



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**

Ébauche aux fins de commentaires du public

Le 19 mai 2016

Page intentionnellement laissée en blanc.

Table des matières

Résumé	5
Introduction	7
Description du projet	7
Partie A: Estimation des émissions de GES en amont	8
A.1 Débit du projet	9
A.2 Éventail des produits	9
A.3 Scénarios d'émissions	10
A.3.1 Scénario 1	11
A.3.2 Scénario 2	11
A.3.3 Scénario 3	11
A.3.4 Scénario 4	12
A.4 Estimations de GES en amont	12
A.5 Démarche de prévision des GES	13
Part B. Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde	15
B.1 Introduction	15
B.2 Perspectives de production de pétrole brut	16
B.2.1 Croissance de l'offre pétrolière canadienne	16
B.2.2 Perspectives de production de pétrole brut à l'échelle mondiale	19
B.2.3 Marchés actuels et potentiels pour la production pétrolière tirée des sables bitumineux	19
B.2.4 Les incertitudes du marché du pétrole	23
B.2.5 Engagements du Canada face aux changements climatiques et production pétrolière à partir des sables bitumineux	25
B.3 Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire	26
B.3.1 Transport ferroviaire de pétrole brut en Amérique du Nord	27
B.3.2 Infrastructure nord-américaine de chargement et de déchargement du pétrole brut transporté par rail	28
B.3.3 Coûts relatifs du transport par pipeline et par rail	29
B.4 Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière	32
B.4.1 Scénario de référence : sans nouvelle capacité pipelinière	32
B.4.2 Scénario 1 : Le projet TMX est la seule nouvelle capacité pipelinière	32
B.4.3 Scénario 2 : Construction du pipeline TMX et d'autres pipelines	33
B.5 Conclusions	39

<i>Bibliographie</i>	<i>41</i>
<i>Annex A – Éventails de produits</i>	<i>46</i>
Scénario 1	46
Scénario 2	46
Scénario 3	47
Scénario 4	47
<i>Annex B – Limites de l’analyse</i>	<i>48</i>
<i>Annex C – Projets de sables bitumineux et de pétrole lourd en cours de réalisation</i>	<i>49</i>

Résumé

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 le pétrole brut transporté pourrait être considéré comme de la production supplémentaireⁱ.

Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain propose d'agrandir le réseau pipeline existant de Trans Mountain d'Edmonton, en Alberta, 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 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 estimé les émissions de GES au pays associées à la production et au traitement du pétrole brut et des produits raffinés transportés par le pipeline Trans Mountain agrandi. Les prévisions d'émissions de GES et les prévisions de production utilisées par Environnement et Changement climatique Canada pour cette analyse tiennent compte des politiques et mesures qui ont été mises en place avant septembre 2015. Un certain nombre de mesures importantes visant à réduire les émissions de GES des installations pétrolières et gazières ont été annoncées depuis septembre 2015, elles ne sont pas prises en compte dans cette analyse. Au fur et à mesure que ces mesures se préciseront et se mettront en œuvre, les prévisions d'émissions et les analyse des émissions de GES en amont en feront état.

Les émissions de GES en amont associées à toute la capacité de transport du réseau Trans Mountain (890 000 barils par jour) seraient de 20 à 26 mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone par année. Considérant seulement la capacité de 590 000 barils par jour ajoutée par le projet d'agrandissement, les émissions de GES en amont seraient de 14 à 17 mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone par année. Ces émissions estimées ne sont pas nécessairement des émissions supplémentaires. La mesure dans laquelle les émissions estimées seraient supplémentaires dépend du prix attendu du pétrole, de la disponibilité d'autres moyens de transport et de leur coût (p. ex., pétrole brut acheminé par voie ferroviaire) ainsi que de la construction d'autres projets de pipeline. Les décisions à l'égard des investissements des producteurs de pétrole sont guidées par les prévisions du prix du pétrole et d'autres facteurs, dont les coûts de production et de transport jusqu'aux marchés.

Si le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain constitue la seule capacité pipelinère supplémentaire de l'Ouest canadien, la production pétrolière à partir de projets de sables bitumineux dont on attend d'ores et déjà l'achèvement d'ici 2019, à laquelle s'ajouteront les volumes actuellement transportés par rail, sera plus que suffisante pour remplir le pipeline. Dans ce scénario, il est probable

ⁱ 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.

que les émissions en amont estimées dans cette analyse se produiront, que le projet soit construit ou non.

Si on ajoute à la capacité pipelinière, y compris par le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain, de sorte que le transport du brut par rail ne sera plus nécessaire, une partie des émissions estimées pourraient être considérées comme des émissions supplémentaires. L'accroissement de la capacité du pipeline est plus susceptible d'entraîner une hausse de la production lorsque les prix du pétrole se situent à long terme entre 60 et 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 voie ferroviaire était la seule option. Par conséquent, si les prix du pétrole sont élevés, il est peu probable que l'accroissement de la capacité du pipeline entraîne une hausse de la production. Toutefois, si les prix du pétrole à long terme étaient inférieurs à 60 dollars le baril (en dollars américains constants de 2015), 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 (voie ferroviaire ou pipeline). Cependant, Environnement et Changement climatique Canada reconnaît qu'il est difficile d'attribuer toute hausse des émissions de GES à un pipeline déterminé, car un certain nombre de projets de pipeline ayant des échéanciers de construction et des capacités semblables ont été déposés au Canada.

En raison de la concurrence pour les investissements dans la production pétrolière, il est probable que s'il n'y avait pas de production à partir des sables bitumineux au Canada, les investissements seraient effectués dans d'autres régions et la consommation de pétrole à l'échelle mondiale resterait inchangée à long terme en l'absence de production supplémentaire canadienne. Par conséquent, la différence quant aux émissions de GES mondiales découlant de toute augmentation de la production canadienne de pétrole brut équivaldrait à la différence entre les émissions en amont dues à la production, au raffinage et au transport de pétrole produit à partir des sables bitumineux et celles dues à la production, au raffinage et au transport de pétrole brut comparable, ces émissions sont souvent aussi appelées « émissions du puits au réservoir ». Les données disponibles indiquent que les émissions du puits au réservoir du bitume dilué extrait des sables bitumineux *in situ* se retrouvent dans le même intervalle que d'autres types de pétrole lourd actuellement utilisés dans le marché du Pacifique. Cela signifie que l'incidence sur les émissions mondiales de plus grands volumes de bitume dilué des sables bitumineux canadiens acheminés vers les marchés mondiaux sera fonction du mélange de brut déplacé par le dilbit canadien.

Introduction

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 environnementale (1). Les évaluations environnementales comprennent déjà une évaluation des émissions directes découlant d'un projet.

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

Le 19 mars 2016, Environnement et Changement climatique (ECCC) a publié sa méthodologie proposée en vue d'estimer les émissions de GES en amont associées aux projets de pétrole et gaz d'envergure qui font actuellement l'objet d'évaluations environnementales fédérales dans la Partie I de la *Gazette du Canada* (2). La méthodologie proposée a été appliquée à cette évaluation.

Description du projet

Le pipeline Trans Mountain, 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 pipelinier a été augmentée un certain nombre de fois.

Le pipeline Trans Mountain 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 Westbridge), servent de sites pour les canalisations d'amenée et les installations de ravitaillement des pétroliers (3) :

Terminal d'Edmonton	Réception de pétrole brut et de produits raffinés
Terminal de Kamloops	Livraison de produits raffinés pour l'utilisation locale et réception de pétrole brut provenant du nord-est de la Colombie-Britannique
Station de pompage et terminal de Sumas	Acheminement de pétrole brut vers le système pipelinier Puget Sound aux fins de livraison aux raffineries de l'État de Washington, ou vers le terminal de Burnaby

Terminal de Burnaby Livraison de pétrole brut vers la raffinerie Chevron ou de produits raffinés vers le terminal Suncor

Terminal maritime de Westridge Livraison de pétrole brut destiné au transport maritime

Le 16 décembre 2013, Trans Mountain Pipeline ULC a déposé une demande relative au projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain à l'Office national de l'énergie (ONÉ). Ce projet vise l'agrandissement du réseau pipelinier de Trans Mountain entre Edmonton et Burnaby, afin d'en porter la capacité nominale de 300 000 b/j à 890 000 b/j. Le projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain comprendrait ce qui suit (4) :

- la construction de nouveaux tronçons pipeliniers enfouis (en trois segments) 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 d'agrandissement du réseau de Trans Mountain 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. Trans Mountain prévoit commencer la construction du pipeline agrandi en 2017 et de le mettre en service en 2019.

Les émissions de GES liées à la construction et à l'exploitation ont été évaluées par le promoteur et par l'ONÉ. Dans son évaluation environnementale et socioéconomique, le promoteur a estimé les émissions directes de GES dues au pipeline Trans Mountain agrandi à 407 kilotonnes (kt) d'équivalent dioxyde de carbone (équivalent CO₂) par année lorsque le projet sera pleinement opérationnel (5). Ces émissions ne seront pas prises en compte dans le cadre de la présente évaluation.

Partie A: Estimation des émissions de GES en amont

La partie A de l'évaluation fournit des estimations quantitatives des émissions de GES attribuables à l'extraction, au traitement et au raffinage en amont du pétrole brut qui pourraient être associés à la capacité totale du pipeline Trans Mountain agrandi. Il s'agit notamment des émissions provenant de sources telles que la combustion, les procédés industriels, le torçage, l'évacuation et les sources

fugitives. Les émissions de GES provenant de ces sources contiennent du dioxyde de carbone, du méthane et de l'oxyde nitreux. Les constituants de ces émissions de GES ont été totalisés en prenant en compte leur potentiel d'incidence sur le réchauffement planétaire. Cette évaluation ne porte pas sur les émissions en amont *indirectes*, par exemple celles qui sont liées aux changements d'utilisation des terres et celles générées par la production des intrants achetés, notamment l'équipement, le réseau électrique et les carburants. Ces émissions ont été prises en considération seulement s'il est impossible de les distinguer des émissions en amont *directes*. Les émissions liées au transport de pétrole brut et de produits raffinés des installations jusqu'au pipeline Trans Mountain agrandi n'ont pas non plus été prises en considération, mais devraient être mineures en comparaison aux autres sources d'émission en amont associées au projet.

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. De plus, les types de pétroles bruts et de produits raffinés (c.-à-d., l'éventail de produitsⁱ) qui pourraient entrer dans le pipeline changeront pendant sa durée de vie opérationnelle en fonction des besoins opérationnels et de la demande du marché. Compte tenu de la variabilité potentielle associée à l'éventail de produits transporté par le pipeline Trans Mountain agrandi, des estimations des émissions sont présentées pour plusieurs scénarios potentiels.

A.1 Débit du projet

Aux fins de la partie A de l'évaluation, on a présumé que le pipeline Trans Mountain agrandi fonctionnerait avec un débit égal à sa capacité nominale élargie de 890 000 b/j à partir de 2020ⁱⁱ. Cette hypothèse a été gardée constante tout au long de la période de modélisation (2020-2030). Le fait que les émissions de GES estimées en amont associées à ce débit pourraient entraîner ou non des émissions supplémentaires de GES au Canada n'est pas analysé dans la partie A. Une analyse des répercussions sur les émissions de GES du Canada de la capacité additionnelle du pipeline (+590 000 b/j) que ce projet pourrait entraîner par rapport à la capacité actuelle (300 000 b/j) est incluse dans la partie Bⁱⁱⁱ.

A.2 Éventail des produits

Aux fins de la présente évaluation, les nombreux différents types de pétrole brut et de produits raffinés qui pourraient être transportés par le pipeline Trans Mountain 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'ECCC (6) et des tendances relatives à la production de l'ONÉ (7) pour élaborer des facteurs d'émission (voir la section A.5 ci-dessous).

ⁱ 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.

ⁱⁱ Les pipelines ne fonctionnent pas nécessairement à pleine capacité sur une base continue, ce qui fait que les estimations présentées dans la présente évaluation représentent les émissions maximales en amont qui pourraient être associées au projet pour un éventail de produits donné.

ⁱⁱⁱ 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.

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

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. On a supposé une fraction de dilution pour transport de 8 % aux fins de la présente évaluation.

SCV lourd Cela inclut les pétroles bruts de densité élevée extraits à l'aide de stimulation cyclique par la vapeur (SCV). Cette méthode d'extraction *in situ* prescrit l'injection de vapeur dans un gisement de pétrole lourd pour en réduire sa viscosité et en permettre l'extraction. On a supposé une fraction de dilution pour transport de 30 % aux fins de la présente évaluation. 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. On a supposé une fraction de dilution pour transport de 30 % aux fins de la présente évaluation. 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. On a supposé une fraction de dilution pour transport de 20 % aux fins de la présente évaluation. 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.3 Scénarios d'émissions

À partir de l'éventail des produits, ECCC a estimé les émissions de quatre scénarios différents afin évaluer un éventail d'émissions de GES en amont qui pourraient être associées à la capacité élargie du pipeline Trans Mountain. 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 de Trans Mountain au terminal de Kamloops a été maintenu constant à 12 500 b/j pendant toute la période de modélisation.

Pour les trois autres scénarios, l'éventail de produits a été tiré d'un rapport de la société RWDI présenté dans le cadre de la demande de Trans Mountain pour le projet TMX (9). Le rapport présente le débit attendu des produits (réceptions et livraisons) à chaque point de chargement/déchargement le long du pipeline Trans Mountain agrandi. Les catégories de produits du rapport ont été regroupées en catégories intermédiaires suivantes : *pétrole brut lourd*, *pétrole brut corrosif léger*, *pétrole brut synthétique/léger* et *produits raffinés*. 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 de produits lourds (énumérés à la section A.2) qui sont inclus dans la catégorie intermédiaire *pétrole brut lourd* (*lourd classique*, *SCV lourd*, *DGMV lourd* et *bitume extrait*) ont été obtenues à l'aide des données provenant de l'ONÉ et varient pendant toute la période de modélisation (7).

A.3.1 Scénario 1

Pour ce scénario, l'éventail de produits a été tiré d'un rapport de la société Muse Stancil & Co. présenté dans le cadre de la demande de Trans Mountain pour le projet TMX (8). Le rapport présente les estimations de l'acheminement du pétrole brut de l'Ouest canadien (exprimé en *types de mélange*^{iv}) 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. Le regroupement des *types de mélange* dans les catégories de produits utilisées dans la présente analyse a été fait à l'aide des données génériques sur la composition des types de mélanges obtenus de l'ONÉ^v et de l'Alberta Energy Regulator^{vi}.

A.3.2 Scénario 2

Dans ce scénario, la catégorie intermédiaire *pétrole brut synthétique/léger* a été scindée en deux catégories : produits *synthétique* et produits *léger classique*. Les proportions de chacun ont été obtenues à l'aide des données provenant de l'ONÉ qui varient tout au long de la période de modélisation (7).

A.3.3 Scénario 3

Dans ce scénario, la catégorie intermédiaire *pétrole brut synthétique/léger* est considéré comme étant constituée exclusivement de produits *synthétique*.

^{iv} Les *types de mélange* sont des mélanges de différents types de pétrole brut effectués afin d'obtenir des propriétés précises (p. ex., densité et acidité)

^v Communication personnelle, ONÉ

^{vi} Rapports statistiques ST39 et ST53

A.3.4 Scénario 4

Dans ce scénario, la catégorie intermédiaire *pétrole brut synthétique/léger* est considéré comme étant constituée exclusivement des produits *léger classique*.

À titre d'exemple, le tableau 1 fournit les proportions de chaque catégorie de produits pour les scénarios décrits ci-dessus pour l'année 2020.

Tableau 1 : Éventails de produits

Catégorie de produit	Scénario 1 (%)	Scénario 2 (%)	Scénario 3 (%)	Scénario 4 (%)
<i>Produits raffinés</i>	5	5	5	5
<i>Léger classique</i>	18	17	8	34
<i>Lourd classique</i>	1	18	18	18
<i>SCV lourd</i>	10	8	8	8
<i>DGMV lourd</i>	8	24	24	24
<i>Bitume extrait</i>	37	10	10	10
<i>Synthétique</i>	22	18	26	-

A.4 Estimations de GES en amont

L'éventail d'émissions de GES estimées en amont qui en découle, en mégatonnes d'équivalent de dioxyde de carbone par année (Mt d'équivalent CO₂), est présenté ci-dessous dans le tableau 2 pour les quatre scénarios décrits ci-dessus. La méthodologie utilisée pour déterminer ces estimations d'émissions est décrite dans la section *Démarche de prévision des GES* ci-dessous.

ECCC prévoit que les émissions de GES en amont au Canada découlant de la production, du traitement et du raffinement des produits associés à toute la capacité de transport du pipeline Trans Mountain agrandi pourraient varier de 20,3 à 25,7 Mt d'équivalent CO₂ par année. Considérant seulement la capacité additionnelle de 590 000 b/j que ce projet apporterait au réseau Trans Mountain, les émissions pourraient varier de 13,5 à 17,0 Mt d'équivalent CO₂ par année.

Comme il est illustré dans le tableau 2, les estimations des émissions de GES en amont sont influencées en grande partie par l'éventail de produits présumé qui sera transporté par le projet. Il y a de l'incertitude concernant l'éventail de produits qui sera transporté par le pipeline Trans Mountain agrandi et, par conséquent, sur les émissions réelles de GES en amont connexes. Aussi, 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 intervalle des émissions de GES possibles en amont qui seraient associées au pipeline Trans Mountain agrandi.

Tableau 2 – Estimations des émissions en amont pour les quatre scénarios (Mt d'équivalent CO₂)

Année	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
2020	24.0	22.8	23.8	20.8
2021	24.3	22.8	23.8	20.8
2022	24.3	22.7	23.8	20.7
2023	24.3	22.6	23.6	20.6
2024	24.8	22.5	23.6	20.5
2025	25.7	22.5	23.5	20.5
2026	25.2	22.5	23.5	20.5
2027	24.2	22.4	23.5	20.5
2028	24.3	22.4	23.4	20.4
2029	24.0	22.2	23.3	20.3
2030	23.9	22.2	23.2	20.3

A.5 Démarche de prévision des GES

Les estimations ont été calculées en utilisant les prévisions des émissions de GES récemment publiées par ECCC dans son rapport présenté à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (6), et les prévisions de production de l'ONÉ provenant du rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* (AE 2016) (7). ECCC a utilisé les détails des productions et des émissions de GES qui étaient propres au scénario de référence des *mesures actuelles* (6). 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.

Les prévisions ne tiennent pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales et territoriales additionnelles qui ont été annoncées depuis septembre 2015 ou qui sont en cours d'élaboration. Un certain nombre de politiques gouvernementales provinciales annoncées récemment, notamment celles énoncées dans le *plan de leadership climatique* (10), auront des répercussions sur les émissions canadiennes de GES, mais ne sont pas prises en considération dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*, car les détails de ces politiques n'étaient pas disponibles au moment de la publication. Le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta comprend un engagement à plafonner les émissions provenant des installations d'exploitation des sables bitumineux à 100 Mt par année, à réduire les émissions de méthane provenant des exploitations pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025, à fixer des normes de rendement pour les grands émetteurs industriels et à appliquer une taxe sur le carbone aux carburants. La Colombie-Britannique a annoncé qu'elle mettra à jour son *Climate Leadership Plan* et a terminé récemment des consultations publiques (11). D'autres provinces prévoyaient aussi de nouvelles mesures qui auront des répercussions sur les émissions du secteur du pétrole et du gaz. De plus, 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 pour respecter les engagements climatiques internationaux du Canada et devenir un chef de file dans l'économie mondiale de la croissance propre (12). Au fur et à mesure que ces plans sont définis et entrent en vigueur, ils seront intégrés aux projections des émissions futures et aux futures évaluations des émissions de GES en amont. Tel que mentionné dans la méthodologie proposée publiée le 19 mars 2016 (2), ECCC examinera d'autres sources de données, tel que les données soumises en vertu de divers règlements, et en fera usage, s'il y a lieu, lors de la publication finale de la présente évaluation.

Aux fins de la présente évaluation, 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 spécifique qui dépend des émissions générées lors de l'extraction, de la valorisation et du raffinement, selon le cas. Afin d'élaborer des coefficients d'émissions, ECCC a divisé les émissions de GES prévues publiées dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (6), par les prévisions de production respectives obtenues de l'ONÉ (7). Le tableau 3 présente les coefficients d'émission qui en découlent.

Tableau 3 – Coefficients d'émission de GES (kg d'équivalent CO₂ par baril)

Année	Produits raffinés	Léger classique	Lourd classique	SCV lourd	DGMV lourd	Bitume extrait	Synth.
2020	116,7	68,7	58,6	82,4	75,4	44,2	103,7
2021	115,6	69,0	58,2	82,4	75,8	44,4	104,1
2022	112,9	69,2	57,7	82,4	76,1	44,6	104,5
2023	108,8	69,3	57,2	82,4	76,1	44,7	104,6
2024	109,0	69,4	56,7	82,4	76,1	44,7	104,6
2025	109,3	69,5	56,4	82,4	76,1	44,7	104,9
2026	109,5	69,6	56,2	82,4	75,9	44,7	104,8
2027	109,6	69,7	55,9	82,5	75,8	44,7	104,7
2028	109,5	69,7	55,6	82,6	75,5	44,7	104,5
2029	102,6	69,8	55,4	82,7	75,4	44,7	104,4
2030	102,4	69,8	55,1	82,8	75,3	44,7	104,4

Le débit pour chaque catégorie de produit a été déterminé en tenant compte du débit prévu du projet (890 000 b/j) et des éventails de produits prévus (voir la section A.3 ci-dessus).

La part de chaque catégorie de produits dans le débit total a été corrigée, le cas échéant, pour exclure la partie de diluant associée au transport de cette catégorie de produits. Le volume total de diluant passant par le pipeline compte également des émissions en amont associées à sa production. D'après l'ONÉ (7), la majeure partie du diluant devrait être importée des États-Unis. Les émissions en amont ont été estimées seulement pour la partie de diluant qui devrait être produite au Canada. La majeure partie du diluant produit au Canada provient de la production et du traitement du gaz naturel. Les opérations de production de gaz naturel étant similaires à celles utilisés lors de la production de pétrole léger

classique, les facteurs d'émission pour le pétrole brut léger classique ont été utilisés pour la partie de diluant produite au Canada.

Les coefficients d'émission du tableau 3 ont été multipliés par le débit de chaque catégorie de produits transportée dans le pipeline agrandi, et corrigé pour le diluant. Pour un scénario donné, la somme des émissions calculées pour chaque catégorie de produits est égale aux émissions estimées en amont, comme il est indiqué dans le tableau 2. Les estimations des émissions ont été élaborées pour chaque année, à partir de la date de début prévue du projet (2020) jusqu'à la fin de la période de prévision (2030).

Part B. Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde

B.1 Introduction

La partie A présente 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 agrandi. 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 TMX ou, plus généralement, avec ou sans capacité pipelinière supplémentaire.

Si on considère qu'il y aurait une production pétrolière même si le projet de pipeline n'était pas mis en œuvre, 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 supplémentaires. Étant donné que la production supplémentaire de pétrole conduit à des émissions de GES supplémentaires, ces termes sont utilisés de manière interchangeable dans cette évaluation.

La partie B examine les conditions où la pleine utilisation du projet TMX résulterait en une production supplémentaire de pétrole. Elle porte sur les volumes additionnels (+590 000 b/j) de pétrole brut et de produits raffinés qui pourraient être transportés par le projet TMX 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 passerait. Dans cette partie, on présume que si le projet n'était pas exécuté, Kinder Morgan continuerait d'exploiter le pipeline existant au même rythme à l'avenir (~300 000 b/j).

La partie B se divise en quatre sections. La section *Perspectives de production de pétrole* présente les prévisions relatives à la production future de pétrole au Canada et à l'échelle mondiale ainsi que la croissance des émissions de GES en amont au Canada, les marchés actuels et futurs de la production supplémentaire de pétrole et les engagements du Canada sur le plan des changements climatiques en relation avec la croissance de la production du secteur des sables bitumineux. La section *Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire* traite du transport de pétrole brut par rail et des capacités en Amérique du Nord en la matière et compare, du point de vue économique, le transport

ferroviaire et le transport par pipeline. La section *Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière* traite du transport de pétrole brut par rail et des capacités en Amérique du Nord en la matière et compare, du point de vue économique, le transport ferroviaire et le transport par pipeline. La section *Conclusions* présente les principales conclusions de l'analyse. Plusieurs limites entourant l'évaluation générale de la partie B sont présentées à l'annexe B.

B.2 Perspectives de production de pétrole brut

Cette section présente les prévisions de l'ONÉ sur la croissance de la production de pétrole brut au Canada, les projections d'émissions de GES d'ECCC et les perspectives de production de pétrole brut à l'échelle mondiale. Elle aborde ensuite les marchés potentiels du pétrole brut canadien, les incertitudes du marché du pétrole et le scénario de capacité pipelinière limitée tiré du rapport *AE 2016* (7). Enfin, elle traite des engagements du Canada en matière de réduction des émissions de GES et des incidences possibles sur la croissance de production du secteur des sables bitumineux canadiens.

B.2.1 Croissance de l'offre pétrolière canadienne

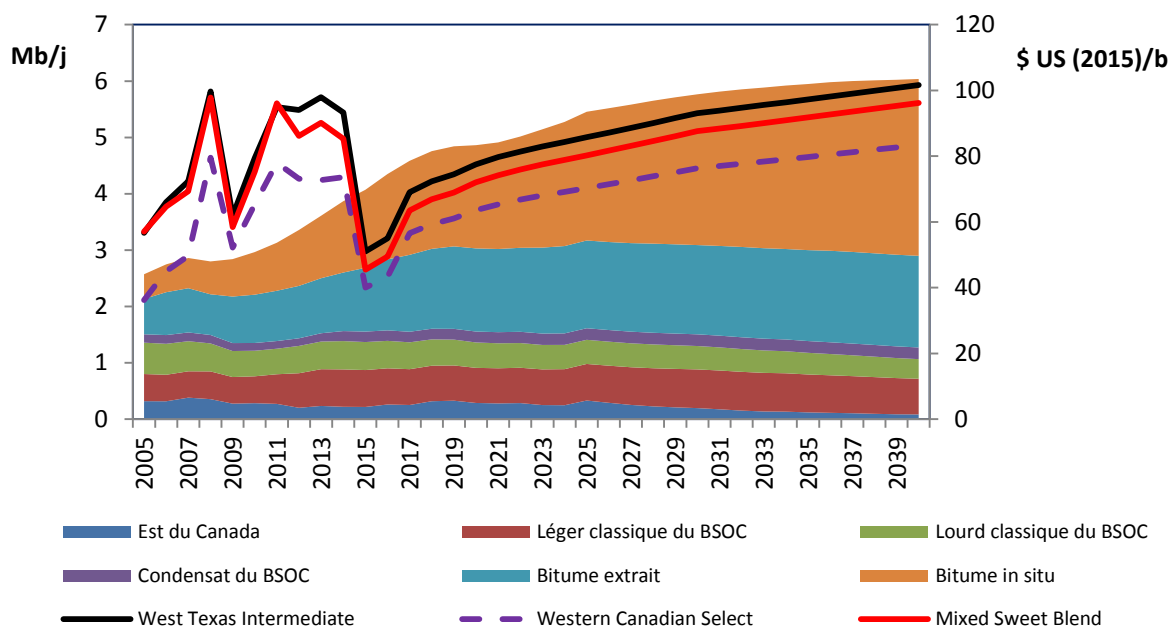
En 2015, le Canada a produit environ 3,9 millions de barils par jour (Mb/j) de pétrole brut dont 2,4 Mb/j, soit environ 61 %, provenaient des sables bitumineux. Selon le *scénario de référence* du rapport *AE 2016*, la production pétrolière du Canada devrait augmenter de près de 58 % et atteindre 6,1 Mb/j en 2040. L'ONÉ estime que 79 % (soit 4,8 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 faible croissance pendant la période de prévision. Le *scénario de référence* prévoit le doublement de la production issue des sables bitumineux entre 2014 et 2040 (voir la figure 1)(13). 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 pipelinière requise sera construite au besoin.

Comme la plus grande partie de la croissance de la production pétrolière proviendra de l'exploitation du bitume *in situ*, la production additionnelle 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^{vii}. Cette conclusion éclaire l'analyse de la partie B.

Dans le *scénario de référence* du rapport *AE 2016* de l'ONÉ, le prix de référence du Western Texas Intermediate (WTI), pétrole brut de référence en Amérique du Nord, s'établit en moyenne à 51 \$ US/b (en dollars de 2014) en 2015, passant à 78 \$ US/b en 2020 pour finalement atteindre 102 \$ US/b en 2040. Le prix du brut lourd de référence de l'Ouest du Canada, le Western Canadian Select (WCS), est inférieur de 17 \$ 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 5,50 \$ US/b au prix du WTI.

^{vii} Dans la partie A, le bitume dilué est inclus dans les catégories « DGMV lourd », « bitume extrait » et « SCV lourd ».

Figure 1 – Préviction de la production totale de pétrole brut et équivalents au Canada et du prix du pétrole (scénario de référence)



Source: ONÉ (7).

AE 2016 envisage aussi un *scénario de prix bas* et un *scénario de prix élevés* du pétrole et présente 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 26 \$ US/b (dollars de 2014) au prix du *scénario de référence*, atteignant 80 \$ US/b en 2040. Dans le *scénario de prix élevés*, le prix du WTI est en moyenne supérieur de 26 \$ US/b au prix du *scénario de référence*, atteignant 134 \$ US/b en 2040. Dans le *scénario de prix bas*, la production tirée des sables bitumineux augmente lentement, après l'achèvement des projets en cours, pour atteindre 3,8 Mb/j en 2040, soit environ 21 % de moins que dans le *scénario de référence*. Dans le *scénario de prix élevés*, la production tirée des sables bitumineux atteint 5,3 Mb/j en 2040, soit près de 6 % de plus que dans le *scénario de référence* (7).

Malgré le contexte actuel de faibles prix du pétrole, l'ONÉ prévoit que la situation ne se répercutera pas sur la plus grande partie de la croissance de la production pétrolière provenant des sables bitumineux jusqu'en 2020. Toutefois, si les prix restent bas, des projets ayant des dates d'achèvement à plus long terme ou dont la construction n'a pas démarré seront certainement retardés, voire reportés (7). D'autres 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 prévue jusqu'à la fin de la décennie est « assurée » et peu susceptible d'être réduite significativement. ECCC 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 576 000 b/j (voir le tableau à l'annexe C). Après l'ajout du diluant nécessaire pour

transporter le bitume dilué, la quantité additionnelle de produits de qualité pipeline pouvant être transportée augmentera pour passer à 720 000 b/j d'ici 2020^{viii}.

B.2.1.1 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* (6). 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). Un certain nombre de politiques annoncées par les gouvernements provinciaux, comme celles décrites dans le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta (10), 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 *Climate Leadership Plan* 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 2014, à adopter de normes de rendement pour les grands émetteurs industriels et à imposer une taxe sur le carbone des combustibles. La Colombie-Britannique a annoncé qu'elle mettra à jour son *Climate Leadership Plan* et a récemment terminé ses consultations publiques (11). D'autres provinces prévoient également de nouvelles mesures qui auront des répercussions sur les émissions du secteur pétrolier et gazier. De plus, 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 à l'égard du climat et de devenir un leader de l'économie mondiale propre (12). Lorsque les plans seront définis et prendront effet, leurs effets seront intégrés aux projections d'émissions et aux évaluations des émissions de GES en amont.

La croissance des émissions à l'horizon 2030 est largement due à la croissance du secteur pétrolier et gazier en amont, en particulier 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 (6).

^{viii} Une grande partie de la capacité évaluée à 576 000 b/j en cours de construction permettra de produire du bitume, qui devra être dilué avec un hydrocarbure léger afin de pouvoir être transporté par pipeline. Si on présume que le mélange contiendra 30 % de diluant (70 % de bitume) dans le cas des projets *in situ* et 20 % de diluant dans le cas des mines de bitume, la production des sables bitumineux augmente à 720 000 b/j de produit de qualité pipeline.

B.2.2 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 (14). Dans son *New Policies Scenario*, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la demande mondiale en pétrole brut passera de 90,6 Mb/j en 2014 à 95,9 Mb/j en 2020 et qu'elle pourrait atteindre 103,5 Mb/j en 2040. Des 0,9 Mb/j de plus par an prévus jusqu'en 2020, l'AIE estime que 0,35 Mb/j seront demandés par la Chine, 0,2 Mb/j par le Moyen-Orient, 0,18 Mb/j par l'Inde et le reste par les autres régions du monde. Le *New Policies Scenario* de l'AIE prévoit que la demande de pétrole brut de la Chine passera de 10,5 Mb/j en 2014 à 15,3 Mb/j en 2040. L'AIE prévoit que la croissance de la demande en pétrole ralentira à compter de 2020. Le Brésil et l'Inde sont toutefois des exceptions notables, puisque l'AIE prévoit que la croissance de la demande se poursuivra sur ces marchés pour répondre aux besoins en énergie et en mobilité de la classe moyenne en croissance. Par exemple, la demande en pétrole de l'Inde devrait dépasser celle de l'Union européenne dans les années 2030 et atteindre 10 Mb/j en 2040, environ 2,5 fois plus que le niveau actuel (14).

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, évalué par l'AIE à -1,2 %. La demande en pétrole du Japon, de l'Europe et des États-Unis devrait diminuer respectivement d'environ 44 %, 35 % et 27 % d'ici 2040 par rapport au niveau de 2014.

Dans le *540 Scenario* 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 devrait atteindre un sommet à 93,7 Mb/j en 2020 et diminuer de 18 % en 2040 par rapport au niveau de 2014, pour passer à 74,1 Mb/j. Cependant, l'AIE note que les *New Policies Scenario* et *450 Scenario* exigent la production d'une quantité substantielle de nouvelles ressources pétrolières, puisque des investissements importants seront requis pour compenser la diminution de la production des champs pétrolifères et gaziers (14).

B.2.3 Marchés actuels et potentiels pour la production pétrolière tirée des sables bitumineux

B.2.3.1 Marchés actuels

L'approvisionnement en pétrole brut des raffineries canadiennes provient aux deux tiers environ de la production domestique (15). En 2014, les raffineries canadiennes ont traité environ 1 Mb/j de pétrole brut de l'Ouest canadien, les plus grands marchés canadiens des raffineries étant situés en Alberta et en Ontario. (15). L'ACPP rapporte que les raffineries de l'Ouest du Canada ont traité environ 0,6 Mb/j de pétrole brut produit au Canada en 2014. Les raffineries de l'Ontario ont accès au pétrole brut de l'Ouest canadien par le réseau principal d'Enbridge, et elles ont traité près de 0,36 Mb/j de pétrole brut canadien en 2014.

Les raffineries de l'Est du Canada utilisent généralement une plus grande proportion de pétrole brut provenant de l'étranger. Cependant, l'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge a augmenté la capacité pipelinrière et a permis de transporter 300 000 b/j de plus de pétrole brut de l'Ouest du Canada vers les

raffineries du Québec (15). En 2014, les raffineries de la côte est du Canada ont traité près de 34 000 b/j de pétrole brut produit dans les provinces de l'est du Canada (15).

En 2014, 97 % 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) : le PADD 1 (côte Est); le PADD 2 (Midwest); le PADD 3 (côte américaine du golfe du Mexique); le PADD 4 (Rocheuses) et le 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 2014, les raffineries du PADD 2 ont traité 3,5 Mb/j de pétrole, soit 23 % de la consommation américaine de pétrole brut (voir le tableau 4) (16, 17). En outre, les raffineries du PADD 2 utilisent de grandes quantités de pétrole lourd comme intrants. En 2014, les raffineries du PADD 2 ont traité 1,3 Mb/j de pétrole lourd, soit environ 31 % du total des intrants en pétrole lourd des raffineries américaines. Sur ces 1,3 Mb/j, 1,1 Mb/j étaient du pétrole brut lourd canadien. Cette année-là, les exportations vers le PADD 2 ont représenté 71 % de toutes les exportations de pétrole lourd canadien^{ix}.

Tant l'ONÉ que l'ACPP ont noté que les raffineries du PADD 2 avaient peu de latitude pour traiter du pétrole plus lourd. L'augmentation de la capacité de traitement du pétrole lourd dans le PADD 2 serait probablement freinée par la croissance de la production du pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis, qui a réduit la rentabilité des autres projets de conversion des raffineries (8). Dans ce contexte, la production supplémentaire issue des sables bitumineux canadiens sera plus probablement transportée vers d'autres marchés que vers le PADD 2.

Tableau 4 – Arrivage de pétrole aux États-Unis et exportations canadiennes par PADD en 2014

	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)	1,09	7%	0,15	4%	0,09	6%
PADD 2 (Midwest)	3,52	23%	1,29	31%	1,13	71%
PADD 3 (golfe du Mexique)	8,25	53%	2,16	52%	0,13	8%
PADD 4 (Rocheuses)	0,25	2%	0,17	4%	0,17	10%
PADD 5 (côte Ouest)	2,4	15%	0,37	9%	0,07	4%
Total – États-Unis	15,51		4,14		1,59	

Source: Prévission de l'ACPP s'appuyant sur les données de l'Energy Information Administration des États-Unis (15) et de l'ONÉ (7).

^{ix} Le pétrole lourd est généralement défini comme incluant les bruts lourds classiques et le bitume provenant des sables bitumineux; il existe toutefois différentes définitions du terme. 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.2.3.2 Marchés potentiels pour l'augmentation de la production pétrolière tirée des sables bitumineux

S'il était construit, le projet TMX 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 brut 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 (18)^x.

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 (19). 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. (20) et de Muse Stancil (8) 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. 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 (8). Les estimations de Muse Stancil 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 (8). 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.

Si le marché du Pacifique offre des débouchés pour le pétrole brut canadien, il peut néanmoins présenter certains défis sur le plan de la concurrence. À l'heure actuelle, le pétrole brut léger et moyen du Moyen-Orient sont les principales sources d'importations du marché du Pacifique (8). 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 dans un effort pour préserver les parts de marchés de leur propre production (20, 21, 22). 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 (23, 24). Enfin, l'AIE 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 (14, 25). L'analyse de Muse Stancil effectuée pour les promoteurs

^x 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.

suggère que malgré la concurrence des autres fournisseurs, le marché de l'Asie pacifique pourrait absorber le pétrole brut transporté par le projet TMX (8). Les marchés du bassin du Pacifique sont abordés ci-dessous.

B.2.3.2.1 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 (18, 26)^{xi}. Le secteur chinois du raffinage est actuellement en expansion. L'EIA 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 (21, 26). 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 (21, 27, 28). 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 (8, 24)^{xii}. De plus, la Chine s'est engagée à accorder des prêts au Venezuela en échange de pétrole brut (29).

B.2.3.2.2 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 (8). Le Japon constitue un marché de raffinage important, avec une capacité totale de 3,9 Mb/j. Muse Stancil 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 projet TMX pourrait aussi transporter (8).

B.2.3.2.3 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 (8, 18). En 2013, plusieurs raffineries ont ajouté une capacité de transformation du pétrole brut lourd allant jusqu'à 0,3 Mb/j (20). 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 (30). 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 projet TMX (30).

^{xi} En 2010, la Chine avait une capacité de cokéfaction d'environ 1,3 Mb/j.

^{xii} 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 (8).

B.2.3.2.4 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^{xiii}. En 2014, 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 (20, 31). 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.2.3.2.5 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 2014, les raffineries du PADD 3 ont traité 8,3 Mb/j de pétrole brut (15, 32). Le PADD 3 est le plus grand marché américain pour le brut lourd, ayant traité environ 2,2 Mb/j, soit 52 %, du brut lourd aux États-Unis en 2014. Bien qu'étant un marché important pour le pétrole brut, en 2014, les raffineries du PADD 3 ne s'approvisionnent en pétrole brut sur le marché canadien qu'à hauteur de 2 %, soit 0,2 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 18 %, soit 1,4 Mb/j, du brut total consommé en 2014 (7, 15). 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 projet TMX, 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.2.4 Les incertitudes du marché du pétrole

B.2.4.1 Cours du pétrole

Les prix du pétrole brut WTI ont diminué de 76 % au cours des deux dernières années, passant d'un niveau record de 107 \$ US/b en juin 2014 pour tomber aussi bas que 26 \$ US/b en février 2016 et atteindre une moyenne de 35,08 \$ US/b durant les quatre premiers mois de 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) de maintenir 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 (avril 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 (33). L'ONÉ a, par exemple, signalé qu'une capacité de plus de 700 000 b/j de production pétrolière à partir des sables bitumineux avait été

^{xiii} 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 (20). 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 (34).

B.2.4.2 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 créé ces dernières années des engorgements dans le réseau pipeliner en Amérique du Nord, avec, pour conséquence, des différences de prix pour le pétrole brut, en particulier entre les prix de référence continentaux nord-américains et les prix de référence internationaux.

Dans un marché sans contrainte d'infrastructure, les différences entre les prix de référence devraient refléter dans une grande mesure les différences entre les qualités 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 (7). Ces limitations de 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 répartition des volumes^{xiv}. Les projets de pipelines actuels, y compris le projet TMX, qui ont été proposés à l'ONÉ ou approuvés par ce dernier, représentent une capacité cumulée de plus de 3,4 Mb/j (15).

B.2.4.2.1 Scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole

Dans le rapport *AE 2016*, l'ONÉ examine un scénario illustrant les répercussions éventuelles d'une limitation de la capacité du réseau de transport pétrolier. Le *scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole* 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 de Trans Mountain et Énergie Est) n'est construit; le remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge est toutefois achevé. Ce scénario s'appuie sur l'hypothèse que les prolongements du réseau principal d'Enbridge et le 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'image de la présente évaluation, fait l'hypothèse que la côte américaine du golfe du Mexique constitue 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.2.3 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

^{xiv} Dans son rapport de gestion du quatrième trimestre de 2015 (56), Enbridge Energy a noté que le réseau principal de pipelines continuait à faire l'objet d'une répartition et que cette situation devrait se maintenir en 2016. On a recours à la répartition lorsque la demande sur un pipeline est supérieure à la capacité nécessaire pour transporter le volume total d'un type de pétrole proposé par les expéditeurs. L'espace pipeliner est réparti entre les expéditeurs, généralement au prorata des volumes souhaités. Dans un contexte de croissance de la production pétrolière issue des sables bitumineux, on prévoit que l'écart entre la capacité pipelinière au départ du BSOC et la demande continuera de s'accroître jusqu'à la fin de la décennie.

la côte américaine du golfe du Mexique. Les prix inférieurs conduisent, dans le *scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole*, 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 pipelinière limitée pour le pétrole*, 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 font diminuer 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 que c'est elle dont la croissance est la plus importante dans le *scénario de référence*.

B.2.5 Engagements du Canada face aux changements climatiques et production pétrolière à partir des sables bitumineux

En décembre 2015, le Canada et 194 autres pays sont parvenus à un accord, l'Accord de Paris, à la 21^e conférence des parties de la CCNUCC (CdP21 de la CCNUCC). Par cet accord, les pays se sont engagés à 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 atteindre 4,1 Mb/j en 2035 et rester compatible avec une cible de 2 °C, mais uniquement sous réserve de la mise en œuvre et du déploiement rapides de la technologie de captage et stockage du CO₂ (CSC) à partir de 2020 et d'une réduction des émissions des intrants énergétiques (35). 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 (36).

D'autres prévisions, par exemple le *450 Scenario* du *World Energy Outlook* de l'AIE (14), 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. Le *World Energy Investment Outlook* de 2014 de l'AIE concluent que la plupart des réserves de pétrole brut hors des pays de l'OPEP, notamment les sables bitumineux canadiens, pourront être exploitées dans un monde respectant l'objectif de 2 °C (37).

Un rapport récent de Carbon Management Canada a conclu que les objectifs du Canada pour 2030 constituaient l'un des scénarios possibles de réduction des émissions compatibles avec l'objectif du 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 CO₂ pour les aspirations de décarbonation du Canada (38).

Comme nous l'avons indiqué 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 stratégiques 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 à l'avenir. Étant donné ces incertitudes, l'analyse de la présente évaluation s'appuie sur des prévisions de l'ONÉ qui intègrent les politiques actuelles et les technologies déjà commercialisées. Au fil du temps, de nouvelles technologies et de nouvelles politiques seront élaborées qui modifieront l'intensité des émissions et la viabilité économique de la production de pétrole au Canada et dans le monde et qui 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 que la production de pétrole brut puisse continuer à croître en l'absence de nouveaux pipelines, elle doit pouvoir s'appuyer 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 attractifs lorsque l'expédition du brut se fait par voie ferroviaire.

Il est intéressant de noter 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 facteur d'émission d'un chemin de fer de marchandises de classe 1 est évalué à 15,8 kg d'équivalent CO₂/1000 tonnes-kilomètres (39). En comparaison, ECCC estime que l'intensité d'émission d'un oléoduc

traversant l'Alberta et la Colombie-Britannique est de 6,0 kg CO₂ eq / 1000 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 faisait pas et que le brut était alors transporté par rail, les émissions directes liées au transport seraient plus importantes. Il est important de noter que plusieurs facteurs influent sur l'intensité des émissions du transport de pétrole par voies ferroviaires et par pipelines. Par conséquent, selon le projet en question, la différence entre l'intensité des émissions des deux modes de transport de pétrole brut variera. En raison des différences de méthodologie, les estimations de l'intensité des émissions d'ECCC pour les opérations de pipeline peuvent ne pas être comparable aux estimations des émissions opérationnelles que le promoteur a inclus dans sa soumission à l'ONÉ.

Cette partie débute par une analyse du transport, et de la capacité de transport, du brut par rail en Amérique du Nord et se termine 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 aux États-Unis ont augmenté considérablement, passant d'une moyenne d'un peu moins de 2 000 b/j en 2011 à plus de 105 000 b/j en 2015. Les volumes d'exportation de pétrole brut par rail ont culminé à 173 000 b/j en septembre 2015, puis ont chuté sous les 130 000 b/j au début de 2016 (40). De plus, l'ONÉ rapporte que les envois de pétrole brut par rail au Canada (c.-à-d. les exportations et les livraisons internes) ont atteint un maximum historique de 241 000 b/j en 2014 (41).

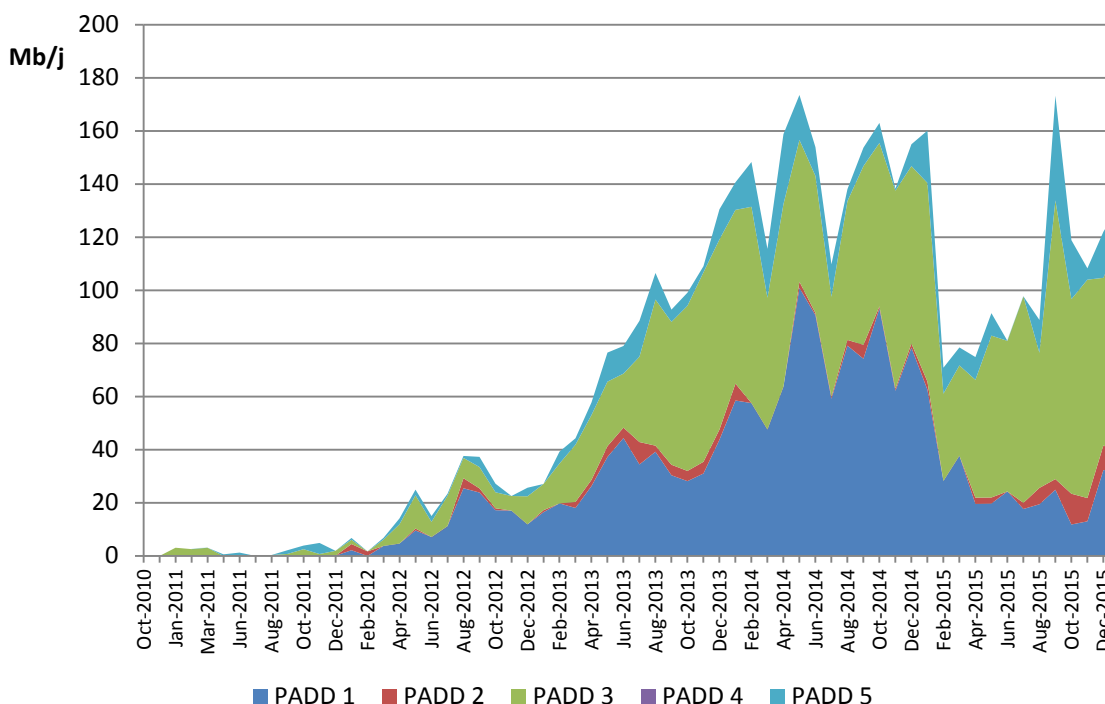
Si les exportations de brut par rail du Canada étaient initialement réparties assez également entre le PADD 1 et le PADD 3, les exportations vers le PADD 3 ont augmenté en 2015. Ces chiffres ne comprennent pas les volumes de brut transportés par rail à l'intérieur du Canada (voir la figure 2).

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 00 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^{xv}.

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 de 90 000 b/j en 2011 à 615 000 b/j en 2015, poussé par la croissance de la production de pétrole de réservoirs étanches de la formation de Bakken dans le Dakota du Nord. Globalement, l'augmentation du transport du brut par rail en Amérique du Nord montre l'aptitude du marché à réagir aux contraintes de capacité pipelinière.

^{xv} Valeurs provenant de sources médiatiques et de discussions avec l'ONÉ.

Figure 2 – Exportations de brut canadien par pipeline, par PADD, mensuellement de 2011 à 2015



Source: U.S. Energy Information Administration, *Crude Oil Movements of Crude Oil by Rail* (40).

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

La capacité de l'infrastructure ferroviaire de prendre en charge le transport d'un volume supplémentaire important de brut a fait l'objet de nombreuses questions (p. ex. disponibilité de wagons-citernes en nombre suffisant, coûts découlant du renforcement de la réglementation en matière de sécurité, exigences liées au transport ferroviaire du brut, etc.). La croissance a été forte jusqu'à ce jour, 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 (42). 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 ces cinq dernières années. Alors que, dans le passé, ce mode de transport était principalement utilisé par de petits producteurs de brut, les grandes entreprises y ont eu recours ces dernières années comme solution de rechange dans un contexte où la limitation de la capacité pipelinère et les écarts de prix se sont accrus. Les estimations indiquent que la capacité de chargement pour le transport du brut par rail

en Alberta et en Saskatchewan est de 1,1 Mb/j (43)^{xvi}. 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 (44). Le KXL FSEIS a estimé que la capacité de déchargement en 2013 du brut transporté par rail était de près de 1 Mb/j dans le PADD 1 (42). 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 1,2 Mb/j, concentrée dans la formation de Bakken du Dakota du Nord (42).

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, le matériau extrait est soit valorisé en pétrole brut synthétique (le mode de production habituel à partir des sables bitumineux), soit mélangé à un diluant pour permettre au pétrole brut lourd de s'écouler dans un pipeline. Le volume de mélange avec un diluant peut varier, mais il représente généralement autour de 30 % d'un baril de bitume dilué. Dans le cas du bitume dilué, étant donné que le diluant est mélangé avec le bitume lors du transport, les producteurs paient également pour transporter le diluant associé au bitume 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. La réduction de la quantité de diluant contenu dans un mélange de sables bitumineux réduit les coûts tenant à l'achat d'espace de pipeline pour transporter le diluant et à l'éventuelle différence de valeur du diluant entre le marché d'origine et le marché de destination (45). 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 (45).

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

Cette évaluation présente des scénarios comprenant un scénario de référence, qui donne le transport de pétrole brut par rail comme principale option de transport des suppléments de production tirée des sables bitumineux aux marchés, et deux autres scénarios dans lesquels le pipeline TMX et d'autres pipelines sont construits (voir la section B.4 ci-dessous). D'après le scénario de référence, il est présumé que le principal débouché du surcroît de production canadienne sera le PADD 3, c'est-à-dire la 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 raffiner 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 le projet TMX, une partie de la production accrue de pétrole à partir des sables

^{xvi} 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 qui cite une capacité ferroviaire utile d'environ 80 % de la capacité nominale de traitement brut.

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 projets futurs qui devront utiliser le rail diminuerait, et certains de 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 pipeline TMX proposé 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 (tableau 5)^{xvii}.

Tableau 5 – Coûts d'expédition de bitume dilué d'Edmonton, en Alberta, aux principaux marchés par différents modes de transport

Point de réception	Mode d'expédition	Frais de transport (\$ US/b)
Port Arthur, Texas	Ferroviaire	18,00 \$
Los Angeles, Californie	Ferroviaire	16,00 \$
Quanzhou, nord de la Chine	TMX avec contrat/navire-citerne	9,00 \$
	TMX sans contrat/navire-citerne	10,50 \$
Tsingtao, sud de la Chine	TMX avec contrat/navire-citerne	9,00 \$
	TMX sans contrat/navire-citerne	10,50 \$
Yosu, Corée du Sud	TMX avec contrat/navire-citerne	8,50 \$
	TMX sans contrat/navire-citerne	10,00 \$
Chiba, Japon	TMX avec contrat/navire-citerne	8,50 \$
	TMX sans contrat/navire-citerne	10,00 \$
Los Angeles, Californie	TMX avec contrat/navire-citerne	6,50 \$
	TMX sans contrat/navire-citerne	8,00 \$

Source: ECCC, Department of State des États-Unis (42), Muse Stancil (8), Trans Mountain Pipeline ULC (48)

En comparaison, le transport de bitume dilué par le pipeline TMX 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 6,50 \$ et 10,50 \$ US/b selon la destination finale et compte tenu que les tarifs de

^{xvii} Les tarifs du transport par rail supposent le transport par pipeline vers Edmonton, et le transport par rail vers la destination finale.

transport par pipeline se fondent, ou non, sur des taux prédéterminés (c.-à-d. en vertu d'un contrat à long terme)^{xviii}. On s'attend à ce que plus de 700 000 b/j de la capacité totale prévue de 890 000 b/j du pipeline TMX soient transportés selon des contrats établis avec des expéditeurs, laissant la capacité restante aux expéditeurs sans contrat (46).

Les redevances estimées pour le projet TMX se fondent sur les documents présentés à l'ONÉ par le promoteur, 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 dans la soumission du promoteur pour le projet TMX (47)^{xix}.

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 9 \$ US/b vers l'Asie établi à partir des redevances pipelinières avec contrat et d'estimations des tarifs pour un navire-citerne Aframax, ce qui se traduit par un écart de 9 \$ US/b de bitume dilué dans les frais de transport entre ces deux options.

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 »;
- 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 supplémentaire 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 9 \$/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^{xx}.

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

^{xviii} Muse Stancil (8) émet l'hypothèse que tout le pétrole brut expédié par le pipeline TMX 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.

^{xix} 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 TMX coûtera 6,8 milliards de dollars; ce montant est supérieur aux 5,4 milliards de dollars indiqués à l'origine dans la soumission à l'ONÉ.

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

rapidité entre les mêmes destinations. Les prévisions de 2015 de l'ACPP sur le pétrole brut analysent d'autres avantages du transport par rail (15).

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 pipeline TMX, 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 accroissement de la capacité pipelinière

La présente section propose une analyse des conditions dans lesquelles la croissance de la production de pétrole à partir des sables bitumineux canadiens et des émissions en amont associées pourrait être plus élevée si le projet TMX était construit que s'il ne l'était pas. Cette analyse prend en considération deux scénarios en matière de pipelines. Dans le premier, aucune capacité pipelinière par rapport à la capacité de 2015 n'est ajoutée en dehors du projet TMX, tandis que dans le deuxième, de nouveaux pipelines sont construits en plus du projet TMX, de telle sorte que l'expédition ferroviaire de volumes importants de brut n'est plus nécessaire^{xxi}. Le scénario de référence permettant des comparaisons avec chacun de ces deux scénarios correspondrait à une situation sans nouvelle capacité pipelinière et où toute production pétrolière supplémentaire serait expédiée par rail.

B.4.1 Scénario de référence : sans nouvelle capacité pipelinière

Dans ce scénario, aucune nouvelle capacité pipelinière ne s'ajoute et la production pétrolière actuellement transportée par rail (environ 100 000 barils d'exportations par jour) continuera de l'être, tout comme la production correspondant à des projets en construction (une capacité de 576 000 barils de bitume par jour, équivalant à 720 000 barils de pétrole transportable par pipeline). Ainsi, si l'analyse de rentabilité montre que les projets génèrent suffisamment de profits lorsque le pétrole est transporté par rail, ils seront mis en œuvre dans ce scénario de référence.

B.4.2 Scénario 1 : Le projet TMX est la seule nouvelle capacité pipelinière

Comme il a été indiqué plus haut, on estime qu'il est probable que la croissance de la production pétrolière correspondant à des projets à partir des sables bitumineux dont la construction a démarré se poursuivra comme prévu. Dans un scénario dans lequel le projet TMX sera construit, mais où aucune autre capacité pipelinière à partir du BSOC n'est construite, une partie de la production supplémentaire et une partie des volumes actuels d'exportation par rail, ou une partie des deux, basculerait probablement vers cette nouvelle capacité pipelinière de 590 000 b/j offerte par TMX. Dans ces conditions, les émissions de GES en amont associées au transport de ces volumes par le pipeline TMX ne seraient pas considérées comme des émissions supplémentaires ni attribuables au pipeline, puisque la production additionnelle se ferait de toute façon, que le pipeline TMX soit construit ou non. Dans ce scénario, le transport de pétrole par rail sera nécessaire pour acheminer les produits aux marchés, avant et après l'achèvement du projet TMX, étant donné que ce dernier ajouterait une capacité de

^{xxi} Dans ce scénario, certaines quantités pourraient encore être expédiées par rail; 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.

590 000 b/j, mais que la croissance de la production « verrouillée » ainsi que les volumes actuellement transportés par rail sont supérieurs à cette quantité.

B.4.3 Scénario 2 : Construction du pipeline TMX et d'autres pipelines

Si le projet du pipeline TMX et d'autres pipelines sont construits et qu'il n'est donc plus nécessaire d'expédier des volumes importants de pétrole brut par rail, alors cette capacité pipelinière supplémentaire offerte par le projet TMX et les autres pipelines pourrait réduire les coûts de transport pour les producteurs par rapport au scénario de référence. Dans ce scénario, la capacité pipelinière supplémentaire pourrait favoriser une croissance de la production, et, par conséquent, une augmentation 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 projet TMX ou à tout autre projet de pipeline en particulier.

Pour comprendre la mesure dans laquelle la capacité pipelinière supplémentaire serait susceptible de favoriser une production plus importante, il convient d'examiner la viabilité financière des nouveaux investissements dans les sables bitumineux au-delà des projets actuellement en construction.

B.4.3.1 Coûts de l'offre des sables bitumineux et coûts supplémentaires du transport par rail

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 redevances payées et des coûts fiscaux, et dégager un rendement sur investissement qui est habituellement de l'ordre de 10 à 15 % (7). Pour faciliter la comparaison, les coûts de l'offre sont généralement ajustés par rapport à un prix de référence du pétrole brut comme le West Texas Intermediate (WTI) ou le Brent, et sont exprimés en dollars américains.

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* par rapport à l'extraction) et des hypothèses de modélisation (49)^{xxii,xxiii}. Les coûts de l'offre pour les projets *in situ* varient de 45 \$ US/b à 80 \$ US/b d'équivalent WTI, alors que les coûts de l'offre pour les projets d'extraction s'établissent entre 80 \$/b et 90 \$/b d'équivalent WTI^{xxiv}. 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 du capital et des écarts de prix.

Dans le but d'évaluer les incidences des options de transport sur les coûts de l'offre à partir des sables bitumineux, ECCC a élaboré une courbe de l'offre des projets de sables bitumineux. Cette courbe utilise le modèle interne d'ECCC sur les projets de sables bitumineux ainsi que des renseignements accessibles

^{xxii} HIS. *Oil Sands Cost and Competitiveness*, 2015.

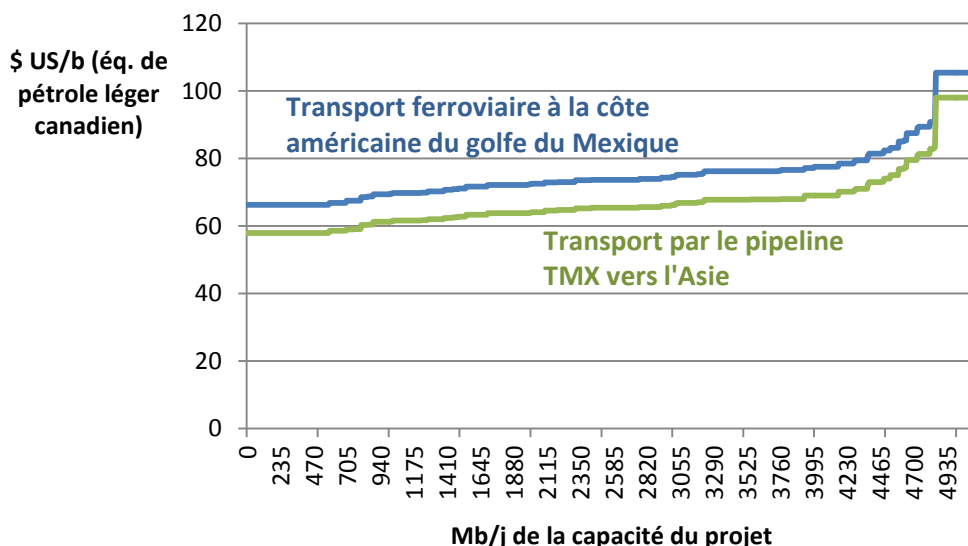
^{xxiii} Wood Mackenzie, *GEM Tool*, 2016.

^{xxiv} Les projets miniers intégrés ne sont pas abordés ici, car très peu de projets de ce type sont prévus à l'heure actuelle.

au public sur plus de 150 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 (désignés par le nom de capacité *potentielle* de production pétrolière des sables bitumineux *in situ*), 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 pipeline TMX (voir la figure 3). Sur la base des estimations de coûts supplémentaires pour le transport de pétrole brut indiquées ci-dessus (+ 9 \$ 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 pipeline TMX^{xxv}.

Figure 3 – Courbe des coûts de l’offre des sables bitumineux *in situ* non approuvés, équivalent du pétrole léger canadien à Edmonton (\$ US/b)



Source: Modèle de l’offre du sables bitumineux d’ECCC

B.4.3.2 Comparaison d’une courbe de l’offre à une prévision de production

La courbe de l’offre élaborée par ECCC représente un ordre de classement de projets potentiels de sables bitumineux qui pourraient être réalisés dans l’avenir. Même si cette courbe indique une capacité

^{xxv} Les principales hypothèses (taux de change, écarts de prix) à l’appui du modèle des sables bitumineux proviennent de l’ONÉ (7). 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 CO₂ (réel) sur 24 % des émissions avec des coûts du carbone qui ont grimpé à 2 % par an.

potentielle de projets de sables bitumineux *in situ* allant jusqu'à 5 Mb/j, cela ne signifie pas que tous ces projets seront mis en exploitation.

La faisabilité du développement de la pleine capacité potentielle de 5 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. De même, le caractère attrayant de projets individuels repose sur la demande mondiale en pétrole, les prix du pétrole brut et les perspectives d'autres investissements envisageables. Un certain nombre des projets inclus dans la courbe de l'offre à partir des projets de sables bitumineux d'ECCC ne seront probablement pas mis en exploitation en raison de la survenue, au cours des cinq dernières années, d'autres occasions d'investissement dans le secteur du pétrole brut qui peuvent offrir un meilleur rendement du capital investi à plus court terme.

Le remaniement de la courbe de l'offre pour tenir compte de la différence des coûts de transport entre le rail et le transport vers l'Asie par le pipeline TMX est fait pour illustrer cette différence des coûts, mais ne devrait pas être interprété comme si le projet TMX faciliterait une réduction des coûts d'approvisionnement de tous les projets potentiels *in situ* à l'avenir. L'impact sur les coûts de transport ne pourrait être réalisé seulement que par un petit nombre de projets de sables bitumineux. En outre, la modification de la courbe de l'offre découlant de l'augmentation des frais de transport est relativement faible comparativement à l'incidence des prix du pétrole.

L'ajout d'une capacité pipelinière favoriserait une augmentation de la production si la réduction des frais de transport associée à l'expédition par pipeline est suffisante pour assurer la viabilité financière de projets potentiels qui n'auraient pas été rentables sans cette capacité additionnelle. Cependant, le prix du pétrole brut est le facteur premier qui détermine le caractère attrayant d'un investissement dans la capacité de production à partir des sables bitumineux et, par conséquent, sa valeur attendue influence la mesure dans laquelle les pipelines pourraient entraîner une augmentation de la production et des émissions connexes en amont.

B.4.3.2.1 Bas prix

Si les prix à long terme du pétrole léger canadien étaient inférieurs à 60 \$ US/b en dollars constants et que la voie ferroviaire était la seule option de transport offerte aux producteurs, une croissance substantielle de la production à partir des sables bitumineux serait improbable après l'an 2020 sans une importante réduction des coûts de production par rapport aux niveaux actuels. Cette situation est illustrée par le *scénario de bas prix* présenté dans le rapport *AE 2016* et analysé précédemment, dans lequel les prix du WTI n'atteignent que 60 \$ US/b en 2025 et seulement 76 \$ US/b en 2040. Dans ce scénario, la production pétrolière ne croît que d'environ 150 000 b/j après l'achèvement des projets en cours de construction, c'est-à-dire après 2020, même en présence d'une capacité pipelinière.

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.4.3.2.2 Prix intermédiaires

Si les prix à long terme du pétrole léger canadien devaient se situer entre 60 \$ et 80 \$ US/b en dollars constants, 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 à partir des sables bitumineux *in situ* pourrait devenir rentable (environ 4,3 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 les projets de construction du projet TMX et d'autres pipelines étaient achevés, est considérée comme une source d'émissions de GES en amont supplémentaires. Par conséquent, si les prix du pétrole à long terme se situaient dans cet intervalle, une partie de la croissance de la production pourrait être considérée comme supplémentaire. Dans la mesure où les coûts supplémentaires de transport ferroviaire seront inférieurs à l'écart estimé de 9 \$ US/b, le volume de production supplémentaire et d'émissions de GES en amont supplémentaires, le cas échéant, sera plus faible en raison des caractéristiques économiques plus attrayantes des projets, de même que des recettes et des investissements plus élevés.

Cela dit, le projet TMX n'est que l'un des nombreux projets de pipelines proposés. D'autres projets de pipelines ont été présentés, avec des échéanciers qui ne sont pas sensiblement différents de ceux du projet TMX, et ces projets de construction sont souvent reportés. Par conséquent, les émissions de GES en amont supplémentaires qui pourraient être générées dans ce scénario en raison de la capacité pipelinière additionnelle ne sont pas facilement attribuables à un pipeline en particulier.

B.4.3.2.3 Prix élevés

Si les prix à plus long terme du pétrole léger canadien devaient se situer au-dessus de 80 \$ US/b en dollars constants, un certain nombre de projets seraient probablement d'ores et déjà évalués comme potentiellement très 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 l'ONÉ dans son *scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole*, 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 par rapport à un scénario de transport de la production par rail. En réalité, cet effet pourrait être marginal en raison de la disponibilité des capitaux dans les marchés financiers mondiaux qui réduirait la dépendance des entreprises à des flux de trésorerie produits à l'interne pour soutenir l'investissement de capitaux. Ainsi, la production supplémentaire

serait moindre si les prix du pétrole léger sont supérieurs à 80 \$ US/b comparativement à un contexte où les prix se situent dans l'intervalle de 60 \$ à 80 \$ US/b.

B.4.3.3 Autres considérations

Étant donné le nombre important de projets de sables bitumineux qui pourraient devenir rentables si les prix se situaient 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 le tableau 6).

Tableau 6 – Production supplémentaire potentielle à partir de projets de sables bitumineux au Canada

	Prix		
	< 60 \$	Entre 60 \$ et 80 \$	>80
Émissions de GES <i>supplémentaires</i> en raison de la disponibilité de pipelines	Peu probables	Potentielles	Minimes
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 4,3 Mb/j	Environ 5 Mb/j

Source: ECCC

B.4.3.4 Consommation mondiale de pétrole et émissions de GES en amont

De nombreuses courbes sur l'offre mondiale montrent que les projets de production à partir des sables bitumineux ont des coûts de l'offre globalement comparables à ceux s'appuyant sur d'autres sources d'approvisionnement en pétrole. Par exemple, dans une analyse des projets pétroliers futurs n'ayant pas encore reçu une confirmation d'investissement définitive, Wood Mackenzie a montré que les projets de sables bitumineux avaient des coûts semblables à des projets mettant en œuvre d'autres types de production qui représentent un volume de 13 Mb/j (50). 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 (51).

Compte tenu de la concurrence pour les investissements dans la production pétrolière au Canada, il est probable que si la production à partir des sables bitumineux canadiens devait ne pas avoir lieu, les investissements seraient tout de même effectués dans le cadre d'autres possibilités de production ailleurs dans le monde. En conséquence, la production mondiale de pétrole resterait sensiblement inchangée à long terme à la suite de l'approbation d'un projet de pipeline au Canada. Dans ce contexte, la différence sur le plan des émissions mondiales de GES provenant d'une augmentation quelconque de la production de pétrole brut canadien serait la différence en matière d'émissions liées à la production en amont, au raffinage et au transport entre la production à partir des sables bitumineux et la

production d'un pétrole brut comparable; ces émissions sont souvent aussi appelées « émissions du puits au réservoir »^{xxvi}.

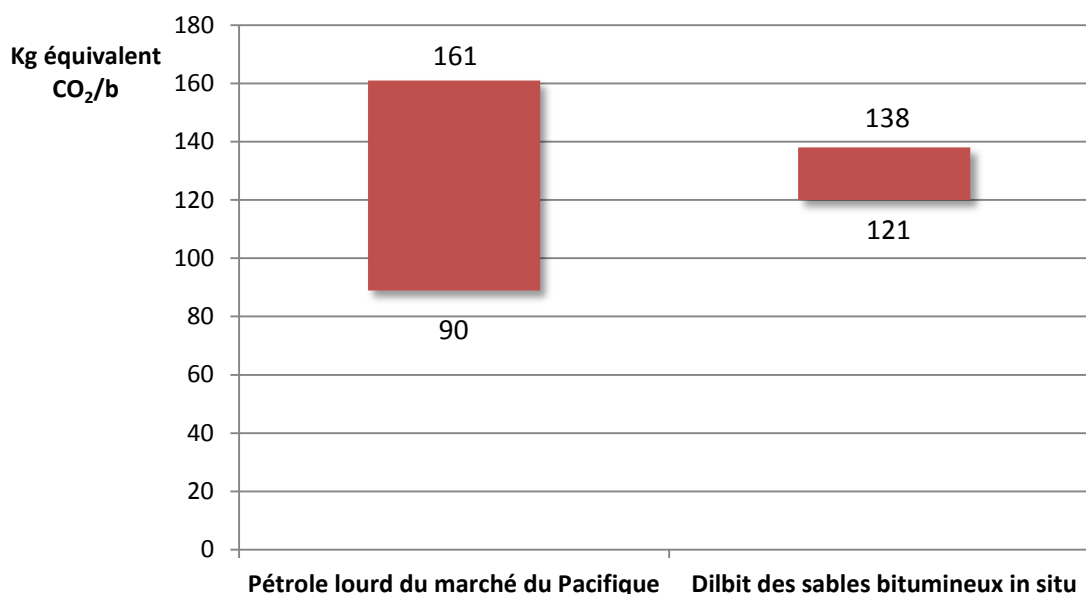
Le marché de l'Asie-Pacifique traite divers types de pétrole brut, de léger à lourd, majoritairement en provenance du Moyen-Orient. Il existe peu de données sur les intensités des émissions des différents types de brut du secteur international, et souvent ces données ne sont pas systématiquement communiquées d'un pays à l'autre. Dans un rapport de 2014, IHS CERA présente des estimations des intensités des émissions en fonction du cycle de vie pour le brut canadien et celui des autres pays traité aux États-Unis (52). Un certain nombre de types semblables de brut sont également traités dans le marché de la région du Pacifique. Dans cette étude, la méthodologie employée pour déterminer les émissions de GES du puits au réservoir de la production diffère toutefois de celle qui a servi dans la partie A pour calculer l'intensité des émissions en amont. Ainsi donc, les facteurs d'émissions varient, mais ils sont utilisés dans le cas présent pour assurer la comparabilité entre les types de pétrole brut.

IHS CERA fait remarquer que les substituts les plus probables du pétrole extrait des sables bitumineux canadiens sont des types comparables de pétrole lourd (52). Le rapport indique que les intensités des émissions de GES du puits au réservoir du pétrole brut lourd utilisé dans le marché du Pacifique varient entre 90 et 161 kg équivalent CO₂/b, alors que ces émissions pour le dilbit canadien *in situ* varient entre 121 et 138 kg équivalent CO₂/b en fonction du processus de production. Comme on peut le voir dans la figure 4, il existe un chevauchement considérable dans les intensités estimées des émissions du puits au réservoir entre les différents types de pétrole lourd du Canada et ceux du marché du Pacifique.

Puisque les émissions de GES du puits au réservoir du bitume dilué provenant des sables bitumineux canadiens se situent dans le même intervalle que des types comparables de pétrole lourd, l'incidence sur les émissions mondiales de volumes plus importants de dilbit des sables bitumineux canadiens acheminés vers les marchés mondiaux sera fonction du mélange de brut déplacé par le dilbit canadien.

^{xxvi} Une récente évaluation des répercussions en matière de GES du pipeline Énergie Est a conclu qu'on pouvait s'attendre à ce que ce pipeline ait une incidence sur les prix mondiaux du pétrole brut, et donc sur la consommation mondiale.

Figure 4 — Intervalles d'intensité des émissions de GES du puits au réservoir par type de pétrole brut lourd utilisé dans la région du Pacifique



Source: IHS CERA (52). Les pétroles lourds utilisés dans le marché du Pacifique comprennent le pétrole du Venezuela, celui à indice d'acidité élevé du Brésil, et le pétrole lourd de la Californie. L'intervalle du bitume dilué canadien inclut le bitume dilué obtenu par drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV) et par stimulation cyclique par la vapeur (SCV).

B.5 Conclusions

L'analyse de la partie B fournit un éclairage sur les conditions dans lesquelles la construction du projet TMX 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, 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 TMX constitue la seule capacité pipelinière supplémentaire de l'Ouest canadien, la production pétrolière à partir de projets de sables bitumineux dont on attend d'ores et déjà l'achèvement d'ici 2019, à laquelle s'ajouteront les volumes actuellement transportés par rail, sera plus que suffisante pour remplir le pipeline TMX. Dans ce scénario, il est probable que les émissions en amont calculées dans la partie A se produiront, que le projet TMX soit construit ou non.
- Si on ajoute à la capacité pipelinière, y compris par le projet TMX, de sorte que le transport du brut par rail ne sera plus nécessaire, une partie des émissions calculées dans la partie A pourrait être considérée comme des émissions supplémentaires. La mesure dans laquelle la capacité pipelinière permet une production supplémentaire dépend du prix du pétrole à long terme et des écarts entre les coûts de transport par rail et par pipeline. Toutefois, il serait difficile d'attribuer ces émissions en amont supplémentaires à la capacité pipelinière ajoutée spécifiquement par le projet TMX.

- o Si les prix à long terme du pétrole léger canadien demeuraient inférieurs à 60 \$ US/b, la plupart des projets potentiels de production à partir des sables bitumineux qui ne sont pas encore en construction seraient probablement non rentables et ne seraient donc pas construits, indépendamment du mode de transport. Dans le cadre de prix de cet ordre, il est peu probable qu'il y ait des émissions supplémentaires.
- o Si les prix à long terme du pétrole léger canadien devaient se situer entre 60 \$ et 80 \$ US/b, de nombreux projets potentiels qui ne seraient pas rentables si le rail était la seule option de transport pourraient le devenir grâce à l'accès au transport par pipeline. Il n'y a toutefois pas de certitude quant au volume de production supplémentaire dans ce contexte.
- o Si les prix à long terme du pétrole léger canadien étaient supérieurs à 80 \$ US/b, de nombreux projets potentiels à partir 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 de l'investissement et de la production, mais la production supplémentaire serait probablement beaucoup moins importante que si les prix du pétrole se situaient dans l'intervalle de 60 \$ à 80 \$ US/b mentionné ci-dessus.
- Compte tenu de la concurrence pour les investissements dans la production pétrolière, il est probable que si la production à partir des sables bitumineux devait ne pas avoir lieu au Canada, les investissements seraient tout de même effectués ailleurs dans le monde et la consommation mondiale de pétrole resterait sensiblement inchangée à long terme en l'absence de production supplémentaire canadienne. Dans ce contexte, la différence sur le plan des émissions mondiales de GES provenant d'une augmentation quelconque de la production de pétrole brut canadien se limiterait à la différence en matière d'émissions liées à la production en amont, au raffinage et au transport qu'il y aurait entre la production à partir des sables bitumineux et la production d'un pétrole brut comparable dans le cadre d'autres types de production^{xxvii}. Les données d'IHS indiquent que les émissions du puits au réservoir du bitume dilué extrait des sables bitumineux *in situ* se retrouvent dans le même intervalle que d'autres types de pétrole lourd actuellement utilisés dans le marché du Pacifique. Cela signifie que l'incidence sur les émissions mondiales de plus grands volumes de bitume dilué des sables bitumineux canadiens acheminés vers les marchés mondiaux sera fonction du mélange de brut déplacé par le dilbit canadien.

^{xxvii} Une récente évaluation des répercussions en matière de GES du pipeline Énergie Est a conclu qu'on pouvait s'attendre à ce que ce pipeline ait une incidence sur les prix mondiaux du pétrole brut, et donc sur la consommation mondiale.

Bibliographie

1. **Gouvernement du Canada.** « Mesures provisoires pour l'examen de projets de pipelines », publication en ligne, 27 janvier 2016, <http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?nid=1029989>. Document consulté le 26 avril 2016.
2. **Gazette du Canada.** « Avis du gouvernement », publication en ligne, 19 mars 2016, <http://www.gazette.gc.ca/rp-pr/p1/2016/2016-03-19/html/notice-avis-fra.php>. Document consulté le 28 avril 2016.
3. **Trans Mountain Pipeline ULC.** « Service Standards Regarding the Transportation of Petroleum », Kinder Morgan, publication en ligne, 26 avril 2013, <http://www.kindermorgan.com/content/docs/TM%20Service%20Standards%205.pdf>. Document consulté le 28 avril 2016.
4. **Gouvernement du Canada.** « Projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain », publication en ligne, 9 septembre 2015. Document consulté le 26 avril 2016.
5. **Trans Mountain Pipeline ULC.** « Trans Mountain Response to NEB IR No. 4 », Office national de l'énergie, publication en ligne, 2014, https://docs.neb-one.gc.ca/Il-eng/Ilisapi.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. Document consulté le 29 avril 2016.
6. **Gouvernement du Canada.** « Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques », publication en ligne, 10 février 2016, <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>. Document consulté le 28 avril 2016.
7. **Office national de l'énergie.** « Avenir énergétique du Canada – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 », publication en ligne, janvier 2016, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2016/index-fra.html>. Document consulté le 28 avril 2016.
8. **Muse Stancil & Co.** « Market Prospects and Benefits Analysis of the Trans Mountain Expansion Project for Trans Mountain Pipeline (ULC) », Office national de l'énergie, publication en ligne, septembre 2015. Document consulté le 28 avril 2016.
9. **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, publication en ligne, 22 août 2014, https://docs.neb-one.gc.ca/Il-fra/Ilisapi.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. Document consulté le 28 avril 2016.

10. **Gouvernement de l'Alberta.** « *Government Projects, Priorities and Consultations – Climate Leadership Plan* », publication en ligne. Document consulté le 28 avril 2016.
11. **Colombie-Britannique.** « Climate Leadership », publication en ligne, <https://engage.gov.bc.ca/climateleadership/>. Document consulté le 28 avril 2016.
12. **Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes.** « Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques », publication en ligne, 3 mars 2016, <http://www.scics.gc.ca/francais/conferences.asp?a=viewdocument&id=2401>. Document consulté le 28 avril 2016.
13. **Office national de l'énergie.** « Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada », publication en ligne, 15 mars 2016, <https://www.nel-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmpdct/stt/stmtdprdctn-fra.html>. Document consulté le 28 avril 2016.
14. **International Energy Agency.** « World Energy Outlook », publication en ligne, 1^{er} novembre 2015, <http://www.worldenergyoutlook.org/>. Document consulté le 28 avril 2015.
15. **Association canadienne des producteurs pétroliers,** « 2015 CAPP Crude Oil Forecast, Markets & Transportation », publication en ligne en juin 2015, <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/264673>. Document consulté en avril 2016.
16. « U.S. Refineries – Stated Capacities as of January 1, 2016 », s.l., *Oil and Gas Journal*, n° 12, 2015, vol. 113.
17. **Office national de l'énergie,** *Exportations estimatives de pétrole brut canadien par type et destination*, 2015.
18. **Oil and Gas Journal.** « 2016 Worldwide Refining Survey », publication en ligne.
19. **U.S. Energy Information Administration.** « Today in Energy – Coking is a refinery process that produces 19% of finished petroleum product exports », publication en ligne, 28 janvier 2013, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=9731>. Document consulté le 28 avril 2016.
20. **Hackett, D., et coll.** « Pacific Basin Heavy Oil Refining Capacity », University of Calgary – The School of Public Policy, publication en ligne en février 2013, <http://www.policyschool.ucalgary.ca/sites/default/files/research/pacific-basin-hackett-noda-grissom-moore-winter.pdf>. Document consulté le 28 avril 2016.
21. **U.S. Energy Information Administration.** « China—International energy data and analysis », *eia Beta*, publication en ligne, 14 mai 2015, <http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=CHN>. Document consulté le 28 avril 2016.
22. **Krane, J.** *A refined approach: Saudi Arabia moves beyond crude*, s.l., *Energy Policy*, 82, 2015.

23. **Muse Stancil.** *Update of market Prospects and Benefits Analysis for the Northern Gateway Project for Enbridge, s.l., 2012.*
24. **Wood Mackenzie.** *Saudi Arabia's crude dominance in Asia – A thing of the past?, s.l., 2015.*
25. **Organization of the Petroleum Exporting Countries.** « 2015 World Oil Outlook » publication en ligne en octobre 2015,
http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%202015.pdf
 . Document consulté le 28 avril 2016.
26. **Wu, K.** *Special Report: Capacity, Complexity Expansions Characterize China's Refining Industry Past, Present, Future, s.l., Oil and Gas Journal, 2011.*
27. **Wood Mackenzie.** *Saudi Aramco IPO: Not priceless but peerless, s.l., 2016.*
28. **Wood Mackenzie.** *Motiva: Shell and Saudi Aramco end refining JV, s.l., 2016.*
29. **Ulmer and Ore.** 2015. « China signs off on \$5 bln loan to boost Venezuela oil output », *Reuters.com*, publication en ligne, 1 septembre 2015, <http://www.reuters.com/article/venezuela-china-oil-idUSL1N11801K20150902>. Document consulté le 28 avril 2016.
30. **U.S. Energy Information Administration.** « Korea, South – International energy data and analysis », *eia Beta*, publication en ligne, 5 octobre 2015,
<http://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=KOR>. Document consulté le 28 avril 2016.
31. **U.S. Energy Information Administration.** « Independent Statistics & Analysis – California – State Profile and Energy Estimates », publication en ligne, 17 septembre 2015,
<http://www.eia.gov/state/analysis.cfm?sid=CA>. Document consulté le 28 avril 2016.
32. « U.S. Refineries – Stated Capacities as of January 1, 2016 », s.l., *Oil and Gas Journal*, n° 12, 2015, vol. 113.
33. **Mulshof, Menno et coll.** « Oil Sands Breakeven Prices Revisited », s.l., Valeurs mobilières TD, 2016.
34. **Office national de l'énergie.** « Aperçu du marché : Hausse prévue de la production de sables bitumineux; effets réels des bas prix du pétrole », publication en ligne, 15 décembre 2015,
<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpst/2015/12-03lsndsprdctn-fra.html>. Document consulté le 5 mai 2016.
35. **McGlade, C. et P. Ekins.** « Un-burnable oil: an examination of oil resource utilisation in a decarbonised energy system », s.l., *Energy Policy*, n° 64.
36. **McGlade, C. et P. Ekins.** « The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C », s.l., *Nature*, vol. 517, 2015.
37. **International Energy Agency.** *World Energy Investment Outlook*, Paris : s.n., 2015. pp. 87-88.

38. **Bataille, C., D. Sawyer et N. Melton.** « Pathways to deep decarbonization in Canada », s.l., Sustainable Development Solutions Network (SDSN) et Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI), 2015.
39. **Association des Chemins de fer du Canada.** « Rapport du Programme de surveillance des émissions de locomotives 2012 ». ISBN 978-1-927520-02-4.
40. **U.S. Energy Information Administration.** « Independent Statistics & Analysis – U.S. Movements of Crude Oil By Rail », publication en ligne, 4 avril 2016, <https://www.eia.gov/petroleum/transportation/>. Document consulté le 28 avril 2016.
41. **Office national de l'énergie.** « Article vedette : Les données estimatives sur les déplacements ferroviaires indiquent un sommet en octobre 2015, correspondant plus ou moins au quart de la capacité de chargement totale », publication en ligne, 25 février 2016, <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/prcstrdtcl/qtrlrprcpdts/ftrrtcl/2016-02-01cndncrdrl-fra.html>. Document consulté le 5 mai 2016.
42. **Département d'État des États-Unis, Keystone XL Pipeline Project.** « Final Supplemental Environmental Impact Statement (SEIS) », publication en ligne en janvier 2014, <https://keystonepipeline-xl.state.gov/finaiseis/index.htm>. Document consulté le 28 avril 2016.
43. **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 », publication en ligne, 25 février 2016, <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/prcstrdtcl/qtrlrprcpdts/ftrrtcl/2016-02-01cndncrdrl-fra.html>. Document consulté le 5 mai 2016.
44. **Fielden, S.** « Slow Train Coming – Massive Over Capacity at Gulf Coast Crude-By-Rail Terminals », RBN Energy LLC, publication en ligne, 17 avril 2016, <https://rbnenergy.com/slow-train-coming-massive-over-capacity-at-gulf-coast-crude-by-rail-terminals>. Document consulté le 28 avril 2016.
45. **RBN Energy LLC.** « Go Your Own Way: Moving Western Canadian Bitumen to Market », s.l., 2014.
46. **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 », publication en ligne, 29 juin 2012, https://docs.neb-one.gc.ca/II-eng/IIisapi.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. Document consulté le 28 avril 2016.
47. **Office national de l'énergie.** « Tab C – Transportation Service and Toll Methodology », publication en ligne, https://docs.neb-one.gc.ca/II-eng/IIisapi.dll/fetch/2000/90465/92835/552980/954292/828580/865601/828070/B1-5_-_Tab_C_-_Toll_Structure_-_A2U4S7.pdf?nodeid=828253&vernum=-2. Document consulté le 28 avril 2016.

48. **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, publication en ligne, 2013. <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>. Document consulté le 29 avril 2016.
49. **Millington, D. et Carlos A. Murillo.** « Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2015-2035) », s.l., Canadian Energy Research Institute (CERI), 2015.
50. **Wood Mackenzie.** « Pre-FID Oil Projects: Global Breakeven Analysis and Cost Curves », s.l., 2016.
51. **Goldman Sachs.** « 420 Projects to Change the World », s.l., 2015.
52. **IHS Inc.** « Comparing GHG Intensity of the Oil Sands and the Average US Crude Oil », s.l., 2014.
53. **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.
54. **CanOils.** « Oil Sands Project Status », publication en ligne, <http://www.can oils.com>
55. **IHS Inc.** « Comparing GHG Intensity of the Oil Sands and the Average U.S. Crude Oil », s.l., 2014.
56. **Enbridge Energy.** « Reports & Filings. *Enbridge* », publication en ligne, 2015, <http://www.enbridge.com/investment-center/>.
57. **North Dakota Pipeline Authority.** « Data/Statistics. ND Pipeline Authority ». publication en ligne, 2013, <https://northdakotapipelines.com/datastatistics/>.

Annex A – Éventails de produits

Scénario 1

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	SCV lourd (%)	DGMV lourd (%)	Bitume extrait (%)	Synth. (%)	Produits raffinés (%)
2020	18,0	0,8	10,1	37,3	6,4	22,4	4,9
2021	17,5	0,4	5,6	39,8	7,0	24,7	4,9
2022	17,4	0,1	1,8	42,8	7,5	25,4	4,9
2023	17,0	0,1	1,9	42,1	7,4	26,5	4,9
2024	16,9	0,0	0,6	40,1	7,1	30,3	4,9
2025	17,5	0,0	0,6	34,8	6,1	36,0	4,9
2026	15,3	0,0	0,7	38,7	6,8	33,5	4,9
2027	14,2	0,1	0,8	44,2	7,8	28,1	4,9
2028	16,2	0,1	0,7	42,3	7,4	28,4	4,9
2029	13,4	0,0	0,6	44,8	7,9	28,3	4,9
2030	13,1	0,0	0,6	45,3	8,0	28,0	4,9

Scénario 2

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	SCV lourd (%)	DGMV lourd (%)	Bitume extrait (%)	Synth. (%)	Produits raffinés (%)
2020	16,8	18,2	8,0	24,2	10,3	17,6	4,9
2021	16,8	17,7	8,0	25,0	10,0	17,6	4,9
2022	16,8	17,1	7,9	25,7	10,0	17,6	4,9
2023	16,8	16,3	7,8	26,6	10,0	17,5	4,9
2024	16,8	15,7	7,8	27,3	9,9	17,5	4,9
2025	16,9	14,1	7,8	28,1	10,8	17,4	4,9
2026	17,0	13,7	7,8	28,7	10,5	17,3	4,9
2027	17,1	13,5	7,8	29,3	10,2	17,3	4,9
2028	17,1	13,2	7,7	29,8	9,9	17,3	4,9
2029	17,1	13,0	7,7	30,3	9,7	17,2	4,9
2030	17,2	12,8	7,7	30,7	9,5	17,2	4,9

Scénario 3

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	SCV lourd (%)	DGMV lourd (%)	Bitume extrait (%)	Synth. (%)	Produits raffinés (%)
2020	7,9	18,2	8,0	24,2	10,3	26,4	4,9
2021	7,9	17,7	8,0	25,0	10,0	26,4	4,9
2022	7,9	17,1	7,9	25,7	10,0	26,4	4,9
2023	7,9	16,3	7,8	26,6	10,0	26,4	4,9
2024	7,9	15,7	7,8	27,3	9,9	26,4	4,9
2025	7,9	14,1	7,8	28,1	10,8	26,4	4,9
2026	7,9	13,7	7,8	28,7	10,5	26,4	4,9
2027	7,9	13,5	7,8	29,3	10,2	26,4	4,9
2028	7,9	13,2	7,7	29,8	9,9	26,4	4,9
2029	7,9	13,0	7,7	30,3	9,7	26,4	4,9
2030	7,9	12,8	7,7	30,7	9,5	26,4	4,9

Scénario 4

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	SCV lourd (%)	DGMV lourd (%)	Bitume extrait (%)	Synth. (%)	Produits raffinés (%)
2020	34,3	18,2	8,0	24,2	10,3	0,0	4,9
2021	34,3	17,7	8,0	25,0	10,0	0,0	4,9
2022	34,3	17,1	7,9	25,7	10,0	0,0	4,9
2023	34,3	16,3	7,8	26,6	10,0	0,0	4,9
2024	34,3	15,7	7,8	27,3	9,9	0,0	4,9
2025	34,3	14,1	7,8	28,1	10,8	0,0	4,9
2026	34,3	13,7	7,8	28,7	10,5	0,0	4,9
2027	34,3	13,5	7,8	29,3	10,2	0,0	4,9
2028	34,3	13,2	7,7	29,8	9,9	0,0	4,9
2029	34,3	13,0	7,7	30,3	9,7	0,0	4,9
2030	34,3	12,8	7,7	30,7	9,5	0,0	4,9

Annex B – Limites de l'analyse

L'approche choisie pour analyser si la construction du projet TMX 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 quelques-unes :

- Nos sources et données sont limitées à celles accessibles au public. 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 en 2016 – Offre et demande énergétique à l'horizon 2040* de l'ONÉ en ce qui concerne les prévisions de production. Il importe de ne pas perdre de vue que les prévisions de l'ONÉ ne prennent en considération que les politiques et les programmes en vigueur 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. Des tiers ont utilisé des démarches de modélisation complexes pour d'autres pipelines, par exemple dans l'étude sur le projet de pipeline Énergie Est qui a été effectuée par Navius Research pour la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Annex C – Projets de sables bitumineux et de pétrole lourd en cours de réalisation

Type	Entreprise	Projet	Situation	Capacité prévue de bitume/PBS (b/j)	Capacité prévue de bitume dilué/PBS (b/j)	Démarrage prévu
<i>In Situ</i>	Brion Energy	Mackay River Phase 1	Construction	35,000	50,000	2016
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Foster Creek Phase G	Construction	30,000	42,900	2016
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Christina Lake Phase F	Construction	50,000	71,400	2016
<i>In Situ</i>	Japan Canada	Hangingsstone Expansion	Construction	20,000	28,600	2016
<i>In Situ</i>	Husky Energy	Edam East & West	Construction	14,500	14,500	2016
<i>In Situ</i>	Husky Energy	Vawn	Construction	14,500	14,500	2016
<i>In Situ</i>	Sunshine Oil Sands	West Ells	Construction	5,000	7,100	2016
Extraction	Canadian Natural Resources	Horizon Phase 2/3	Construction	137,000	137,000	2017
Extraction	Suncor/Total/Teck	Fort Hills Phase 1	Construction	180,000	225,000	2017
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Foster Creek Phase H	Construction retardée ^{xxviii}	30,000	42,900	2018
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Christina Lake Phase G	Construction retardée ⁵	50,000	71,400	2018
<i>In Situ</i>	Harvest Operations Corp	BlackGold Phase 1	Injection de vapeur retardée ^{xxix}	10,000	14,300	2018
Total des projets en construction ou prévus				576,000	719,600	

Source: HIS (53); CanOils (54); Rapports d'entreprises

^{xxviii} Selon IHS, Cenovus a déclaré qu'elle continuera de faire avancer deux projets simultanément durant la période de prix bas. L'entreprise va d'abord achever la phase G du projet du ruisseau Foster et la phase F du projet du lac Christina avant de reprendre la construction de la phase H du projet du ruisseau Foster et la phase G du projet du lac Christina qui constituent des agrandissements des installations. Cenovus a également amorcé la réalisation de son projet du lac Narrow, mais, à la lumière de son commentaire, on peut supposer que les travaux n'avanceront que lorsque les prix seront plus élevés.

^{xxix} 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 repasserait pas au-dessus de 60 \$.