrole brut lourd canadien. Cette année-là, les exportations vers le PADD 2 ont représenté 67 % de toutes les exportations de pétrole lourd canadien<sup>ix</sup>.

Tableau 6 : Arrivage de pétrole aux États-Unis et exportations canadiennes par PADD en 2015

	Total des arrivages de pétrole brut dans les raffineries		Total des arrivages de pétrole lourd dans les raffineries		Exportations canadiennes de bitume et de pétrole lourd	
	Mb/j	% du total	Mb/j	% du total	Mb/j	% du total
PADD 1 (côte Est)	1,1	7%	0,2	4%	0,1	5%
PADD 2 (Midwest)	3,6	22%	1,5	33%	1,46	67 %
PADD 3 (côte du golfe du Mexique)	8,5	52%	2,2	49%	0,38	17%
PADD 4 (montagnes Rocheuses)	0,6	4%	0,2	4%	0,19	9%
PADD 5 (côte Ouest)	2,4	15%	0,4	9%	0,06	3%
<b>Total É.-U.</b>	<b>16,2</b>		<b>4,4</b>		<b>2,2</b>	

Source : Prévission de l'ACPP s'appuyant sur les données de l'Energy Information Administration (22) des États-Unis et de l'ONÉ (10).

Tant l'ONÉ que l'ACPP ont noté que les raffineries du PADD 2 avaient peu de latitude pour traiter davantage de pétrole lourd. L'augmentation de la capacité de traitement du pétrole lourd dans le PADD 2 sera probablement freinée par la croissance de la production du pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis, qui a réduit la profitabilité des autres projets de conversion des raffineries (12). Dans ce contexte, la croissance de la production issue des sables bitumineux canadiens sera probablement transportée vers des marchés autres que le PADD 2.

<sup>ix</sup> Le pétrole lourd est défini de façon à inclure les pétroles bruts classiques et le bitume des sables pétrolifères, mais les définitions sont variables. Par exemple, l'ONÉ définit le pétrole lourd comme tout pétrole brut ayant une densité API inférieure à 25, tandis que l'ACPP le définit comme ayant une densité API inférieure à 28.

#### ***B.2.4.2 Marchés potentiels pour l'augmentation de la production pétrolière tirée des sables bitumineux***

S'il était construit, le projet donnerait aux producteurs pétroliers du Canada accès aux marchés de raffinage du bassin du Pacifique, y compris les marchés de la Chine et de l'Ouest des États-Unis. En raison de la croissance prévue de la production de pétrole brut au Canada, nous analysons ci-dessous le potentiel de raffinage du pétrole lourd sur le marché du Pacifique. En général, les marchés du raffinage du Pacifique représentent une source de demande potentielle pour le pétrole brut canadien, y compris le bitume dilué provenant des sables bitumineux en raison de la croissance de la demande prévue dans la région et de l'existence d'une capacité nominale de raffinage de 19,4 Mb/j (23)<sup>x</sup>.

Un grand déterminant de la demande de pétrole brut dans les marchés du Pacifique est la capacité de cokéfaction des raffineries ou le potentiel de développement de cette capacité. Ce processus permet à une raffinerie de transformer la portion lourde de moindre valeur d'un baril de pétrole brut en produits de plus grande valeur (24). Les décisions d'investissement à venir en matière d'agrandissement des raffineries joueront sur les types de pétrole brut qui seront vendus sur les marchés du Pacifique, et elles se fonderont surtout sur la différence de prix entre le pétrole brut et le pétrole léger dans la région.

Des rapports de Hackett et coll. (25) et de Muse Stancil & Co. (12) révèlent que les marchés les plus prometteurs ayant la capacité de raffiner le pétrole lourd canadien pour la région de l'Asie pacifique sont les marchés de la Californie, de la Chine, du Japon et de la Corée du Sud. De plus, il pourrait y avoir une demande pour le brut canadien en Inde et en Asie du Sud-Est, même si les coûts de transport vers ces marchés réduisaient la marge de profit des producteurs canadiens (12). Les estimations de Muse Stancil & Co. et de RWDI produites pour le promoteur du projet révèlent que l'agrandissement du pipeline de Trans Mountain permettrait de transporter une quantité considérable de bitume dilué (12). Si le pipeline agrandi de Trans Mountain transporte principalement du bitume dilué; les raffineries de la région Asie pacifique augmenteront leur capacité de raffinage du pétrole lourd ou utiliseront une plus grande quantité de pétrole brut lourd canadien plutôt que d'autres sources de pétrole brut lourd.

Si le marché du Pacifique offre des débouchés pour le pétrole brut canadien, la production canadienne devra compétitionner pour de l'espace de raffinerie. À l'heure actuelle, le pétrole brut léger et moyen du Moyen-Orient sont les principales sources d'importations du marché du Pacifique (12). Des projets conjoints entre des entreprises pétrolières publiques de Chine et des investisseurs étrangers, particulièrement l'Arabie saoudite et la Russie, ont permis d'augmenter la capacité des raffineries en Chine. Selon l'Energy Information Administration (ou EIA) des États-Unis, l'Arabie saoudite et la Russie ont recherché ces coentreprises afin de préserver les parts de marchés de leur propre production (25) (26) (27). Cependant, une analyse de Wood Mackenzie révèle que les fournisseurs de pétrole brut de l'Afrique de l'Ouest et de l'Irak ont commencé à approvisionner les raffineries en Asie, ce qui a fait augmenter la concurrence des prix dans la région (28) (29). Enfin, l'IEA a noté qu'à moyen terme, le marché du Pacifique pourrait avoir une capacité de raffinage excédentaire, ce qui entraînerait des fermetures ou une sous-utilisation (19) (30). L'analyse de Muse Stancil & Co. effectuée pour Trans

---

<sup>x</sup> Cette valeur représente la capacité de distillation du brut dans les raffineries du PADD 5, de la Chine, de Taïwan, du Japon et de la Corée.

Mountain suggère que malgré la concurrence des autres fournisseurs, le marché du Pacifique pourrait absorber le pétrole brut transporté par le réseau TMPL (12). Les marchés du bassin du Pacifique sont abordés ci-dessous.

#### B.2.4.2.1 Chine

La Chine a la plus grande capacité de raffinage en Asie du Nord-Est (environ 8,3 Mb/j) et une forte capacité de raffinage du pétrole brut lourd (23) (31)<sup>xi</sup>. En outre, le secteur chinois du raffinage est actuellement en expansion. L'EIA des États-Unis signale qu'une capacité de raffinage de 1,9 Mb/j est en cours de construction et devrait être mise en service entre 2015 et 2020, dont une certaine capacité de raffinage du pétrole brut lourd (26) (31). Cependant, près de 30 % de cette capacité additionnelle de 1,9 Mb/j est construite en vertu d'ententes de coentreprise, particulièrement avec Saudi Aramco d'Arabie saoudite et Rosneft de Russie (26) (32) (33). Les coentreprises n'empêchent pas nécessairement les raffineries d'acheter leur pétrole brut d'autres sources, comme le Canada, mais pourraient limiter les débouchés dans ces raffineries (12) (29)<sup>xii</sup>. De plus, la Chine s'est engagée à accorder des prêts au Venezuela en échange de pétrole brut (34).

#### B.2.4.2.2 Japon

Historiquement, le Japon a toujours été un marché pour le pétrole brut léger et moyen. En 2014, les raffineries japonaises importaient 83 % de leur pétrole brut du Moyen-Orient, mais elles ont signalé vouloir diversifier leurs fournisseurs (12). Le Japon constitue un marché de raffinage important, avec une capacité totale de 3,9 Mb/j. Muse Stancil & Co. estime qu'environ 9 % de cette capacité est adaptée au raffinage du pétrole brut lourd, ce qui limite probablement la demande de brut lourd au Japon. Le pays pourrait donc être un marché plus adapté au pétrole brut léger et moyen que le réseau TMPL pourrait aussi transporter (12).

#### B.2.4.2.3 Corée du Sud

La Corée du Sud a une capacité de raffinage de près de 3 Mb/j, configurée principalement pour le traitement du pétrole brut léger et moyen. Les raffineries de la Corée du Sud ne sont pas équipées pour transformer des volumes importants de pétrole brut lourd comme le bitume dilué canadien (12) (23). En 2013, plusieurs raffineries de la Corée du Sud ont ajouté une capacité de transformation du pétrole brut lourd allant jusqu'à 0,3 Mb/j (25). Les raffineurs sud-coréens ont toutefois exprimé leur intérêt à transformer une plus grande quantité de condensat et le pétrole brut léger des États-Unis et de l'Iran et ont fait des investissements en ce sens (35). Comme les raffineries sud-coréennes sont configurées principalement pour le traitement du pétrole brut léger et moyen, ce marché ne représentera probablement pas un débouché important pour les exportations de brut lourd du Canada. Cependant, comme le Japon, la Corée du Sud serait un marché potentiel pour le brut léger canadien, susceptible d'être transporté aussi par le réseau TMPL (35).

---

<sup>xi</sup> En 2010, la Chine avait une capacité de cokéfaction d'environ 1,3 Mb/j (31).

<sup>xii</sup> Par exemple, les raffineries Motiva aux États-Unis, résultat d'une coentreprise entre Shell et Saudi Aramco, s'approvisionnent souvent en pétrole brut non saoudien. Shell et Saudi Aramco ont récemment décidé de diviser leurs actifs (12).

#### B.2.4.2.4 PADD 5

Le PADD 5 (côte Ouest) est le troisième marché de raffinage en importance aux États-Unis, la majorité de la capacité étant concentrée dans l'État de Washington et en Californie<sup>xiii</sup>. En 2015, les raffineries du PADD 5 ont traité 2,4 Mb/j de pétrole brut, ce qui représente 15 % de la consommation totale de pétrole brut des États-Unis. Certaines raffineries de la Californie sont équipées pour transformer le brut en raison des volumes importants produits historiquement dans l'État (25) (36). Malgré le potentiel qu'ont les raffineries de la Californie de traiter le brut canadien, les politiques de l'État sur le climat, comme les normes sur le carburant à faible teneur en carbone, créent des incertitudes quant à la viabilité de l'importation du bitume canadien à long terme.

#### B.2.4.2.5 PADD 3

Le PADD 3 constitue, avec ses raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique, l'un des marchés de raffinage les plus importants du monde. En 2015, les raffineries du PADD 3 ont traité 8,5 Mb/j de pétrole brut (20) (22). Le PADD 3 est le plus grand marché américain pour le brut lourd, ayant traité environ 2,2 Mb/j, soit 49 %, du brut lourd aux États-Unis en 2015. Bien qu'étant un marché important pour le pétrole brut, en 2015, les raffineries du PADD 3 ne s'approvisionnent en pétrole brut sur le marché canadien qu'à hauteur de 4,5%, soit 0,4 Mb/j. Le PADD 3 est un marché concurrentiel, car les raffineries ont accès à différents types de pétrole brut en raison de la présence de ports de mer et de la proximité des principaux carrefours pipeliniers. Le Mexique et le Venezuela sont les principaux fournisseurs de pétrole brut du PADD 3, avec 16 %, soit 1,4 Mb/j, du brut total consommé en 2015 (10) (22). Si le PADD 3 ne représente pas un marché de destination pour le pétrole brut et les produits du pétrole qui seront transportés par le réseau TMPL, il représente un marché très prometteur pour le pétrole brut canadien en Amérique du Nord, et il est considéré plus loin comme un marché probable en l'absence de croissance de la capacité pipelinrière.

### B.2.5 Les incertitudes du marché du pétrole

#### B.2.5.1 Cours du pétrole

Les prix du pétrole brut WTI ont considérablement diminué depuis l'été de 2014, passant d'un niveau record de 107 \$ US/b en juin 2014 pour tomber aussi bas que 26 \$ US/b en février 2016 et a atteint une moyenne de 40,84 \$ US/b jusqu'en octobre 2016. L'augmentation de la production de pétrole brut non classique en Amérique du Nord, le ralentissement de la croissance économique sur les marchés émergents et la décision prise par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) d'augmenter ses niveaux de production en dépit de cette évolution de la situation constituent les principaux facteurs ayant contribué à la baisse récente des prix mondiaux du pétrole. Aux prix actuels (octobre 2016), de nombreuses sociétés pétrolières et gazières canadiennes affichent des pertes et font porter la réduction de leurs dépenses sur les projets à plus long terme plutôt que sur ceux qui se trouvent dans les dernières phases de construction (38). L'ONÉ a, par exemple, signalé qu'une capacité de plus de 700 000 b/j de production pétrolière à partir des sables bitumineux pas encore en construction avait été

<sup>xiii</sup> Les raffineries Cherry Point de British Petroleum et Anacortes de Shell dans l'État de Washington ont une capacité de cokéfaction de 0,05 Mb/j du pétrole brut provenant des sables bitumineux, s'il est intégré à un mélange de bruts de plus grande qualité (25). Cependant, les raffineries de l'État de Washington achètent déjà du pétrole brut canadien du réseau Trans Mountain; elles ne représentent donc pas une source importante d'augmentation potentielle de la demande.

annulée ou reportée au cours des dernières années, la plupart de ces projets ayant des dates prévues de démarrage au-delà de 2020 (39).

### **B.2.5.2 Limitation de la capacité pipelinière**

L'augmentation de la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis et des sables bitumineux au Canada a entraîné, ces dernières années, l'engorgement du réseau pipelinier de l'Amérique du Nord. Cela a eu une incidence sur le prix du pétrole brut, en particulier, sur les écarts entre les prix de référence continentaux nord-américains et les prix de référence internationaux.

Dans un marché où il n'existe aucune contrainte d'infrastructure, les différences entre les prix de référence devraient traduire, dans une grande mesure, les différences entre la qualité du pétrole brut et les coûts de transport. Cependant, entre 2011 et 2014, le brut WCS s'est négocié à un prix inférieur moyen de 21,50 \$ US/b par rapport au Maya (un pétrole brut de qualité similaire), soit plus du triple du prix pour la période de 2007 à 2010, qui était en moyenne de 6,40 \$ US/b (10). Les contraintes liées à la capacité pipelinière et les différences de prix en résultant ont incité de nombreuses entreprises à investir, entre 2012 et 2014, dans la capacité de transport du brut par rail (voir l'analyse ci-après).

Aujourd'hui, de nombreux pipelines partant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) fonctionnent à leur pleine capacité utile ou à un débit proche, comme en témoigne la récente répartition des pipelines<sup>xiv</sup>. On mentionne, dans le rapport de l'ONÉ, intitulé *Le réseau pipelinier du Canada 2016* (40) que la capacité d'exportation de pétrole est demeurée serrée en 2015, citant, comme facteurs déterminants, la production de pétrole brut supplémentaire provenant des sables bitumineux et l'absence de capacité pipelinière supplémentaire. Selon l'ONÉ, de nombreux pipelines principaux servant à l'exportation de pétrole et de liquides (y compris les pipelines Enbridge Mainline, le réseau TMPL et Keystone) affichaient, en 2015, un taux moyen d'utilisation supérieur à 85 %. Selon les estimations de HIS Inc., les pipelines d'exportation du BSOC pourraient fonctionner à leur capacité réelle d'ici 2017, ce qui augmentera le transport du brut par rail (41). Les projets de pipelines actuels, y compris le projet d'agrandissement du réseau TMPL, qui ont été proposés à l'ONÉ ou approuvés par ce dernier, représentent une capacité cumulée de plus de 3,4 Mb/j (22).

#### **B.2.5.2.1 Scénario de limitation de la capacité du réseau pipelinier (scénario de capacité limitée)**

Dans le rapport *AE 2016*, l'ONÉ examine un scénario illustrant les répercussions éventuelles d'une limitation de la capacité du réseau de transport pipelinier. Le scénario de *capacité limitée* de l'ONÉ est construit sur l'hypothèse qu'aucun des principaux pipelines d'exportation proposés (par exemple Keystone XL, Northern Gateway, agrandissement du réseau TMPL et Énergie Est) n'est construit; cependant, le programme de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge est terminé. Ce scénario s'appuie sur l'hypothèse que les prolongements du réseau principal *Canadian Mainline* d'Enbridge et le

---

<sup>xiv</sup> Dans son rapport de discussion et d'analyse de la gestion du quatrième trimestre de 2015 (67), Enbridge Energy a noté que le réseau principal de pipelines *Canadian Mainline* continuait à faire l'objet d'une répartition et que cette situation devrait se poursuivre en 2016. Cependant, les derniers rapports financiers indiquent que, en ce moment, le réseau principal *Canadian Mainline* ne fait pas l'objet d'une répartition en raison des récents projets d'agrandissement d'Enbridge Energy. Le pipeline Trans Mountain fait l'objet d'une répartition depuis plusieurs années. L'espace sur un pipeline faisant l'objet d'une répartition est rationné entre les expéditeurs, généralement au prorata des volumes souhaités. Dans un contexte de croissance de la production pétrolière à partir des sables bitumineux, on prévoit que l'écart entre la capacité pipelinière au départ du BSOC et la demande continuera à s'accroître jusqu'à la fin de la décennie.

transport ferroviaire du brut demeurent les seules options pour transporter le surcroît de production de pétrole brut au Canada. En outre, l'analyse de l'ONÉ, à l'instar du présent examen, fait l'hypothèse que la côte américaine du golfe du Mexique constituerait le principal marché de croissance pour les exportations canadiennes de pétrole brut lourd provenant des sables bitumineux, en l'absence de capacité pipelinière additionnelle (voir la section B.2.4.2 ci-dessus).

La limitation de la capacité pipelinière conduit à des coûts de transport plus élevés que ceux du *scénario de référence*. Par exemple, l'écart de prix entre le WCS et le WTI s'accroît de 10 \$ US/b par rapport au *scénario de référence*, soit le coût supplémentaire pour le transport ferroviaire de brut à destination de la côte américaine du golfe du Mexique. Les prix inférieurs conduisent, dans le *scénario de capacité pipelinière limitée*, à une diminution des flux de trésorerie, à une baisse des investissements et, à terme, à une réduction de la production pétrolière en 2040 par rapport au *scénario de référence* de l'ONÉ.

Dans le *scénario de capacité limitée*, la production pétrolière canadienne continue de croître, en présentant toutefois un décalage d'environ cinq ans, de 2020 à 2025, période durant laquelle la croissance de la production pétrolière cesse pratiquement. En outre, les retards des projets et la réduction des investissements sont à l'origine d'une réduction de la production pétrolière canadienne par rapport au *scénario de référence*; cette dernière passe en effet de 6,1 Mb/j à 5,6 Mb/j en 2040, soit une baisse d'environ 0,5 Mb/j ou 8 %. Comme on pouvait s'y attendre, c'est la production tirée des sables bitumineux qui est la plus touchée, étant donné qu'elle affiche la croissance la plus importante dans le *scénario de référence*.

### **B.2.6 Engagements du Canada face aux changements climatiques et production pétrolière tirée des sables bitumineux**

En décembre 2015, le Canada et 194 autres pays sont parvenus à un accord, l'Accord de Paris, lors de la 21<sup>e</sup> conférence des parties de la CCNUCC (CdP21 de la CCNUCC). En vertu de cet accord, les pays se sont engagés à atteindre l'objectif à long terme de limiter l'augmentation de la température moyenne à moins de 2 °C et à poursuivre leurs efforts pour limiter le réchauffement à 1,5 °C. Dans le cadre de la CCNUCC, le Canada s'est engagé à réduire de 30 % ses émissions par rapport au niveau de 2005 d'ici 2030.

Un certain nombre d'études ont examiné des scénarios selon lesquels le réchauffement mondial est limité à 2 °C. Cependant, les scénarios font appel à divers cadres de modélisation et peuvent s'appuyer sur des hypothèses extrêmement différentes en matière de progrès économiques et technologiques. Dans ces scénarios, le rôle de l'innovation technologique, la conception des politiques publiques et leur caractère plus ou moins contraignant ainsi que le comportement des entreprises et des consommateurs au Canada et dans le monde peuvent avoir des conséquences notables sur la production pétrolière issue des sables bitumineux canadiens. En raison de la différence de traitement de ces variables, les conclusions varient selon les scénarios, et les répercussions sur la production canadienne à partir des sables bitumineux ne sont pas claires. Une baisse globale de la consommation de pétrole brut dans un scénario de limitation du réchauffement climatique mondial à 2 °C par rapport au scénario du statu quo s'impose toutefois comme un résultat commun de ces différents travaux de modélisation.

Certaines études ont présenté des scénarios selon lesquels la croissance de la production à partir des sables bitumineux n'est pas entièrement compatible avec un monde où le réchauffement climatique est limité à 2 °C. Par exemple, une étude de 2014 a montré que la production de bitume au Canada pourrait augmenter jusqu'à 4,1 Mb/j en 2035 et rester compatible avec une cible de 2 °C, mais uniquement sous réserve d'un déploiement et d'une mise à niveau rapides de la technologie de captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CSC) à partir de 2020 et d'une réduction des émissions des intrants énergétiques (42). Dans une étude de 2015, s'appuyant sur une analyse à plus long terme, les mêmes auteurs ont déterminé que, même avec une mise en œuvre généralisée du CSC à partir de 2025, la production issue des sables bitumineux canadiens serait notablement réduite. Les auteurs ont conclu que, pour atteindre l'objectif de 2 °C, 74 % des réserves canadiennes de pétrole brut devraient demeurer inexploitées et que, sans CSC, la totalité de la production de bitume au Canada devrait avoir cessé d'ici 2040 (43).

D'autres prévisions, par exemple le *scénario de 450 ppm* des Perspectives énergétiques mondiales de l'IEA (19), montrent que la production issue des sables bitumineux pourrait continuer à augmenter à partir des niveaux actuels tout en limitant le réchauffement à 2 °C (19). Les Perspectives mondiales d'investissement dans le secteur de l'énergie de 2014 de l'IEA concluent que la plupart des réserves de pétrole brut hors des pays de l'OPEP, y compris les sables bitumineux canadiens, pourraient être exploitées dans un monde où l'objectif de 2 °C est respecté (44).

Un rapport récent de Gestion du Carbone Canada a conclu que les objectifs du Canada pour 2030 constituaient l'un des scénarios possibles de réduction des émissions compatibles avec l'objectif de réchauffement de 2 °C. Ce rapport présume qu'il y aura d'importantes innovations portant sur des technologies aujourd'hui inconnues et souligne l'importance, pour l'exploitation des sables bitumineux, des techniques d'extraction à faibles émissions de carbone ainsi que du captage et du stockage du carbone pour les aspirations de décarbonisation du Canada (45).

Comme nous le mentionnons précédemment, les variations des résultats s'expliquent par les différents cadres de modélisation et par des hypothèses diversifiées quant à la composition future des énergies et à la rapidité des progrès technologiques. On ne connaît pas encore précisément les cadres des politiques qui seront mis en place à l'échelle provinciale, nationale et mondiale, et il est extrêmement difficile de prévoir les technologies susceptibles d'être commercialisées dans l'avenir. Étant donné ces incertitudes, l'analyse fournie dans le présent examen s'appuie sur les prévisions décrites dans le rapport *AE 2016* de l'ONÉ, qui intègre les politiques actuelles et les technologies déjà commercialisées. Avec le temps, des politiques et des technologies nouvelles seront élaborées; celles-ci modifieront l'intensité des émissions et la viabilité économique de la production de pétrole au Canada et dans le monde, et se répercuteront sur l'attractivité de solutions de remplacement du pétrole.

### **B.3 Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire**

Pour maintenir la croissance de la production de pétrole brut en l'absence de nouveaux pipelines, on doit compter sur une solution de transport de rechange viable. On s'attend à ce que les entreprises exploitent de nouvelles possibilités de production pétrolière si ces projets sont en mesure de leur rapporter le rendement attendu des investissements, indépendamment du mode de transport choisi.

Dans le cas du transport ferroviaire du pétrole brut, pour que de nouveaux projets d'exploitation pétrolière soient lancés, il faut :

- i. que la capacité de transport ferroviaire requise pour répondre à la demande soit d'ores et déjà disponible ou soit susceptible d'être accrue;
- ii. que les modèles d'affaires des projets, intégrant les prix attendus du pétrole, demeurent suffisamment intéressants lorsque l'expédition du brut se fait par voie ferroviaire.

Il est intéressant de mentionner que, pour acheminer le pétrole sur des distances similaires, on reconnaît généralement que le transport ferroviaire génère plus d'émissions que le transport par pipeline. Le volume des émissions produites par un chemin de fer de marchandises de classe 1 est d'environ 15,8 kg d'éq. CO<sub>2</sub>/1 000 tonnes-kilomètres (46). En comparaison, ECCC estime que l'intensité d'émission d'un oléoduc traversant l'Alberta et la Colombie-Britannique est de 6,0 kg CO<sub>2</sub> eq/1 000 tonnes-kilomètres, y compris les émissions liées à l'électricité du réseau utilisé pour les stations de pompage le long du pipeline. Ainsi, si le projet ne se fait pas et que, au lieu de cela, le brut est transporté par rail, les émissions directes liées au transport seront plus élevées au Canada. Il est important de mentionner que plusieurs facteurs influent sur l'intensité des émissions produites par des routes ferroviaires et trajets de pipelines de transport du brut particuliers. Par conséquent, selon le projet, l'intensité des émissions variera en fonction du mode de transport du pétrole brut utilisé. En raison des différences sur le plan de la méthodologie, l'estimation par ECCC de l'intensité des émissions imputables à l'exploitation des pipelines n'est sans doute pas comparable aux estimations des émissions associées à l'exploitation fournies par le demandeur dans sa présentation à l'ONÉ.

Les sections suivantes présentent tout d'abord une analyse du transport et de la capacité de transport du brut par rail en Amérique du Nord, et se terminent par une comparaison des modèles économiques de transport du brut par rail et par pipeline.

### **B.3.1 Transport ferroviaire de pétrole brut en Amérique du Nord**

Depuis 2011, les exportations de pétrole brut par rail du Canada vers les États-Unis ont augmenté considérablement, passant d'une moyenne d'environ 2 000 b/j en 2011 à environ 110 000 b/j en 2015. Le volume des exportations de pétrole brut par rail a culminé en septembre 2015, atteignant presque 175 000 b/j, pour passer à quelque 75 000 b/j en août 2016 (47).

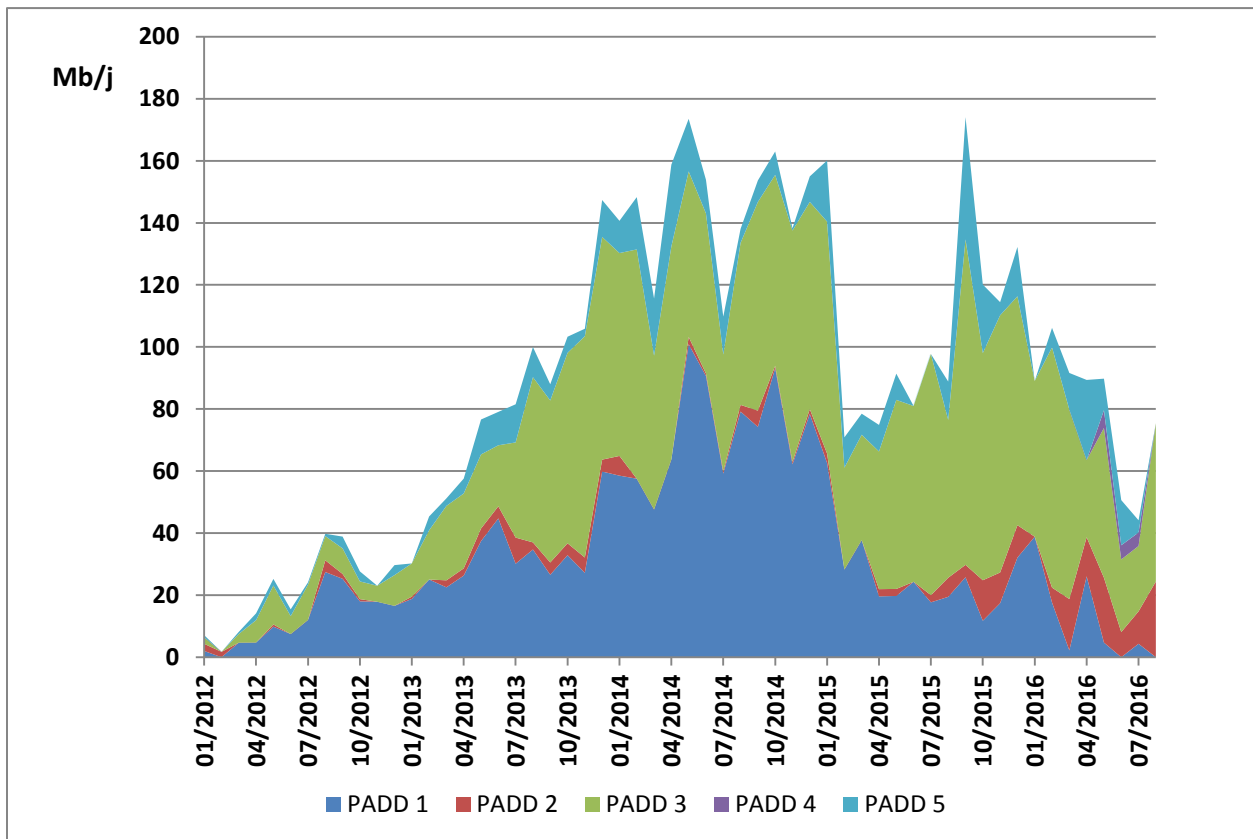
Alors que les exportations de pétrole brut par rail du Canada étaient à l'origine réparties assez également entre le PADD 1 et le PADD 3, la destination des exportations s'est déplacée vers le PADD 3 en 2015 et a continué d'être concentrée dans cette région vers la fin de 2016. Ces chiffres ne comprennent pas les volumes de brut transportés par voie ferroviaire à l'intérieur du Canada (voir la Figure 3).

Plusieurs raffineries et ports canadiens ont installé ou augmenté les capacités de déchargement de pétrole brut transporté par rail, notamment la raffinerie de Montréal de Suncor Energy Product Partnership pour 35 000 b/j, la raffinerie Jean-Gaulin de Valero à Lévis pour 60 000 b/j, la raffinerie

Irving de Saint John pour 200 000 b/j, la raffinerie de Chevron à Burnaby pour 7 000 b/j, et le terminal de Sorel-Tracy au Québec pour 33 000 b/j<sup>xv</sup>.

Le transport de brut par rail a crû encore plus rapidement aux États-Unis sous l'impulsion de la croissance de la production pétrolière dans des régions éloignées mal desservies par les pipelines. Par exemple, le transport ferroviaire de brut en provenance du PADD 2 (Midwest) est passé d'une moyenne d'environ 91 000 b/j en 2011 à 632 000 b/j en 2015, poussé par la croissance de la production de pétrole léger de réservoirs étanches de la formation de Bakken au Dakota du Nord. Depuis le milieu de 2015, les expéditions de pétrole brut par rail aux États-Unis ont diminué. Cela est dû au faible prix du pétrole brut, qui a conduit à la diminution de la production de certains bassins d'huile de schiste aux États-Unis, et à l'augmentation de la capacité pipelinière de certains bassins (48).

Figure 3 – Exportations de brut canadien par rail, par PADD, mensuellement de 2011 à 2016



Source : U.S. Energy Information Administration, Transport de pétrole brut par rail (47)

### B.3.2 Infrastructure nord-américaine de chargement et de déchargement du pétrole brut transporté par rail

Pour déterminer si le transport de brut par rail est une alternative viable au transport par pipeline, on doit se demander avant tout si l'infrastructure ferroviaire est capable de soutenir une augmentation importante du volume de brut transporté par rail (p. ex., disponibilité de wagons-citernes en nombre

<sup>xv</sup> Chiffres compilés à partir de nouvelles sources d'informations et de discussions avec l'ONÉ.

suffisant, coûts découlant du renforcement de la réglementation en matière de sécurité, exigences liées au transport ferroviaire du brut, etc.). Jusqu'à présent, la croissance a été forte, et il existe un précédent historique d'une telle croissance. Par exemple, le *Final Supplemental Environmental Impact Statement for the Keystone XL pipeline* (KXL FSEIS) du Department of State des États-Unis décrit le développement des infrastructures et des services de transport ferroviaire à partir d'un bassin houiller comme un précédent de la possibilité d'une croissance rapide du transport (49). De plus, l'augmentation de la capacité de transport du brut par rail aux États-Unis illustre bien le taux et le niveau de développement possibles des infrastructures ferroviaires lorsque les facteurs du marché créent des incitatifs à l'investissement.

La capacité de chargement de brut par rail à partir du BSOC s'est considérablement accrue durant les cinq dernières années. Alors que, traditionnellement, ce mode de transport était principalement utilisé par de petits producteurs de brut, les grandes compagnies y ont eu recours comme solution de rechange dans un contexte où la limitation de la capacité pipelinière et les écarts de prix se sont accrus. Les estimations indiquent que la capacité de chargement de pétrole brut par rail en Alberta et en Saskatchewan est de 1,1 Mb/j (50)<sup>xvi</sup>. Aux États-Unis, la capacité de déchargement du brut transporté par rail est concentrée dans le PADD 1 et le PADD 3. Des estimations récentes de RNB Energy révèlent qu'il existe une capacité de déchargement du brut transporté par rail de près de 1,7 Mb/j dans le PADD 3 (51). Les estimations du Department of State des États-Unis révèlent que le PADD 2 disposait de près de 50 % de toute la capacité de chargement de brut total des États-Unis en 2013, avec 1,6 Mb/j, concentrée dans la formation de Bakken du Dakota du Nord (49).

Les chiffres concernant la capacité de transport par rail de pétrole brut ne sont pas directement comparables avec ceux concernant le transport par pipeline. Dans la production de bitume, ce dernier est soit valorisé en pétrole brut synthétique (le mode de production habituel à partir des sables bitumineux), soit mélangé à un diluant pour lui permettre de s'écouler dans un pipeline. Le volume de diluant peut varier, mais il représente généralement autour de 30 % d'un baril de bitume dilué. Dans le cas du bitume, étant donné que le diluant est mélangé avec le bitume lors du transport, les producteurs paient également pour transporter ce diluant jusqu'au marché de destination, ce qui réduit d'autant l'espace disponible dans le pipeline pour le bitume.

Les wagons ferroviaires peuvent transporter des mélanges de sables bitumineux contenant une plus faible proportion de diluant, ce qui réduit les coûts par baril de bitume transporté et diminue l'impact financier de la différence de valeur du diluant entre le marché d'origine et le marché de destination (52). Il existe deux types de mélange de bitume transportés par rail : le « *railbit* » (15 à 20 % de diluant) et le « *rawbit* » (0 à 2 % de diluant). Le transport du *rawbit* exige des wagons-citernes spéciaux ainsi que des installations de chargement et de déchargement peu utilisées à l'heure actuelle (52).

---

<sup>xvi</sup> L'analyse de marché que présente le Department of State des États-Unis dans le *Final Supplemental Environmental Impact Statement for the Keystone XL pipeline* fait état d'un rapport de 2013 de la North Dakota Industrial Commission (66) qui cite une capacité ferroviaire utile d'environ 80 % de la capacité nominale de traitement brut.

### B.3.3 Coûts relatifs du transport par pipeline et par rail

Cet examen présente des scénarios (voir plus bas la section B.4) comprenant un scénario de référence, qui donne le transport de pétrole brut par rail comme principale option de transport pour acheminer aux marchés la croissance de la production tirée des sables bitumineux, et deux autres scénarios utilisant des hypothèses de construction de pipelines différentes. Dans le scénario de référence, il est présumé que le principal débouché du surcroît de production canadienne sera le PADD 3 (côte américaine du golfe du Mexique), en l'absence d'une capacité pipelinière supplémentaire à partir de l'Ouest canadien. Cette hypothèse s'appuie sur les considérations présentées plus haut selon lesquelles le PADD 3 est un important marché de raffinage disposant d'une capacité considérable de raffinage du pétrole lourd et d'une latitude pour traiter des volumes plus importants de brut canadien, ainsi que d'une grande capacité de déchargement du brut transporté par rail. En ce qui concerne les scénarios qui comprennent l'agrandissement du réseau TMPL, une partie de la production accrue de pétrole à partir des sables bitumineux canadiens pourrait être exportée vers l'Asie par une combinaison de transport par pipeline et par navire-citerne.

Les écarts de coût entre le transport de pétrole brut par pipeline et par rail constituent le premier point à prendre en considération pour déterminer si l'augmentation de la capacité pipelinière pourrait être à l'origine d'un accroissement de la production de pétrole brut, et donc d'une augmentation des émissions de GES en amont au Canada. Si les coûts du transport ferroviaire sont relativement élevés par rapport au transport par pipeline, le rendement des futurs projets de production à partir des sables bitumineux qui n'auront pas d'autres options que l'utilisation du rail devrait diminuer, et ces projets pourraient ne pas voir le jour en l'absence de nouveaux pipelines.

Les écarts de coût entre le transport par rail du brut extrait des sables bitumineux à PADD 3 et par le réseau TMPL agrandi vers la Colombie-Britannique illustrent les coûts que les producteurs devront assumer à partir d'un point de départ commun, soit Edmonton, en Alberta. Les tarifs du transport par rail tirés du KXL FSEIS et modifiés par ECCC pour tenir compte du transport à partir d'Edmonton indiquent que l'expédition de bitume dilué du nord de l'Alberta à Port Arthur, au Texas, coûterait environ 18 \$ US/b, et les tarifs ferroviaires pour Los Angeles, en Californie, seraient de près de 16 \$ US/b pour le transport par un train de 100 wagons-citernes (voir Tableau 7)<sup>xvii</sup>. En comparaison, le transport de bitume dilué par le réseau TMPL de l'Alberta au port de Vancouver, puis l'expédition par navire-citerne Aframax aux principaux centres de raffinage du bassin du Pacifique coûterait entre 7,50 \$ et 11,50 \$ US/b selon la destination finale et compte tenu que les tarifs de transport par pipeline se fondent, ou non, sur des taux prédéterminés (c.-à-d. en vertu d'un contrat à long terme)<sup>xviii</sup>. On s'attend à ce que plus de 700 000 b/j de la capacité totale prévue de 890 000 b/j du réseau TMPL agrandi soient transportés selon des contrats établis avec des expéditeurs, laissant la capacité restante aux expéditeurs sans contrat (53).

<sup>xvii</sup> Les tarifs du transport par rail supposent le transport par pipeline vers Edmonton, et le transport par rail vers la destination finale.

<sup>xviii</sup> Muse Stancil & Co. (12) émet l'hypothèse que tout le pétrole brut expédié par le réseau TMPL est transporté de Westridge aux marchés étrangers au moyen de navires-citernes Aframax ayant une capacité de 80 000 tonnes de port en lourd ou 541 000 barils de bitume de qualité Cold Lake.

Les redevances estimées pour le réseau TMPL se fondent sur les documents présentés à l'ONÉ par Trans Mountain, alors que les tarifs des navires-citernes de Westridge, en Colombie-Britannique, à l'Asie et la Californie ont été adaptés d'estimations fournies par Muse Stancil & Co. dans la soumission du promoteur pour le projet (54)<sup>xix</sup>.

L'analyse ci-dessous adopte une approche prudente, reflétant la répartition potentielle la plus étendue des frais de transport entre les scénarios. Autrement dit, elle utilise le coût moyen de 18 \$ US/b du transport de brut par rail à Port Arthur, au Texas, et le coût moyen de 10 \$ US/b vers l'Asie établi à partir des redevances pipelinrières avec contrat et d'estimations des tarifs pour un navire-citerne Aframax, ce qui se traduit par un écart de 8 \$ US/b de bitume dilué dans les frais de transport entre ces deux options.

**Tableau 7 : Coûts d'expédition de bitume dilué d'Edmonton, en Alberta, aux principaux marchés par différents modes de transport**

<b>Point de réception</b>	<b>Mode d'expédition</b>	<b>Frais de transport (\$ US/b)</b>
Port Arthur (Texas)	Ferroviaire	18,00 \$
Los Angeles (Californie)	Ferroviaire	16,00 \$
Quanzhou (Chine du Sud)	Réseau TMPL sous contrat/Navire-citerne	10,00 \$
	Réseau TMPL sans contrat/Navire-citerne	11,50 \$
Tsingtao (Chine du Nord)	Réseau TMPL sous contrat/Navire-citerne	10,00 \$
	Réseau TMPL sans contrat/Navire-citerne	11,50 \$
Yosu (Corée du Sud)	Réseau TMPL sous contrat/Navire-citerne	9,50 \$
	Réseau TMPL sans contrat/Navire-citerne	11,00 \$
Chiba (Japon)	Réseau TMPL sous contrat/Navire-citerne	9,50 \$
	Réseau TMPL sans contrat/Navire-citerne	11,00 \$
Los Angeles (Californie)	Réseau TMPL sous contrat/Navire-citerne	7,50 \$
	Réseau TMPL sans contrat/Navire-citerne	9,00 \$

Source : ECCC, Department of State des États-Unis (49), Muse Stancil (12), Trans Mountain Pipeline ULC (55)

<sup>xix</sup> Les redevances utilisées dans la présente estimation sont représentatives et pourraient fluctuer selon l'évolution des coûts en capital du projet. Précisément, on prévoit que le projet coûtera 6,8 milliards de dollars, ce montant étant supérieur aux 5,4 milliards de dollars indiqués à l'origine dans la soumission à l'ONÉ. ECCC a ajusté les redevances afin de refléter l'augmentation des coûts en capital à 6,8 milliards de dollars en fonction des renseignements fournis dans les documents déposés par l'ONÉ.

L'écart dans les frais de transport entre les scénarios se situe vraisemblablement à la limite supérieure de l'estimation puisque :

- 1) comme il a été indiqué plus haut, les producteurs pourraient expédier par rail des mélanges de bitume faiblement dilués ou non dilués, ce qui réduirait les frais par baril de bitume transporté par rail. Dans un scénario qui ne comporte que l'option de transport par rail, les producteurs pourraient être incités davantage à investir dans les installations favorisant le transport de volumes plus importants de « railbit » et de « rawbit »<sup>xx</sup>.
- 2) l'écart suggère de façon implicite que la différence dans les frais de transport pour les producteurs canadiens demeurera stable à long terme, ce qui est improbable. Par exemple, les sociétés pourraient choisir d'utiliser une combinaison de transport par rail, pipeline et barge pour expédier des barils de l'Ouest canadien dans le cas où aucune capacité pipelinière additionnelle ne serait construite, ce qui aurait pour effet de réduire davantage les frais de transport dans le cadre d'un scénario sans pipeline.
- 3) l'écart de 8 \$/b ne tient pas compte des aspects liés à la fiscalité et aux redevances, ce qui réduirait la différence relative des frais de transport après impôts et redevances.

Même lorsque subsistent des différences de coût, le transport ferroviaire présente un certain nombre d'avantages, notamment une plus grande souplesse en matière de destinations et une plus grande rapidité entre les mêmes destinations. Les prévisions de 2015 de l'ACPP sur le pétrole brut analysent d'autres avantages du transport par rail (22).

De plus, les différences de prix du brut entre le marché de l'Asie-Pacifique et celui du PADD 3 auraient pour effet d'augmenter les revenus des producteurs qui expédieront par le réseau TMPL, améliorant le rendement au-delà des frais de transport indiqués plus haut. Ces différences de prix ne sont pas prises en compte dans la présente évaluation en raison de l'incertitude liée aux estimations.

#### **B.4 Émissions supplémentaires et capacité pipelinière additionnelle**

Cette section présente une discussion des conditions dans lesquelles l'expansion du réseau TMPL pourrait conduire à une croissance plus élevée de la production de pétrole brut à partir des sables bitumineux canadiens et des émissions connexes. Il envisage deux scénarios : Dans le premier, aucune capacité pipelinière additionnelle par rapport à la capacité de 2015 n'est ajoutée en dehors du réseau TMPL, tandis que dans le deuxième, de nouveaux pipelines sont construits en plus de l'agrandissement du réseau TMPL, de telle sorte que l'expédition ferroviaire de volumes importants de brut n'est plus nécessaire<sup>xxi</sup>. Le scénario de référence permettant des comparaisons avec chacun de ces deux scénarios correspondrait à une situation sans capacité pipelinière additionnelle et où toute production pétrolière supplémentaire serait expédiée par rail. La principale différence entre ces deux scénarios et le scénario de référence tient au coût prévu du transport du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux du BSOC.

---

<sup>xx</sup> Le KXL FSEIS a estimé que le coût supplémentaire du transport ferroviaire du « rawbit » s'établissait entre 0 et 3 \$ US par baril par rapport au coût du transport par pipeline, tandis que pour le « railbit », cette différence se situait entre 5 et 7 \$ US par baril.

<sup>xxi</sup> Dans le cadre de ce scénario, certaines quantités pourraient encore être expédiées par voie ferroviaire; toutefois, elles ne le seraient que du fait de l'incapacité des petits producteurs à obtenir les économies d'échelle qui leur permettraient d'accéder au transport par pipeline.

Les conclusions tirées de ces scénarios sont définies par la mesure dans laquelle le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux pourrait être affecté<sup>xxii</sup>. Comme il est illustré ci-dessous, la production supplémentaire de pétrole brut extrait des sables bitumineux pourrait être facilitée si le coût du transport du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux diminuait, augmentant ainsi le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux entre le scénario de référence et les deux autres scénarios. Une augmentation du prix net améliorerait la rentabilité des projets de sables bitumineux futurs et ferait augmenter la probabilité de production supplémentaire.

#### **B.4.1 Scénario de référence : Aucune construction de nouvelle capacité pipelinière à partir du BSOC**

Dans le cadre de ce scénario, aucune nouvelle capacité pipelinière n'est construite et la production pétrolière actuellement transportée par voie ferroviaire continuerait de l'être, tout comme la production correspondant à des projets en construction. Ainsi, si l'analyse de rentabilité montre que les projets génèrent suffisamment de profits lorsque le pétrole brut est transporté par rail, ils seront mis en œuvre dans ce scénario de référence. Le prix net en Alberta du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux correspondrait au prix de référence (c'est-à-dire le Western Canada Select pour le pétrole brut corrosif lourd), moins le coût du transport par rail.

#### **B.4.2 Scénario 1 : Le réseau TMPL est la seule nouvelle capacité pipelinière**

Dans un scénario selon lequel le projet est construit, mais où aucune capacité pipelinière additionnelle à partir du BSOC n'est construite, on peut distinguer deux effets potentiels différents : **1A)** le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux demeure le même que celui du scénario de référence, ou **1B)** le prix net du baril marginal s'accroît par rapport au scénario de référence.

**1A)** Une partie de la production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux de projets actuellement en construction ou une partie des volumes d'exportation de pétrole brut actuellement transportés par rail pourrait basculer vers cette capacité pipelinière additionnelle (590 000 b/j) disponible avec le pipeline de remplacement de la canalisation. Puisque la somme de la capacité de production en construction et de celles actuellement transportée par rail est supérieure à celle pouvant être transportée via le projet, le baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux pourrait être transporté par rail, que le pipeline soit complété ou non. Dans ces circonstances, le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux en Alberta pourrait ne pas changer.

Si tel était le cas, la construction du pipeline de remplacement de la canalisation 3 n'entraînerait pas de production *supplémentaire* au Canada, car la décision de produire un baril supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux serait basée sur le même prix net, que le projet ait lieu ou non.

**1B)** Le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux serait susceptible d'augmenter si l'agrandissement du réseau TMPL était la seule capacité pipelinière supplémentaire à partir de l'Ouest canadien. Par exemple, la construction d'un pipeline pourrait influencer sur les marchés finaux de

---

<sup>xxii</sup> Le prix net du pétrole en Alberta correspond au prix du marché moins les coûts de transport associés à l'expédition du prochain baril de pétrole.

certain types de pétrole brut, en modifiant le coût marginal du transport ou en améliorant l'efficacité globale du réseau de transport du pétrole brut en Amérique du Nord. Il découlerait de ces exemples une baisse des coûts du transport, une hausse des prix nets du baril marginal de pétrole brut extrait des sables bitumineux, et une amélioration du rendement financier des futurs projets de sables bitumineux. Dans un tel cas, l'agrandissement du réseau TMPL pourrait contribuer à une hausse de la production et des émissions en amont. Il serait nécessaire d'effectuer un examen quantitatif plus approfondi de ces enjeux pour modéliser la probabilité que l'une ou l'autre de ces situations se produise si l'agrandissement du réseau TMPL avait lieu. Les résultats d'études de tiers sur ce résultat potentiel sont discutés ci-après.

### **B.4.3 Scénario 2 : Construction du réseau TMPL et d'autres capacités pipelinières**

Si le projet d'agrandissement du réseau TMPL et d'autres pipelines étaient construits et qu'il n'était donc plus nécessaire d'expédier des volumes importants de pétrole brut par rail pour transporter le baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux, alors le prix net du baril marginal augmenterait. Certains projets de sables bitumineux auparavant non rentables pourraient alors devenir rentables, ce qui entraînerait une hausse de la production et des émissions de GES en amont par rapport au scénario de référence. En revanche, il serait difficile d'attribuer une partie déterminée de ces émissions en amont supplémentaires au réseau TMPL ou à tout autre projet de pipeline en particulier. Au lieu de cela, ces émissions seraient attribuables à l'agrandissement global du réseau de transport pipelinier canadien.

Pour comprendre le niveau d'augmentation de la production qui découlerait de la construction d'une capacité pipelinière additionnelle dans le cadre de ces scénarios (c.-à-d. scénario 1B et scénario 2), il est nécessaire d'étudier les modèles économiques des nouveaux investissements dans l'exploitation des sables bitumineux.

### **B.4.4 Coûts de l'offre des projets de sables bitumineux et coûts supplémentaires liés au transport par voie ferroviaire**

Les analystes utilisent souvent une mesure appelée « coût de l'offre » pour comparer et évaluer la faisabilité financière d'un projet. Pour les projets de sables bitumineux, il s'agit du prix du pétrole en dollars constants requis pour récupérer l'ensemble des investissements en capital, des coûts liés à l'exploitation, des coûts du transport, des redevances payées et des coûts fiscaux en dégageant un retour sur investissement habituellement de 10 à 15 % (10). Les coûts de l'offre sont directement liés au prix net obtenu en Alberta. Si le prix net augmente, les coûts de l'offre reculent et vice versa.

Pour faciliter la comparaison, les coûts de l'offre sont généralement ajustés par rapport à un prix de référence du pétrole brut comme le WTI ou le Brent, et sont exprimés en dollars américains. Aux fins du présent examen, les estimations des coûts de l'offre sont établies d'après le prix du pétrole léger canadien à Edmonton, en Alberta, et sont présentées en dollars américains. Le prix net en Alberta est une donnée essentielle pour calculer le coût de l'offre, car la diminution des coûts du transport entraîne une baisse des coûts de l'offre.

Une analyse des différentes sources qui publient régulièrement des estimations de coûts de l'offre pour les projets de sables bitumineux montre qu'ils varient sensiblement en fonction du type de projet (*in*

*situ* ou extraction) et des hypothèses de modélisation (56)<sup>xxiii,xxiv</sup>. Les coûts de l'offre pour les projets *in situ* varient de 45 \$ US à 80 \$ US par baril d'équivalent WTI, alors que les coûts de l'offre pour les projets d'extraction s'établissent entre 80 \$ US et 90 \$ US par baril d'équivalent WTI<sup>xxv</sup>. Le bas de la fourchette correspond en général à des agrandissements d'installations existantes, tandis que le haut représente de nouveaux projets. Les principales différences en matière de coûts de l'offre proviennent d'hypothèses variées autour des taux de change, de la consommation énergétique, des coûts des immobilisations et des écarts de prix. Si, aux fins de la présente analyse, les coûts de l'offre sont considérés comme constants, il est important de noter qu'ils ne sont pas statiques et sont susceptibles d'évoluer au fil du temps en fonction des conditions de marché. Par exemple, une récente analyse d'IHS a révélé une baisse des coûts de l'offre du pétrole extrait des sables bitumineux de 10 \$US/b entre 2014 et 2015, attribuable à une diminution des coûts de construction à la suite de la chute récente des prix du pétrole et des coûts du gaz naturel plus faibles (41).

Pour évaluer les incidences des options de transport sur les coûts de l'offre à partir des sables bitumineux, ECCC utilise une courbe de l'offre générée par son modèle interne de projets de sables bitumineux. Cette courbe de l'offre est basée sur les renseignements accessibles au public sur plus de 125 phases de projets de sables bitumineux *in situ* qui ont été annoncés, qui sont en attente d'approbation ou qui ont été approuvés par l'organisme de réglementation de l'énergie en Alberta (AER), que l'on désigne comme la capacité *potentielle in situ* de production pétrolière à partir des sables bitumineux, mais qui ne sont pas actuellement en construction ou en exploitation. Ces projets seraient des sources de croissance de l'offre à partir de l'exploitation des sables bitumineux après l'an 2020.

La courbe de l'offre indique qu'une part substantielle de la capacité de projets potentiels de sables bitumineux *in situ* a des coûts de l'offre qui s'échelonnent entre 50 \$ et 70 \$ US/b en faisant l'hypothèse d'un transport vers l'Asie par le réseau TMPL (voir la Figure 4). Sur la base des estimations de coûts supplémentaires pour le transport de pétrole brut indiquées ci-dessus (+ 8 \$ US/b), on prévoit que les coûts de l'offre associés à une grande partie des projets planifiés pour après 2020 se situeraient dans un intervalle de 60 \$ à 80 \$ US/b dans le scénario de référence où les producteurs doivent utiliser le transport ferroviaire à PADD 3 plutôt que d'expédier du bitume dilué par le réseau TMPL<sup>xxvi</sup>.

#### ***B.4.4.1 Comparaison d'une courbe de l'offre à une prévision de production***

La courbe de l'offre représente un ordre de classement de projets potentiels de sables bitumineux qui pourraient être réalisés à l'avenir. Même si cette courbe établie par ECCC indique une capacité potentielle de projets de sables bitumineux *in situ* allant jusqu'à 4 Mb/j, cela ne signifie pas que tous ces projets seront mis en exploitation.

---

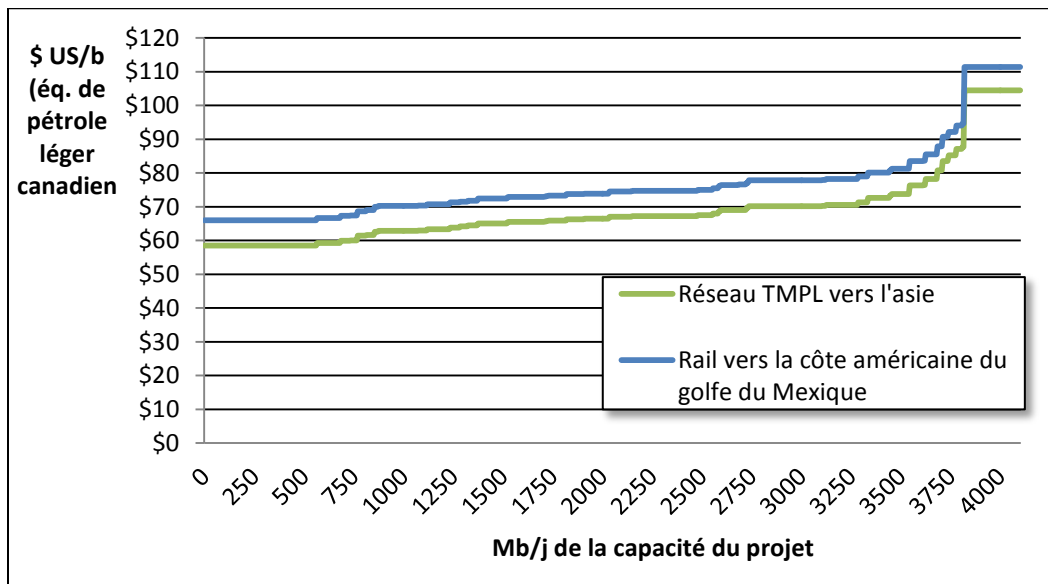
<sup>xxiii</sup> IHS (2015) *Oil Sands Cost and Competitiveness*

<sup>xxiv</sup> Wood Mackenzie (2016) : Outil GEM

<sup>xxv</sup> Les projets miniers intégrés ne sont pas abordés ici, car très peu de nouveaux projets de ce type sont prévus à l'heure actuelle.

<sup>xxvi</sup> Les hypothèses clés (taux de change, écarts de prix) sous-tendant le modèle de projets de sables bitumineux sont tirées de l'ONÉ (10). D'autres hypothèses comprennent un examen à long terme du ratio vapeur-pétrole de trois projets, des coûts moyens variables d'exploitation de 12 \$/b de bitume, des coûts du capital de maintien de 8 \$/b, un taux de rendement requis de 12 % (nominal), une inflation de 2 % par an des coûts et des prix des produits de base, pas de cogénération dans les installations, et la politique de l'Alberta sur le climat à 30 \$/tonne équivalent CO<sub>2</sub> (réel) sur 24 % des émissions avec des coûts du carbone qui ont grimpé à 2 % par an.

Figure 4 – Courbe de l’offre des sables bitumineux pour les projets *in situ* non approuvés, équivalent du pétrole léger canadien à Edmonton (\$ US/b)



Source : Modèle de l’offre pour les sables bitumineux, d’ECCC

La faisabilité du développement de la pleine capacité potentielle de 4 Mb/j des projets de sables bitumineux est limitée par les exigences considérables au chapitre du capital et de la main-d’œuvre relativement à la construction et à l’exploitation des installations. L’accroissement du développement de projets de sables bitumineux a dans le passé mené à une inflation des coûts du capital et de l’exploitation qui a fait grimper les coûts de l’offre et réduit le rendement d’investissements futurs. Le caractère attrayant de projets individuels dépend aussi de la demande mondiale en pétrole, des prix du pétrole brut et des perspectives d’autres investissements concurrentiels. Ainsi, de nombreux projets inclus dans la courbe de l’offre de projets de sables bitumineux d’ECCC ne seront probablement pas mis en exploitation.

Le remaniement de la courbe de l’offre pour refléter les écarts dans les coûts de transport par rail et le réseau TMPL vers l’Asie a pour but d’illustrer les changements dans les coûts et ne doit pas être interprété comme une baisse des coûts de l’offre qui serait attribuable au réseau TMPL pour tous les projets potentiels *in situ* à l’avenir. Cependant, la comparaison des courbes de l’offre pour le transport par rail et par pipelines peut illustrer la possibilité d’ajouts de capacité à un prix du pétrole spécifique à long terme. Par exemple, si le projet est construit, les courbes d’offre ci-dessus indiquent qu’à un prix supposé de 70 \$ US /b, environ 1,9 Mb/j de capacités futures de production de sables bitumineux pourraient être financièrement viables alors que ce n’aurait pas nécessairement le cas si le transport du brut par rail avait été la seule option.

Tandis que le changement du prix net du baril de pétrole extrait des sables bitumineux influe sur le fait de déterminer si l’ajout d’une capacité pipelinière conduirait à une augmentation de la production, le prix du pétrole brut attendu, quant à lui, influe sur le degré d’augmentation de la production et des émissions en amont.

#### B.4.4.1.1 Bas prix

Si les prix à long terme du pétrole léger canadien étaient inférieurs à 60 \$ US/b en valeur réelle, une croissance substantielle de la production à partir des sables bitumineux serait improbable après 2020 sans une importante réduction des coûts de production par rapport aux niveaux actuels, indépendamment du transport par voie ferroviaire ou pipeline. Cette situation est illustrée par le *scénario de bas prix* présenté dans la mise-à-jour du rapport *AE 2016* et analysé précédemment, dans lequel les prix canadiens du pétrole léger n'atteignent que 33 \$ US/b d'ici 2025 et seulement 40 \$ US/b d'ici 2040. Dans ce scénario, la production pétrolière ne croît que d'environ 125 000 b/j jusqu'en 2026 après l'achèvement des projets en cours de construction (c'est-à-dire après 2020), et diminuent par la suite même en présence d'une capacité pipelinière adéquate.

Étant donné la difficulté d'atteindre une rentabilité économique à de tels niveaux de prix, on ne prévoit pas que la disponibilité de capacités de transport par pipeline induise une amélioration suffisante de la rentabilité des projets pouvant conduire les entreprises concernées à y donner suite. Par conséquent, si les prix du pétrole léger canadien étaient inférieurs à 60 \$ US/b, on ne s'attendrait pas à ce que la construction d'une capacité pipelinière mène à une exploitation accrue des sables bitumineux.

#### B.4.4.1.2 Prix intermédiaires

Si les prix à long terme du pétrole léger canadien devaient se situer entre 60 \$ et 80 \$ US/b en valeur réelle, les économies induites par la possibilité de transporter le brut par pipeline pourraient favoriser une croissance de la production pétrolière qui autrement n'aurait pas eu lieu.

Toutes choses étant égales par ailleurs, les estimations des coûts de l'offre indiquent qu'une capacité potentielle considérable de production *in situ* à partir des sables bitumineux pourrait devenir rentable (environ 3,3 Mb/j), ce qui n'aurait pas été possible lorsque la voie ferroviaire était la seule option de transport dans le scénario de référence. Comme nous l'avons défini précédemment, toute production qui n'aurait pas eu lieu dans le scénario de référence, mais qui pourrait avoir lieu si l'agrandissement du réseau TMPL était achevé, est considérée comme une source d'émissions de GES en amont supplémentaires. Si les coûts supplémentaires de transport ferroviaire sont inférieurs à l'écart estimé de 8 \$ US/b, le volume de production additionnelle et d'émissions de GES en amont supplémentaires serait inférieur.

#### B.4.4.1.3 Prix élevés

Si les prix à long terme du pétrole léger canadien devaient se situer au-dessus de 80 \$ US/b en valeur réelle, un certain nombre de projets seraient probablement rentables, et une forte croissance de la production pétrolière à partir des sables bitumineux serait attendue, et ce, indépendamment du mode de transport du pétrole, par pipeline ou par rail. Cependant, la rentabilité des projets en amont s'améliorerait encore si les possibilités de transport par pipeline étaient disponibles dans un contexte de prix du pétrole plus élevés. Comme le présente le rapport *AE 2016* de l'ONÉ dans son *scénario de capacité limitée*, les économies de coûts générées par les pipelines pourraient entraîner une augmentation de la trésorerie disponible pouvant être réinvestie et, au fil du temps, une augmentation de la production pouvant être à l'origine d'un accroissement des émissions de GES en amont. En réalité, cet effet pourrait être minimal en raison de la disponibilité des capitaux dans les marchés financiers

mondiaux (c.-à-d. que les entreprises n'ont pas besoin de dépendre des flux de trésorerie produits à l'interne pour soutenir l'investissement de capitaux). Ainsi, la production supplémentaire serait minimale si les prix du pétrole léger sont supérieurs à 80 \$ US/b comparativement à un scénario où les prix se situent dans l'intervalle de 60 \$ à 80 \$ US/b.

#### B.4.4.2 Émissions supplémentaires et études de tiers

Étant donné le nombre important de projets de sables bitumineux qui pourraient devenir rentables avec des prix se situant entre 60 \$ et 80 \$ US/b, le potentiel de production supplémentaire induite par la construction de pipelines serait accru si les prix à long terme se maintenaient dans cet intervalle (voir Tableau 8). Toutefois, la fourchette des coûts d'approvisionnement (20 \$ US/b) est plus importante que les économies potentielles de coûts de transport (~ 8 \$ US/baril). Par conséquent, les économies de coûts de transport que le projet pourrait générer n'auraient pas d'incidence sur les décisions de production dans la fourchette de prix de 60 \$ et 80 \$ US. Alors que 3,3 milliards de barils par jour de capacité cumulative potentielle pourraient devenir financièrement viables à des prix à long terme du pétrole entre 60 et 80 dollars par baril, le montant total de la production potentiellement affectée serait inférieur à celui-ci.

Tableau 8 : Production supplémentaire potentielle à partir de projets de sables bitumineux au Canada

	Prix à long terme		
	<60 \$	60 \$ à 80 \$	>80 \$
Croissance de la production à partir des sables bitumineux	Aucune croissance ou croissance limitée de la production à partir des sables bitumineux	Croissance limitée de la production à partir des sables bitumineux	Croissance de la production à partir des sables bitumineux
Émissions de GES supplémentaires en raison de la disponibilité de pipelines	Moins probables	Potentielles	Minimales
Offre cumulée potentielle à partir des sables bitumineux avec un coût de l'offre se situant dans cet intervalle de prix (après 2020)	Environ 0 Mb/j	Environ 3,3 Mb/j	Environ 4,1 Mb/j

Source : ECCC

Plusieurs rapports et études ont étudié les répercussions des GES des divers projets de pipelines. Ces études ont inclus une évaluation du volume de la production supplémentaire, ou une hypothèse visant à éclairer ce dernier, qui pourrait résulter de la réalisation d'un projet de pipeline. Ces rapports montrent

que les hypothèses guidant les analyses, y compris celles qui sont liées à la disponibilité et au coût de l'expédition ferroviaire de brut, le potentiel de construction d'autres pipelines de pétrole brut, le prix du pétrole et d'autres facteurs déterminent largement si les pipelines entraînent une production de pétrole brut supplémentaire.

Un rapport de Navius Research a examiné une part des répercussions des gaz à effet de serre du réseau TMPL. Le rapport indique que la production supplémentaire découlant de l'expansion du réseau TMPL pourrait se situer entre 11 % et 29 % de la capacité additionnelle du pipeline, ou entre 65 000 b/j et 171 000 b/j selon les scénarios étudiés (57). Il s'agit d'une proportion légèrement plus importante de la production additionnelle que celle indiquée dans le rapport du Navius Research pour le projet de pipeline Énergie Est estimant qu'entre 3 % et 9 % de la capacité du projet proposé constituerait une production additionnelle (58).

Le rapport de Muse Stancil & Co. conclut que la construction du pipeline proposé entraînerait des prix plus élevés du pétrole brut dans l'Ouest du Canada (12). Bien que le rapport n'offre pas une évaluation des changements potentiels dans la production de pétrole brut dû à la construction du pipeline, il souligne que le projet pourrait changer le coût marginal de transport de l'Ouest du Canada en réduisant la dépendance au transport du pétrole brut par rail. Ce résultat devrait améliorer la performance financière des nouveaux investissements dans les sables bitumineux dans l'Ouest canadien, ce qui pourrait entraîner une augmentation de la production.

D'autre part, le *scénario de capacité limitée* du rapport *AE 2016* offre un éclairage sur le potentiel de production supplémentaire découlant de l'ajout d'un certain nombre de nouveaux pipelines de pétrole brut. Les chiffres de l'ONÉ indiquent que la production *supplémentaire* résultant de la construction de pipelines constituerait une augmentation comprise entre 8 % et 17 % en 2040, en fonction des hypothèses relatives à la capacité pipelinière supplémentaire(10).

Un certain nombre d'autres études ont analysé les émissions en amont issues des pipelines de pétrole brut, mais ont généralement formulé des hypothèses sur la mesure dans laquelle les projets pouvaient entraîner une production supplémentaire. Ces hypothèses allaient de 0 à 100 % et variaient en fonction des facteurs susmentionnés.

#### **B.4.5 Consommation mondiale de pétrole et émissions de GES en amont**

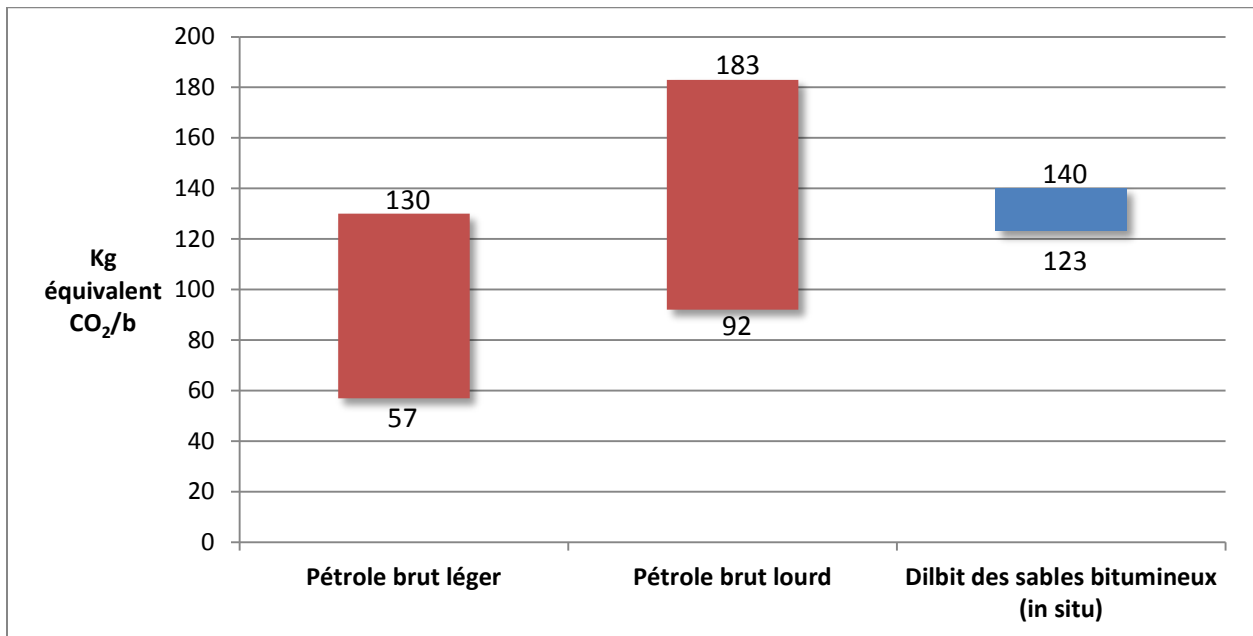
Si une capacité additionnelle pipelinière au Canada devait permettre une croissance de la production canadienne, cela pourrait avoir deux répercussions sur les marchés mondiaux du pétrole brut: 1) une partie de cette production supplémentaire pourrait remplacer les différents types de pétrole qui ne seraient plus produits; et 2) une autre portion pourrait ajouter à l'offre mondiale globale à un prix donné, ce qui pourrait se traduire par une légère baisse du prix du pétrole brut mondial et une plus grande consommation mondiale de pétrole brut au fil du temps.

Si la production supplémentaire à partir de projets de sables bitumineux supplante une autre production de pétrole brut qui aurait été produite selon le scénario de référence, l'incidence mondiale des émissions de gaz à effet de serre correspondrait à la différence des émissions du puits au réservoir entre la production issue des sables bitumineux et le pétrole brut remplacé. Un rapport d'IHS Cambridge

Energy Research Associates (CERA) arguait que la production de pétrole extrait des sables bitumineux pour le pipeline Keystone XL proposé aurait à peine remplacé un autre pétrole lourd, dont les émissions du puits au réservoir sont comparables. L'incidence sur les émissions mondiales aurait donc été faible (59). Bien que cette conclusion soit logique lorsqu'il est question des conditions dans le marché PADD 3 et des répercussions des émissions des États-Unis, l'incidence globale sur les émissions dépendrait du type de pétrole brut qui ne serait plus produit à l'échelle mondiale.

La comparaison des données relatives aux émissions du puits au réservoir provenant d'IHS CERA pour divers types de pétroles bruts illustre la grande variété des répercussions potentielles sur les émissions. IHS estime que les émissions du puits au réservoir sont de 57 à 130 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par baril pour le pétrole brut léger, de 92 à 183 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par baril pour d'autres types de pétroles bruts lourds, et de 123 à 140 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par baril pour le *dilbit* extrait des sables bitumineux *in situ* (figure 5).

Figure 5 - Intervalles d'émissions de GES du puits au réservoir par type de pétrole brut<sup>xxvii</sup>



Source : IHS CERA

Si l'augmentation de la production de pétrole extrait des sables bitumineux canadiens mène à une augmentation de l'offre de pétrole dans le monde, la baisse correspondante des prix du pétrole brut mondial pourrait avoir une incidence sur la consommation mondiale de pétrole brut. L'incidence des émissions mondiales de GES correspondrait alors aux émissions totales tout au long du cycle de vie du dilbit extrait in situ des sables bitumineux, du puits à la roue. Les données relatives aux émissions du puits à la roue d'IHS CERA indiquent que les émissions de GES du puits à la roue dues à la production in situ à partir des sables bitumineux s'élèvent de 508 à 525 kg d'éq. CO<sub>2</sub> par baril de production.

<sup>xxvii</sup> Pétrole léger mondial : Eagle Ford, North Sea Forties, Arab Light, Bakken Blend, Kirkuk, Basrah Light, Bonny Light et Alaskan North Slope. Pétrole lourd mondial : Venezuela Petro Zuata, Venezuela Boscan, Venezuela Bachaquero, Mexico Maya, North Sea Mariner et Brazil Marlim.

Un rapport de Navius Research sur le pipeline Énergie Est proposé a trouvé que, bien que la majeure partie de la production supplémentaire remplacerait l'offre globale existante, c'est l'augmentation potentielle de la consommation mondiale qui aurait une incidence plus importante sur les émissions mondiales. Le rapport a démontré que même avec une légère augmentation de l'offre totale de pétrole brut mondiale, l'effet d'une baisse du prix mondial du pétrole brut, qui entraîne une augmentation de la consommation au fil du temps, a mené à 74 % à 87 % de l'incidence des émissions nettes du pipeline Énergie Est proposé en 2035 (60). L'ampleur de cette incidence, par rapport à la mesure dans laquelle d'autres types de pétrole brut sont remplacés, est logique, étant donné que les émissions du puits à la roue provenant de la combustion représentent entre 70 % et 80 % des émissions de GES totales, du puits à la roue (13).

Il est important de prendre en compte les circonstances qui influent sur la mesure dans laquelle une production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux canadiens remplace les sources existantes de l'offre mondiale de pétrole brut ou s'ajoute au total. L'ampleur de l'augmentation de l'offre mondiale de pétrole dépend de la pente des courbes de l'offre et de la demande mondiales au point d'équilibre. En général, plus la courbe de l'offre mondiale est élastique (c.-à-d. plus la courbe de l'offre de pétrole brut est plate ou plus il y a de pétrole disponible dans un éventail de prix donné), plus la proportion de la production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux qui remplacerait d'autres types de pétrole brut serait élevée, et vice versa. C'est logique, puisqu'une courbe de l'offre élastique implique que la quantité produite est très sensible aux changements de prix. Par ailleurs, plus l'élasticité de la demande de pétrole brut est grande, plus la proportion de la production supplémentaire des sables bitumineux qui s'ajouterait à l'offre totale de pétrole dans le monde est grande (61).

Comme cela a été mentionné auparavant, il existe un potentiel plus grand pour que la production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux atteigne des prix de pétrole brut entre 60 et 80 \$ US/b. Les études des courbes de l'offre mondiale de pétrole montrent une grande quantité du potentiel de production de pétrole mondial dans cet éventail de prix. Par exemple, dans une analyse des futurs projets pétroliers n'ayant pas encore reçu une confirmation d'investissement définitive, Wood Mackenzie a montré que les projets à partir des sables bitumineux avaient des coûts similaires à des projets mettant en œuvre d'autres types de production qui représentent un volume de 13 Mb/j (62). Dans une analyse des 420 plus grands projets pétroliers mondiaux, Goldman Sachs prévoit près de 30 Mb/j de capacité de production de pétrole brut, avec des coûts de l'offre de l'ordre de 40 \$ à 80 \$ US/b (63).

Puisqu'une quantité considérable de l'offre mondiale de pétrole potentielle est disponible à des prix inférieurs à 80 \$ US/b, une proportion importante de toute production supplémentaire issue des sables bitumineux devrait remplacer d'autres types de production de pétrole brut, plutôt que s'ajouter à l'offre mondiale totale de pétrole. Étant donné les émissions du puits au réservoir comparables notées ci-dessus pour différents types de pétrole brut, il est probable qu'il n'y ait qu'un petit changement net dans les émissions de gaz à effet de serre mondiales d'après la différence des émissions du puits au réservoir. L'incidence totale des GES dans le monde serait plus importante si une portion plus grande de

la production supplémentaire issue des sables bitumineux devait s'ajouter à l'offre totale mondiale de pétrole, ou si on supposait que la demande mondiale serait fortement élastique<sup>xxviii</sup>.

## Conclusions

Dans la partie A de cet examen, les ECCC a présenté des estimations des émissions de GES en amont au Canada associées à la production et à la transformation de pétrole brut et de produits raffinés qui pourraient être transportées par le réseau TMPL élargi si le projet est approuvé. Les données disponibles publiquement et les méthodologies établies ne permettent pas actuellement d'inclure les émissions indirectes comme celles liées aux changements d'affectation des terres et à l'électricité ou aux combustibles qui sont produits ailleurs. Les projections relatives aux émissions de GES et à la production ont été modélisées jusqu'en 2030 et comprennent les impacts futurs estimés des politiques et mesures existantes en date de septembre 2015.

ECCC prévoit que les émissions de GES en amont au Canada résultant de la production, de la transformation et du raffinage des produits associés à la capacité nominale élargie du réseau TMPL pourraient varier de 21 à 26 Mt d'équivalent CO<sub>2</sub> par année. Compte tenu uniquement de la capacité ajoutée par le projet, les émissions pourraient varier de 13 à 15 Mt d'équivalent CO<sub>2</sub> par an.

L'analyse de la partie B a fourni un éclairage sur les conditions dans lesquelles la construction du projet pourrait conduire à des émissions de GES supplémentaires au Canada. Les principaux éléments pris en considération dans cette analyse sont le prix prévu à long terme du pétrole brut, les coûts de l'offre des projets de production pétrolière à partir des sables bitumineux, la disponibilité et le coût relatif du brut transporté par rail, l'effet sur le prix net de la production extraite des sables bitumineux en Alberta et les hypothèses autour de la capacité pipelinière totale susceptible d'être ajoutée. En résumé, les constatations établies à partir de cette analyse sont les suivantes :

- *Si le projet est la seule capacité pipelinière supplémentaire dans l'ouest du Canada, il n'y aurait pas de production supplémentaire ni d'émissions en amont si le prix net du baril marginal extrait des sables bitumineux n'était pas touché. Cela pourrait se produire, car le volume de la production à partir de sables bitumineux qui devrait se terminer d'ici 2019 et les volumes actuellement transportés par voie ferroviaire sont supérieurs à la capacité additionnelle du projet proposé. Cependant, une efficacité accrue du réseau de pipelines ou des changements dans le prix marginal du transport à partir de l'ouest du Canada pourrait entraîner une production additionnelle et des émissions en amont selon ce scénario.*
- *Si on ajoute à la capacité pipelinière, y compris par le projet, de sorte que le transport du brut par rail n'est plus nécessaire, une partie des émissions calculées dans la partie A pourrait être considérée comme des émissions supplémentaires.*

---

<sup>xxviii</sup> Erickson et Lazarus (2014) font l'hypothèse d'un éventail d'élasticités de la demande, tandis que les sensibilités liées à l'élasticité de la demande ont été examinées par Navius Research dans leur analyse du projet de pipeline Énergie Est.

- L'importance des émissions et de la production supplémentaires dans un scénario ou l'autre dépend du prix à long terme du pétrole léger canadien.
  - Si le cours du baril demeurait inférieur à 60 \$US, la plupart des projets de production à partir des sables bitumineux prévus qui ne sont pas encore en cours de construction seraient probablement non rentables et ne seraient donc pas construits, ce qui signifie qu'il serait peu probable qu'il y ait des émissions supplémentaires.
  - À des prix de 60 \$US/b à 80 \$US/b, le nombre de projets éventuels pourraient devenir rentables avec un accès pipelinier. Il n'y a toutefois pas de certitude quant au volume de production supplémentaire dans ce contexte.
  - Si le cours du baril était supérieur à 80 \$US, de nombreux projets potentiels d'exploitation des sables bitumineux seraient rentables et auraient donc une plus grande probabilité d'être construits, même si le rail était la seule option de transport. Cependant, les économies de coûts offertes par les pipelines pourraient se traduire par une certaine augmentation des investissements et de la production, mais à un niveau moins important que si les prix du pétrole se situaient dans l'intervalle de 60 \$US/b à 80 \$US/b mentionné ci-dessus.
  
- Si la capacité de pipeline supplémentaire entraînait une augmentation de l'exploitation des sables bitumineux, il pourrait y avoir un impact sur l'offre mondiale et les prix. La production supplémentaire renverrait d'autres sources de pétrole brut à un statut plus marginal ou s'ajouterait à l'offre mondiale totale. Si elle supprime d'autres types de pétrole brut, l'impact sur les émissions mondiales correspondrait à la différence entre les émissions de gaz à effet de serre du puits au réservoir. Si elle s'ajoute à l'offre mondiale totale de pétrole brut, des prix mondiaux plus bas et des augmentations de la quantité de pétrole demandée feraient augmenter les émissions d'après les émissions du cycle de vie complet (du puits à la roue).
  
- Comme une part importante de l'offre mondiale de pétrole brut est financièrement viable dans un éventail de prix semblables à ceux du pétrole extrait in situ des sables bitumineux au Canada, on s'attend à ce qu'une plus grande partie de la production supplémentaire relègue à un rang inférieur d'autres types de pétrole brut.

## Bibliographie

1. **Gouvernement du Canada.** *Mesures provisoires pour l'examen de projets de pipelines.* Gouvernement du Canada. (En ligne) le 27 janvier 2016. (Cité le 23 novembre 2016) Sur Internet : <http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?nid=1029989>.
2. **GIEC** [Sous la direction de l'équipe de rédaction principale, R.K. Pachauri et L.A. Meyer]. *Changements climatiques 2014: Rapport de synthèse.* Contribution des Groupes de travail I, II et III au cinquième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Genève, Suisse: GIEC, 2014.
3. **Lemmen, D.S., Warren, F.J., James, T.S. et Mercer Clarke, C.S.L.** éditeurs. *Le littoral maritime du Canada face à l'évolution du climat.* Gouvernement du Canada, Ottawa : 2016.
4. **Trans Mountain Pipeline ULC.** *Service Standards Regarding the Transportation of Petroleum,* Kinder Morgan. (En ligne) le 26 avril 2013. (Cité le 23 novembre 2016) Sur Internet : <http://www.kindermorgan.com/content/docs/TM%20Service%20Standards%205.pdf>
5. **Gouvernement du Canada.** *Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain.* Agence canadienne d'évaluation environnementale. (En ligne) le 18 août 2016. (Cité le 23 novembre 2016) Sur Internet : <http://www.ceaa-acee.gc.ca/050/details-fra.cfm?evaluation=80061>
6. **Trans Mountain Pipeline ULC.** *Trans Mountain Response to NEB Information Request No. 1.* Office national de l'énergie. (En ligne) le 14 mai 2014. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2454322/B32-3\\_-\\_Trans\\_Mountain\\_Response\\_to\\_NEB\\_IR\\_No.\\_1\\_2\\_of\\_2\\_-\\_A3W9H9.pdf?nodeid=2462074&vernum=-2.A3W9H9](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2454322/B32-3_-_Trans_Mountain_Response_to_NEB_IR_No._1_2_of_2_-_A3W9H9.pdf?nodeid=2462074&vernum=-2.A3W9H9).
7. **Trans Mountain Pipeline ULC.** *Trans Mountain Response to NEB IR No. 4.* Office national de l'énergie, (En ligne) en 2014. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet: [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2759257/B371-2\\_-\\_Trans\\_Mountain\\_Response\\_to\\_NEB\\_IR\\_No.\\_4\\_-\\_A4K4W3\\_%28stricken\\_in\\_part%29.pdf?nodeid=2758991&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2759257/B371-2_-_Trans_Mountain_Response_to_NEB_IR_No._4_-_A4K4W3_%28stricken_in_part%29.pdf?nodeid=2758991&vernum=-2).
8. **RWDI AIR Inc.** *Supplemental Marine Air Quality and Greenhouse Gas Technical Report #2 and ESA Significance Ratings.* Office national de l'énergie. (En ligne) le 26 novembre 2014. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2578063/B290%2D45\\_%2D\\_Part\\_3\\_Marine\\_AQ\\_Supp\\_Technical\\_Report\\_2\\_Pt01\\_%2D\\_A4F5H8.pdf?nodeid=2578729&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2578063/B290%2D45_%2D_Part_3_Marine_AQ_Supp_Technical_Report_2_Pt01_%2D_A4F5H8.pdf?nodeid=2578729&vernum=-2).
9. **Gouvernement du Canada.** *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques,* Environnement et Changement climatique Canada. (En ligne) le 10 février 2016. (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>.

10. **Office national de l'énergie.** *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040.* Office national de l'énergie. (En ligne) en janvier 2016. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/index-fra.html>.
11. **Rowan Williams Davies & Irwin Inc. (RWDI).** *Trans Mountain Expansion Project – Final Report – Supplemental Air Quality Technical Report For Technical Update No. 2 – SREP-NEB-TERA-00020 – RWDI # 1402013.* Office national de l'énergie. (En ligne) le 22 août 2014. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-fra/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2499084/B255-31\\_-\\_Part\\_3\\_Air\\_Quality\\_Assessment\\_Update\\_Westridge\\_Burnaby\\_-\\_A4A4E3.pdf?nodeid=2499085&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-fra/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2499084/B255-31_-_Part_3_Air_Quality_Assessment_Update_Westridge_Burnaby_-_A4A4E3.pdf?nodeid=2499085&vernum=-2).
12. **Muse Stancil & Co.** *Market Prospects and Benefits Analysis of the Trans Mountain Expansion Project for Trans Mountain Pipeline (ULC).* Office national de l'énergie. (En ligne) en septembre 2015. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2825642/B427%2D2\\_%2D\\_2a\\_Muse\\_Stancil%2C\\_Market\\_Prospects\\_and\\_Benefits\\_Analysis\\_of\\_the\\_TTME%2C\\_September\\_2015\\_%2D\\_A4T6E8.pdf?nodeid=2825856&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/548311/956726/2392873/2451003/2825642/B427%2D2_%2D_2a_Muse_Stancil%2C_Market_Prospects_and_Benefits_Analysis_of_the_TTME%2C_September_2015_%2D_A4T6E8.pdf?nodeid=2825856&vernum=-2).
13. **IHS Inc.** « Comparing GHG Intensity of the Oil Sands and the Average U.S. Crude Oil. » s.l. : IHS Inc., 2014.
14. **Gouvernement de l'Alberta.** *Government Projects, Priorities and Consultations : Climate Leadership Plan.* (En ligne) (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <http://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.cfm>.
15. **Gouvernement de la Colombie-Britannique.** *Climate Leadership Plan,* gouvernement de la Colombie-Britannique. (En ligne) (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet : <http://climate.gov.bc.ca/feature/climate-leadership-plan/>.
16. **Premiers ministres.** *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques,* Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes. (En ligne) le 3 mars 2016 (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.scics.gc.ca/francais/conferences.asp?a=viewdocument&id=2401>.
17. **Gouvernement du Canada.** *Approche pancanadienne pour une tarification de la pollution par le carbone – Document d'information,* Environnement et Changement climatique Canada. (En ligne) (Cité le 23 novembre). Sur Internet : [http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?nid=1132169&\\_ga=1.211575061.1864749673.1477577433](http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?nid=1132169&_ga=1.211575061.1864749673.1477577433)
18. **Office national de l'énergie.** *Avenir énergétique du Canada en 2016 - Mise à jour - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040,* 2016
19. **Agence internationale de l'énergie.** *World Energy Outlook.* (En ligne) le 1<sup>er</sup> novembre 2015 (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet: <http://www.worldenergyoutlook.org/>.

20. « U.S. Refineries – Stated Capacities as of January 1, 2016 », s.l., *Oil and Gas Journal*, vol. 113, no 12 (2015).
21. **Office national de l'énergie**, *Exportations estimatives de pétrole brut canadien par type et destination*, 2015.
22. **Association canadienne des producteurs pétroliers**, *Publications : 2016 CAPP Crude Oil Forecast, Markets & Transportation*. (En ligne) en juin 2016. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/crude-oil-forecast>.
23. **Oil and Gas Journal**. « 2016 Worldwide Refining Survey », publication en ligne.
24. **États-Unis. Energy Information Administration**. « Today in Energy – Coking is a refinery process that produces 19% of finished petroleum product exports » (En ligne) le 28 janvier 2013. (Cité le 23 novembre 2016) Sur Internet: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=9731>.
25. **Hackett, D., et coll.** *Pacific Basin Heavy Oil Refining Capacity*. University of Calgary – The School of Public Policy. (En ligne) en février 2013. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <http://www.policyschool.ca/wp-content/uploads/2016/03/pacific-basin-hackett-noda-grissom-moore-winter.pdf>.
26. **États-Unis. Energy Information Administration**. *China—International energy data and analysis*. (En ligne) le 14 mai 2015. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CHN>.
27. **Krane, J.** *A refined approach: Saudi Arabia moves beyond crude*, s.l., *Energy Policy*, 82, 2015.
28. **Muse Stancil**. *Update of market Prospects and Benefits Analysis for the Northern Gateway Project for Enbridge*, s.l., 2012.
29. **Wood Mackenzie**. *Saudi Arabia's crude dominance in Asia – A thing of the past?*, s.l., 2015.
30. **Organization of the Petroleum Exporting Countries**. *2015 World Oil Outlook*. Organisation of the Petroleum Exporting Countries. (En ligne) en octobre 2015. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [http://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/WOO%202015.pdf](http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202015.pdf)
31. **Wu, K.** *Special Report: Capacity, Complexity Expansions Characterize China's Refining Industry Past, Present, Future*, s.l., *Oil and Gas Journal*, 2011.
32. **Wood Mackenzie**. *Saudi Aramco IPO: Not priceless but peerless*, s.l., 2016.
33. **Wood Mackenzie**. *Motiva: Shell and Saudi Aramco end refining JV*, s.l., 2016.
34. **Ulmer and Ore**. 2015.

35. **États-Unis. Energy Information Administration.** *Korea, South – International energy data and analysis.* (En ligne) le 5 octobre 2015. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=KOR>.
36. **États-Unis. Energy Information Administration.** *Independent Statistics & Analysis – California – State Profile and Energy Estimates.* (En ligne) le 17 septembre 2015. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <http://www.eia.gov/state/analysis.cfm?sid=CA>.
37. « U.S. Refineries – Stated Capacities as of January 1, 2016 », s.l., *Oil and Gas Journal*, vol. 113, no 12 (2015).
38. **Mulshof, Menno, et coll.** *Oil Sands Breakeven Prices Revisited*, s.l., Valeurs Mobilières TD Inc., 2016.
39. **Office national de l'énergie.** *Aperçu du marché : Hausse prévue de la production de sables bitumineux; effets réels des bas prix du pétrole.* (En ligne) le 15 décembre 2015. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/12-03lsndsprdcn-fra.html>
40. **Office national de l'énergie.** *Canada's Pipeline Transportation System 2016*, s.l., Gouvernement du Canada, 2016.
41. **IHS Inc.** *IHS Oil Sands Dialogue - Forces of Change*, 2016.
42. **Mcglade, C., et P. Ekins.** « Un-Burnable Oil: An Examination of Oil Resource Utilisation in a Decarbonised Energy System », s.l., *Energy Policy*, vol. 64.
43. **Mcglade, C., et P. Ekins.** « The Geographical Distribution of Fossil Fuels Unused When Limiting Global Warming to 2C », s.l., *Nature*, vol. 517, 2015.
44. **Agence internationale de l'énergie.** *World Energy Investment Outlook*, Paris : s.n., 2015.
45. **Bataille, C., D. Sawyer et N. Melton.** *Pathways to Deep Decarbonization in Canada*, s.l., Sustainable Development Solutions Network (SDSN) et Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI), 2015.
46. **Association des Chemins de fer du Canada.** *Rapport du Programme de surveillance des émissions de locomotives 2012*, ISBN 978-1-927520-02-4.
47. **États-Unis. Energy Information Administration.** *Independent Statistics & Analysis – U.S. Movements of Crude Oil By Rail.* (En ligne) le 4 avril 2016. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <https://www.eia.gov/petroleum/transportation/>.
48. **RBN Energy LLC.** *Slow Train Coming: What's Ahead for Crude-By-Rail*, 2016.
49. **États-Unis. Département d'État, Keystone XL Pipeline Project.** *Final Supplemental Environmental Impact Statement (SEIS).* (En ligne) janvier 2014. (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet : <https://keystonepipeline-xl.state.gov/finalseis/>

50. **Office national de l'énergie.** *Article vedette : Les données estimatives sur les déplacements ferroviaires de brut canadien indiquent un sommet en octobre 2015, correspondant plus ou moins au quart de la capacité de chargement totale*, Office national de l'énergie, gouvernement du Canada. (En ligne) le 25 février 2016. (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/prcstrdrctcl/qtrtrprcpdts/fttrtcl/2016-02-01cndncrdri-fra.html>.
51. **Fielden, S.** *Slow Train Coming – Massive Over Capacity at Gulf Coast Crude-By-Rail Terminals*, RBN Energy LLC. (En ligne) le 17 avril 2016. (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet : <https://rbnenergy.com/slow-train-coming-massive-over-capacity-at-gulf-coast-crude-by-rail-terminals>.
52. **RBN Energy LLC.** *Go Your Own Way: Moving Western Canadian Bitumen to Market*, s.l., RBN Energy LLC, 2014.
53. **Office national de l'énergie.** *Application by Trans Mountain for Approval of the Transportation Service and Toll Methodology for the Expanded Trans Mountain Pipeline System – Direct Evidence of John J. Reed*. (En ligne) le 29 juin 2012. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/954292/828580/865601/901928/B15-13\\_-\\_Revised\\_Jan\\_10\\_2013\\_TAB\\_E\\_1\\_-\\_J\\_Reed\\_TM\\_Testimony\\_-\\_A3E7C4\\_.pdf?nodeid=902005&vernum=2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/954292/828580/865601/901928/B15-13_-_Revised_Jan_10_2013_TAB_E_1_-_J_Reed_TM_Testimony_-_A3E7C4_.pdf?nodeid=902005&vernum=2).
54. **Office national de l'énergie.** *Tab C – Transportation Service and Toll Methodology*. (En ligne) (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/954292/828580/865601/828070/B1-5\\_-\\_Tab\\_C\\_-\\_Toll\\_Structure\\_-\\_A2U4S7.pdf?nodeid=828253&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/954292/828580/865601/828070/B1-5_-_Tab_C_-_Toll_Structure_-_A2U4S7.pdf?nodeid=828253&vernum=-2).
55. **Trans Mountain Pipeline ULC.** *B15 - Trans Mountain Pipeline ULC - Revised Trans Mountain Pipeline ULC Application Pursuant to Part IV of the NEB Act (A50046)*. Office national de l'énergie. (En ligne) le 1er octobre 2013. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : [https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/954292/828580/865601/901928/B15-5\\_-\\_Revised\\_Jan\\_10\\_2013\\_TAB\\_C\\_Toll\\_Structure\\_-\\_A3E7A6.pdf?nodeid=901932&vernum=-2](https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/954292/828580/865601/901928/B15-5_-_Revised_Jan_10_2013_TAB_C_Toll_Structure_-_A3E7A6.pdf?nodeid=901932&vernum=-2).
56. **Millington, D., et Carlos A. Murillo.** *Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2015-2035)*, s.l., Canadian Energy Research Institute (CERI), 2015.
57. **Navius Research Inc.** *A review of ECCC's Method for Estimating Upstream GHGs*, 2016.
58. **Navius Research Inc.** *Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project*, s.l., Commission de l'énergie de l'Ontario, 2014.
59. **IHS CERA.** *Keystone XL Pipeline: No Material Impact on US GHG Emissions*, 2013.
60. **Navius Research Inc.** *Discussion Paper: Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project*, 2015.

61. **Erickson, Peter, et Michael Lazarus.** « Impact of the Keystone XL Pipeline on Global Oil Markets and Greenhouse Gas Emissions », s.l., *Nature Climate Change*, vol. 4, 2014, p. 778-781.
62. **Wood Mackenzie.** *Pre-FID Oil Projects: Global Breakeven Analysis and Cost Curves*, s.l., Wood Mackenzie, 2016.
63. **Goldman Sachs.** *420 Projects to Change the World*, s.l., Goldman Sachs, 2015.
64. **IHS Inc.**, « Oil Sands Shaken, Not Stirred: First material cancellation of in-flight project unlikely to be harbinger of things to come ». s.l., 2015.
65. **CanOils.** *Oil Sands Project Status*, Evaluate Energy. (En ligne) (Cité le 23 novembre 2016.) Sur Internet : [www.canoils.com](http://www.canoils.com).
66. **North Dakota Pipeline Authority.** *Data/Statistics. ND Pipeline Authority*. (En ligne) en 2013. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <https://northdakotapipelines.com/datastatistics/>.
67. **Enbridge Energy.** *Reports & Filings. Enbridge*. (En ligne) en 2015. (Cité le 23 novembre 2016). Sur Internet : <http://www.enbridge.com/investment-center/>.

## Annexe A – Proportions des catégories de pétrole brut pour le mélange futur

### Scénario 1

#### Canalisation 1

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	42,2	-	-	-	-	47,5	10,3
2020	39,8	-	-	-	-	49,3	10,9
2021	37,1	-	-	-	-	52,5	10,5
2022	36,5	-	-	-	-	53,1	10,4
2023	35,1	-	-	-	-	54,7	10,2
2024	32,5	-	-	-	-	58,1	9,5
2025	29,9	-	-	-	-	61,6	8,5
2026	28,4	-	-	-	-	62,4	9,2
2027	30,0	-	-	-	-	59,5	10,5
2028	32,7	-	-	-	-	57,3	10,0
2029	28,7	-	-	-	-	60,7	10,6
2030	28,5	-	-	-	-	60,7	10,7

#### Canalisation 2

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	6,2	1,7	21,7	53,0	9,1	6,9	1,5
2020	3,9	1,3	16,7	61,5	10,6	4,9	1,1
2021	4,8	0,7	9,3	65,6	11,5	6,8	1,4
2022	5,1	0,2	3,0	70,5	12,4	7,4	1,4
2023	5,3	0,2	3,1	69,3	12,2	8,3	1,5
2024	6,9	0,1	1,0	66,0	11,6	12,3	2,0
2025	9,4	0,1	1,0	57,3	10,1	19,4	2,7
2026	6,7	0,1	1,1	63,9	11,3	14,8	2,2
2027	3,9	0,1	1,3	72,8	12,8	7,8	1,4
2028	5,5	0,1	1,1	69,7	12,3	9,7	1,7
2029	3,5	0,1	1,1	73,8	13,0	7,3	1,3
2030	3,2	0,1	1,0	74,7	13,2	6,7	1,2

## Scénario 2

### Canalisation 1

Année	Lourd classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	42,8	-	-	-	-	44,6	12,6
2020	42,7	-	-	-	-	44,8	12,6
2021	42,7	-	-	-	-	44,8	12,6
2022	42,7	-	-	-	-	44,7	12,6
2023	42,8	-	-	-	-	44,6	12,6
2024	42,8	-	-	-	-	44,6	12,6
2025	43,0	-	-	-	-	44,4	12,6
2026	43,3	-	-	-	-	44,1	12,6
2027	43,4	-	-	-	-	44,0	12,6
2028	43,5	-	-	-	-	43,9	12,6
2029	43,6	-	-	-	-	43,8	12,6
2030	43,7	-	-	-	-	43,7	12,6

### Canalisation 2

Année	Lourd classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	-	30,7	13,3	38,6	17,3	-	-
2020	-	29,9	13,2	39,9	16,9	-	-
2021	-	29,2	13,2	41,1	16,5	-	-
2022	-	28,2	13,1	42,3	16,4	-	-
2023	-	26,8	12,9	43,8	16,5	-	-
2024	-	25,9	12,8	45,0	16,3	-	-
2025	-	23,2	12,8	46,3	17,7	-	-
2026	-	22,6	12,8	47,3	17,3	-	-
2027	-	22,2	12,8	48,2	16,8	-	-
2028	-	21,8	12,8	49,1	16,4	-	-
2029	-	21,4	12,7	49,9	16,0	-	-
2030	-	21,0	12,7	50,6	15,6	-	-

## Scénario 3

### Canalisation 1

Année	Lourd classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2020	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2021	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2022	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2023	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2024	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2025	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2026	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2027	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2028	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2029	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6
2030	20,2	-	-	-	-	67,2	12,6

### Canalisation 2

Année	Lourd classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	-	30,7	13,3	38,6	17,3	-	-
2020	-	29,9	13,2	39,9	16,9	-	-
2021	-	29,2	13,2	41,1	16,5	-	-
2022	-	28,2	13,1	42,3	16,4	-	-
2023	-	26,8	12,9	43,8	16,5	-	-
2024	-	25,9	12,8	45,0	16,3	-	-
2025	-	23,2	12,8	46,3	17,7	-	-
2026	-	22,6	12,8	47,3	17,3	-	-
2027	-	22,2	12,8	48,2	16,8	-	-
2028	-	21,8	12,8	49,1	16,4	-	-
2029	-	21,4	12,7	49,9	16,0	-	-
2030	-	21,0	12,7	50,6	15,6	-	-

## Scénario 4

### Canalisation 1

Année	Lourd classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2020	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2021	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2022	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2023	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2024	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2025	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2026	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2027	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2028	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2029	87,4	-	-	-	-	-	12,6
2030	87,4	-	-	-	-	-	12,6

### Canalisation 2

Année	Lourd classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	Brut synthétique (%)	Produits raffinés (%)
2019	-	30,7	13,3	38,6	17,3	-	-
2020	-	29,9	13,2	39,9	16,9	-	-
2021	-	29,2	13,2	41,1	16,5	-	-
2022	-	28,2	13,1	42,3	16,4	-	-
2023	-	26,8	12,9	43,8	16,5	-	-
2024	-	25,9	12,8	45,0	16,3	-	-
2025	-	23,2	12,8	46,3	17,7	-	-
2026	-	22,6	12,8	47,3	17,3	-	-
2027	-	22,2	12,8	48,2	16,8	-	-
2028	-	21,8	12,8	49,1	16,4	-	-
2029	-	21,4	12,7	49,9	16,0	-	-
2030	-	21,0	12,7	50,6	15,6	-	-

## Annexe B – Méthodologie des coefficients d'émission

Des coefficients d'émission ont été élaborés pour les catégories de pétrole brut qui devraient être transportées par le réseau TMPL, y compris le pétrole brut produit à l'aide de différentes opérations de production et de traitement, les diluants qui contribuent au déplacement du pétrole brut plus lourd et les produits pétroliers raffinés. Les coefficients d'émission reflètent les changements dans l'intensité d'émission des activités associées à l'extraction et au traitement du pétrole brut au fil du temps. Les coefficients d'émission tiennent compte de toutes les sources d'émissions sur place associées à la production et au traitement, y compris la combustion, le torchage, l'évacuation et les émissions fugitives.

### Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut

ECCC a élaboré des prévisions des émissions de différentes catégories de pétrole brut pour les années à venir. Celles-ci sont présentées dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9) pour la période allant jusqu'en 2030. Le niveau des émissions associées à chaque catégorie de pétrole brut dépend :

1. de l'importance de l'activité de production;
2. des changements prévus dans l'intensité d'émission associés à cette catégorie de pétrole brut.

La demande future prévue et l'activité de production qui en découle pour les catégories de pétrole brut proviennent du scénario de référence selon les mesures actuelles de l'ONÉ (10). Les changements prévus au fil du temps de l'intensité d'émission des activités associées à l'extraction et au traitement du pétrole brut dépendent des politiques environnementales et de la mise en œuvre de la technologie. Les projections relatives aux émissions et à la production utilisées par ECCC pour cet examen comprennent les répercussions futures estimatives des politiques existantes et des mesures en vigueur depuis septembre 2015. On a utilisé les projections des estimations des émissions pour le pétrole brut lourd et léger classique produit à terre, l'exploitation des sables bitumineux par stimulation cyclique par la vapeur (SCV) et drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV) et le bitume extrait. Les projections comprennent aussi des hypothèses sur l'efficacité énergétique et d'autres améliorations des installations d'exploitation pétrolière et gazière. La combinaison des projections des émissions et de la production pour le calcul des intensités d'émission annuelles uniques associées à l'extraction et au traitement des différentes catégories de pétrole brut jusqu'en 2030.

### Coefficient d'émission du pétrole synthétique

Le pétrole synthétique est un produit intermédiaire qui est obtenu à partir du pétrole brut lourd produit à l'aide de méthodes classiques, la SCV, le DGMV et les méthodes de production du bitume extrait. Chaque méthode de production est associée à un éventail unique d'intensités d'émission représentant les opérations et la technologie particulière utilisées pour produire un baril de pétrole. Le processus de production du pétrole synthétique est appelé « *valorisation* ». Le coefficient d'émission du pétrole synthétique utilisé dans les estimations des émissions en amont associées au projet tient compte des émissions associées à la production de bitume ou de pétrole brut lourd à valoriser et des émissions

associées à l'activité de valorisation en tant que telle. Le calcul du coefficient d'émission du pétrole synthétique pour une année donnée exige un processus en deux étapes, qui est exposé ci-dessous.

Seules des portions de pétrole brut produites au Canada sont valorisées au pays. D'après les données historiques, la majeure partie du bitume extrait est valorisé au Canada, tandis que seule une petite partie du pétrole brut lourd produit par SCV et DGMV et à l'aide des méthodes classiques est valorisée au Canada. L'ONÉ fournit les quantités prévues de pétrole brut lourd produit à l'aide de méthodes classiques, de bitume extrait et d'exploitation in situ des sables bitumineux qui seront valorisées au Canada dans les prochaines années (10). L'exploitation in situ des sables bitumineux comprend la production à l'aide des méthodes SCV et DGMV, où 25 % du volume a été attribué à la méthode SCV et les 75 % restants à la méthode DGMV. Pour calculer un coefficient d'émission, les intensités d'émission correspondant à chaque catégorie de pétrole brut ont été multipliées par la contribution proportionnelle de cette catégorie au volume total valorisé. La proportion de pétrole brut valorisé dans chaque catégorie a été déterminée en divisant le volume de pétrole brut valorisé dans cette catégorie par le volume total de pétrole valorisé. L'équation suivante montre le calcul du coefficient d'émission, en unités d'émissions par baril.

$$CE_{\text{charge d'alimentation des usines de valorisation}} = \sum_i (P_i * IE_i)$$

Où

$i$  est la catégorie de pétrole brut,

$P_i$  est le volume de pétrole brut dans la catégorie  $i$  qui est valorisé, divisé par le volume total de toutes les catégories de pétrole brut qui est valorisé,

$IE_i$  est l'intensité d'émission pour la production de pétrole brut dans la catégorie  $i$ .

D'après les discussions avec l'ONÉ, la production d'un baril de pétrole synthétique requiert, en moyenne, la valorisation de 1,1 baril de pétrole brut. Pour convertir le coefficient d'émission pour la charge d'alimentation des usines de valorisation à partir des unités d'émissions par baril de produit de pétrole brut en unités d'émissions par baril de pétrole synthétique, le coefficient d'émission ( $CE_{\text{charge d'alimentation des usines de valorisation}}$ ) a été rajusté en le multipliant par 1,1.

Pour déterminer les coefficients d'émission associés à l'activité de valorisation, les émissions découlant de la valorisation ont été divisées par la quantité de pétrole synthétique produite. Les émissions associées à la valorisation ont été obtenues à partir des données sous-jacentes du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9), et la production de pétrole synthétique a été obtenue de l'ONÉ (10).

Le coefficient d'émission global pour la production de pétrole synthétique est la somme du coefficient d'émission ( $CE_{\text{charge d'alimentation des usines de valorisation}}$ ) et du coefficient d'émission associé à la valorisation ( $CE_{\text{valorisation}}$ ), comme exposé dans l'équation ci-dessous :

$$CE_{\text{pétrole synthétique}} = CE_{\text{valorisation}} + CE_{\text{charge d'alimentation usines de valorisation}} * 1,1$$

## Coefficients d'émission déterminés à l'aide des données déclarées par les installations

Les coefficients d'émission associés à la production de pétrole brut (y compris le pétrole synthétique) à l'aide des méthodes SCV, DGMV et d'extraction minière du bitume peuvent également être déterminés au moyen des données déclarées par les installations sur les émissions et la production. Les grandes installations de production et de traitement du pétrole dépassent les seuils provinciaux et fédéraux en ce qui a trait à la déclaration annuelle des émissions de GES. Les exigences de déclaration du Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (PDGES) de l'administration fédérale et des régimes provinciaux de déclaration, comme le *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER) de l'Alberta, rendent compte de la majorité des émissions liées aux méthodes de production mentionnées ci-dessus pour ces catégories de pétrole brut. Le niveau de production de chaque installation a été obtenu à partir de sources provinciales (p. ex. rapports statistiques ST 53 et ST 39 de l'organisme de réglementation de l'énergie en Alberta).

Il existe des données sur les émissions et la production à l'échelle des installations jusqu'en 2014 inclusivement. Le type d'activités de production réalisées à une installation est habituellement indiqué. Certaines installations ne fabriquent qu'un seul produit, tandis que d'autres produisent du pétrole synthétique en plus du pétrole brut non valorisé. Celles qui produisent du pétrole brut valorisé et non valorisé sont appelées « *installations intégrées* ». Elles peuvent valoriser leurs propres produits ou ceux d'autres installations afin de produire du pétrole synthétique. Dans les installations intégrées, les émissions associées à la production non valorisée sont difficiles à distinguer de celles associées à la production de pétrole synthétique. ECCC a mis au point une méthode pour isoler les émissions associées à la production de produits non valorisés de celles associées aux activités de valorisation pour chaque installation intégrée au Canada. En général, ECCC a supposé que 40 % des émissions provenaient des activités d'exploitation minière et que 60 % des émissions provenaient des activités de valorisation à une installation intégrée (d'après les exigences en matière de gaz naturel pour les activités d'exploitation minière et de valorisation selon la partie II de l'étude no 119 du CERI : Oil Sands Supply Cost and Production). Ces proportions sont toutefois assujetties aux contraintes d'utilisation des carburants du Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada de Statistique Canada et de l'Inventaire canadien des gaz à effet de serre. Ces proportions ont été utilisées pour subdiviser les émissions totales des installations intégrées associées à la production de pétrole brut et à la valorisation.

Les coefficients d'émission de 2014 pour chaque catégorie de pétrole brut et pour la valorisation ont été déterminés en regroupant les émissions des installations produisant des pétroles bruts similaires et en les divisant par l'ensemble de leur production selon la formule suivante :

$$CE(\text{install})_{i,2014} = \frac{\sum_{j=1}^n \text{Émissions}_j}{\sum_{j=1}^n \text{Production}_j}$$

Où

$i$  est la catégorie de pétrole brut (SCV, DGMV, bitume extrait et synthétique),

$j$  est l'installation qui produit ou valorise le produit de la catégorie  $i$ ,

$n$  est le nombre total d'installations qui produisent ou valorisent le produit de la catégorie  $i$ ,

$CE(\text{install})_{i,2014}$  est le coefficient d'émission pour la production ou la valorisation du produit de la catégorie  $i$  au cours de l'année 2014.

Les estimations des coefficients d'émissions pour les années ultérieures ont été calculées d'après les changements prévus en ce qui concerne les coefficients d'émission en utilisant les données tirées du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9) et du rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* de l'ONÉ (10). L'information concernant l'évolution de l'intensité des émissions pour les années ultérieures a été obtenue à partir des coefficients d'émission calculés pour les années de projection selon la section *Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut* de cette annexe. Dans le même ordre d'idées, les changements prévus en ce qui concerne le coefficient d'émission pour la valorisation ont été obtenus en suivant l'approche indiquée à la section *Coefficient d'émission du pétrole synthétique*. La proportion du changement liée aux coefficients d'émission projetés a été déterminée en divisant le coefficient d'émission pour une année de projection prévue par le coefficient d'émission de l'année 2014, selon la formule suivante.

$$PC_{i,t} = \frac{CE_{i,t}}{CE_{i,2014}}$$

Où

$i$  est la catégorie de pétrole brut (SCV, DGMV, bitume extrait et synthétique),

$t$  est l'année de projection applicable,

CE est le coefficient d'émission déterminé à l'aide de la méthodologie indiquée aux sections *Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut* et *Coefficient d'émission du pétrole synthétique*,

PC est la proportion du changement pour le coefficient d'émission projeté.

Les coefficients d'émission de 2014 déterminés à partir des données déclarées par les installations ont ensuite été multipliés par la proportion du changement pour les années de projection applicables afin d'obtenir des coefficients d'émissions projetés qui reposent sur les données déclarées par les installations.

$$CE(\text{install})_{i,t} = PC_{i,t} * CE(\text{install})_{i,2014}$$

Où

$i$  est le type de produit (SCV, DGMV, bitume extrait et pétrole synthétique),

$t$  est l'année de projection applicable,

PC est la proportion du changement pour le coefficient d'émission projeté,

$CE(\text{install})$  est le coefficient d'émission obtenu à partir des données déclarées par les installations.

## **Coefficients d'émission pour la production de diluant**

Le pétrole brut lourd doit être mélangé avec un diluant pour faciliter son déplacement dans un pipeline. Or, le type de pétrole brut lourd transporté et sa quantité ont une incidence sur la quantité de diluant

requis. La proportion de diluant requise pour le mélange varie en fonction des différentes catégories de pétrole brut lourd. Le tableau suivant indique les proportions volumétriques de diluant requises.

Catégorie de pétrole brut	Proportion de diluant
<i>Lourd classique</i>	8 %
<i>Lourd SCV</i>	30 %
<i>Lourd DGMV</i>	30 %
<i>Bitume extrait</i>	20 %

La projection du volume de diluant est tirée du scénario de référence selon les mesures actuelles de l'ONÉ (10). Les projections de la production des « pentanes plus » indiquent les volumes de diluant qui devraient être produits ou importés. La plus grande partie de la demande de diluant au Canada est comblée par les importations<sup>xxix</sup>. La production canadienne provient des condensats de champs pétrolifères, des condensats produits dans les installations de traitement du gaz et des raffineries. La production de condensats de champs pétrolifères est la plus importante au pays, suivie de celle dans les installations de traitement du gaz, puis, à plus petite échelle, de celle dans les raffineries. Seule la production intérieure de condensats de champs pétrolifères et de condensats dans des installations de traitement du gaz est prise en compte dans le calcul des émissions, car ce n'est que dans ce cas que le condensat est le produit ou le sous-produit d'importance.

Les coefficients d'émission pour le pétrole brut léger classique ont été utilisés pour déterminer les émissions liées à la production de condensats. Le volume de condensats produits au pays et résultant de la production des champs pétrolifères et des opérations des installations de traitement du gaz est multiplié par le coefficient d'émission pour déterminer les émissions en amont associées au diluant.

### Coefficients d'émission de la production de produits pétroliers raffinés

Les produits pétroliers raffinés (PPR) sont d'autres produits d'hydrocarbures pouvant être transportés par pipeline. Ils sont produits durant les activités de raffinage et ils comprennent l'essence, le diesel et d'autres produits. Les émissions de GES en amont associées à la production de GES comprennent les émissions se rapportant aux activités de raffinage et à la production de l'alimentation (p. ex., pétrole brut). On détermine les coefficients d'émission pour les deux sources d'émissions et on les additionne pour obtenir le coefficient d'émission global des émissions de GES en amont des PPR.

Pour chaque année de projection, on détermine le coefficient d'émission de la production de PPR en divisant les émissions prévues pour les activités de raffinage par la production prévue de PPR, selon la formule suivante :

$$CE_{PPR-prod} = \frac{PPR_{\text{émission}}}{PPR_{\text{production}}}$$

Où

$PPR_{\text{émission}}$  est le total des émissions de GES des activités de raffinage,

<sup>xxix</sup> Selon l'ONÉ, les importations nettes de diluants sont passées de 58 % de la demande totale de diluant en 2020, à 72 % de la demande totale de diluant en 2030, à 77 % de la demande totale de diluant en 2040.

$PPR_{Production}$  est le volume annuel de production de PPR,  
 $CE_{PPR-prod}$  est le coefficient d'émission de l'activité de raffinage.

Les émissions prévues de la production de PPR sont extraites du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9).

On détermine le coefficient d'émission associé à l'alimentation utilisée dans la production de PPR en tenant compte de l'intensité des émissions associées à la production de différents types de pétroles bruts. L'alimentation peut être composée de pétrole brut classique et de pétrole brut provenant des sables bitumineux. On a utilisé les proportions historiques de pétrole brut représentant l'alimentation pour déterminer les proportions de l'alimentation des années de projection. On a ensuite utilisé les proportions de l'alimentation de l'année de projection pour ajuster les coefficients d'émission de pétroles bruts précis afin de calculer le coefficient d'émission global, lequel représente les émissions associées à l'alimentation des raffineries productrices, selon l'équation suivante :

$$Où \quad CE_{PPR-alimentation} = \sum_j (CE_{alimentation\ brute,j} * P_{alimentation\ brute,j})$$

$j$  est le pétrole brut qui compose l'alimentation destinée au raffinage,  
 $CE_{alimentation\ brute,j}$  est le coefficient d'émission de production du pétrole brut  $j$ ,  
 $P_{alimentation\ brute,j}$  est la proportion de pétrole brut  $j$  qui compose l'alimentation,  
 $CE_{PPR-alimentation}$  est le coefficient d'émission qui représente les émissions de la production de l'alimentation des raffineries.

Les proportions de pétrole brut qui composent l'alimentation ont été obtenues auprès de IHS Inc. Le coefficient d'émission global de la production de PPR correspond à la somme du coefficient d'émission pour la production de PPR et le coefficient d'émission de l'alimentation de PPR multiplié par le ratio charge d'alimentation sur production. L'équation suivante illustre le calcul :

$$Où \quad CE_{PPR} = CE_{PPR-prod} + CE_{PPR-alimentation} \times R$$

$R$  est obtenu en divisant, pour une installation donnée, la charge d'alimentation par la production  
 $CE_{PPR}$  est le coefficient d'émission des PPR.

## Annexe C – Limites de l'analyse

L'estimation des émissions de GES en amont de la partie A comporte un certain nombre de limites. Ces limites sont les suivantes :

- Les estimations de la partie A ne comprennent pas les estimations des émissions découlant du changement d'utilisation des terres se rapportant aux activités pétrolières et gazières en amont. Pour le changement d'utilisation des terres, ECCC utilise des méthodes propres aux pays qui sont conformes aux lignes directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) pour estimer les émissions de certaines catégories de changement d'utilisation des terres (p. ex., conversion des forêts) pour l'Inventaire national des GES du Canada et le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9). L'estimation des émissions du changement d'utilisation des terres dans le contexte des évaluations des GES en amont pour les projets du secteur de l'énergie nécessite l'élaboration d'autres méthodes et coefficients d'émission, notamment pour la conversion des terres humides, lesquelles peuvent être importantes dans certaines régions.
- En général, les estimations de la partie A n'englobent pas les émissions de GES générées durant la production de l'électricité et du carburant acquis et utilisés par les installations pétrolières et gazières en amont. Les émissions découlant de l'utilisation de carburants, comme le diesel utilisé par les camions servant à l'exploitation des sables bitumineux, sont incluses dans l'examen, mais les émissions générées par la production de ce diesel ne le sont pas. Jusqu'à présent, il n'a pas été possible de trouver assez de données publiques sur la consommation de carburant pour la production pétrolière et gazière en amont pour permettre l'estimation des émissions associées à la production, au traitement et au transport de carburants achetés et d'électricité dans le contexte des activités pétrolières et gazières en amont.
- Les estimations de la partie A ne comprennent pas les émissions relatives au transport du pétrole brut et des produits raffinés des installations au réseau TMPL. Elles devraient être mineures en comparaison aux autres sources d'émission en amont associées au projet.

ECCC reconnaît que des émissions de GES sont associées au changement d'utilisation des terres ainsi qu'à la production, au traitement et au transport de carburants et d'électricité achetés par des activités pétrolières et gazières en amont. ECCC continue d'examiner des méthodes et des sources de données possibles à l'appui de l'estimation des émissions de GES se rapportant à ces sources d'émissions pour les futures évaluations. À mesure que l'on se penche sur les méthodes d'estimation des GES et les limites des données, elles seront intégrées dans les évaluations des GES en amont.

L'approche choisie pour analyser si la construction du projet conduirait à un accroissement de la production de pétrole brut et, par conséquent, des émissions de GES en amont par rapport à un scénario d'aucune capacité pipelinière supplémentaire présente un certain nombre de limites. En voici des exemples :

- L'analyse est limitée aux sources et aux données disponibles publiquement. Par exemple, certaines données concernant les coûts de l'offre et le rendement de l'exploitation des sables bitumineux sont des estimations s'appuyant sur des analyses réalisées par des tiers. ECCC a validé les sources dans la mesure du possible et prévoit enrichir ces données dans l'avenir, mais le Ministère reconnaît qu'il peut exister des estimations concurrentes provenant d'autres sources.
- Cette analyse se fonde principalement sur des données et des prévisions du gouvernement du Canada, notamment sur le rapport Avenir énergétique du Canada, 2016 de l'ONÉ en ce qui concerne les prévisions. Il est important de ne pas perdre de vue que les prévisions de l'ONÉ ne prennent en considération que les politiques et les programmes adoptés au moment de la rédaction du rapport. Les nouvelles politiques qui sont envisagées ou celles qui ont été mises en œuvre après l'été de 2015 ne sont pas intégrées.
- Les répercussions du projet sur les marchés pétroliers, sur les prix ou sur la production n'ont pas été modélisées dans l'analyse, qui se veut une analyse des *conditions* dans lesquelles la capacité pipelinière supplémentaire favoriserait une production plus importante de pétrole brut, et donc d'émissions de GES en amont, par rapport à un scénario sans nouvelle capacité pipelinière.

## Annexe D – Projets de sables bitumineux et de pétrole lourd en cours de réalisation

Type	Entreprise	Projet	État	Capacité prévue pour le bitume et le pétrole synthétique (b/j)	Capacité prévue pour le bitume dilué et le pétrole synthétique (b/j)	Démarrage prévu
<i>In situ</i>	Brion Energy	Rivière MacKay – phase 1	Construction	35 000	50 000	2016
<i>In situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Ruisseau Foster – phase G	Construction	30 000	42 900	2016
<i>In situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Lac Christina – phase F	Construction	50 000	71 400	2016
<i>In situ</i>	Japan Canada	Prolongement de Hangingstone	Construction	20 000	28 600	2016
<i>In situ</i>	Husky Energy	Edam Est et Ouest	Construction	14 500	14 500	2016
<i>In situ</i>	Husky Energy	Vawn	Construction	10 000	10 000	2016
<i>In situ</i>	Sunshine Oilsands	Ells Ouest	Construction	5 000	7 100	2016
Extraction	Canadian Natural Resources	Horizon – phases 2 et 3	Construction	125 000	125 000	2017
Extraction	Suncor/Total/Teck	Fort Hills – phase 1	Construction	180 000	225 000	2017
<i>In situ</i>	Harvest Operations Corp.	BlackGold – phase 1	Injection de vapeur retardée <sup>xxx</sup>	10 000	14 300	2018
<b>Total des projets en construction ou prévus</b>				<b>479 500</b>	<b>588 800</b>	

Source : IHS (64), CanOils (65), rapports d'entreprise

Il est possible que les totaux ne concordent pas à cause de l'arrondissement de certaines données.

<sup>xxx</sup> IHS note que le projet est terminé, mais que Harvest a déclaré que l'injection de vapeur ne commencerait pas tant que le prix du baril de WTI ne serait pas repassé au-dessus de 60 \$.