
324

PR1. 3.5

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise

6211-18-018

Annexe Vol 3-4

IHS- Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est

IHS

**Étude de l'offre et des
marchés pour le projet
Énergie Est**

Septembre 2014



Table des matières

Table des matières	2
Introduction	5
Résumé des conclusions	7
Partie 1) Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston	9
Prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien	9
Prévision de l'offre de pétrole du bassin de Williston	10
Partie 2) Pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston : marchés existants et capacité d'exportation	12
Ouest canadien : marchés existants et capacité d'exportation.....	12
Points de sortie de pétrole brut existants : quasi-saturation	13
Pipelines en voie de développement dans trois directions	13
Problématique des prix dans l'Ouest canadien	16
Augmentation de la capacité ferroviaire	19
Scénarios de capacité pipelinière future.....	19
Scénario de capacité pipelinière n° 1 : seul le projet Énergie Est est réalisé.....	21
Scénario de capacité pipelinière n° 2 : le projet Keystone XL, l'agrandissement du réseau de Trans Mountain et le projet Northern Gateway sont réalisés	21
Incidences sur les prix nets.....	22
Avantages bruts pour le secteur de la production	24
Incidences des scénarios de capacité pipelinière.....	25
Bassin de Williston	25
Énergie Est : transport du brut du bassin de Williston vers l'est	26
Partie 3) Marchés possiblement desservis par Énergie Est	27
Est du Canada.....	27
Accès plus économique à l'offre de brut nord-américaine	27
Amélioration des perspectives économiques dans le secteur du raffinage.....	28
Côte est des États-Unis	29
Transfert de l'approvisionnement en pétrole brut	29
Coût de transport du pétrole brut par Énergie Est inférieur au coût de transport par pétrolier ou par rail.....	30
Côte américaine du golfe du Mexique.....	30
Perspectives favorables pour le pétrole brut lourd	32
Marchés d'outre-mer	33
Europe	35
Inde	35

Annexe A – Termes liés au domaine du pétrole brut utilisés dans le présent rapport	37
Sables bitumineux	37
Types de pétrole brut.....	37
Annexe B – Offre	38
Prévisions de l'offre dans l'Ouest canadien	38
Annexe C – Marchés existants et capacité d'exportation	39
Pétrole brut de l'Ouest canadien vendu à prix réduit.....	39
Demande de pétrole brut de l'Ouest canadien	40
Annexe D – Marchés possiblement desservis par Énergie Est	42
Le pétrole brut léger livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les raffineries de l'est du Canada.	44
Le pétrole brut lourd livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les raffineries de l'est du Canada.	44
Côte est des États-Unis	45
Côte américaine du golfe du Mexique.....	46
Europe.....	48
Inde	49
Annexe E – Calcul des avantages bruts pour le secteur de la production	51
Annexe F – Curriculum vitae de William J. Sanderson	52
Associations et licences professionnelles	52
Formation	52
Poste actuel.....	52
Expérience de travail	52
Importante expérience en consultation	53
Services d'évaluation du pétrole brut	53
Analyse du marché du pétrole	54
Analyse stratégique d'entreprise.....	54
Fusions et acquisitions.....	55
Témoignage d'expert	55

IHS^{MC}

AVIS DE DROIT D'AUTEUR ET MENTION LÉGALE

© 2014 IHS. Les documents ci-joints ont été rédigés par IHS. Le contenu distribué ou réimprimé doit inclure les mentions légales et les avis de droit d'auteur d'IHS. IHS fournit les documents « tels quels » et ne garantit aucunement leur exactitude, leur exhaustivité, leur qualité marchande ou leur adaptation à un usage en particulier, et elle décline et nie expressément par les présentes toute garantie à cet égard. Dans la mesure où cela est permis par la loi applicable, IHS n'assume aucune responsabilité à l'égard de dommages directs, indirects, particuliers ou consécutifs, de pertes de bénéfices, de redevances ou de données et/ou de dommages-intérêts punitifs, même si elle a été avisée de la possibilité de tels dommages, pertes ou dommages-intérêts.



1 Introduction

2 TransCanada élabore actuellement un projet appelé Énergie Est, c'est-à-dire un oléoduc d'une
3 capacité de 1,1 million de barils par jour (Mb/j) qui transporterait du pétrole brut à partir de l'Ouest
4 canadien et du bassin de Williston jusqu'aux raffineries de Montréal, de Québec et de Saint John
5 (Nouveau-Brunswick). En plus de l'oléoduc, le projet comportera deux terminaux maritimes, soit un à
6 Cacouna (Québec) et l'autre à Saint John. Une fois achevé, le projet Énergie Est procurera aux
7 producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston un accès efficace par
8 pipeline à des marchés qui ne sont pas actuellement accessibles par ce moyen, et augmentera ainsi
9 les interconnexions et l'étendue du réseau d'oléoducs nord-américain. IHS a été mandatée pour
10 fournir une évaluation indépendante de l'offre de pétrole brut et des marchés que le projet Énergie Est
11 pourrait desservir.

12
13 Outre la présente introduction, le rapport comporte quatre parties et plusieurs annexes.

- 14 • Résumé des conclusions
- 15 • Partie 1 : Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston
- 16 • Partie 2 : Pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston : marchés existants et
17 capacité d'exportation
- 18 • Partie 3 : Marchés possiblement desservis par Énergie Est (est du Canada, côte est des
19 États-Unis, côte américaine du golfe du Mexique et autres marchés d'outre-mer)

20
21 Le texte du rapport principal est suivi des annexes A à F, qui contiennent des renseignements à
22 l'appui du rapport principal.

23
24 Le présent rapport a été achevé en septembre 2014 et est fondé sur les renseignements historiques
25 disponibles à ce moment-là ainsi que sur les prévisions d'IHS et les attentes d'autres parties à ce
26 moment-là. Les prévisions sont de par leur nature incertaines et peuvent être modifiées au gré de
27 l'évolution de la conjoncture du marché.

28
29 Dans le présent rapport, nous employons différents termes liés au domaine du pétrole brut,
30 notamment les « sables bitumineux », les « mélanges bitumineux » et le « pétrole brut synthétique »,
31 ainsi que des termes désignant des types de pétrole (« léger non corrosif », « léger corrosif » et
32 « lourd »). Les définitions de ces termes sont présentées à l'annexe A.

33
34 **À propos d'IHS.** IHS est une société d'information mondiale qui offre un contenu, une compréhension
35 et une expertise approfondis à une clientèle d'entreprises et de gouvernements partout dans le
36 monde. Depuis 2005, IHS est cotée à la New York Stock Exchange. La société, dont le siège social

1 est situé à Englewood (Colorado), comptait en date de septembre 2013 plus de 8 000 employés à
2 l'échelle mondiale.

3

4 IHS Energy Insight Consulting offre une expertise en consultation industrielle et commerciale dans
5 tous les secteurs de la chaîne de valeur énergétique : (amont, intermédiaire, aval et produits
6 chimiques). Les renseignements figurant dans le présent rapport proviennent soit d'IHS soit d'IHS
7 Energy.

8

9 **À propos de William J. Sanderson.** M. Sanderson est vice-président de la division Recherche et
10 consultation du secteur de l'énergie en aval d'IHS Global Inc. Avant d'entrer au service d'IHS,
11 M. Sanderson était président et chef de la direction de Purvin & Gertz Inc. (« Purvin & Gertz » ou
12 « PGI »). IHS a acquis PGI en novembre 2011. L'adresse professionnelle de M. Sanderson est le
13 600 Travis Street, Suite 2150, Houston (Texas) 77079, États-Unis. Un curriculum vitæ complet est
14 présenté à l'annexe F.

Résumé des conclusions

La production de pétrole brut connaît une croissance rapide en Amérique du Nord. Les sables bitumineux de l'Ouest canadien étant un important catalyseur de cette croissance, il est nécessaire de construire de nouvelles infrastructures pour offrir aux producteurs de l'Ouest canadien un accès efficace aux marchés. Des projets pipeliniers sont proposés dans le but d'accroître la capacité de transport de la production de l'Ouest canadien vers l'ouest, le sud et l'est. Le projet Énergie Est a été conçu pour transporter jusqu'à 1 100 000 b/j de pétrole brut produit dans l'Ouest canadien vers des raffineries de l'est du Canada et des installations d'exportation qui livreront ensuite cette production sur la côte est des États-Unis, sur la côte américaine du golfe du Mexique, en Europe, en Inde et dans d'autres destinations. L'oléoduc aura la capacité de transporter vers ces marchés jusqu'à 280 000 b/j de pétrole brut provenant du bassin de Williston. Le projet Énergie Est profiterait aussi bien aux producteurs qu'aux raffineries.

- **Les avantages pour les producteurs** comprennent un meilleur accès aux marchés existants, un accès à de nouveaux marchés et une hausse des prix nets grâce à l'efficacité supérieure du transport par pipeline.
- **Les avantages pour les raffineries** comprennent la réduction des coûts de transport du pétrole brut provenant de l'Ouest canadien vers les raffineries de la côte est du Canada et des États-Unis, un meilleur accès au pétrole brut de l'Ouest canadien moyennant des coûts de transport concurrentiels pour les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique et de l'Europe et une diversité accrue de l'offre pour les raffineries de l'Inde.

La valeur que représente un meilleur accès aux marchés a été clairement démontrée ces dernières années. Les sables bitumineux et les autres types de brut de l'Ouest canadien ont été vendus à des prix largement inférieurs à ceux des produits concurrents en raison du coût élevé du transport ferroviaire par rapport au transport par pipeline. On peut s'attendre à ce que les escomptes persistent tant que la capacité pipelinière demeurera inadéquate. Énergie Est jouerait un rôle vital en offrant une capacité pipelinière suffisante pour réduire, voire éliminer, ces escomptes. Un certain nombre de projets sont actuellement proposés et en sont rendus à différentes étapes du processus d'approbation. Parmi les projets actuellement proposés, Énergie Est est celui qui aurait la plus grande capacité de transport dans l'Ouest canadien; ce projet offrirait un accès efficace à divers marchés, ce qui profiterait à la fois aux producteurs et aux consommateurs de pétrole brut. Sa capacité de livraison aux raffineries de l'est du Canada permettrait de réduire les coûts de transport du pétrole brut canadien, de diversifier davantage l'offre, d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et de réduire les importations d'outre-mer. Pour les producteurs de l'Ouest canadien, Énergie Est accroîtrait l'accès aux marchés et favoriserait leur diversification et leur expansion, en plus de contribuer à faire augmenter les prix nets pour les producteurs en éliminant les escomptes extraordinaires.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21

Les prix nets par baril estimés selon des scénarios où une capacité pipelinière adéquate est construite sont environ 20 \$ plus élevés que les prix nets par baril estimés selon un scénario où aucun des projets proposés n'est réalisé et environ 10 \$ plus élevés que ceux estimés selon des scénarios où la production prévue doit être transportée par rail.

La hausse des prix nets engendrée par l'augmentation de la capacité pipelinière profiterait directement aux producteurs de pétrole brut et indirectement à l'ensemble de l'économie canadienne. Selon les projets pipeliniers qui seront finalement réalisés, pour la période de 2018 à 2038 (20 ans d'exploitation d'Énergie Est), la hausse estimative des prix nets dont devrait profiter le secteur de la production pourrait atteindre 568 G\$ US en chiffres bruts. La part de cette hausse attribuable au projet Énergie Est se situerait dans une fourchette de 97 G\$ US à 211 G\$ US. L'extrémité supérieure de la fourchette est fondée sur l'hypothèse que tous les projets d'agrandissement prévus sont réalisés comme prévu, tandis que l'extrémité inférieure de la fourchette est fondée sur l'hypothèse que seul le Projet Énergie Est est construit, auquel cas la hausse des prix nets de 97 G\$ US serait entièrement attribuable à Énergie Est.

Compte tenu des incertitudes entourant les échéanciers de réalisation des projets pipeliniers d'envergure, IHS conclut qu'Énergie Est constitue un élément très important dans les efforts de l'industrie du transport pour offrir un accès sécuritaire et diversifié aux marchés et des modes de livraison efficaces pour les producteurs et les consommateurs de pétrole brut de l'Ouest canadien.

Partie 1) Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston

La production de pétrole connaît un regain important en Amérique du Nord sous l'effet des activités de mise en valeur de pétrole léger non corrosif de réservoirs étanches et de pétrole lourd de sables bitumineux. Au cours des trois dernières années (2010 à 2013), la production provenant des deux sources combinées a augmenté de 2,8 Mb/j¹. D'ici à la fin de la décennie (2020), la production de pétrole de réservoirs étanches et de sables bitumineux devrait croître encore de 4,2 Mb/j². Misant sur ces tendances, le projet Énergie Est vise à transporter des produits de sables bitumineux (ainsi que d'autres types de pétrole de l'Ouest canadien) et du pétrole de réservoirs étanches du bassin de Williston vers de nouvelles destinations en Amérique du Nord et outre-mer. Le point de départ du projet Énergie Est sera l'Ouest canadien, plus précisément le terminal d'Hardisty, en Alberta. Le pipeline recevra également du pétrole brut à partir d'un terminal situé en Saskatchewan.

La présente partie du rapport décrit les prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston.

Prévisions de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien

Afin d'aider à quantifier la croissance de l'offre dans l'Ouest canadien au cours des 20 prochaines années, nous avons présenté deux prévisions, soit celle d'IHS et celle de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'« ACPP ») (voir la figure 1)³.

Prévision de l'offre d'IHS (T2 2014). Nous nous attendons à ce que l'offre dans l'Ouest canadien, qui était de 3,2 Mb/j en 2012, augmente de plus du double pour s'établir à 6,5 Mb/j en 2030. La croissance future de l'offre sera principalement attribuable aux sables bitumineux et proviendra en majeure partie de types de pétrole brut lourd appelés « mélanges bitumineux ». En raison des faibles perspectives économiques dans le secteur de la valorisation, nous prévoyons que l'offre de pétrole brut synthétique croîtra seulement de 0,1 Mb/j (voir l'annexe B pour de plus amples renseignements). Si l'on tient compte à la fois de la croissance de la production de pétrole de réservoirs étanches et des baisses prévues de la production conventionnelle, on peut s'attendre à ce que l'offre globale de pétrole brut léger demeure à peu près stable entre 2012 et 2030. La production de pétrole de réservoirs étanches devrait augmenter au Canada, mais pas autant qu'aux États-Unis. Cependant, la

¹ La production de pétrole de réservoirs étanches en Amérique du Nord a augmenté de 2,2 Mb/j (2010 à 2013); la production de pétrole brut synthétique et de bitume dilué extraits de sables bitumineux a augmenté de 621 000 b/j (2010 à 2013).

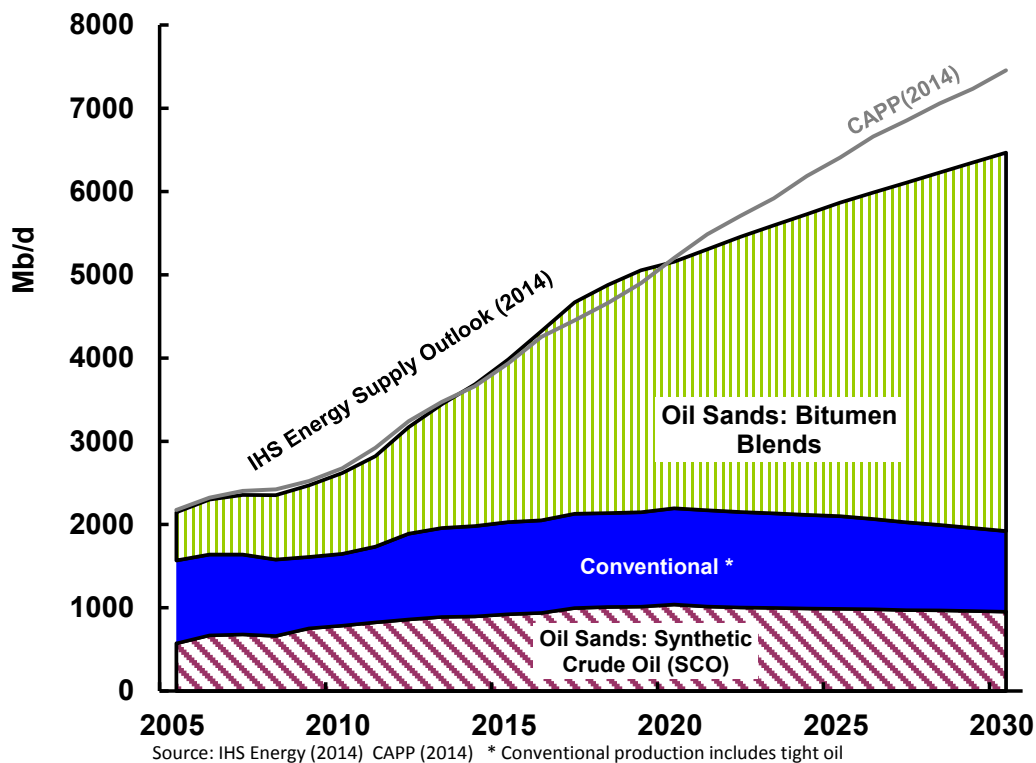
² Selon la prévision d'IHS, la production de pétrole brut synthétique et de bitume dilué extraits de sables bitumineux devrait passer de 2,3 Mb/j (2013) à 3,9 Mb/j (2020). La production de pétrole de réservoirs étanches devrait croître encore de 2,6 Mb/j (2013 à 2020).

³ Toutes les valeurs indiquées dans la présente partie se rapportent à l'offre « mise en marché ». Dans le cas du bitume extrait de sables bitumineux et des autres types de pétrole lourd classique, cela signifie que les diluants requis pour expédier le pétrole brut sont inclus dans les valeurs indiquées. Pour de plus amples renseignements sur les mélanges de bitume, voir l'annexe A.

1 mise en valeur de pétrole de réservoirs étanches au Canada en est encore à ses premiers stades, et il
2 est possible que la production de pétrole de réservoirs étanches dépasse notre prévision.

3
4 **Prévision de l'offre de l'ACPP (2014).** Selon la prévision de l'ACPP pour 2014, qui a été publiée en
5 juin 2014, l'offre dans l'Ouest canadien devrait atteindre 7,5 Mb/j d'ici 2030 (soit environ 1,0 Mb/j de
6 plus que la prévision d'IHS). À l'instar d'IHS, l'ACPP prévoit que la croissance de l'offre proviendra
7 principalement de mélanges bitumineux et que la production de pétrole brut synthétique n'augmentera
8 pas. L'offre de pétrole brut léger classique (y compris le pétrole brut léger, le pétrole brut moyen et le
9 pétrole brut de réservoirs étanches) devrait augmenter de 0,3 Mb/j entre 2012 et 2030. Les prévisions
10 de l'ACPP et d'IHS sont semblables pour la période allant de maintenant à 2020, mais l'ACPP prévoit
11 une croissance supérieure à celle que prévoit IHS pour les mélanges bitumineux au cours de la
12 prochaine décennie.
13

Figure 1: Western Canadian Supply Outlook: IHS compared with CAPP (2014)



Prévision de l'offre de pétrole du bassin de Williston

14 Le bassin de Williston est une région productrice de pétrole qui couvre des parties de la
15 Saskatchewan, du Manitoba, du Montana, du Dakota du Nord et du Dakota du Sud. La croissance de
16

1 l'offre dans le bassin de Williston proviendra surtout du pétrole de réserves étanches. Le pétrole de
2 réservoirs étanches est extrait de diverses formations peu perméables et peu poreuses, dont les
3 schistes, les sables compacts et les carbonates compacts. L'exploitation des gisements de pétrole de
4 réservoirs étanches était autrefois considérée comme trop coûteuse pour être rentable, mais ces
5 gisements sont aujourd'hui exploités au moyen de techniques de forage horizontal et de complétion
6 perfectionnées. De 2010 à 2013, la production de pétrole de réservoirs étanches en Amérique du Nord
7 a augmenté de 2,2 Mb/j, et la production du bassin de Williston représente environ le quart de cette
8 augmentation.

9
10 De 2013 à la fin de la présente décennie (2020), nous nous attendons à ce que la production totale de
11 pétrole de réservoirs étanches en Amérique du Nord augmente encore de 2,6 Mb/j. Dans la région du
12 bassin de Williston précisément, IHS prévoit que la production de pétrole brut atteindra un sommet
13 d'environ 1,8 Mb/j vers 2020 puis baissera graduellement pour demeurer stable à près de 1,5 Mb/j
14 en 2030.

Partie 2) Pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston : marchés existants et capacité d'exportation

La présente partie du rapport porte sur les marchés existants pour le pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston. Elle explique les éléments moteurs de ces nouveaux marchés de même que la capacité d'exportation (actuelle et future) de chaque région.

Dans les parties 2 et 3 du présent rapport, nous faisons renvoi aux marchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston. Les limites géographiques de chaque région sont indiquées ci-après (voir également la figure 2 pour une carte montrant les frontières régionales) :

- **Ouest canadien** – La Colombie-Britannique, l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba.
- **Ontario**
- **Est du Canada** – Le Québec et toutes les provinces du Canada atlantique (le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse, l'Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve-et-Labrador).
- **Côte est des États-Unis** – Tous les États américains de la côte est, du Maine à la Floride (PADD I)
- **Côte américaine du golfe du Mexique** – Le Nouveau-Mexique, le Texas, la Louisiane, le Mississippi, l'Alabama et l'Arkansas (PADD III)
- **Côte ouest des États-Unis** – Tous les États américains de la côte ouest, ainsi que l'Arizona et le Nevada (PADD V)
- **Rocheuses américaines** – Les cinq États américains dans lesquels se situent les montagnes Rocheuses, soit le Montana, l'Idaho, le Wyoming, l'Utah et le Colorado (PADD IV)
- **Midwest américain** – Région couvrant une grande partie de l'intérieur des États-Unis. La limite nord de la région part du Dakota du Nord et traverse tous les États en bordure des Grands Lacs. La limite sud de la région comprend l'Oklahoma, le Missouri et le Tennessee. (PADD II)

Ouest canadien : marchés existants et capacité d'exportation

Nouvelle demande sur le marché local

Les raffineries de l'Ouest canadien utilisent exclusivement du pétrole brut produit dans la région. L'Ouest canadien compte huit raffineries qui ont une capacité de distillation de brut totale de 660 000 b/j. En 2012, la quantité de brut traitée dans l'Ouest canadien s'établissait en moyenne à 555 000 b/j et, en 2013, elle est descendue à 549 000 b/j. Environ le quart de la demande visait du pétrole brut lourd (classique et extrait de sables bitumineux), et le reste, du pétrole brut léger (voir l'annexe C pour de plus amples renseignements). North West Redwater Partnership construit actuellement une nouvelle raffinerie dans le comté de Sturgeon, en Alberta. L'installation prévoit produire du diésel ainsi que des diluants destinés à être mélangés à du bitume extrait de sables

1 bitumineux. Le démarrage de la phase 1 est prévu pour septembre 2017. La mise en service de cette
2 installation devrait accroître la consommation de bitume de l'Ouest canadien de 50 000 b/j.

3 **Points de sortie de pétrole brut existants : quasi-saturation**

4 L'Ouest canadien a actuellement un nombre limité de points de sortie pour les livraisons extérieures
5 de pétrole brut. Aujourd'hui, outre satisfaire à la demande dans l'Ouest canadien (notamment en
6 Colombie-Britannique), le pétrole brut de la région est consommé principalement sur les marchés qui
7 sont reliés par pipeline, à savoir l'Ontario, le Midwest américain, les Rocheuses américaines et la
8 région du Nord-Ouest du Pacifique des États-Unis. En raison des infrastructures limitées pour le
9 transport du pétrole brut vers d'autres endroits, des volumes relativement faibles de pétrole brut de
10 l'Ouest canadien ont jusqu'ici été consommés dans d'autres régions comme la côte américaine du
11 golfe du Mexique, la côte est des États-Unis et les marchés d'outre-mer. La consommation de brut
12 dans chaque région se répartit comme suit (voir également le tableau 1) :

- 13 • **Canada (28 %)**. En 2012 (soit la dernière année pour laquelle ces données sont disponibles),
14 65 % du brut de l'Ouest canadien qui a été consommé au Canada est resté dans l'Ouest
15 canadien. Le reste a été consommé principalement en Ontario, et de faibles quantités seulement
16 se sont rendues dans l'est du Canada en raison des infrastructures limitées.
- 17 • **États-Unis (71 %)**. En 2012, environ 85 % du brut de l'Ouest canadien envoyé aux États-Unis a
18 été consommé dans les régions du Midwest et des Rocheuses. La côte du golfe, la côte est et la
19 côte ouest n'en ont consommé que de faibles quantités en raison des infrastructures limitées.
- 20 • **Marchés d'outre-mer (1 %)**. En 2012, seulement 1 % du brut de l'Ouest canadien a été exporté
21 ailleurs qu'aux États-Unis en raison des infrastructures limitées.

Tableau 1 : Répartition de l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien par marché (2012)

	(milliers de b/j)	Pourcentage
Ouest canadien (y compris la Colombie-Britannique)	555	17 %
Ontario et est du Canada	351	11 %
Marchés d'outre-mer	36	1 %
Midwest américain	1 659	52 %
Rocheuses américaines	249	8 %
Côte américaine du golfe du Mexique	93	3 %
Côte ouest des États-Unis	171	5 %
Côte est des États-Unis	57	2 %
Total de l'offre provenant de l'Ouest canadien	3 170	100 %

Source : Estimation d'IHS d'après des données de l'ONÉ, de l'EIA et de Statistique Canada

22 **Pipelines en voie de développement dans trois directions**

23 En réponse au besoin grandissant de capacité pipelinière et de diversification du marché, de
24 nouveaux pipelines d'une capacité de plus de 3 Mb/j sont en voie de développement. Si tous les
25 projets décrits ci-dessous sont construits, les nouveaux pipelines pourront transporter l'offre croissante

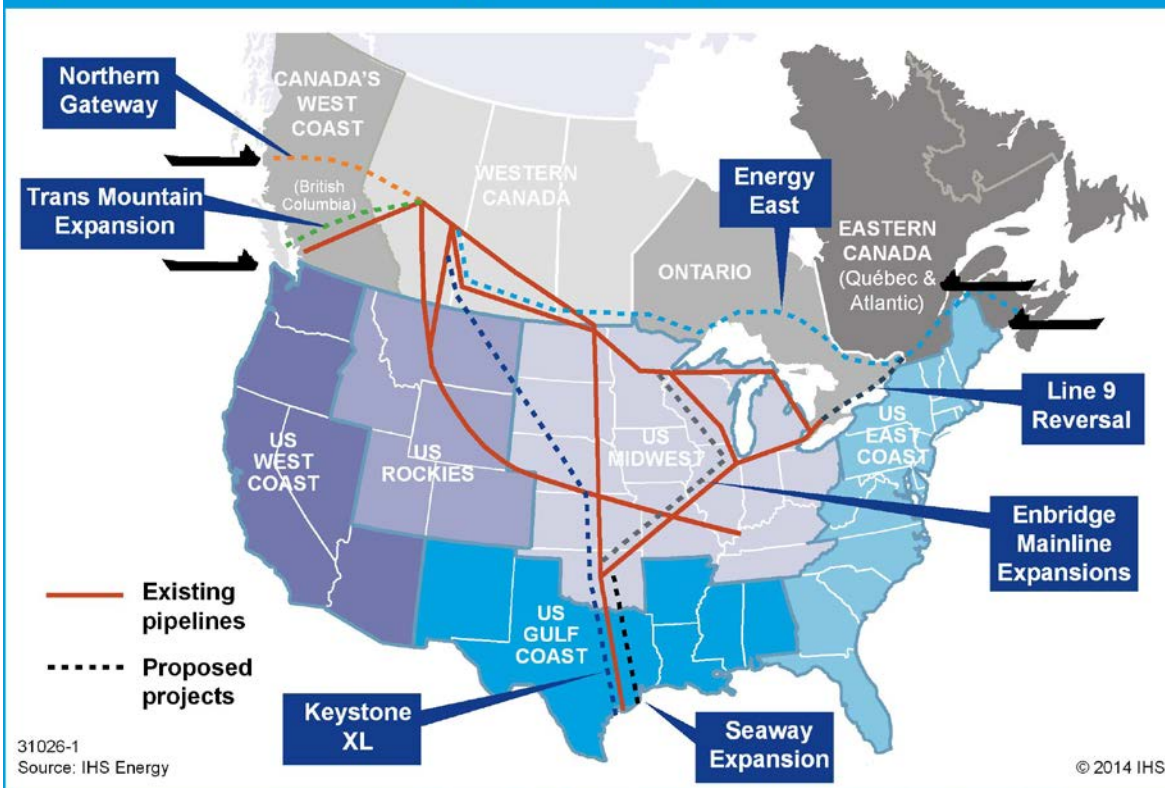
1 de pétrole de l'Ouest canadien dans trois directions (voir la figure 2 pour les tracés des pipelines et les
2 définitions des marchés) :

- 3 ▪ **Ouest (Northern Gateway et agrandissement du réseau de Trans Mountain).** Les deux projets
4 prévoient transporter du pétrole brut de l'Alberta à la côte ouest du Canada par pipeline. Une fois
5 sur la côte ouest du Canada, le pétrole brut aura accès aux marchés du raffinage de la côte ouest
6 des États-Unis et de l'Asie.
- 7 ▪ **Est (Énergie Est et inversion de la ligne 9).** Les deux projets prévoient transporter du pétrole
8 brut de l'Ouest canadien et du bassin de Williston à l'est du Canada. À elle seule, l'inversion de la
9 ligne 9 n'ajoute pas de nouvelle capacité d'exportation à partir de l'Ouest canadien, mais elle
10 prolonge la portée du réseau principal d'Enbridge en lui permettant de transporter jusqu'à
11 300 000 b/j de brut jusqu'en Ontario et à Montréal. En comparaison de l'inversion de la ligne 9,
12 Énergie Est offre une capacité presque quatre fois plus grande. Énergie Est pourrait livrer du
13 pétrole brut à Montréal, à Québec et à Saint John. À Saint John et à Québec, le pétrole brut
14 pourrait également être chargé dans des pétroliers pour être transporté vers la côte est des
15 États-Unis, la côte américaine du golfe du Mexique et les marchés d'outre-mer.
- 16 ▪ **Sud (agrandissement du réseau principal et du pipeline Seaway d'Enbridge et**
17 **Keystone XL).** Les deux projets prévoient transporter du pétrole brut de l'Ouest canadien et du
18 bassin de Williston à la côte américaine du golfe du Mexique. Grâce à l'agrandissement du réseau
19 d'Enbridge, le pétrole brut pourrait être livré à Cushing, en Oklahoma, avant d'être acheminé par
20 le pipeline Seaway vers la côte américaine du golfe du Mexique. Keystone XL prévoit livrer du
21 pétrole brut directement sur la côte américaine du golfe du Mexique.

22 La construction de nouvelles capacités pipelinières procure non seulement un meilleur accès pour les
23 clients qui sont actuellement en mesure de traiter des produits de sables bitumineux et du pétrole brut
24 du bassin de Williston, mais peut également assurer un approvisionnement pour les projets
25 d'expansion de raffineries futurs. Par exemple, d'ici la fin de la prochaine décennie, IHS s'attend à ce
26 que la capacité de raffinage collective de la Chine et de l'Inde augmente de plus de 50 %. La
27 production de l'Ouest canadien pourrait combler une partie de la demande créée par la croissance
28 attendue dans ces pays. La diversité des sources d'approvisionnement éventuellement offertes par les
29 multiples projets augmente également la sécurité d'approvisionnement future pour les raffineries qui
30 évaluent des possibilités d'investissement.

31

Figure 2: Western Canada: Proposed export pipelines and markets



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20

L'offre de l'Ouest canadien devrait plus que doubler d'ici la fin de la prochaine décennie, d'où la nécessité d'élargir les marchés. De plus, la croissance rapide de la production de pétrole de réservoirs étanches observée récemment aux États-Unis rend encore plus pressante la construction de pipelines donnant accès à de nouveaux marchés pour le pétrole brut lourd et léger de l'Ouest canadien.

- **Pétrole brut lourd** : L'offre de mélanges bitumineux de l'Ouest canadien devrait croître d'environ 200 000 b/j chaque année. Les raffineries de pointe qui disposent d'unités de cokéfaction sont appelées à traiter des volumes croissants de mélanges bitumineux, car les unités de cokéfaction permettent aux raffineries de convertir la partie la plus lourde du pétrole brut en carburants de transport. Comme les installations de cokéfaction sur les marchés conventionnels atteindront bientôt les limites de leur capacité de traitement de pétrole brut lourd canadien, il reste deux solutions pour faire face à la demande croissante :
 - **L'ajout de capacité de cokéfaction dans les raffineries sur les marchés conventionnels.** Au cours des dernières années, trois raffineries du Midwest, à savoir WRB Refining Wood River, Marathon Detroit et BP Whiting, ont construit des unités de cokéfaction pour augmenter leur capacité de traitement du pétrole brut lourd canadien. Toutefois, ces décisions d'investissement ont été prises avant que le secteur prenne la pleine mesure du potentiel de production de pétrole de réservoirs étanches. Puisque la production de pétrole de réservoirs étanches est en hausse, il est maintenant moins intéressant d'investir dans des

1 projets de conversion de pétrole lourd dans le Midwest. De plus, même s'ils augmentaient
2 leur capacité de cokéfaction, les marchés existants ne pourraient pas suivre le rythme de la
3 croissance rapide de l'offre de mélanges bitumineux. Par exemple, dans le Midwest
4 américain, la capacité de raffinage qui ne comprend pas actuellement une capacité de
5 cokéfaction représente seulement environ 1 Mb/j⁴. Même si des unités de cokéfaction étaient
6 ajoutées à toute cette capacité de raffinage dans le Midwest et si la capacité des unités de
7 cokéfaction existantes était augmentée de 25 %, les limites de capacité seraient atteintes en
8 moins de cinq ans si le marché des sables bitumineux continue de croître au rythme actuel.

9 ○ **Construction d'infrastructure pour accéder aux nouveaux marchés du pétrole brut.**

10 Compte tenu des options limitées pour l'ajout de capacité de cokéfaction dans les raffineries
11 sur les marchés conventionnels, il est nécessaire de construire des infrastructures pour relier
12 l'Ouest canadien aux nouveaux marchés du raffinage.

- 13 ● **Pétrole brut léger non corrosif** : En raison de la croissance de la production de pétrole de
14 réservoirs étanches aux États-Unis, le marché pour le pétrole brut léger non corrosif de l'Ouest
15 canadien aux États-Unis se rétrécit. En fait, nous prévoyons que la production de pétrole de
16 réservoirs étanches aux États-Unis finira par augmenter suffisamment pour remplacer la majeure
17 partie des importations de pétrole brut léger non corrosif canadien dans les Rocheuses
18 américaines et le Midwest américain. Cette situation, conjuguée aux récentes conversions de
19 raffineries de pétrole brut léger non corrosif dans le Midwest au traitement de pétrole lourd
20 (comme il est mentionné ci-dessus), contribue à faire baisser la demande.

21 Étant donné que les points de sortie existants pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, à savoir
22 l'Ontario, le Midwest américain et les Rocheuses américaines, ne sont pas desservis par le projet
23 Énergie Est et présentent des perspectives limitées de croissance de la demande, ils ne sont pas
24 analysés plus en détail dans le présent rapport.

25 ***Problématique des prix dans l'Ouest canadien***

26 En raison des infrastructures de transport limitées et des longues distances à parcourir pour parvenir
27 aux marchés, le pétrole brut de l'Ouest canadien est souvent vendu à des prix inférieurs à ceux du
28 pétrole brut provenant d'autres régions. Lorsque l'offre dépasse la demande des raffineries, les
29 surplus doivent être transportés sur de grandes distances par des modes de transport coûteux
30 (comme le train) pour atteindre les marchés, ce qui entraîne des réductions de prix pour l'ensemble de
31 la production.

32
33 La situation actuelle qui perdure illustre bien cette problématique des prix. La croissance de l'offre de
34 sables bitumineux et de pétrole de réservoirs étanches a dépassé la demande sur les marchés
35 conventionnels, ce qui a engendré une offre excédentaire et donc une réduction des prix (voir la

⁴ Selon les estimations d'IHS et des données publiées dans l'Oil & Gas Journal (2012), la capacité de raffinage du Midwest qui ne comprend pas déjà une capacité de cokéfaction représente seulement 1 Mb/j.

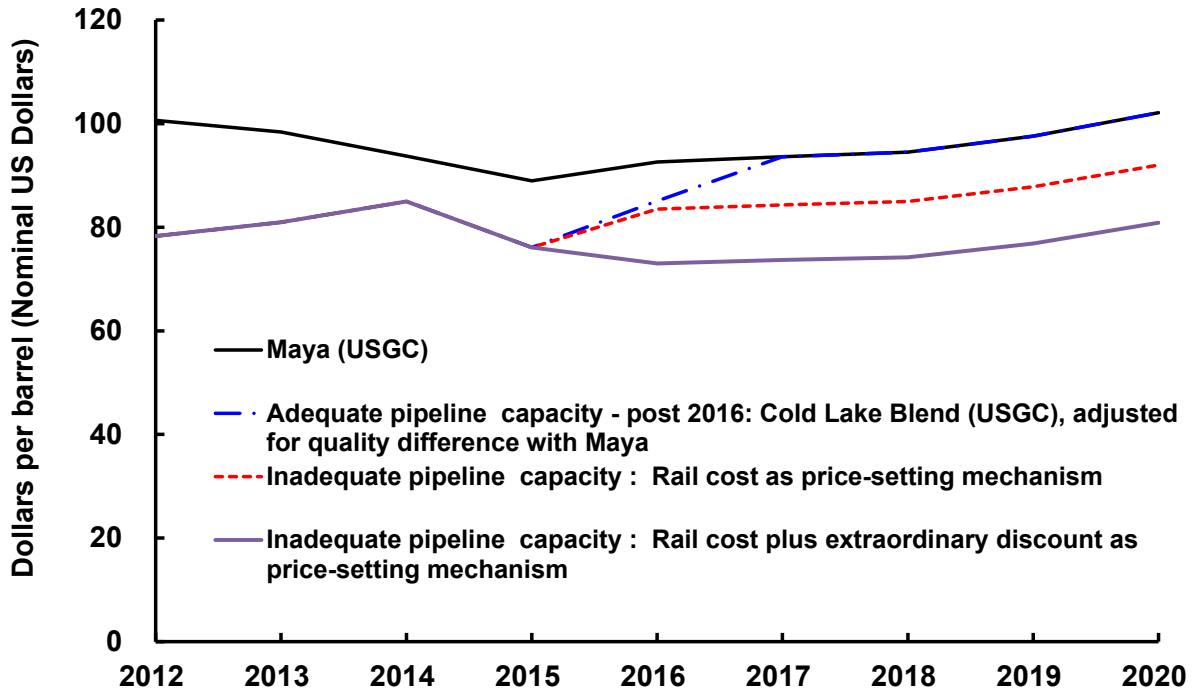
1 figure 3). Par exemple, en 2013, compte tenu des rajustements de prix en fonction des coûts de
2 transport entre l'Ouest canadien et la côte américaine du golfe du Mexique et des différences de
3 qualité, le pétrole brut maya du Mexique s'est vendu environ 17,50 \$ de plus par baril que le pétrole
4 brut semblable de l'Ouest canadien sur la côte américaine du golfe du Mexique. Les réductions de prix
5 ne se sont pas limitées au pétrole brut lourd : tous les types de pétrole brut de l'Ouest canadien ont
6 été vendus à prix réduit. En 2013, si l'accès aux marchés avait été meilleur pour l'offre de l'Ouest
7 canadien, nous estimons que les revenus tirés du pétrole brut auraient été de 14 G\$ à 19 G\$ plus
8 élevés (voir l'annexe C).

9
10 Le pétrole de l'Ouest canadien est vendu à prix réduit depuis 2010 et on peut s'attendre à ce qu'il
11 continue de l'être tant que la capacité pipelinière ne rattrapera pas l'offre. Le seul scénario qui
12 assurerait une capacité pipelinière suffisante à court terme (à partir de 2016) est celui où tous les
13 projets pipeliniers annoncés sont réalisés selon les échéanciers actuellement prévus. Si ce scénario
14 se concrétise, les escomptes extraordinaires seront éliminés. En revanche, si on ne construit pas une
15 capacité pipelinière suffisante et que la capacité de transport du brut de l'Ouest canadien vers les
16 marchés demeure inadéquate, les escomptes extraordinaires persisteront. La capacité de transport
17 ferroviaire semble à peu près suffisante en 2014 et pourrait bien le demeurer, même si on ne construit
18 pas une capacité pipelinière suffisante. Cependant, dans ce cas, le pétrole brut de l'Ouest canadien
19 continuerait de se vendre à des prix considérablement réduits en raison des coûts élevés du transport
20 ferroviaire par rapport au transport par pipeline.

21
22 La production de l'Ouest canadien devrait croître de façon constante, et les besoins en matière de
23 capacité pipelinière augmenteront parallèlement. Afin de maintenir une capacité adéquate et d'éviter le
24 retour des escomptes extraordinaires, il faut continuer de mettre en service des projets d'expansion de
25 la capacité pipelinière comme le projet Énergie Est au cours des années à venir. La figure 3 présente
26 des prévisions de prix selon trois scénarios différents, soit un scénario où la capacité pipelinière est
27 adéquate, un scénario où la capacité pipelinière inadéquate et la capacité ferroviaire est suffisante, et
28 un scénario où la capacité pipelinière est inadéquate et la capacité ferroviaire est insuffisante et où les
29 escomptes extraordinaires sont maintenus aux mêmes niveaux que ceux qui avaient cours ces
30 dernières années.

1
2

Figure 3: Price Discounts for Western Canadian Heavy Crude: Subsiding if pipeline capacity remains adequate from 2016 onward



Source: IHS (outlook); Platts, ©2014 by The McGraw-Hill Companies, Inc. (historical).
Disclaimer: Historical oil price data are extracted or derived by IHS CERA from Platts. All rights reserved. All liability for errors and omissions is hereby excluded by Platts and its sources. No representations or warranties are made by Platts or its sources concerning the data or any conclusions to be drawn from it.
Note: Cold Lake Blend prices adjusted for estimated transport costs to the USGC and quality differentials relative to Maya

3
4
5
6
7
8
9
10
11
12

La perte de revenu découlant des escomptes sur le pétrole brut de l'Ouest canadien ne touche pas seulement les producteurs; elle touche également des gouvernements. Si le brut de l'Ouest canadien ne se vendait pas à prix réduit, les redevances et les taxes seraient plus élevées.

Compte tenu de la problématique des prix, il serait avantageux sur le plan financier que le pétrole brut de l'Ouest canadien accède à de nouveaux marchés, en particulier des marchés qui reflètent les prix du brut mondiaux plutôt que les prix réduits. Cette problématique met aussi en évidence les risques découlant du manque de diversité des marchés et la nécessité d'élargir les options.

Augmentation de la capacité ferroviaire

L'insuffisance de la capacité d'exportation par pipeline a forcé les producteurs de l'Ouest canadien à utiliser le transport ferroviaire pour acheminer leur production sur les marchés. Selon nos estimations, les volumes de brut de l'Ouest canadien transportés par rail sont passés de près de zéro au début de 2012 à plus de 150 000 b/j à la fin de 2013. Nous nous attendons à ce que les volumes transportés par rail continuent d'augmenter au moins jusqu'en 2016, ou jusqu'à ce qu'un nombre suffisant de nouveaux pipelines soient construits et que la capacité dépasse l'offre. À ce moment-là, la plupart des expéditions ferroviaires ne seraient plus nécessaires, bien qu'une certaine partie de la production continuerait d'être transportée par rail, étant donné que ce mode de transport permet d'acheminer du pétrole brut aux raffineries qui n'ont pas accès à un approvisionnement par pipeline. Les infrastructures ferroviaires en place deviendraient alors sous-utilisées, mais cela ne signifie pas nécessairement que ces infrastructures n'auraient pas généré le rendement attendu du capital investi, car les projets ferroviaires ont habituellement un horizon d'investissement plus court que les projets pipeliniers.

L'émergence du transport ferroviaire dans l'Ouest canadien a été profitable. Sans elle, tout porte à croire que la croissance de la production aurait été freinée. Cependant, l'utilisation du transport ferroviaire pénalise les producteurs sur le plan financier. Le coût du transport du pétrole brut est beaucoup plus élevé par rail que par pipeline. Pour cette raison, comme les producteurs de l'Ouest canadien doivent avoir recours au transport ferroviaire, le pétrole brut de la région se vend à un prix net inférieur à celui auquel il se vendrait si une capacité pipelinière suffisante était en place.

Scénarios de capacité pipelinière future

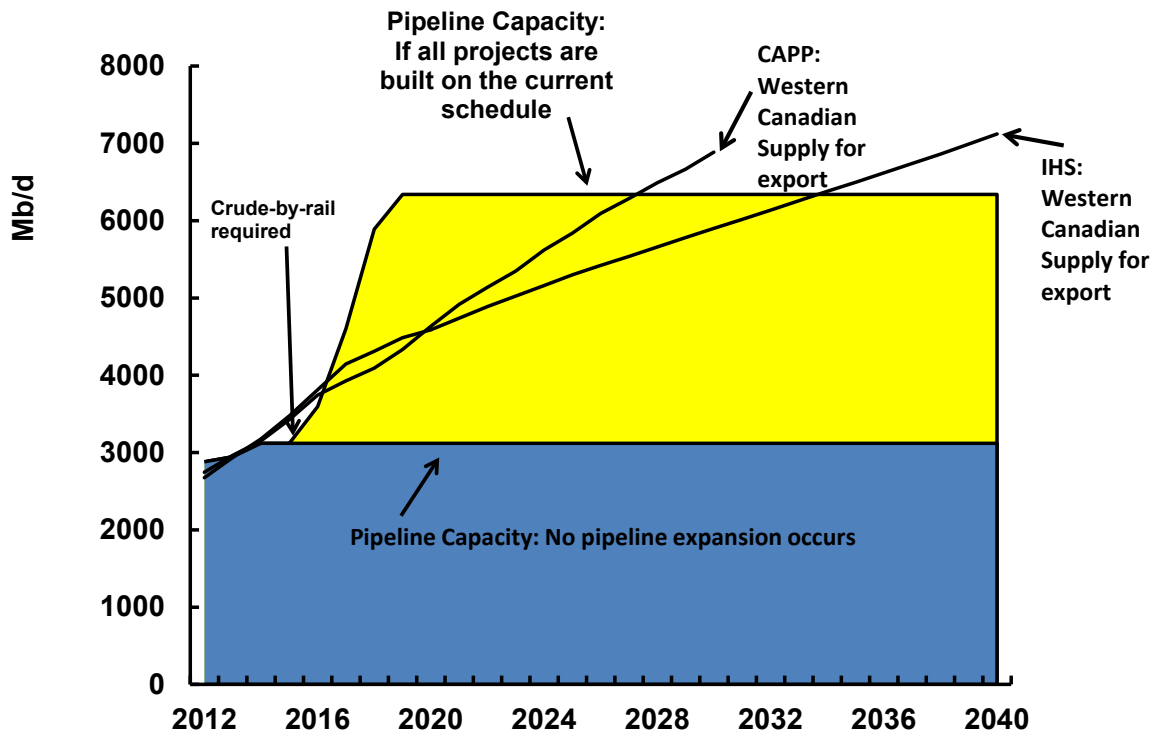
Dans l'hypothèse où tous les projets pipeliniers proposés sont construits selon les échéanciers actuellement prévus, ces projets fourniraient une capacité suffisante pour suivre le rythme de la croissance de l'offre jusqu'après 2030, selon la prévision de l'offre d'IHS. Selon la projection de l'ACPP, qui prévoit une offre supérieure, l'offre dépasserait la capacité pipelinière en 2027.

En revanche, dans l'hypothèse où aucun nouveau pipeline n'est construit à partir de l'Ouest canadien, l'écart entre la capacité pipelinière et l'offre augmenterait constamment (voir la figure 4 et l'annexe C pour de plus amples renseignements).

La comparaison des prévisions d'IHS et de l'ACPP présentée à la figure 4 met en évidence le besoin de nouvelle capacité pipelinière en fonction de différentes hypothèses relatives à l'offre et à la capacité pipelinière disponible. En raison de la nature incertaine des prévisions de la croissance de l'offre et des échéanciers de construction des projets pipeliniers, il est très difficile de faire concorder parfaitement la construction des pipelines avec la croissance de l'offre. En outre, étant donné que la construction de projets pipeliniers ajoute généralement beaucoup de capacité à la fois et que la production de brut augmente quant à elle progressivement, il est à peu près certain qu'on connaîtra

1 des périodes de capacité excédentaire apparente si l'on veut éviter les périodes de capacité
2 insuffisante.

Figure 4: Western Canadian Supply for Export vs. Pipeline Capacity



Source:IHS Notes: Western Canadian total supply is reduced by the refining demand in Western Canada. Keystone XL, Enbridge mainline and Energy East total capacity have been adjusted to account for Williston basin crude receipts. See Appendix C, Table 5 for assumptions.

3
4 Le projet Keystone XL, qui devait initialement être achevé en 2012, démontre bien la difficulté
5 intrinsèque de prévoir avec exactitude la croissance de la capacité pipelinière. Pour les besoins de
6 l'analyse présentée dans le présent rapport, il est prévu que le projet Keystone XL entrera en service
7 en 2017, mais les approbations réglementaires définitives pour la section américaine étaient encore
8 attendues au moment de la rédaction du présent rapport.

9
10 Afin d'illustrer la vulnérabilité de l'équilibre de la capacité dans l'Ouest canadien en fonction de la
11 réalisation des divers projets actuellement proposés, deux autres scénarios ont été élaborés et sont
12 présentés aux figures 5 et 6. La présente analyse est fondée sur l'hypothèse que les ajouts
13 actuellement prévus à la capacité du réseau d'Enbridge (ENB) seront menés à terme, car ils sont
14 relativement bien avancés et sont considérés comme hautement probables. Outre cette capacité, les
15 deux scénarios suivants sont envisagés :

- 16
17 1. seul le projet Énergie Est est réalisé;

1 2. le projet Keystone XL (KXL), l'agrandissement du réseau de Trans Mountain (TMX) et le projet
2 Northern Gateway (NGW) sont réalisés.

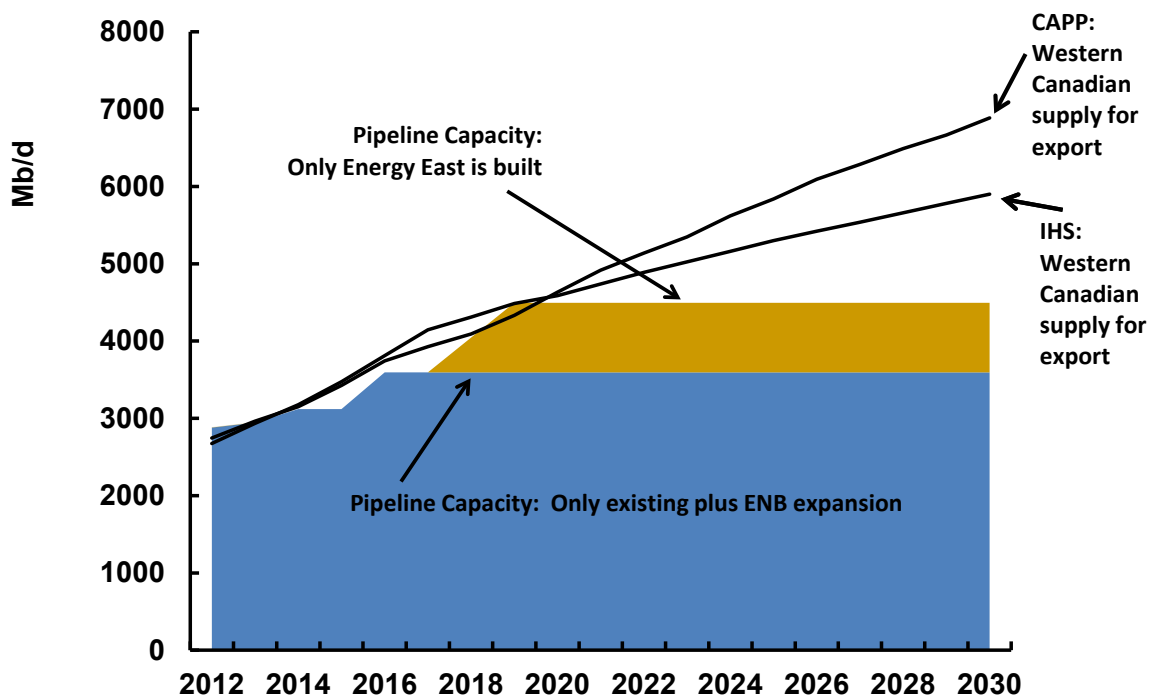
3 L'équilibre entre la production projetée et la capacité de transport par pipeline est présenté pour
4 chacun de ces scénarios.

5

6 **Scénario de capacité pipelinière n° 1 : seul le projet Énergie Est est réalisé**

7 Dans ce scénario, la capacité de transport par pipeline est suffisante seulement en 2019 et est
8 insuffisante les années suivantes selon les prévisions de l'ACPP et d'IHS.

Figure 5: Only Energy East



9 Source:IHS Notes: Western Canadian total supply is reduced by the refining demand in Western Canada. Keystone XL, Enbridge mainline and
10 Energy East total capacity have been adjusted to account for Williston basin crude receipts. See Appendix C, Table 5 for assumptions.

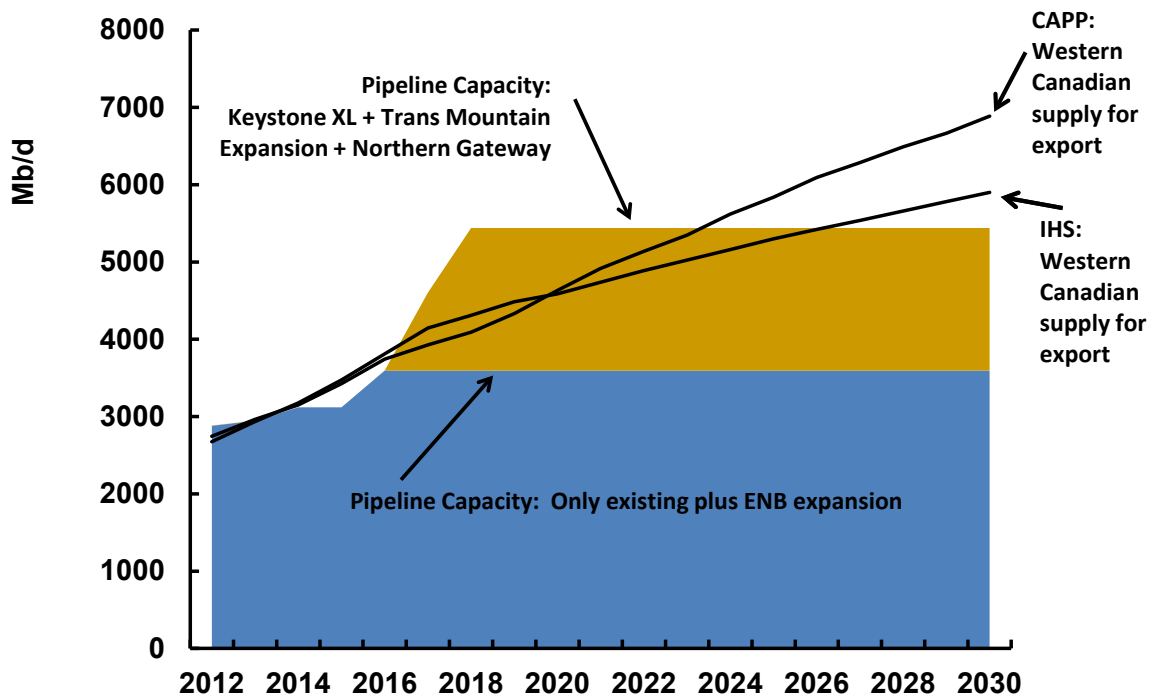
9

10

11 **Scénario de capacité pipelinière n° 2 : le projet Keystone XL, l'agrandissement du** 12 **réseau de Trans Mountain et le projet Northern Gateway sont réalisés**

13 Dans ce scénario, la capacité de transport par pipeline est insuffisante à partir de 2024 selon la
14 prévision de l'ACPP et à partir de 2027 selon la prévision d'IHS.

Figure 6: Keystone XL, Trans Mountain Expansion, and Northern Gateway



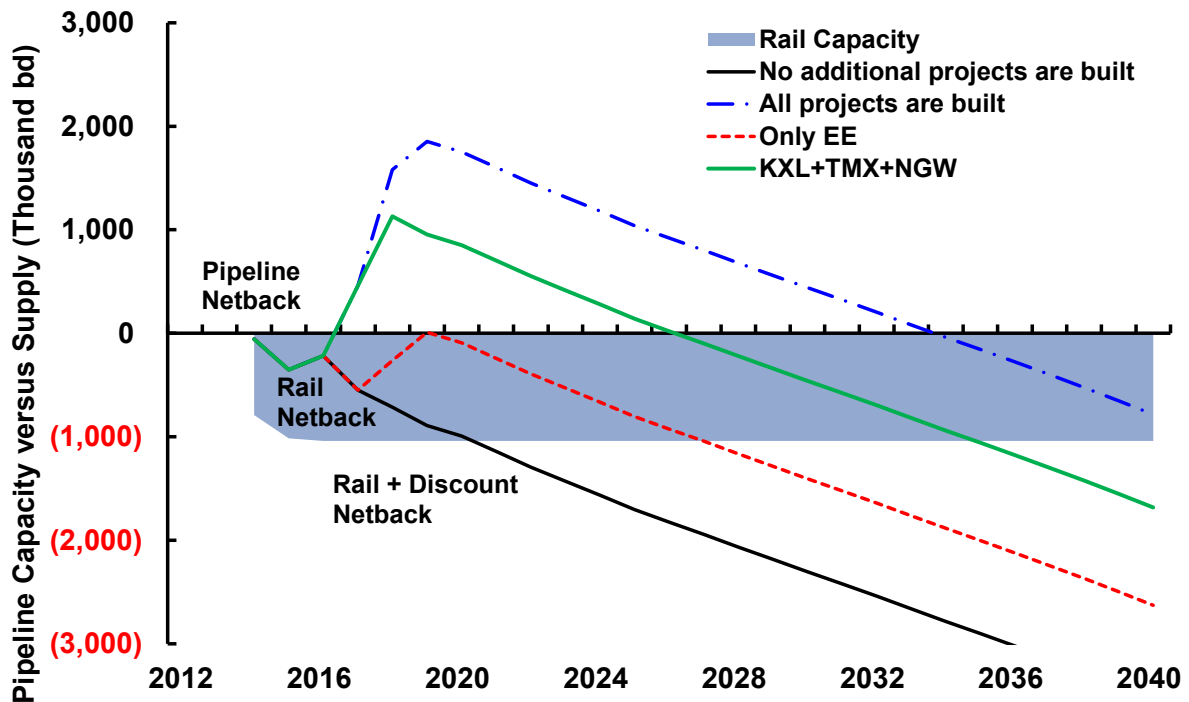
Source:IHS Notes: Western Canadian total supply is reduced by the refining demand in Western Canada. Keystone XL, Enbridge mainline and Energy East total capacity have been adjusted to account for Williston basin crude receipts. See Appendix C, Table 5 for assumptions.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18

Incidences sur les prix nets

Les prix nets pour le mélange de Cold Lake ont été analysés selon les deux scénarios de capacité pipelinière ainsi que selon le scénario où tous les projets sont réalisés et celui où aucun des projets n'est réalisé (sauf l'agrandissement du réseau d'Enbridge). D'après la prévision de la production d'IHS, le surplus ou l'insuffisance de capacité pipelinière par rapport à l'offre de pétrole brut de l'Ouest canadien a été calculé et comparé à la capacité de chargement ferroviaire de pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien. Comme la capacité pipelinière, la capacité de chargement ferroviaire a été estimée en fonction des projets actuellement annoncés. La figure 7 résume les résultats de cette analyse. Pour chaque scénario, la position du surplus ou de l'insuffisance par rapport à la capacité ferroviaire détermine le mécanisme d'établissement des prix prévu. Si l'insuffisance est supérieure à la capacité ferroviaire, non seulement le coût du transport ferroviaire servirait de mécanisme d'établissement des prix, mais des escomptes extraordinaires seraient aussi à prévoir. Si la capacité pipelinière est insuffisante mais que l'insuffisance est inférieure à la capacité ferroviaire disponible, le coût du transport ferroviaire devrait servir de mécanisme d'établissement des prix. Si la capacité pipelinière est suffisante pour transporter la totalité de l'offre, le coût du transport par pipeline devrait alors servir de mécanisme d'établissement des prix.

Figure 7: Pipeline capacity balances are expected to determine the mechanism setting crude oil netback prices

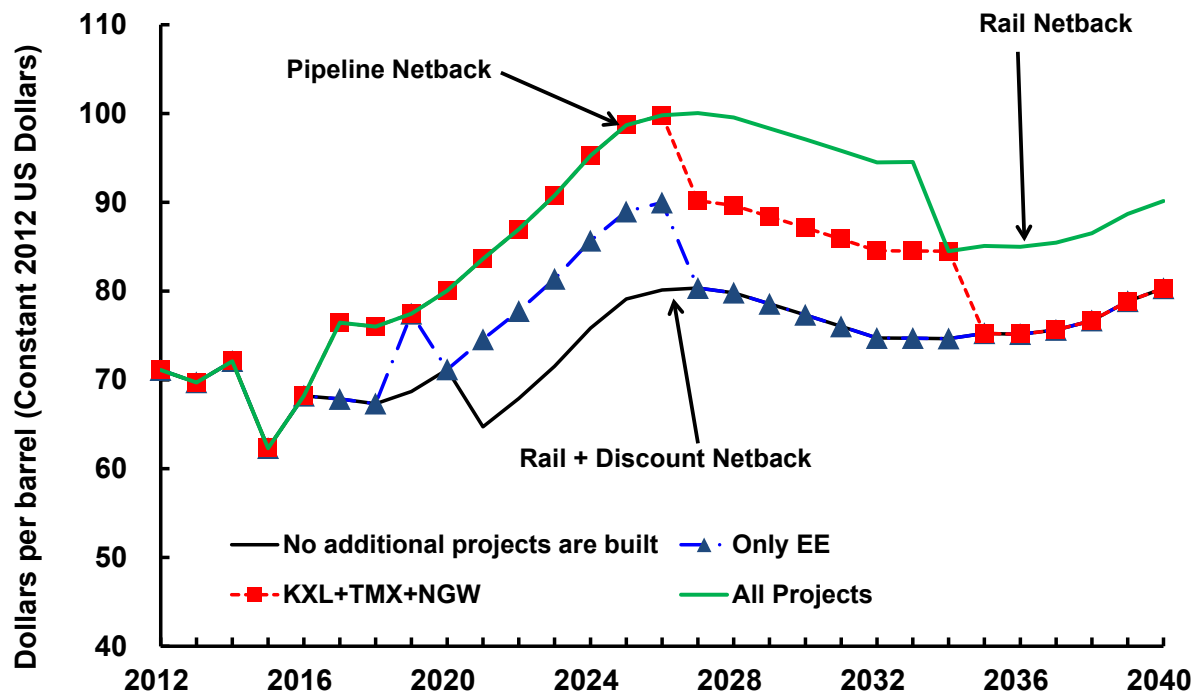


1
 2 Comme l'illustre la figure 7, la capacité pipelinière devrait être suffisante jusqu'en 2027 selon le
 3 scénario n° 2 et jusqu'en 2033 si les quatre projets proposés sont réalisés dans les délais prévus. Si
 4 seul le projet Énergie Est est construit, la capacité pipelinière serait suffisante seulement en 2019 et
 5 une capacité ferroviaire serait nécessaire. Si aucun des projets n'est réalisé, mis à part les ajouts à la
 6 capacité du réseau d'Enbridge, la capacité pipelinière et la capacité ferroviaire seraient insuffisantes à
 7 partir de 2021.

8
 9 À la lumière de cette analyse, les prix nets pour le mélange de Cold Lake dans l'Ouest canadien sont
 10 présentés à la figure 8. Les prix nets par baril estimés selon les scénarios où la capacité pipelinière est
 11 suffisante sont environ 20 \$ plus élevés que les prix nets estimés selon le scénario où aucun des
 12 projets n'est réalisé, et environ 10 \$ plus élevés que les prix nets estimés selon les scénarios où une
 13 capacité ferroviaire est nécessaire pour transporter le volume de production prévu.

14

Figure 8: Netback Prices for l'Ouest canadien Heavy Crude: Prices are highest if pipeline capacity is adequate



Source: IHS (outlook); Platts, ©2014 by The McGraw-Hill Companies, Inc. (historical).
 Disclaimer: Historical oil price data are extracted or derived by IHS CERA from Platts. All rights reserved. All liability for errors and omissions is hereby excluded by Platts and its sources. No representations or warranties are made by Platts or its sources concerning the data or any conclusions to be drawn from it.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17

Avantages bruts pour le secteur de la production

La hausse des prix nets engendrée par l'augmentation de la capacité pipelinère profiterait directement aux producteurs de pétrole brut et indirectement à l'ensemble de l'économie canadienne. Nous avons estimé les avantages bruts globaux pour le secteur de la production en partant de l'hypothèse que la hausse des prix nets calculée pour le mélange de Cold Lake s'appliquerait à l'ensemble de la production de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, car nous nous attendons à ce que tous les prix du brut lourd soient établis suivant le même ensemble de facteurs logistiques et concurrentiels. Les avantages sont calculés par rapport au scénario où aucun des projets pipeliniers n'est réalisé, sauf l'agrandissement prévu du réseau d'Enbridge, et sont fondés sur les écarts de prix nets illustrés à la figure 8. Les avantages estimatifs sont exprimés en milliards de dollars américains constants de 2012. Au cours de la période allant de 2018 à 2038 (20 ans d'exploitation d'Énergie Est), les avantages globaux pour le secteur de la production sont estimés à 568 G\$ si tous les projets sont réalisés comme prévu, et à 357 G\$ si le projet Keystone XL, l'agrandissement du réseau de Trans Mountain et le projet Northern Gateway sont construits. Si seul le projet Énergie Est est construit, les avantages globaux se chiffrent à 97 G\$. Les avantages bruts pour le secteur de la production sont inférieurs dans le scénario où seul le pipeline Énergie Est est construit, parce que le réseau d'Énergie Est à lui

1 seul n'est pas suffisant pour alléger les contraintes de capacité qui pèsent sur les producteurs de
2 l'Ouest canadien pendant une longue période.

3
4 La part des avantages attribuable à Énergie Est a été calculée de deux façons. En premier lieu, les
5 avantages totaux ont fait l'objet d'une simple répartition entre les différents projets en fonction de leur
6 apport respectif à l'augmentation totale de la capacité. Ainsi, au cours de la même période, les
7 avantages attribuables à Énergie Est s'élèveraient à 182 G\$ si tous les projets étaient construits. Si
8 seul le projet Énergie Est était construit, les avantages globaux de 97 G\$ seraient alors entièrement
9 attribuables à Énergie Est.

10
11 La deuxième méthode utilisée pour calculer les avantages attribuables à Énergie Est évalue l'apport
12 différentiel d'Énergie Est à l'estimation des avantages totaux en comparant un scénario avec Énergie
13 Est à un scénario sans Énergie Est mais par ailleurs identique. Dans le scénario où seul le projet
14 Énergie Est est construit, le calcul différentiel donne le même résultat que la méthode de la répartition
15 (soit 97 G\$). L'apport d'Énergie Est est estimé à 211 G\$ si l'on compare le scénario où tous les projets
16 sont construits au scénario où tous les projets sauf Énergie Est sont construits (scénario n° 2).

17
18 Selon ces deux approches, l'apport d'Énergie Est aux avantages créés par la construction des projets
19 actuellement proposés se situe dans une fourchette estimative de 182 G\$ à 211 G\$ si tous les projets
20 sont construits. Des précisions sur le calcul des avantages sont présentées à l'annexe E.

21 22 ***Incidences des scénarios de capacité pipelinière***

23 Comme l'illustre l'analyse des scénarios, la mise en place d'une capacité de transport suffisante à
24 partir de l'Ouest canadien passe nécessairement par la construction d'une importante capacité
25 pipelinière. Si la capacité de transport est insuffisante, le pétrole brut de l'Ouest canadien devrait
26 continuer de se vendre à des prix considérablement réduits en raison de la nécessité d'utiliser d'autres
27 modes de transport plus coûteux, et la possibilité d'un retour des escomptes extraordinaires ne peut
28 être écartée. La hausse des prix nets du pétrole brut qui découlerait de l'existence d'une capacité
29 pipelinière suffisante procurerait de grands avantages au secteur de la production de l'Ouest
30 canadien.

31 32 **Bassin de Williston**

33 Le bassin de Williston produit du pétrole brut léger non corrosif. À l'instar du pétrole brut de l'Ouest
34 canadien, le pétrole brut du bassin de Williston se vend à prix réduit en raison du manque de capacité
35 pipelinière reliant le pétrole brut aux marchés du raffinage qui le consomment. Le transport ferroviaire
36 est utilisé pour combler le manque.

1 ***Énergie Est : transport du brut du bassin de Williston vers l'est***

2 Aujourd'hui, les grands projets d'agrandissement de pipelines à partir de la région du bassin de
3 Williston vont en direction sud vers la côte américaine du golfe du Mexique, région où la demande de
4 pétrole brut léger non corrosif provenant d'autres régions est en baisse du fait que sa propre
5 production de pétrole de réservoirs étanches est en hausse. Par contre, la côte est du Canada et des
6 États-Unis peut consommer davantage de pétrole brut léger non corrosif produit en Amérique du Nord
7 en remplaçant des importations d'outre-mer. Ainsi, des volumes de plus en plus importants de pétrole
8 brut léger non corrosif sont transportés vers l'est par rail, car il n'existe actuellement aucun pipeline
9 reliant directement le bassin de Williston à la côte est.

10

11 Toutefois, deux projets de pipeline ont été proposés pour transporter le pétrole brut du bassin de
12 Williston vers l'est : Énergie Est et l'inversion de la ligne 9. Les deux projets visent à transporter du
13 pétrole brut dans l'est du Canada. À supposer que l'offre de pétrole brut léger non corrosif transporté
14 par Énergie Est dépasse la demande dans l'est du Canada, le brut pourrait être chargé dans des
15 pétroliers à Québec et sur la côte est. La destination la plus probable serait le marché le plus proche
16 géographiquement où il y a une demande de pétrole brut léger non corrosif, soit la côte est des
17 États-Unis. Selon nous, le transport du pétrole brut à partir de la région du bassin de Williston jusqu'à
18 la côte est des États-Unis sera moins coûteux s'il est effectué par Énergie Est que s'il est effectué par
19 rail (voir l'annexe D pour les hypothèses de calcul des coûts formulées par IHS).

Partie 3) Marchés possiblement desservis par Énergie Est

Par rapport à d'autres projets pipeliniers proposés ou à d'autres modes de transport comme le transport ferroviaire, le projet Énergie Est offre un accès avantageux à de nouveaux marchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien, notamment le Canada atlantique, la côte est des États-Unis, l'Europe et l'Inde. Le projet élargit également l'accès à la côte américaine du golfe du Mexique. Nous présumons que le pipeline Énergie Est transporterait tous les types de pétrole brut (léger non corrosif, léger corrosif et lourd). La présente partie du rapport passe en revue les marchés du pétrole brut auxquels le pipeline Énergie Est donne accès, soit l'est du Canada, la côte est des États-Unis, la côte américaine du golfe du Mexique et les marchés d'outre-mer (l'Europe et l'Inde).

Le coût du transport du pétrole brut par Énergie Est représente une hypothèse fondamentale dans l'estimation de l'avantage financier qu'offre Énergie Est à chaque marché possiblement desservi. Notre analyse est fondée, d'une part, sur les droits établis par contrat indicatifs fournis par TransCanada pour la demande relative au projet Énergie Est déposée auprès de l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») et, d'autre part, sur les estimations d'IHS concernant les tarifs de transport par pétrolier et par rail (voir le tableau D1 à l'annexe D pour des hypothèses).

Est du Canada

L'est du Canada comprend deux sous-régions, soit le Québec et le Canada atlantique. Le Québec compte deux raffineries et, depuis 2014, le Canada atlantique compte également deux raffineries. La capacité de raffinage totale de la région s'élève à 812 000 b/j. Des 793 000 b/j de pétrole brut consommés dans la région en 2012, IHS estime que 65 % étaient du pétrole brut léger non corrosif, 30 % étaient du pétrole brut léger corrosif et les 5 % restants étaient du pétrole lourd.

Les raffineries de l'est du Canada doivent rivaliser avec les raffineries de l'étranger, notamment celles des États-Unis et de l'Europe, qui peuvent livrer des produits raffinés sur leurs marchés par pétrolier. Cette concurrence, conjuguée à la baisse de la demande pour les produits pétroliers raffinés, a entraîné la fermeture de plusieurs raffineries. En 2010, Shell Canada a fermé sa raffinerie de Montréal. La raffinerie de la Pétrolière Impériale à Dartmouth a cessé ses activités en 2013. La raffinerie de Come by Chance est actuellement à vendre, de sorte que son avenir est incertain. Les raffineries de l'est du Canada seraient plus concurrentielles si elles avaient accès à du pétrole brut nord-américain car, selon IHS, le brut livré par Énergie Est coûterait moins cher que le brut importé ou l'offre intérieure livrée par pétrolier ou par rail.

Accès plus économique à l'offre de brut nord-américaine

Les volumes croissants de brut produit au Canada et aux États-Unis réduisent la dépendance historique de l'est du Canada vis-à-vis des fournisseurs de pétrole brut étrangers. En 2012, l'est du Canada a importé 722 000 b/j de pétrole brut de fournisseurs d'outre-mer, dont plus de la moitié

1 provenait de pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (l'« OPEC »)⁵. Au
2 cours des prochaines années, nous prévoyons que la grande majorité de ces importations d'outre-mer
3 seront remplacées par la production nord-américaine, qui sera livrée par rail ou par pétrolier à partir de
4 la côte américaine du golfe du Mexique jusqu'à ce qu'une capacité pipelinère adéquate ait été mise
5 en place.

6
7 Énergie Est offre un moyen plus efficace de livrer des volumes croissants de pétrole brut
8 nord-américain dans l'est du Canada. Si ce projet pipelinier n'est pas réalisé, les raffineries de la côte
9 est devront utiliser le transport par rail ou par pétrolier plus coûteux à partir de la côte américaine du
10 golfe du Mexique pour se procurer du pétrole brut nord-américain.

11 12 ***Amélioration des perspectives économiques dans le secteur du raffinage***

13 Énergie Est livrerait du pétrole brut aux raffineries de l'est du Canada à un coût inférieur à celui des
14 autres modes de transport (voir l'annexe D pour des hypothèses). La baisse du coût du pétrole brut
15 permettrait aux raffineries de l'est du Canada de concurrencer plus efficacement les raffineries qui
16 livrent des produits raffinés sur leurs marchés à partir des États-Unis et de l'Europe. L'avantage
17 financier potentiel varie selon la qualité du brut.

- 18
19 • **Pétrole brut léger non corrosif.** Selon notre prévision de l'offre de pétrole brut léger non corrosif
20 et nos hypothèses en matière de coûts de transport, le pétrole brut léger non corrosif livré à
21 Saint John par pipeline coûtera environ 10,50 \$ de moins par baril que le pétrole brut équivalent
22 livré à Saint John par rail (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements).
- 23
24 • **Pétrole brut léger corrosif.** En 2012, la région a importé près de 240 000 b/j de pétrole brut léger
25 corrosif. Nous prévoyons que le pétrole brut léger corrosif nord-américain livré par Énergie Est
26 coûtera moins cher que les importations étrangères. Après la mise en service d'Énergie Est, à
27 court terme, les importations de pétrole brut léger corrosif d'outre-mer devraient être remplacées
28 principalement par les deux mécanismes suivants :
 - 29 ○ **Remplacement par du pétrole léger non corrosif.** Étant donné qu'il est plus avantageux sur
30 le plan des coûts de traiter du pétrole brut léger non corrosif nord-américain que du pétrole
31 brut léger corrosif importé, les raffineries de pétrole brut léger corrosif de l'est du Canada
32 augmenteront selon nous leur consommation de pétrole brut léger non corrosif nord-américain
33 autant que possible jusqu'à ce qu'elles se heurtent à des contraintes opérationnelles. Cela
34 devrait réduire de moitié environ la demande de pétrole brut léger corrosif dans l'est du
35 Canada par rapport à la demande actuelle.

⁵ Les importations totales de pétrole étranger au Canada en 2012 étaient en hausse à 722 000 b/j. Une partie de ces importations a été consommée en Ontario. Les principaux fournisseurs de brut étranger sont l'Algérie, l'Iraq, l'Arabie saoudite et le Nigeria.

- 1 ○ **Consommation de pétrole brut léger corrosif de l'Ouest canadien.** L'Ouest canadien
2 fournit actuellement environ 300 000 b/j de ce type de brut à d'autres régions, principalement
3 le Midwest américain et l'Ontario. Bien que nous prévoyions que les marchés conventionnels
4 continueront dans une certaine mesure de demander ce type de brut, une partie de l'offre
5 pourrait également être transportée dans l'est du Canada par Énergie Est.
6

7 Même si ces mécanismes entraînent le remplacement d'importations de pétrole brut léger corrosif
8 étranger par l'offre intérieure, certaines importations de pétrole brut léger corrosif d'outre-mer
9 pourraient continuer d'être traitées. Cependant, étant donné qu'il est plus avantageux sur le plan des
10 coûts de traiter du brut intérieur que du brut importé, nous croyons qu'au fil du temps, les raffineries de
11 l'est du Canada pourraient réduire leur dépendance à l'égard du pétrole brut léger corrosif étranger en
12 investissant dans des installations de traitement de pétrole brut léger non corrosif.
13

- 14 ● **Pétrole brut lourd.** Nous prévoyons que les raffineries de l'est du Canada obtiendront du pétrole
15 brut lourd à un coût inférieur à celui que paient les raffineries de la côte américaine du golfe du
16 Mexique (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements). Selon nos hypothèses en matière
17 de coûts de transport, nous estimons que le pétrole brut lourd livré à Saint John coûtera environ
18 5 \$ de moins que celui livré sur la côte américaine du golfe du Mexique. Ces derniers temps, les
19 raffineries de l'est du Canada ont consommé moins de 50 000 b/j de pétrole brut lourd, mais ce
20 volume est appelé à croître. Grâce à l'offre abondante accessible par Énergie Est, nous croyons
21 que la consommation pourrait atteindre près de 100 000 b/j, en supposant qu'il n'y a pas de
22 changement dans la configuration actuelle des raffineries.
23

24 Côte est des États-Unis

25 La côte est des États-Unis compte sept raffineries qui se spécialisent dans la production de carburants
26 et qui ont une capacité de raffinage totale de 1,2 Mb/j. En outre, plusieurs petites installations se
27 consacrent à la production de lubrifiants et de produits spéciaux. Des 919 000 b/j de brut consommés
28 dans la région en 2012, IHS estime qu'environ 65 % étaient du pétrole brut léger non corrosif,
29 19 % étaient du pétrole brut léger corrosif et les 16 % restants étaient du pétrole lourd. Les raffineries
30 produisent environ la moitié des produits raffinés demandés dans la région, et le reste provient
31 d'autres régions. Comme dans l'est du Canada, les raffineries sont soumises à la pression
32 concurrentielle des raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique, de l'Europe et de l'est du
33 Canada qui livrent des produits raffinés dans leurs marchés.

34 *Transfert de l'approvisionnement en pétrole brut*

35 En 2012, 70 % du brut utilisé dans la région provenait de fournisseurs non nord-américains, 20 %
36 provenait du Canada et le reste était produit aux États-Unis. L'approvisionnement canadien provenait
37 principalement de la production extracôtière de la côte est. Toutefois, une raffinerie à Warren, en

1 Pennsylvanie, consomme environ 30 000 b/j de pétrole brut lourd provenant de l'Ouest canadien (qui
2 est livré par le réseau pipelinier d'Enbridge). Hormis cette exception, le pétrole brut de l'Ouest
3 canadien n'est pas accessible par pipeline dans la région.

4
5 La région se tourne de plus en plus vers des sources d'approvisionnement en pétrole brut nord-
6 américaines. En 2012, 400 000 b/j de pétrole brut léger non corrosif importé d'outre-mer ont été
7 consommés dans la région. Au cours des prochaines années, le pétrole brut léger non corrosif du
8 bassin de Williston et de la côte américaine du golfe du Mexique devrait remplacer la majeure partie
9 de ces importations d'outre-mer.

11 ***Coût de transport du pétrole brut par Énergie Est inférieur au coût de transport par*** 12 ***pétrolier ou par rail***

13 Énergie Est devrait transporter du pétrole brut nord-américain sur la côte est des États-Unis à un coût
14 inférieur à celui des autres modes de transport, comme le transport ferroviaire direct à partir de
15 sources intérieures ou le transport par pétrolier à partir de la côte américaine du golfe du Mexique.
16 L'avantage sur le plan des coûts et le volume varient selon le type de brut.

- 17 • **Pétrole brut léger non corrosif.** À partir du terminal maritime de Saint John ou de Cacouna,
18 Énergie Est pourrait exporter du pétrole brut léger non corrosif par pétrolier vers la côte est des
19 États-Unis. Le marché le plus probable pour le pétrole brut léger serait la côte est des États-Unis,
20 étant donné qu'il est le plus proche géographiquement et donc celui où la livraison coûte le moins
21 cher. Selon nos hypothèses en matière de coûts de transport, nous prévoyons que le pétrole brut
22 léger non corrosif livré par pétrolier à partir d'Énergie Est coûtera environ 5 \$ de moins par baril
23 que le pétrole équivalent provenant d'autres sources livré par rail sur la côte est des États-Unis
24 (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements).
- 25 • **Pétrole brut lourd.** Selon nos hypothèses en matière de coûts de transport, nous prévoyons que
26 le pétrole brut lourd livré par Énergie Est puis chargé dans des pétroliers à Saint John ou à
27 Cacouna pour être transporté sur la côte est des États-Unis coûterait environ 3,50 \$ de moins par
28 baril que sur la côte américaine du golfe du Mexique (voir l'annexe D pour de plus amples
29 renseignements). La région de la côte est des États-Unis consomme actuellement environ
30 140 000 b/j de brut lourd. Grâce à l'offre abondante accessible par Énergie Est, nous estimons
31 que la consommation de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, qui était de 30 000 b/j en 2012,
32 pourrait passer à plus de 100,000 b/j (dans l'hypothèse où la capacité de cokéfaction n'augmente
33 pas dans la région).

34 **Côte américaine du golfe du Mexique**

35 Bien qu'Énergie Est pourrait livrer du pétrole brut aussi bien à Cacouna qu'à Saint John pour qu'il soit
36 chargé dans des pétroliers et expédié sur la côte américaine du golfe du Mexique, nous avons analysé
37 les coûts de transport en fonction des expéditions au départ du terminal de Saint John. Saint John

1 peut accueillir des navires plus grands que Cacouna, et il est généralement plus économique d'utiliser
2 de grands navires pour les expéditions vers des destinations lointaines comme la côte américaine du
3 golfe du Mexique. Toutefois, dans les faits, le choix des expéditeurs vers la côte américaine du golfe
4 du Mexique ne dépendra pas seulement des tarifs relatifs du transport par pétrolier, mais également
5 des capacités et des coûts logistiques aux différentes destinations ainsi que de l'écart entre les tarifs
6 du transport par pipeline aux deux terminaux.

7
8 À partir du terminal de Saint John, nous estimons que le coût de livraison du brut de l'Ouest canadien
9 par Énergie Est sur la côte américaine du golfe du Mexique sera comparable à celui des options de
10 transport exclusivement par pipeline existantes (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements).
11 Les expéditions par pétrolier à partir d'Énergie Est sur la côte américaine du golfe du Mexique
12 devraient être constituées principalement de pétrole brut lourd.

13
14 La côte américaine du golfe du Mexique est le plus important centre de raffinage régional des
15 États-Unis. Les 52 raffineries de la région ont une capacité totale de 9,2 Mb/j (ce qui représente
16 environ la moitié de la capacité totale des États-Unis). En plus d'approvisionner le marché local en
17 produits raffinés, la côte américaine du golfe du Mexique transfère des produits raffinés dans d'autres
18 régions des États-Unis et exporte des produits à l'échelle internationale. Les raffineries de la côte
19 américaine du golfe du Mexique ont consommé 7,7 Mb/j de pétrole brut en 2012, soit les types de
20 pétrole brut suivants :

- 21
- 22 • **Pétrole brut lourd** – Dotée d'une capacité de cokéfaction de 1,6 Mb/j, la région de la côte du
23 Golfe du Mexique a une grande soif de pétrole brut et en a consommé 2,4 Mb/j en 2012.
24 Toutefois, d'après les taux d'utilisation de la capacité de cokéfaction existante, il y a eu une
25 capacité excédentaire en 2012, et nous estimons que le potentiel de consommation de pétrole
26 brut lourd est encore plus grand et pourrait même atteindre les 2,7 Mb/j⁶. Bien que la région
27 demeure un marché important, nous anticipons une croissance limitée de la demande de pétrole
28 brut lourd totale, notamment en raison de l'augmentation de l'offre de pétrole brut léger de
29 réservoirs étanches qui pourrait bien décourager les investissements dans la capacité de
30 cokéfaction.
 - 31
 - 32 • **Pétrole brut léger non corrosif** – La région consomme actuellement environ 2,9 Mb/j de pétrole
33 brut léger non corrosif. En raison de la croissance rapide de la production intérieure de pétrole de
34 réservoirs étanches, les importations d'outre-mer ont diminué considérablement (passant
35 de 1,3 Mb/j en 2010 à moins de 0,3 Mb/j en juillet 2013). Compte tenu du volume croissant de

⁶ En 2013, le taux d'utilisation de la capacité de cokéfaction sur la côte américaine du golfe du Mexique s'est élevée à un peu plus de 80 % (1,3 Mb/j ont été acheminés aux unités de cokéfaction et 1,6 Mb/j ont été traités en amont. Source : US EIA. IHS estime que le fait d'augmenter l'utilisation de la capacité de cokéfaction et de la faire passer à 87 % entraînerait une augmentation de la demande de pétrole brut de plus de 300 000 b/j.

1 pétrole brut léger non corrosif intérieur disponible dans la région, nous nous attendons à ce que
2 les raffineries augmentent leur consommation de pétrole brut léger non corrosif autant que
3 possible.
4

- 5 • **Pétrole brut léger corrosif** – La côte américaine du golfe du Mexique a consommé 2,5 Mb/j de
6 pétrole brut léger corrosif en 2012. Environ 40 % de ce pétrole a été produit au pays, et le reste a
7 été importé. Étant donné la disponibilité de pétrole brut léger non corrosif intérieur à prix réduit,
8 nous prévoyons qu'une partie de la demande de pétrole brut léger corrosif sera remplacée par du
9 pétrole brut léger non corrosif. Les raffineries remplaceront le pétrole brut léger corrosif par du
10 pétrole brut léger non corrosif jusqu'à ce qu'elles se heurtent à des contraintes opérationnelles et
11 financières.
12

13 ***Perspectives favorables pour le pétrole brut lourd***

14 La côte américaine du golfe du Mexique a jusqu'ici reçu des volumes relativement modestes de
15 pétrole brut de l'Ouest canadien (moins de 100 000 b/j en 2012) qui lui ont été livrés par un pipeline
16 (Pegasus) et plus récemment par train et par barge. Bien qu'il demeure limité, le volume de brut de
17 l'Ouest canadien qui parvient à la côte américaine du golfe du Mexique est en hausse grâce à
18 l'augmentation des livraisons par rail et à la mise en service de l'inversion du pipeline Seaway en 2013
19 et du pipeline de la côte américaine du golfe du Mexique au début de 2014. Les nouveaux pipelines
20 peuvent livrer du brut de l'Ouest canadien à partir de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte
21 américaine du golfe du Mexique.
22

23 Malgré la disponibilité croissante du pétrole brut léger non corrosif intérieur sur la côte américaine du
24 golfe du Mexique, nous ne prévoyons pas que la taille du marché pour le pétrole brut lourd canadien
25 sera grandement touchée. Nous prévoyons que les raffineries de cokéfaction continueront de traiter
26 du pétrole brut lourd plutôt que du pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis. Par
27 conséquent, les perspectives sont favorables pour les livraisons de pétrole brut lourd de l'Ouest
28 canadien, en particulier les mélanges bitumineux.
29

30 Aujourd'hui, la côte américaine du golfe du Mexique importe du pétrole brut du Venezuela (0,9 Mb/j
31 en 2012) et du Mexique (0,7 Mb/j en 2012), et le reste provient de plus petits fournisseurs, dont la
32 Colombie et le Brésil. Un meilleur accès aux mélanges bitumineux canadiens permettrait de réduire
33 certaines importations du Mexique et du Venezuela. Bien que le Mexique ait jusqu'ici représenté une
34 importante source d'approvisionnement en pétrole brut lourd pour la côte américaine du golfe du
35 Mexique, sa production est en baisse. De 2005 à 2012, les importations de pétrole brut lourd mexicain

1 aux États-Unis ont diminué à peu près de moitié⁷. La baisse de la production au Mexique est
2 imputable au manque d'investissements en immobilisations et de technologies de pointe. Pour
3 remédier à la situation, le Mexique vient d'adopter une loi permettant aux sociétés internationales de
4 participer directement à la production de pétrole au Mexique. On ne sait pas encore si ces réformes
5 produiront au bout du compte les résultats espérés, mais, à long terme, elles améliorent assurément
6 les perspectives de croissance de la production de pétrole mexicain. Les importations américaines du
7 Venezuela sont également en baisse, et il existe des incertitudes quant à l'approvisionnement futur.
8 Malgré ces enjeux, nous anticipons une certaine croissance de la production vénézuélienne au cours
9 des années à venir, compte tenu du potentiel d'investissement étranger dans la mise en valeur du
10 bassin de l'Orénoque.

11
12 Énergie Est peut livrer du pétrole brut à Saint John ou à Cacouna pour qu'il soit chargé dans des
13 pétroliers et expédié sur la côte américaine du golfe du Mexique. Énergie Est peut desservir toutes les
14 raffineries accessibles par voie navigable sur la côte américaine du golfe du Mexique, y compris celles
15 situées dans les régions de la côte est du golfe du Mexique et de la Louisiane qui ne sont pas reliées
16 à des pipelines. D'ici la fin de la prochaine décennie, les livraisons de pétrole brut lourd canadien sur
17 la côte américaine du golfe du Mexique pourraient selon nous dépasser les 1,7 Mb/j.

18 L'approvisionnement auprès d'autres fournisseurs d'outre-mer (Mexique, Venezuela et autres pays
19 d'Amérique latine) serait alors réduit de moitié par rapport à aujourd'hui, pour s'établir à moins
20 de 1 Mb/j (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements).

21
22 Pour que le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien obtienne une telle part de marché, il faudrait que les
23 autres fournisseurs de pétrole brut lourd réduisent leur part de marché. Selon nos prévisions actuelles,
24 l'offre de l'Amérique latine sur la côte américaine du golfe du Mexique connaîtra une baisse. Les barils
25 de pétrole brut lourd latino-américains seront donc tout naturellement remplacés par des barils
26 canadiens. Même si le Mexique, le Venezuela et les autres pays d'Amérique latine en venaient à
27 produire plus de pétrole brut lourd que ce que nous prévoyons, à notre avis, cela n'empêcherait pas
28 l'Ouest canadien de maintenir une part de marché semblable sur la côte américaine du golfe du
29 Mexique en raison de son avantage logistique.

31 **Marchés d'outre-mer**

32 Comme l'illustre la figure 9, les marchés d'outre-mer attrayants les plus près de la côte est du Canada
33 pour le brut sont l'Europe et l'Inde. En Europe, la capacité de raffinage est concentrée dans les
34 régions du nord-ouest et de la Méditerranée, alors qu'en Inde, la capacité de raffinage est concentrée
35 dans les zones côtières.

⁷ Les importations de pétrole maya du Mexique en 2012 ont totalisé 0,7 Mb/j, comparativement à 1,3 Mb/j en 2005.

Figure 9: Europe and India are accessible from Eastern Canada



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18

Bien qu'Énergie Est pourrait livrer du pétrole brut aussi bien à Cacouna qu'à Saint John pour qu'il soit chargé dans des pétroliers à destination des marchés d'outre-mer, nous avons limité notre analyse aux expéditions à partir du terminal de Saint John car, en règle générale, les grands pétroliers sont plus économiques sur de longues distances.

Étant donné que les exportations à partir d'Énergie Est devraient être constituées principalement de pétrole brut lourd, nous avons limité notre analyse à ce type de pétrole. D'après la prévision de la croissance de l'offre de mélanges bitumineux d'IHS, nous sommes d'avis que la demande en Amérique du Nord et l'offre envoyée en Asie (à partir de la côte ouest) pourraient éventuellement absorber la production supplémentaire jusqu'à la fin de la prochaine décennie (peut-être jusqu'en 2027 ou 2028). Toutefois, bien avant cela, nous croyons qu'une partie du brut de l'Ouest canadien serait livré en Europe et en Inde. Dans le cas de l'Europe, les coûts de transport à partir de Saint John sont comparables, voire légèrement inférieurs, aux coûts de transport du brut par pétrolier à partir de Saint John jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Dans le cas de l'Inde, l'offre de l'Ouest canadien diversifierait les sources d'approvisionnement en pétrole brut du pays.

1 **Europe**

2 Les 111 raffineries de la région ont une capacité combinée de 15,7 Mb/j. La région a consommé
3 environ 12,6 Mb/j de brut en 2012. La majeure partie de la capacité de raffinage de l'Europe est
4 destinée au traitement du pétrole brut léger non corrosif et du pétrole brut léger corrosif. Malgré cela,
5 ces raffineries ont toujours traité un volume important de pétrole brut lourd (soit plus de 1.0 Mb/j), et ce
6 volume devrait croître au cours des prochaines années. L'approvisionnement en pétrole brut lourd
7 provient principalement d'outre-mer. Les principaux fournisseurs sont l'Arabie saoudite, le Mexique et
8 le Venezuela.

9
10 La demande actuelle de pétrole brut lourd émane de 21 raffineries qui ont une capacité de cokéfaction
11 combinée de 0,5 Mb/j (soit moins du tiers de la capacité de la côte américaine du golfe du Mexique).
12 Les raffineries de cokéfaction ayant la capacité de recevoir du brut par pétrolier sont les meilleures
13 candidates pour les livraisons de brut de l'Ouest canadien. En tenant compte des raffineries de pétrole
14 lourd qui appartiennent à cette catégorie, nous estimons que le potentiel maximal de traitement de
15 pétrole brut lourd de l'Ouest canadien se situe entre 0,3 et 0,4 Mb/j.

16
17 Le terminal d'Énergie Est à Saint John est bien situé sur le plan économique pour acheminer du
18 pétrole brut lourd en Europe. Les coûts de transport du brut par pétrolier à partir du terminal de
19 Saint John en Europe sont comparables, voire légèrement inférieurs, aux coûts de transport du brut
20 sur la côte américaine du golfe du Mexique. En outre, Saint John est 20 % à 65 % plus proche de
21 l'Europe que les autres sources d'approvisionnement en pétrole brut lourd de l'Europe (voir l'annexe D
22 pour de plus amples renseignements).

23 24 **Inde**

25 Les 21 raffineries de l'Inde ont une capacité combinée déclarée de 4,4 Mb/j. En 2012, la
26 consommation a été estimée à 4,5 Mb/j de brut, dont 70 % provenaient du Moyen-Orient.
27 Contrairement aux autres marchés examinés dans le présent rapport, la demande de pétrole en Inde
28 est en hausse. D'ici 2030, la demande de brut devrait augmenter de 50 %.

29
30 À l'heure actuelle, la capacité de raffinage de l'Inde équivaut à peu près au quart de celle de l'Europe.
31 Toutefois, l'industrie indienne du raffinage a une capacité de cokéfaction comparable (0,6 Mb/j). Par
32 conséquent, le volume historique de pétrole brut lourd traité est relativement élevé (1,2 Mb/j) et
33 pourrait facilement augmenter d'environ 0,5 Mb/j après la construction de la nouvelle capacité de
34 raffinage nécessaire pour répondre à la demande croissante de produits raffinés. Les candidates
35 idéales pour les livraisons de brut de l'Ouest canadien sont les raffineries de cokéfaction situées sur la
36 côte ouest (la plus près de l'est du Canada) qui peuvent recevoir du brut par pétrolier. En tenant
37 compte des raffineries de pétrole lourd corrosif qui appartiennent à cette catégorie, nous estimons que

1 le potentiel maximal de traitement de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien en Inde pourrait atteindre
2 0,3 Mb/j.

3

4 L'Inde étant plus éloignée que les autres marchés examinés dans le présent rapport, les coûts de
5 transport sont plus élevés que pour les autres régions. Nous estimons que le transport du brut de
6 Saint John à l'Inde coûterait environ 2,50 \$ de plus par baril que le transport par pétrolier sur la côte
7 américaine du golfe du Mexique (voir l'annexe D pour de plus amples renseignements). Du point de
8 vue des coûts de transport, les fournisseurs de pétrole brut lourd du Moyen-Orient disposent d'un
9 avantage évident, car la côte ouest de l'Inde est environ sept fois plus loin de Saint John que de
10 l'Arabie saoudite.

11

12 L'Inde, à l'instar de bon nombre d'autres pays en voie de développement, cherche un juste équilibre
13 entre les paramètres économiques et la sécurité de l'approvisionnement. IHS estime que d'ici 2030,
14 l'Inde devra importer 2 Mb/j de pétrole brut de plus que ce qu'elle importe aujourd'hui. Comme la
15 dépendance envers le Moyen-Orient est appelée à croître encore, il est de plus en plus important de
16 diversifier les sources d'approvisionnement. Par conséquent, même en tenant compte des coûts plus
17 élevés pour transporter du brut de l'Ouest canadien en Inde, nous croyons qu'un certain volume
18 pourrait être livré sur ce marché. Le pétrole brut serait probablement vendu aux termes d'accords
19 d'enlèvement (c.-à-d. des accords à long terme entre le producteur de l'Ouest canadien et l'acheteur
20 indien visant l'achat de la production future).

Annexe A – Termes liés au domaine du pétrole brut utilisés dans le présent rapport

Sables bitumineux

À l'état naturel, le bitume brut a la consistance du beurre d'arachide et ne peut être transporté par pipeline. Par conséquent, les sables bitumineux sont transformés afin de pouvoir être transportés par pipeline sur les marchés au moyen des deux méthodes suivantes :

- **Pétrole brut synthétique** – Le pétrole brut synthétique est produit à partir du bitume au moyen d'unités de raffinage par conversion qui transforment les hydrocarbures lourds en un produit plus léger et de plus grande valeur. Ces unités sont appelées « unités de valorisation ». Le pétrole brut synthétique ressemble à du pétrole brut léger non corrosif et a généralement une densité API supérieure à 30.
- **Mélanges bitumineux** – Pour répondre aux exigences du transport par pipeline, le bitume est dilué avec des hydrocarbures plus légers. Une raffinerie peut devoir subir des modifications pour traiter des volumes importants de mélanges bitumineux, car ceux-ci ont une plus grande teneur en pétrole lourd que la plupart des autres types de pétrole brut. Les mélanges bitumineux ont habituellement une densité API de 22 (semblable à celle des autres types de pétrole brut lourd comme le brut maya du Mexique). Le mélange bitumineux le plus courant est le bitume dilué ou dilbit (contraction de l'expression anglaise *diluted bitumen*). Le dilbit est produit à partir de bitume qu'on dilue généralement avec un condensat de gaz naturel. À titre indicatif, un mélange contient à peu près 70 % de bitume et 30 % de condensat. Toutefois, du pétrole brut synthétique et d'autres types de pétrole brut léger sont également utilisés.

Types de pétrole brut

Nous utilisons les trois catégories suivantes pour décrire la qualité du pétrole brut dans le présent rapport :

- Pétrole léger non corrosif – densité API d'au moins 28 et teneur en soufre inférieure à 1 %
- Pétrole léger corrosif – densité API d'au moins 28 et teneur en soufre égale ou supérieure à 1 %
- Pétrole lourd – densité API inférieure à 28, quelle que soit la teneur en soufre

1 Annexe B – Offre

2 Prévisions de l'offre dans l'Ouest canadien

3 La production de l'Ouest canadien devrait continuer à croître par rapport aux niveaux actuels, portée
4 par la mise en valeur de pétrole de réservoirs étanches et de sables bitumineux canadiens. Le
5 tableau B1 présente une comparaison des projections de l'IHS et de l'ACPP.

Tableau B1 : Offre dans l'Ouest canadien : comparaison des prévisions d'IHS et de l'ACPP

Milliers de b/j	2015	2020	2025	2030
IHS (T2 2014)	3 983	5 157	5 869	6 469
ACPP (2014)	3 935	5 203	6 408	7 455
Écart	48	(46)	(539)	(986)

Source : IHS, ACPP

6 La croissance de l'offre de sables bitumineux canadiens sera constituée principalement de mélanges
7 bitumineux, car nous ne croyons pas que l'offre de pétrole brut synthétique augmentera en raison des
8 faibles perspectives économiques dans le secteur de la valorisation. Deux facteurs font en sorte qu'il
9 n'est pas avantageux économiquement parlant d'investir dans la construction de nouvelles
10 installations de valorisation et l'achat de nouvel équipement en Alberta : les coûts élevés et les faibles
11 écarts de prix entre le brut lourd et le brut léger.

Annexe C – Marchés existants et capacité d'exportation

Pétrole brut de l'Ouest canadien vendu à prix réduit

Le tableau C1 illustre l'escompte historique sur le pétrole brut lourd canadien en comparaison du pétrole brut lourd provenant d'autres sources sur la côte américaine du golfe du Mexique. Pour calculer l'escompte, nous avons rajusté le prix moyen du mélange de Cold Lake en Alberta pour établir le coût sur la côte américaine du golfe du Mexique (en ajoutant le coût du transport par pipeline jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et en soustrayant l'écart de qualité du brut entre le mélange de Cold Lake et le brut maya).

Tableau C1 : Écart de prix du brut entre le mélange de Cold Lake et le brut maya sur la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM)

Prix nominal en dollars par baril	2013
Brut maya, CAGM	98,38
Mélange de Cold Lake, CAGM	80,94*
Écart	17,43

*Prix rajusté à Edmonton dans l'hypothèse d'un coût de transport de 11,42 \$ par baril et d'un écart de qualité de 1,23 \$ par baril (soit le prix du mélange de Cold Lake moins le prix du brut maya).

Source : Platts, ©2013 par The McGraw-Hill Companies, Inc. (données historiques).
Mise en garde : IHS a tiré ou extrait les données historiques sur les prix du pétrole de Platts. Tous droits réservés. Platts et ses sources déclinent par les présentes toute responsabilité à l'égard des erreurs et des omissions et ne font aucune déclaration ni ne donnent aucune garantie concernant les données ou les conclusions qui en sont tirées.

Le tableau C2 présente les hypothèses utilisées pour calculer les revenus perdus par les producteurs de l'Ouest canadien en raison des escomptes en 2013.

Tableau C2 : Perte de revenus estimative des producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien en raison du manque d'accès aux marchés (2013).

Principales hypothèses	Coût de transport élevé	Faible coût de transport
Volume de la production de l'Ouest canadien vendu à prix réduit*	3,1 Mb/j (42 % de brut léger et 58 % de brut lourd)	3,1 Mb/j (42 % de brut léger et 58 % de brut lourd)
Écart de prix entre le brut non corrosif mixte canadien (MSW) et le brut léger non corrosif de la Louisiane (LLS) sur la CAGM en 2013**	Moins 6 \$/b	Moins 10 \$/b
Écart de prix entre le mélange de Cold Lake et le brut maya du Mexique sur la CAGM en 2013**	Moins 17 \$/b	Moins 21 \$/b
Perte de revenus totale des producteurs de l'Ouest canadien en 2013	14,4 G\$	18,9 G\$

Source : IHS

*En 2013, la production de l'Ouest canadien a totalisé 3,4 Mb/j, dont nous avons soustrait 300 000 b/j qui ont été expédiés sur la côte ouest du Canada et vendus au prix international.

**Dans l'hypothèse d'une fourchette de coûts de transport jusqu'à la CAGM dont l'extrémité supérieure s'établit à 11,42 \$/b, et l'extrémité inférieure, à 7,50 \$/b. Nous avons présumé qu'il n'y avait pas d'écart de qualité entre le MSW et le LLS et qu'il y avait un écart de qualité de 1,23 \$ par baril entre le mélange de Cold Lake et le brut maya.

1 **Demande de pétrole brut de l'Ouest canadien**

2 La demande de brut devrait augmenter à la raffinerie de bitume de North West Redwater Partnership
 3 en 2017 (50 000 b/j). Le tableau C3 et le tableau C4 indiquent la capacité de raffinage en 2014 et la
 4 demande de brut en 2012.

Tableau C3 : Capacité de raffinage dans l'Ouest canadien en 2014

Raffinerie	(milliers de b/j)	Type de raffinerie
Chevron Canada Ltd. – North Burnaby	55,0	Craquage
Husky Oil Operations Ltd. – Prince George	11,4	Craquage
Compagnie Pétrolière Impériale Ltée – Edmonton	187,0	Craquage
Suncor – Edmonton	140,0	Cokéfaction
Shell Canada Ltée – Scotford	100,0	Hydrocraquage des résidus
Husky Oil Operations Ltd. – Lloydminster	25,0	Distillation atmosphérique
Consumers' Co-operative Ref. Ltd. – Regina	130,0	Cokéfaction
Gibson Petroleum – Moose Jaw	12,0	Distillation atmosphérique
Capacité de raffinage totale dans l'Ouest canadien	660,4	

Source : IHS, enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal

Note : L'Ouest canadien comprend les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba.

5

Tableau C4 : Consommation de brut dans l'Ouest canadien en 2012

Type de brut	Consommation (milliers de b/j)
Brut léger non corrosif classique	110
Brut synthétique extrait de sables bitumineux	287
Brut lourd corrosif classique	110
Mélange bitumineux lourd corrosif	39
Brut léger corrosif	8
Consommation totale de brut dans l'Ouest canadien	555

Source : IHS, Statistique Canada

Note : L'Ouest canadien comprend les provinces de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba.

6

1 Projets pipeliniers proposés à partir de l'Ouest canadien

2 Le tableau C5 présente une liste des nouveaux projets pipeliniers proposés afin d'accroître la capacité
 3 d'exportation de brut à partir de l'Ouest canadien. Outre la capacité totale, nous avons inclus notre
 4 estimation de la capacité à partir de l'Ouest canadien (la capacité utile exclut la capacité nécessaire
 5 pour transporter le brut du bassin de Williston).

Tableau C5 : Capacité d'exportation proposée à partir de l'Ouest canadien

	Capacité totale (milliers de b/j)	Capacité estimée par IHS à partir de l'Ouest canadien*	Date proposée de mise en service
Agrandissement du réseau principal d'Enbridge (sud de Superior, WI)	800	575**	2016
Projet Keystone XL de TransCanada	830	730***	2017
Agrandissement du réseau de Trans Mountain de Kinder Morgan	590	590	2017
Projet Énergie Est de TransCanada	1 100	900****	2018 (ville de Québec), 2018 (Saint John)
Projet Northern Gateway d'Enbridge	525	525	2018
Total	3 845	3 320	

Source : IHS

*La capacité totale de Keystone XL, du réseau principal d'Enbridge et d'Énergie Est a été rajustée pour tenir compte des réceptions de brut du bassin de Williston.

**L'agrandissement du réseau principal d'Enbridge au sud de Superior a une capacité plus grande que celle indiquée, mais nous avons soustrait 225 000 b/j à la capacité prévue pour tenir compte de la mise en service de Sandpiper (étant donné que ce projet enlève de la capacité pour le transport du brut de l'Ouest canadien).

***Pour Keystone XL, nous avons présumé qu'une capacité de 100 000 b/j sera utilisée pour transporter du brut du bassin de Williston.

****Pour Énergie Est, nous avons présumé qu'une capacité de 200 000 b/j sera utilisée pour transporter du brut du bassin de Williston à destination de Cromer.

6

Annexe D – Marchés possiblement desservis par Énergie Est

La présente partie expose nos hypothèses en ce qui concerne les marchés du pétrole brut de l'Ouest canadien qui pourraient être desservis par Énergie Est, notamment l'est du Canada, la côte est des États-Unis, la côte américaine du golfe du Mexique et les marchés d'outre-mer, soit l'Inde et l'Europe. Le brut transporté par Énergie Est peut être chargé dans des pétroliers à un terminal à Québec ou à Saint John.

Le tableau D1 donne un aperçu de nos hypothèses relatives aux coûts de transport du pétrole brut vers l'est du Canada et la côte est des États-Unis. Notre analyse est fondée, d'une part, sur les droits établis par contrat indicatifs fournis par TransCanada dans la demande relative au projet Énergie Est déposée auprès de l'ONÉ et, d'autre part, sur les estimations d'IHS concernant les tarifs de transport par pétrolier et par rail.

Tableau D1 : Coûts de transport du pétrole brut

Énergie Est – Pétrolier	Saint John → Côte américaine du golfe du Mexique	2,50 \$ par baril – Source : Modèle de transport par pétrolier d'IHS. Dans l'hypothèse où le transport se fait par TGTB à partir de Saint John jusqu'à la CAGM et y compris les frais d'allège et autres frais applicables.
Énergie Est – Pétrolier	Saint John → PADD 1	1,50 \$ par baril – Source : Modèle de transport par pétrolier d'IHS. Dans l'hypothèse où le transport se fait par TGTB à partir de Saint John jusqu'à la CAGM et y compris les frais d'allège et autres frais applicables.
Énergie Est – Pipeline	Alberta → Québec/Montréal	5,00 \$ par baril (valeur nominale de 5,65 \$) – En fonction des droits indicatifs fournis par TransCanada pour Énergie Est : tarif sur 20 ans entre Hardisty et Québec. Droits estimatifs arrondis.
Énergie Est – Pipeline	Alberta → Saint John	6,00 \$ par baril (valeur nominale de 6,90 \$) – En fonction des droits indicatifs fournis par TransCanada pour Énergie Est : tarif sur 20 ans entre Hardisty et Saint John. Droits estimatifs arrondis.
Rail	Bassin de Williston → Saint John Bassin de Williston → PADD 1	16,50 \$ et 12,50 \$ par baril – Source : IHS. Coûts totaux estimatifs, y compris le chargement dans les wagons, la location des wagons et le déchargement.

13

1 **Est du Canada**

2 Aujourd'hui, la majeure partie de l'approvisionnement en pétrole brut dans l'est du Canada provient
 3 d'outre-mer. Les raffineries de la région sont équipées pour traiter du pétrole brut léger, comme
 4 l'indiquent les tableaux D2 et D3. Le tableau D4 indique le volume d'approvisionnement provenant de
 5 sources intérieures par rapport au volume importé d'outre-mer.

Tableau D2 : Capacité de raffinage dans l'est du Canada (2014)* (milliers de b/j)

Raffinerie	Capacité nominale	Type de raffinerie
Valero – Saint-Romuald (Lévis)	260,0	Craquage
Suncor – Montréal	137,0	Craquage
Irving Oil Ltd. – Saint John	300,0	Craquage
North Atlantic Refining Ltd. – Come by Chance**	115,0	Craquage
Capacité de raffinage totale dans l'est du Canada	812,0	

Source : IHS, enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal, information fournie par les sociétés

*L'est du Canada comprend les provinces de Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve.

**Come by Chance n'aurait pas directement accès à Énergie Est. L'approvisionnement devrait être livré par pétrolier à partir de Saint John; par conséquent, le coût du brut transporté par Énergie Est serait plus élevé pour cette raffinerie que pour les autres raffineries.

6

7

Tableau D3 : Consommation de brut dans l'est du Canada par type de brut (2012 et 2013)

Type de brut	Avec Dartmouth	Sans Dartmouth
Léger non corrosif	517	445
Léger corrosif	239	214
Lourd	37	37
Consommation totale de brut dans l'est du Canada	793	696

Source : IHS, Statistique Canada

Notes : L'est du Canada comprend les provinces de Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve. En 2012, la raffinerie de la Pétrolière Impériale à Dartmouth était en exploitation. En 2013, elle a fermé ses portes, ce qui a réduit la consommation de brut de la région.

8

Tableau D4 : Consommation de brut dans l'est du Canada par source d'approvisionnement (2012)

Provenance du brut	(milliers de b/j)
Importations d'outre-mer	693
Sources extracôtières canadiennes	100
Consommation de brut totale dans l'est du Canada	793

Source : IHS, Statistique Canada

Note : L'est du Canada comprend les provinces d'Ontario, de Québec, de la Nouvelle-Écosse, de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve.

1 Le pipeline Énergie Est offre aux raffineries de l'est du Canada une solution de transport de pétrole
2 brut léger et lourd moins coûteuse que le transport ferroviaire. Le projet d'inversion de la ligne 9
3 d'Enbridge permet de transporter l'offre de l'Ouest en Ontario et à Montréal, mais ne se rend pas à
4 Saint-Romuald ou à Saint John.

5 ***Le pétrole brut léger livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les***
6 ***raffineries de l'est du Canada.***

7 Si du pétrole brut ne peut être livré par le pipeline Énergie Est, les raffineries de la côte est devront
8 vraisemblablement consommer un volume similaire de brut provenant du bassin de Williston et de
9 l'Ouest canadien qui leur serait livré par rail. Nous estimons le coût de livraison du pétrole brut à partir
10 du bassin de Williston ou de l'Ouest canadien jusqu'à Saint John à environ 16,50 \$ par baril. Avec
11 Énergie Est, nous estimons le coût de transport du brut entre le bassin de Williston ou l'Alberta et
12 Saint John à 6,00 \$ par baril (voir le tableau D1 pour des hypothèses relatives aux coûts). Par
13 conséquent, en comparaison du transport ferroviaire, la livraison de brut par Énergie Est représente
14 pour les raffineries de l'est du Canada un avantage financier correspondant à la différence entre le
15 coût du transport ferroviaire et le coût du transport par pipeline, soit environ 10,50 \$ par baril⁸.

16 ***Le pétrole brut lourd livré par Énergie Est est avantageux financièrement pour les***
17 ***raffineries de l'est du Canada.***

18 Le prix du pétrole brut lourd en Alberta est établi en fonction du prix à payer pour le dernier baril
19 produit afin d'équilibrer le marché. Nous prévoyons que la capacité pipelinère dépassera l'offre de
20 l'Ouest canadien destinée à l'exportation après 2016 si tous les projets sont réalisés comme prévu. À
21 ce moment-là, les prix du pétrole brut lourd en Alberta correspondraient aux prix en vigueur sur la côte
22 américaine du golfe du Mexique moins les coûts de transport par pipeline. En même temps, les prix
23 dans l'est du Canada correspondraient aux prix en vigueur en Alberta plus les coûts de transport (voir
24 le tableau D1 pour des hypothèses relatives aux coûts).

- 25 • **Prix en Alberta** – Dans l'hypothèse où le prix du pétrole brut lourd sur la côte américaine du golfe
26 du Mexique est de 100 \$ par baril, le prix en Alberta correspondrait au prix en vigueur sur la côte

⁸ Nous avons calculé la différence entre le coût du transport ferroviaire de 16,50 \$ par baril et le coût du transport par pipeline de 6,00 \$ par baril.

1 américaine du golfe du Mexique moins les coûts de transport estimatifs de 11,00 \$ par baril, soit
2 89,00 \$ par baril.

- 3 • **Prix à Saint John** – Dans l'hypothèse où Énergie Est existe, le prix du pétrole brut lourd à
4 Saint John correspondrait au prix en vigueur en Alberta (89,00 \$ par baril) plus les coûts de
5 transport de 6,00 \$ par baril, soit 95,00 \$ par baril (comparativement à 100 \$ par baril sur la côte
6 américaine du golfe du Mexique).

7 Ainsi, pour le pétrole brut lourd, les raffineries de l'est du Canada pourraient acheter du brut à
8 Saint John pour 5,00 \$ de moins par baril que le prix du brut sur la côte américaine du golfe du
9 Mexique. D'après notre hypothèse selon laquelle le coût de transport de l'Alberta à Québec serait
10 inférieur au coût de transport de l'Alberta à Saint John (5,00 \$ par baril au lieu de 6,00 \$ par baril),
11 l'avantage sur le plan des coûts à Québec serait plus élevé de 1,00 \$ par baril.

12 Côte est des États-Unis

13 Aujourd'hui, l'approvisionnement en pétrole brut sur la côte est des États-Unis provient du Canada,
14 d'outre-mer et de sources intérieures. Les raffineries de la région sont presque toutes équipées pour
15 traiter du pétrole léger, comme l'indiquent les tableaux D5 et D6. Le tableau D7 indique le volume
16 d'approvisionnement provenant de sources intérieures par rapport au volume importé d'outre-mer.

Tableau D5 : Capacité de raffinage sur la côte est des États-Unis (2014) (milliers de b/j)*

Raffinerie	Capacité nominale	Type de raffinerie
PBF Energy Partners – Delaware	181,5	Cokéfaction
Phillips 66 – Linden	238,0	Craquage
PBF Energy Partners – Paulsboro	160,0	Cokéfaction
NuStar – Thorofare	74,0	Bitume
Philadelphia Energy Solutions – Philadelphie	335,0	Craquage
Monroe Energy – Trainer (Delta)	185,0	Craquage
United Refining Co. – Warren	70,0	Craquage
Capacité de raffinage totale sur la côte est des États-Unis	1 243,5	

Source : IHS, enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal, information fournie par les sociétés
*Il existe deux autres raffineries intérieures qui ne sont pas incluses car, selon nous, celles-ci n'auraient pas accès au brut livré par pétrolier à partir d'Énergie Est : American Refining Group (Bradford), raffinerie de distillation atmosphérique d'une capacité de 10 000 b/j, et Ergon West Virginia Inc. (Newell), raffinerie de distillation atmosphérique d'une capacité de 20 000 b/j. De plus, la raffinerie de NuStar à Savannah, d'une capacité de 28 000 b/j, n'a pas été incluse car elle ne traite plus de pétrole brut (depuis qu'elle a été convertie en terminal de bitume en janvier 2012).

Tableau D6 : Consommation de pétrole brut sur la côte est des États-Unis par type de brut (2012)

Type de brut	(milliers de b/j)
Léger non corrosif	600
Léger corrosif	172
Lourd	147
Consommation totale de brut sur la côte est des États-Unis	919

Source : IHS, EIA

Tableau D7 : Consommation de brut sur la côte est des États-Unis par source d'approvisionnement (2012)

Provenance du brut	Consommation (thousand b/j)
Canada	195
Importations d'outre-mer	664
Sources intérieures américaines	60
<hr/>	
Consommation totale de brut sur la côte est des États-Unis	919

Source : IHS, EIA

1 D'après le modèle de transport par pétrolier d'IHS, nous estimons le coût de transport du brut par
 2 pétrolier sur la côte est des États-Unis à partir de Saint John à environ 1,50 \$ par baril (y compris les
 3 frais d'allège et autres frais applicables), ce qui réduit d'autant l'avantage sur le plan des coûts pour
 4 les raffineries de la côte est des États-Unis (en comparaison des raffineries de l'est du Canada). Par
 5 conséquent, le pétrole brut léger non corrosif sur la côte est des États-Unis devrait coûter 5,00 \$ de
 6 moins par baril que s'il était transporté par rail à partir du bassin de Williston. Suivant la même logique,
 7 les raffineries de la côte est des États-Unis paieraient le pétrole brut lourd 3,50 \$ de moins par baril
 8 que les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique.

9 Côte américaine du golfe du Mexique

10 L'industrie du raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique est complexe et consomme tous les
 11 types de brut, comme l'indiquent les tableaux D8 et D9. Le tableau D10 indique le volume
 12 d'approvisionnement provenant de sources intérieures par rapport aux volumes importés d'outre-mer
 13 et du Canada.

Tableau D8 : Configuration des raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique (2014)

Type de raffinerie	Capacité (milliers de b/j)	Pourcentage du total
Cokéfaction	7 359	80 %
Craquage	1 461	16 %
Distillation-reformage	99	1 %
Distillation atmosphérique/bitume	241	3 %
Total	9 158	100 %

Source : IHS, enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal, information fournie par les sociétés

Tableau D9 : Consommation de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique par type de brut (2012)

Type de brut	Consommation (milliers de b/j)
Léger non corrosif	2 925
Léger corrosif	2 457
Lourd	2 352
<hr/>	
Consommation totale de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique	7 734

Source : IHS, EIA

Tableau D10 : Consommation de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique par source d'approvisionnement (2012)

Provenance du brut	Consommation (milliers de b/j)
Canada	97
Importations d'outre-mer	4 448
Sources intérieures américaines	3 189
<hr/>	
Consommation totale de brut sur la côte américaine du golfe du Mexique	7 734

Source : IHS, EIA

- 1 La côte américaine du golfe du Mexique est un important centre de raffinage de pétrole brut lourd et,
 2 comme les raffineries de cokéfaction devraient à notre avis faire plus de profit en traitant du pétrole
 3 brut lourd, nous ne nous attendons pas à ce que le surplus de pétrole brut léger non corrosif en
 4 Amérique du Nord ait une incidence importante sur le marché du pétrole brut lourd. Aujourd'hui, le
 5 Mexique et le Venezuela sont les plus grands fournisseurs. Au cours de la période visée par nos
 6 prévisions, nous croyons que les importations américaines de pétrole mexicain et vénézuélien
 7 diminueront, alors que l'approvisionnement en pétrole brut lourd canadien augmentera (voir le
 8 tableau D11).

Tableau D11 : Prévion du volume d'approvisionnement en pétrole brut lourd futur sur la côte américaine du golfe du Mexique par source d'approvisionnement (2030)

Provenance du brut	Volume d'approvisionnement en 2012 (milliers de b/j)	
		(milliers de b/j)
Canada	88	1 756
Mexique	729	173
Venezuela	861	369
Autres sources	674	429
<hr/>		
Consommation totale de pétrole brut lourd sur la CAGM	2 352	2 727

Source : IHS, EIA

1 Europe

2 Une fois qu'Énergie Est sera en service, le pétrole brut de l'Ouest canadien pourra être expédié par
 3 pétrolier en Europe. Bien que les raffineries européennes soient pour la plupart équipées pour traiter
 4 du pétrole brut léger, certaines sont dotées d'une capacité de cokéfaction leur permettant de
 5 consommer du pétrole brut lourd, comme l'indiquent les tableaux D12 et D13.

Tableau D12 : Configuration des raffineries européennes (2014)

Type de raffinerie	Capacité (milliers de b/j)	Pourcentage du total
Cokéfaction	2 882	18 %
Craquage	10 987	70 %
Distillation-reformage	1 481	10 %
Distillation atmosphérique/bitume	310	2 %
Total	15 659	100 %

Source : IHS, enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal, information fournie par les sociétés

Tableau D13 : Consommation de brut en Europe par type (2012)

Type de brut	Consommation (Mb/j)
Léger non corrosif	5,4
Léger corrosif	6,1
Lourd	1,1
Consommation totale de brut en Europe	12,6

Source : IHS

6 Saint John est 20 % à 66 % plus proche de l'Europe que les autres sources d'approvisionnement en
 7 pétrole brut lourd de l'Europe (voir le tableau D14).

Tableau D14 : Distances marines

Origine	Destination	(milles marins)	Pourcentage de proximité supérieure de Saint John par rapport à l'Europe
Saint John, NB	Carthagène, Espagne	3 170	
Cayo Arcas, Mexique	Carthagène, Espagne	5 019	58 %
Puerto La Cruz, Venezuela	Carthagène, Espagne	3 790	20 %
Saint John, NB	Rotterdam, Pays-Bas	3 037	
Cayo Arcas, Mexique	Rotterdam, Pays-Bas	5 047	66 %
Puerto La Cruz, Venezuela	Rotterdam, Pays-Bas	4 190	38 %

Source : Worldscale Association

1 Notre analyse démontre que le coût de transport du brut par pétrolier de Saint John à l'Europe serait
 2 comparable, voire légèrement inférieur, au coût de transport du brut de Saint John à la côte
 3 américaine du golfe du Mexique (voir le tableau D15).
 4

Tableau D15 : Aperçu du fret maritime pour l'Europe (2020)*

Origine	Destination	Taille du pétrolier	(en dollars constants de 2012 par baril)	(en dollars constants de 2012 par baril)
Saint John, NB	Houston, TX	TGTB	2,39	--
Saint John, NB	Rotterdam, Pays-Bas	TGTB	1,96	(0,45)
Saint John, NB	Carthagène, Espagne	TGTB	2,11	(0,28)

Source : IHS

*Les frais additionnels liés au transport ne sont pas inclus. Les coûts en 2020 ont été utilisés parce qu'ils représentent mieux les prix à long terme (les prix courants étant inférieurs). L'estimation pour la CAGM repose sur l'hypothèse que le transport par pétrolier se fait entièrement dans la zone de contrôle des émissions et nécessite donc du carburant à plus faible teneur en soufre qui coûte plus cher que celui utilisé pour les autres expéditions destinées à l'Europe.

5 Inde

6 En plus d'être exporté sur les marchés européens, le brut canadien pourrait également être exporté de
 7 Saint John à l'Inde. L'industrie du raffinage en Inde est plus complexe que celle de l'Europe. Les
 8 tableaux D16 et D17 indiquent la capacité de raffinage et les types de brut consommés.

Tableau D16 : Configuration des raffineries indiennes (2014)

Type de raffinerie	Capacité (milliers de b/j)	Pourcentage du total
Cokéfaction	2 749	62 %
Craquage	1 656	37 %
Distillation-reformage	--	0 %
Distillation atmosphérique/bitume	20	0 %
Total	4 425	100 %

Source : IHS, enquête sur l'industrie du raffinage publiée dans l'Oil and Gas Journal, information fournie par les sociétés

Tableau D17 : Consommation de brut en Inde par type (2012)

Type de brut	(Mb/j)
Léger non corrosif	1,3
Léger corrosif	2,0
Lourd	1,2
Consommation totale en Inde	4,5

9 Notre analyse donne à penser que, en moyenne, la livraison du brut par pétrolier de Saint John à
 10 l'Inde coûterait environ 2,50 \$ de plus par baril que la livraison du brut sur la côte américaine du golfe
 11 du Mexique (voir le tableau D18).

Tableau D18 : Aperçu du fret maritime pour l'Inde (2020)*

Origine	Destination	Taille du pétrolier	(en dollars constants de 2012 par baril)	(en dollars constants de 2012 par baril)
Saint John, NB	Houston, TX	TGTB	2,39	--
Saint John, NB	Jamnagar, Inde	TGTB**	4,89	(2,50)

Source : IHS

*Les frais additionnels liés au transport ne sont pas inclus. Les coûts en 2020 ont été utilisés parce qu'ils représentent mieux les prix à long terme (les prix courants étant inférieurs). L'estimation pour la CAGM repose sur l'hypothèse que le transport par pétrolier se fait entièrement dans la zone de contrôle des émissions et nécessite donc du carburant à plus faible teneur en soufre qui coûte plus cher que celui utilisé pour les autres expéditions destinées à l'Inde.

**Dans l'hypothèse où le pétrolier est en charge au cap de Bonne Espérance et sur lest au canal de Suez.

Annexe E – Calcul des avantages bruts pour le secteur de la production

CALCUL DES AVANTAGES BRUTS POUR LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

(G\$ US constants de 2012)

Les avantages sont calculés sur la production de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien par rapport au scénario de référence où aucun projet n'est construit sauf les agrandissements ENB et KS

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Approvisionnement en pétrole brut lourd (Mb/j)	3 012	3 201	3 377	3 462	3 637	3 800	3 943	4 088	4 233	4 379	4 530	4 676
Prix nets du mélange de Cold Lake (\$ US constants de 2012)												
Scénario de référence	67,85	67,32	68,70	71,17	64,73	67,91	71,53	75,83	79,12	80,14	80,34	79,82
Seulement Énergie Est	67,85	67,32	77,45	71,17	74,57	77,75	81,37	85,67	88,96	89,97	80,34	79,82
Keystone XL+TMX+Gateway	76,45	76,00	77,45	80,06	83,62	86,96	90,76	95,25	98,70	99,80	90,18	89,65
Tous les projets	76,45	76,00	77,45	80,06	83,62	86,96	90,76	95,25	98,70	99,80	100,06	99,57
Avantages bruts par rapport au scénario de référence												
Seulement Énergie Est	0	0	11	0	13	14	14	15	15	16	0	0
Keystone XL+TMX+Gateway	9	10	11	11	25	26	28	29	30	31	16	17
Tous les projets	9	10	11	11	25	26	28	29	30	31	33	34
Part des avantages attribuable à Énergie Est												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	10,8	0,0	13,1	13,6	14,2	14,7	15,2	15,7	0,0	0,0
Keystone XL+TMX+Gateway	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tous les projets	0,0	2,0	3,5	3,7	8,2	8,7	9,1	9,5	9,9	10,3	10,7	11,1
Apport différentiel d'Énergie Est aux avantages												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	10,8	0,0	13,1	13,6	14,2	14,7	15,2	15,7	0,0	0,0
Tous les projets	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,3	17,0
2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037 2038 2017-2038												
Approvisionnement en pétrole brut lourd (Mb/j)	4,825	4,975	5,122	5,268	5,416	5,567	5,714	5,850	5,986	6,123		
Prix nets du mélange de Cold Lake (\$ US constants de 2012)												
Scénario de référence	78,56	77,31	76,02	74,71	74,70	74,65	75,24	75,15	75,63	76,67		
Seulement Énergie Est	78,56	77,31	76,02	74,71	74,70	74,65	75,24	75,15	75,63	76,67		
Keystone XL+TMX+Gateway	88,40	87,15	85,86	84,54	84,53	84,49	75,24	75,15	75,63	76,67		
Tous les projets	98,33	97,09	95,81	94,51	94,55	84,49	85,08	84,99	85,47	86,51		
Avantages bruts par rapport au scénario de référence												
Seulement Énergie Est	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		97
Keystone XL+TMX+Gateway	17	18	18	19	19	20	0	0	0	0		357
Tous les projets	35	36	37	38	39	20	21	21	21	22		568
Part des avantages attribuable à Énergie Est												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		97
Keystone XL+TMX+Gateway	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0
Tous les projets	11,4	11,8	12,1	12,5	12,9	6,6	6,7	6,9	7,0	7,2		182
Apport différentiel d'Énergie Est aux avantages												
Seulement Énergie Est	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		97
Tous les projets	17,5	18,0	18,6	19,2	19,8	0,0	20,5	21,1	21,5	22,0		211

1 **Annexe F – Curriculum vitae de William J. Sanderson**

2 **Associations et licences professionnelles**

3 Membre, American Institute of Chemical Engineers

4 **Formation**

5 Baccalauréat ès sciences en génie chimique de la Montana State University obtenu en 1976

6 **Poste actuel**

7 Vice-président, Recherche et consultation du secteur de l'énergie en aval chez IHS Global Inc.

8 **Expérience de travail**

9 M. Sanderson est vice-président, Recherche et consultation du secteur de l'énergie en aval chez IHS.

10 Auparavant, il était président et chef de la direction de la société d'experts-conseils Purvin & Gertz.

11 Purvin & Gertz était une société d'experts-conseils indépendante dans le secteur de l'énergie

12 desservant des sociétés de pétrole, de produits pétrochimiques, de gaz naturel et de liquides de gaz
13 et que IHS Global Inc. a acquise en novembre 2011.

14 M. Sanderson possède une vaste expérience des aspects commerciaux, stratégiques et techniques
15 du secteur pétrolier en aval. Parmi ses fonctions de consultation figurent la direction des services
16 d'évaluation du pétrole brut de la société, l'analyse du marché pétrolier, notamment des études sur
17 l'établissement des prix du pétrole brut et des produits raffinés, une aide dans le cadre de fusions et
18 d'acquisitions d'entreprises liées au pétrole, l'analyse stratégique d'entreprise, des études de
19 faisabilité et de planification pour le raffinage ainsi que le témoignage d'expert dans des affaires
20 juridiques et réglementaires.

21 Après avoir obtenu un baccalauréat ès sciences en génie chimique de la Montana State University
22 en 1976, M. Sanderson a été à l'emploi de la division procédé d'UOP, détenteur d'une licence de
23 raffinage. En 1983, M. Sanderson s'est joint à Champlin Petroleum Company (maintenant Valero
24 Energy Corporation) à la raffinerie de Wilmington, en Californie, où il a occupé divers postes de
25 gestion technique et commerciale dont ceux de directeur du service des procédés et de directeur du
26 service de l'économie et de la planification.

27 En 1988, M. Sanderson s'est joint à Purvin & Gertz à ses bureaux de Long Beach, en Californie, où il
28 a été consulté sur divers sujets liés au pétrole par les clients de la société situés sur la côte Ouest et
29 en Asie-Pacifique. En 1996, il a été élu vice-président et a été transféré aux bureaux de la société à
30 Londres pour y diriger les activités de consultation de Purvin & Gertz en Europe, en Afrique et au
31 Moyen-Orient. Il a été élu au conseil d'administration de la société en 1997. En 1999, il a été transféré
32 des bureaux de Londres à ceux de Houston. Il a été élu président et chef de la direction de la société
33 en 2000. Il assumait le leadership à l'échelle mondiale en Recherche et consultation du secteur de
34 l'énergie en aval chez IHS lorsque Purvin & Gertz a été acquise par IHS. Il a occupé ces fonctions
35 jusqu'en mai 2014. M. Sanderson est actuellement vice-président d'IHS et, à ce titre, fait preuve d'un
36 leadership éclairé sur des sujets spécifiques.

1 **Importante expérience en consultation**

2 ***Services d'évaluation du pétrole brut***

3 M. Sanderson dirigeait auparavant les activités de consultation de la société sur l'évaluation du pétrole
4 brut et les banques de qualité (*quality banks*) de pipeline. Il a dirigé le développement et
5 l'administration de banques de qualité de pipelines de pétrole brut pour des réseaux aux États-Unis,
6 en Amérique du Nord et du Sud, en Afrique, en Europe et au Moyen-Orient. Il a dirigé l'évaluation de
7 nombreuses charges d'alimentation de pétrole brut et de condensats pour une gamme de clients
8 comprenant notamment des producteurs de pétrole brut, des raffineurs de pétrole et des sociétés de
9 commerce international. Il a dirigé des études sur les valeurs marchandes de plusieurs types de
10 pétroles bruts provenant de la mer du Nord, de l'Afrique, de l'Europe centrale et l'ancienne Union
11 soviétique, de l'Amérique du Nord et du Sud et de l'Extrême-Orient. M. Sanderson possède de
12 l'expérience notamment dans les domaines suivants :

- 13 ▪ M. Sanderson a dirigé de nombreuses études de marché sur des pétroles bruts à indice
14 d'acide total élevé produits dans la mer du Nord, en Afrique de l'Ouest, en Amérique du Sud
15 et dans des régions de l'Asie-Pacifique. Les études comportaient une évaluation de la valeur
16 marchande du pétrole brut, les documents concernant les problèmes de traitement, la
17 détermination des marchés optimaux, le repérage de clients probables, et des
18 recommandations concernant les stratégies de commercialisation à adopter pour maximiser la
19 valeur des pétroles bruts à indice d'acide total élevé.
- 20 ▪ M. Sanderson a effectué une étude de marché et une évaluation du pétrole brut provenant
21 d'une importante charge d'alimentation de pétrole brut produit dans la région de la mer
22 Caspienne en estimant la valeur du pétrole brut dans des marchés précis et en évaluant les
23 valeurs des rentrées nettes au moyen de nombreuses solutions de rechange pour le transport.
- 24 ▪ M. Sanderson a aidé un producteur indépendant à évaluer une nouvelle charge d'alimentation
25 de pétrole brut produit au large des côtes de l'Inde. Il a également aidé le producteur à
26 négocier un contrat de vente de pétrole brut à terme avec le gouvernement de l'Inde.
- 27 ▪ Au nom des producteurs, M. Sanderson a dirigé l'élaboration d'une méthodologie et de
28 procédures pour une banque de qualité d'un important réseau de pipeline de pétrole brut en
29 Amérique latine.
- 30 ▪ Au nom des producteurs et du ministère de l'énergie du pays hôte, M. Sanderson a dirigé
31 l'élaboration d'un système de banque de qualité d'un pipeline en vue de l'ajout d'une nouvelle
32 charge d'alimentation de pétrole brut dans un réseau de pipeline existant au Moyen-Orient.
- 33 ▪ M. Sanderson a aidé un producteur de pétrole brut et un exploitant de pipeline en Afrique de
34 l'Ouest à développer et à négocier des procédures pour une banque de qualité avec le
35 producteur d'un nouveau gisement dont la production sera mélangée avec la production
36 actuelle.

Analyse du marché du pétrole

Le secteur aval surveille et évalue de manière continue l'équilibre entre l'offre et la demande, la structure des échanges et les relations entre les prix du pétrole brut et ceux des produits pétroliers sur les principaux marchés mondiaux. M. Sanderson a dirigé l'évolution et l'analyse continue des tendances des prix du pétrole et des prévisions des prix à long terme sur la côte ouest et la côte est des États-Unis et en Europe, notamment le prix des carburants reformulés sur ces marchés. Il a effectué des analyses des marchés et des prix spécifiques dans toutes les régions des États-Unis, de l'Europe, de l'Asie et de l'Amérique latine, y compris les Caraïbes et des régions de l'Amérique du Sud, pour divers clients.

Analyse stratégique d'entreprise

M. Sanderson a effectué de nombreuses études stratégiques pour de nouvelles entreprises commerciales et d'importants projets ainsi que des évaluations stratégiques d'activités en cours pour des clients du secteur pétrolier. M. Sanderson a analysé l'exploitation et la rentabilité future d'un certain nombre d'installations de raffinage et de commercialisation tant pour le compte de sociétés actives que d'institutions financières. Il a dirigé, pour des institutions financières, l'évaluation indépendante de propositions de refinancement pour des entreprises de raffinage et de commercialisation au détail, qui comprenait un examen indépendant du plan d'affaires de ces sociétés, l'identification de solutions de rechange stratégiques probables et l'analyse indépendante de la probabilité de réussite de l'opération envisagée à la lumière des changements à venir dans le secteur pétrolier.

- M. Sanderson a dirigé l'examen des politiques et des procédures d'achat de pétrole brut d'une société de raffinage et de distribution comptant plusieurs raffineries en Amérique latine. Un plan d'organisation détaillé a été élaboré pour mettre en oeuvre les recommandations.
- Il a dirigé une évaluation stratégique des occasions à l'échelle mondiale dans le secteur du transport du pétrole et des terminaux pétroliers pour le compte d'une importante société pétrolière internationale. L'évaluation stratégique a mené au repérage et à la priorisation d'occasions d'investissement dans de nombreux pays de l'Asie-Pacifique.
- M. Sanderson a agi à titre de conseiller sur la politique énergétique concernant le raffinage, l'offre et l'établissement des prix du pétrole brut ainsi que l'établissement des prix des produits raffinés pour des entités gouvernementales au Chili, à Porto Rico, en Arabie saoudite et au Koweït.
- M. Sanderson a fourni des conseils commerciaux stratégiques à une grande société indépendante de raffinage et de commercialisation en Amérique du Nord exerçant d'importantes activités sur la côte est, y compris l'analyse de nouvelles occasions d'affaires et de nouvelles acquisitions dans les secteurs du raffinage et de la distribution en Amérique du Nord et en Europe, les aspects économiques des investissements en immobilisations et la comparaison des activités actuelles et futures de cette société.

Fusions et acquisitions

M. Sanderson a aidé des clients engagés dans des fusions et acquisitions d'actifs de raffinage, de transport et de commercialisation au détail de pétrole tant pour le compte d'acheteurs que de vendeurs. L'aide apportée dans le cadre d'acquisitions comprenait le repérage d'actifs potentiels, l'évaluation d'installations spécifiques, la participation directe dans les négociations entourant l'achat et le contrôle diligent. Les évaluations d'actifs de raffinage englobaient le développement de produits du raffinage, la détermination des prix du pétrole brut et de produits en particulier ainsi que l'évaluation d'autres conditions techniques et commerciales nécessaires à l'élaboration de projections réalistes des flux de trésorerie. Il a analysé et évalué des terminaux pétroliers et des activités de transport et de commercialisation au détail. Les évaluations effectuées comprenaient l'analyse des activités commerciales, les projections des gains, l'examen matériel des installations et la détermination des justes valeurs marchandes au moyen des flux de trésorerie et de méthodes d'évaluation fondées sur les coûts et sur les marchés. Parmi les mandats qui lui ont été confiés figurent les suivants :

- M. Sanderson a dirigé, pour le compte d'un acheteur potentiel, l'évaluation d'importants actifs de raffinage et de commercialisation au détail sur la côte Ouest qui étaient vendus à la suite d'une fusion. Le mandat comprenait l'évaluation à la juste valeur marchande de stations de raffinage et de détail, l'inspection matérielle des installations et le contrôle diligent. Les résultats de l'analyse ont été présentés au conseil d'administration de l'acheteur.
- Il a dirigé l'évaluation d'un important complexe de raffinage en République populaire de Chine pour le compte d'une grande société pétrolière intégrée. L'évaluation comprenait l'évaluation à la juste valeur marchande, de nombreuses visites de l'installation afin d'évaluer l'état de l'équipement de procédé, l'aide pendant la négociation de l'achat et le contrôle diligent.
- M. Sanderson a effectué une analyse d'une société régionale européenne intégrée de raffinage et de commercialisation pour le compte d'un acheteur potentiel. L'analyse comprenait l'établissement de la juste valeur marchande de cette société, notamment les actifs de raffinage, de distribution et de commercialisation au détail, les activités des pipelines et les entreprises non liées à l'énergie.

Témoignage d'expert

M. Sanderson a fourni un témoignage d'expert dans les affaires juridiques et réglementaires suivantes :

Golden Gate Petroleum v. Martinez Terminals Ltd. – 1990
Pertes d'un terminal pétrolier
Superior Court of California, County of Contra Costa
Témoignage au procès

1 City of Long Beach v. Signal Hill Terminal Corporation –1993
2 Valeur d'un terminal pétrolier
3 Déposition
4
5 Paramount Petroleum Corporation v. County of Los Angeles – 1995
6 Juste valeur marchande d'une raffinerie
7 Los Angeles County Tax Assessment Appeals Board
8
9 ARCO Products Company v. County of Los Angeles – 1996
10 Juste valeur marchande d'une raffinerie
11 Los Angeles County Tax Assessment Appeals Board
12
13 Ratheon-Catalytic, Inc. v. Gulf Chemical Corporation – 1998
14 Projection du revenu
15 Installation de produits chimiques à Porto Rico
16 U.S. District Court – Puerto Rico District
17 N° 96-1541
18 Déposition – Décembre 1998
19
20 South Tahoe Public Utility District v. Tosco Corporation, et al.– 2001/2002
21 Capacité de distribuer de l'essence à l'éthanol en Californie
22 Superior Court of California, County of San Francisco
23 N° 999128
24 Déposition – Juin 2001
25 Témoignage au procès – Février 2002
26
27 Communities for a Better Environment v. Unocal, et al. – 2001
28 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
29 Superior Court of California, City and County of San Francisco
30 N° 997013
31 Déclaration – Juillet 2001
32

1 Trans Alaska Pipeline System Quality Bank – de 1993 à 2007
2 U.S. Federal Regulatory Commission
3 N^{os} du greffe OR89-2-000, et al.
4 Regulatory Commission of Alaska
5 N^{os} du greffe P-89-2, et al.
6 Témoignage écrit – 1994, 1996, 1999, 2000, 2002, 2003, 2007
7 Dépôts – 2002, 2007
8 Témoignage oral – 2003, 2007
9
10 Crescenta Valley Water District v. ExxonMobil Corp., et al.
11 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
12 United States District Court for the Southern District of New York
13 Affaire N^o 07 Civ. 9453 (SAS)
14 Témoignage écrit – Septembre 2010
15 Déposition – Janvier 2011
16
17 Orange County Water District v. Unocal Corp., et al.
18 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
19 United States District Court for the Southern District of New York
20 Affaire N^o 05 Civ. 4968 (SAS)
21 Témoignage écrit – Mai 2011
22 Déposition – Juillet 2011
23
24 City of Merced Redevelopment Agency v. ExxonMobil Corp., et al.
25 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
26 United States District Court for the Southern District of New York
27 Affaire N^o 08 Civ. 06306 (SAS)
28 Témoignage écrit – Mai 2011
29 Déposition – Juillet 2011
30
31 City of Merced v. Chevron U.S.A., Inc., et al.
32 Distribution d'essence à l'éthanol en Californie
33 Superior Court of California, County of Merced
34 Affaire N^o 148451
35 Témoignage écrit – Mai 2011
36 Déposition – Juillet 2011