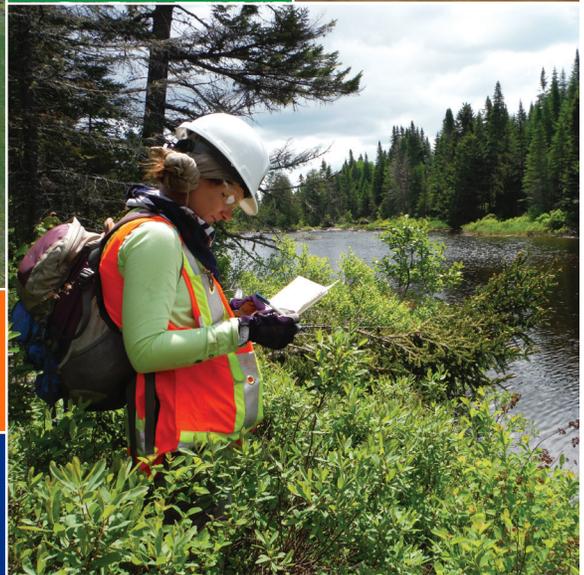
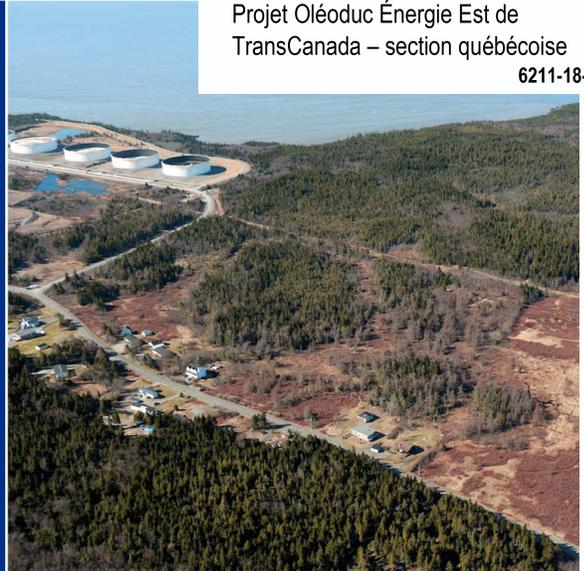


Project Énergie Est

Volume 3 : Commercial

Octobre 2014



Remis à:
Le secrétaire
Office national de l'énergie
517 10th Ave SW
Calgary (Alberta) T2R 0A8

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|------------|
| CONTENU | I |
| 1.0 APERÇU | 1-1 |
| 2.0 MODALITÉS DE TRANSPORT ET DROITS | 0-1 |
| 2.1 Développement du projet..... | 2-1 |
| 2.1.1 Appel de soumissions et notification des tierces parties commerciales | 2-1 |
| 2.2 Conventions de services de transport..... | 2-3 |
| 2.2.1 Type de produit et points de livraison..... | 2-4 |
| 2.3 Capacité réservée aux expéditeurs non liés par contrat | 2-4 |
| 2.4 Droits négociés..... | 2-4 |
| 2.4.1 Services de transport faisant l’objet d’engagements..... | 2-5 |
| 2.4.2 Services de transport non visés par des engagements..... | 2-10 |
| 2.5 Répartition du risque financier..... | 2-11 |
| 2.5.1 Sous-utilisation | 2-11 |
| 2.5.2 Hausse du coût en capital..... | 2-12 |
| 2.5.3 Autres risques..... | 2-12 |
| 2.6 Exigences d’information..... | 2-12 |
| 2.6.1 Mode de réglementation | 2-12 |
| 2.6.2 Règlement sur les renseignements relatifs aux droits et Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs | 2-13 |
| 3.0 OFFRE ET MARCHÉS | 3-1 |
| 3.1 Aperçu de l’offre de pétrole brut de l’Ouest canadien..... | 3-1 |
| 3.1.1 Alberta..... | 3-1 |
| 3.1.2 Saskatchewan | 3-2 |
| 3.1.3 Offre de pétrole brut de l’Ouest canadien..... | 3-2 |
| 3.1.4 Pétrole de réservoirs étanches | 3-5 |
| 3.1.5 Perturbation des échanges commerciaux | 3-9 |
| 3.2 Conventions de services de transport..... | 3-9 |
| 3.3 Conclusion concernant l’approvisionnement du projet | 3-10 |
| 3.4 Transport..... | 3-10 |
| 3.4.1 Pipelines à Hardisty et à Edmonton | 3-10 |
| 3.4.2 Centre de Cromer | 3-11 |
| 3.4.3 Projets pipeliniers en développement | 3-11 |
| 3.4.4 Transport ferroviaire | 3-14 |
| 3.5 Offre de l’Ouest canadien et capacité d’exportation pipelinrière | 3-14 |
| 3.6 Aperçu des marchés du pétrole brut..... | 3-15 |
| 3.6.1 Québec | 3-15 |

| | | |
|------------|---|------------|
| 3.6.2 | Canada atlantique..... | 3-16 |
| 3.6.3 | Côte est américaine – PADD I..... | 3-18 |
| 3.6.4 | Côte américaine du golfe du Mexique – PADD III | 3-19 |
| 3.6.5 | Marchés d’outre-mer – Europe | 3-21 |
| 3.6.6 | Marchés d’outre-mer – Inde..... | 3-22 |
| 3.7 | Escomptes | 3-23 |
| 3.8 | Conclusion | 3-25 |
| 4.0 | FINANCEMENT..... | 4-1 |
| 4.1 | Structure d’entreprise..... | 4-1 |
| 4.1.1 | Energy East Pipeline Limited Partnership | 4-2 |
| 4.1.2 | Oléoduc Énergie Est Ltée | 4-2 |
| 4.1.3 | TransCanada Oil Pipelines (Canada) Ltd. | 4-2 |
| 4.1.4 | Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership | 4-3 |
| 4.1.5 | 1761670 Alberta Ltd. | 4-3 |
| 4.1.6 | 670621 N.B. Ltd. | 4-3 |
| 4.1.7 | 670622 N.B. Ltd. | 4-3 |
| 4.1.8 | 670620 N.B. Ltd. | 4-4 |
| 4.1.9 | Irving Oil Company, Limited | 4-4 |
| 4.1.10 | Gestion et exploitation | 4-4 |
| 4.2 | Capacité de Financement | 4-4 |
| 4.2.1 | Financement d’Irving Oil Company, Limited | 4-7 |
| 4.2.2 | Engagements | 4-8 |
| 4.3 | Garanties Financières..... | 4-8 |
| 4.3.1 | Instruments financiers..... | 4-8 |
| 4.3.2 | Couverture d’assurance..... | 4-9 |
| 5.0 | CONCEPTION HYDRAULIQUE | 5-1 |
| 5.1 | Propriétés et températures des fluides..... | 5-1 |
| 5.2 | Capacité théorique | 5-1 |
| 5.3 | Analyses Hydrauliques | 5-2 |
| 5.4 | Lots de Produits | 5-2 |
| 5.5 | Emplacements des Tronçons du Pipeline et des stations de pompage..... | 5-3 |
| 5.5.1 | Construction d’un nouveau pipeline | 5-3 |
| 5.5.2 | Tronçons à convertir | 5-3 |
| 5.5.3 | Construction de nouvelles canalisations latérales..... | 5-4 |
| 5.6 | Régulation de la pression aux stations de pompage..... | 5-4 |
| 5.7 | Analyses transitoires | 5-5 |
| 5.7.1 | Intégrité des produits et mise en lot | 5-5 |
| 5.8 | Schémas | 5-5 |

LISTE DES FIGURES

| | | |
|-------------|--|------|
| Figure 3-1 | Approvisionnement en pétrole brut et en condensat de l'Alberta..... | 3-4 |
| Figure 3-2 | Prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien – 2014 | 3-4 |
| Figure 3-3 | Emplacements du pétrole de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien | 3-6 |
| Figure 3-4 | Production de pétrole de réservoirs étanches de l'Ouest canadien | 3-8 |
| Figure 3-5 | Aperçu de la production américaine de pétrole brut..... | 3-9 |
| Figure 3-6 | Pipelines transportant du pétrole brut à l'extérieur de l'Alberta..... | 3-13 |
| Figure 3-7 | Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries québécoises..... | 3-16 |
| Figure 3-8 | Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique | 3-18 |
| Figure 3-9 | Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I)..... | 3-19 |
| Figure 3-10 | Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique (PADD III) | 3-21 |
| Figure 3-11 | Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de l'Europe en 2012..... | 3-22 |
| Figure 3-12 | Approvisionnement en pétrole brut de l'Inde en 2012 | 3-23 |
| Figure 3-13 | Escomptes du WCS par rapport au WTI..... | 3-24 |
| Figure 3-14 | Escomptes du WTI par rapport au Brent | 3-25 |
| Figure 4-1 | Structure d'entreprise..... | 4-1 |

LISTE DES TABLEAUX

| | | |
|-------------|--|------|
| Tableau 2-1 | Droits établis par contrat indicatifs pour le point de livraison de Montréal..... | 2-8 |
| Tableau 2-2 | Droits établis par contrat indicatifs pour les points de livraison de Québec et de Cacouna..... | 2-8 |
| Tableau 2-3 | Droits établis par contrat indicatifs pour le point de livraison de Saint John..... | 2-9 |
| Tableau 2-4 | Droits indicatifs pour les expéditeurs non liés par contrat..... | 2-11 |
| Tableau 3-1 | Sommaire des réserves, des ressources et de la production de l'Alberta pour 2013 | 3-2 |
| Tableau 3-2 | Synthèse des formations pétrolières étanches dans l'Ouest canadien | 3-7 |
| Tableau 3-3 | Capacité des pipelines à partir de l'Alberta | 3-11 |
| Tableau 3-4 | Capacité de raffinage du Québec | 3-15 |
| Tableau 3-5 | Capacité de raffinage du Canada atlantique..... | 3-17 |
| Tableau 3-6 | Capacité de raffinage de PADD I | 3-18 |
| Tableau 3-7 | Capacité de raffinage de PADD III..... | 3-20 |
| Tableau 4-1 | Capacité de financement de TransCanada/TransCanada Corporation..... | 4-6 |
| Tableau 5-1 | Propriétés du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd prises en compte dans la conception hydraulique..... | 5-1 |
| Tableau 5-2 | Pourcentages relatifs des produits..... | 5-2 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Tableau 5-3 | Comparaison entre les capacités théoriques de la nouvelle canalisation principale..... | 5-3 |
| Tableau 5-4 | Capacité théorique de la canalisation latérale de Cromer..... | 5-4 |

LISTE DES ANNEXES

| | | |
|------------|---|--|
| Annexe 3-4 | IHS- Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est | |
|------------|---|--|

| | |
|--------------------------------|---|
| AER | Alberta Energy Regulator |
| Association | Association canadienne des producteurs pétroliers |
| BSOC | bassin sédimentaire de l'Ouest canadien |
| BST | Bureau de la sécurité des transports |
| Canaport Energy East LP | Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership |
| CUP | certificat d'utilité publique |
| DBRS | Dominion Bond Ratings Service; aussi DBRS Limited |
| EIA | <i>Energy Information Administration</i> des États-Unis |
| Énergie Est | Oléoduc Énergie Est Ltée |
| Energy East LP | Energy East Pipeline Limited Partnership |
| GNL | gaz naturel liquéfié |
| ICQF | initiative de consultation relative aux questions foncières |
| IHS | IHS Inc. |
| Irving Oil | Irving Oil Company, Limited |
| Keystone | TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. |
| Projet | Projet Énergie Est |
| RNCO | <i>Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs</i> |
| TGTB | très gros transporteur de brut |
| TMPL | Pipeline Trans Mountain |
| TransCanada | TransCanada PipeLines Limited |
| VCN | valeur comptable nette |
| WCS | Western Canadian Select |
| WTI | West Texas Intermediate |

1.0 APERÇU

Le présent volume traite de la faisabilité économique du Projet, notamment des modalités de transport et des droits, de l'offre et des marchés, du financement et de la conception hydraulique du Projet.

La section 2, *Modalités de transport et droits*, décrit le développement du Projet, les conventions de services de transport, les méthodes d'établissement des droits négociés, les risques assumés ainsi que le mode de réglementation et les exigences d'information.

La section 3, *Offre et marchés*, fournit des renseignements sur ce qui suit :

- l'approvisionnement en pétrole brut provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC);
- les marchés potentiels de l'est du Canada, de la côte est des États-Unis, de la côte américaine du golfe du Mexique et d'outre-mer;
- les escomptes sur l'offre de pétrole brut provenant du BSOC;
- les avantages relatifs à l'offre et aux marchés du Projet Énergie Est.

La section 4, *Financement*, décrit la structure de société en commandite du Projet, la capacité de financement et les garanties financières offertes.

La section 5, *Conception hydraulique*, offre un aperçu de la conception hydraulique du Projet, notamment les types de fluides et leurs propriétés habituels, les analyses hydrauliques et leurs résultats, les pressions et les températures d'exploitation ainsi que la capacité de débit maximal pour les diverses configurations de stations de pompage.

2.0 MODALITÉS DE TRANSPORT ET DROITS

La présente section décrit le développement du Projet, les ententes de transport qui sous-tendent le Projet et les droits payables pour les services de transport. Elle contient des renseignements sur ce qui suit :

- l'appel de soumissions et la notification des tierces parties commerciales;
- les ententes contractuelles qui soutiennent le Projet;
- l'accès à la capacité du pipeline pour les parties n'ayant pas conclu d'ententes contractuelles;
- la méthode utilisée pour établir les droits à l'égard du Projet;
- le tarif régissant les services de transport;
- les risques assumés par Énergie Est;
- le mode de réglementation et les exigences d'information

2.1 DÉVELOPPEMENT DU PROJET

En 2011, TransCanada a commencé à évaluer la faisabilité de transporter une plus grande quantité de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le « BSOC ») vers d'importants marchés comme ceux de l'est du Canada, de la côte est des États-Unis, de la côte américaine du golfe du Mexique, de l'Europe et de l'Asie. Des discussions préliminaires ont eu lieu avec d'éventuels expéditeurs de pétrole et, durant les mois suivants, TransCanada a élaboré un projet conceptuel et a envisagé diverses façons de le réaliser, notamment l'acquisition possible d'installations de gaz naturel existantes en vue de les convertir au transport de pétrole brut et la conversion possible d'installations de gaz naturel existantes au transport de pétrole brut.

Des discussions d'ordre commercial avec d'éventuels expéditeurs ont eu lieu en 2012 et au début de 2013 relativement aux points de livraison potentiels, aux échéanciers, aux droits et aux modalités des services. À la suite de ces discussions, TransCanada, au nom d'Énergie Est, a annoncé en avril 2013 son intention de lancer un appel de soumissions exécutoires afin d'obtenir des engagements fermes des parties intéressées. Au début du mois d'août 2013, TransCanada a annoncé que l'appel de soumissions avait généré suffisamment d'engagements de transport à long terme pour lui permettre d'aller de l'avant avec un projet.

2.1.1 Appel de soumissions et notification des tierces parties commerciales

Dans le cadre des discussions d'ordre commercial avec d'éventuels expéditeurs qui ont eu lieu en 2012 et au début de 2013, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'« ACPP ») a également été informée du Projet vers la fin de 2012. Le 2 avril 2013, TransCanada a annoncé son intention de lancer un appel de soumissions exécutoires au nom d'Énergie Est afin d'obtenir des engagements fermes des parties intéressées à l'égard du Projet.

L'appel de soumission a été lancé le 15 avril 2013 et a pris fin le 17 juin 2013. Les parties intéressées à participer à l'appel de soumissions ont conclu une entente de confidentialité avec TransCanada et ont reçu un ensemble de documents contenant l'avis d'appel de soumissions, les modèles de convention de services de transport et un projet pro forma des règles et des règlements régissant les services de transport.

En plus de publier des communiqués de presse à l'égard de l'appel de soumissions, TransCanada a lancé des sites Web du Projet. La version anglaise du site Web a été lancée le 14 juin 2013 (www.energyeastpipeline.com), et la version française, le 20 juin 2013 (www.oleoducenergieest.com).

Le 1^{er} août 2013, TransCanada a annoncé qu'elle avait reçu suffisamment d'engagements pour aller de l'avant avec le Projet.

Comme il a été indiqué durant l'appel de soumissions, le Projet devait avoir une capacité initiale de 83 000 m³/j (525 000 b/j), qui pouvait être augmentée à 135 000 m³/j (850 000 b/j). Toutefois, compte tenu du grand nombre de soumissions reçues durant l'appel de soumissions, Énergie Est a modifié la portée du Projet et a augmenté la capacité du pipeline à 175 000 m³/j (1,1 million de b/j) pour répondre aux soumissions reçues.

Le Projet donnera aux expéditeurs la possibilité de remplacer environ 95 000 m³/j (600 000 b/j) de pétrole brut actuellement importé dans l'est du Canada et environ 922 000 m³/j (5,8 millions de b/j) d'importations sur la côte est des États-Unis et sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Le Projet procurera également un accès à des marchés de raffinage d'une capacité de plus de 5 millions de m³/j (32 millions de b/j) en Europe, en Inde et ailleurs dans le monde via les terminaux maritimes de Cacouna (Québec) et de Saint John (Nouveau-Brunswick).

L'Oléoduc Énergie Est sera le seul oléoduc « express » sans réservoir de dégagement desservant des points de livraison dans l'est du Canada, ce qui permettra de préserver la qualité du pétrole brut en transit. Les points de livraison dans l'est du Canada seront situés à Montréal, à Québec, à Saint John et aux deux terminaux maritimes de Cacouna (Québec) et de Saint John (Nouveau-Brunswick). Le Projet sera le seul oléoduc desservant Québec et Saint John. Les points de livraison aux terminaux maritimes de Cacouna (Québec) et de Saint John (Nouveau-Brunswick) constitueront les premiers accès portuaires reliés à un pipeline dans l'est du Canada.

2.2 CONVENTIONS DE SERVICES DE TRANSPORT

Par suite de l'appel de soumissions, Énergie Est a obtenu des engagements de transport sur 20 ans sur l'Oléoduc Énergie Est sous forme de conventions de services de transport fermes. Ces engagements totalisent environ 144 000 m³/j (905 000 b/j).

La structure de droits a été conçue de façon à inciter les expéditeurs à prendre des engagements de transport à long terme visant des volumes importants, ce qui permet aux expéditeurs de jouir d'une certitude quant aux droits et à Énergie Est de pouvoir prévoir de façon plus certaine les revenus qu'elle en tirera.

Les conventions de services de transport fermes démontrent une forte adhésion et un soutien commercial important à l'égard du Projet, ainsi que la nécessité de créer un accès aux marchés de l'est du Canada, de la côte est des États-Unis, de la côte américaine du golfe du Mexique, de l'Europe et de l'Asie.

Les conventions de services de transport procurent aux expéditeurs liés par contrat un accès non réparti ou « prioritaire » au Projet pour une capacité maximale équivalant aux volumes prévus dans ces contrats en reconnaissance de l'important soutien financier que ces contrats apportent au Projet. Les conventions de services de transport prévoient en outre les éléments clés suivants :

- des droits négociés qui sont fixes pendant la durée du contrat et qui permettent de récupérer une partie du capital investi et du rendement du capital investi dans le Projet;
- des droits variables qui permettent de récupérer les coûts d'exploitation;
- des droits de rattrapage;
- un certain partage des risques reliés au coût en capital;
- une option de renouvellement de contrat.

Les modèles de conventions de services de transport qui s'appliquent aux expéditeurs ayant pris des engagements de transport vers Montréal et/ou Québec (Québec) sont présentés à l'Annexe Vol 3-1 : *Base TSA Form*, et ceux qui s'appliquent aux expéditeurs ayant pris des engagements de transport vers Saint John (Nouveau-Brunswick) sont présentés à l'annexe Vol 3-2 : *Saint John TSA Form*.

Les conditions des conventions de services de transport fermes sont identiques à celles des modèles de conventions de services de transport déposés, sauf en ce qui concerne le caviardage des renseignements sensibles sur les plans commercial et concurrentiel portant sur les droits de résiliation aux termes de chaque modèle et la suppression de conditions contractuelles propres à chaque expéditeur portant sur ce qui suit :

- l'entité contractante

- la durée du contrat
- le volume contractuel

Le tarif pétrolier pro forma énonçant les règles et les règlements régissant le transport pétrolier est présenté à l'Annexe Vol 3-3 : *Pipeline System Petroleum Tariff – Rules and Regulations*.

2.2.1 Type de produit et points de livraison

Les conventions de services de transport d'Énergie Est permettent aux expéditeurs de transporter tout type de pétrole brut, y compris du pétrole brut synthétique ou du mélange bitumineux, qui respecte les normes de qualité prévues à la règle 4.2 des règles et règlements (Annexe Vol 3-3 : *Pipeline System Petroleum Tariff – Rules and Regulations*) et de choisir différents types de pétrole brut pendant la durée du contrat. De plus, les expéditeurs qui ont conclu la convention de services de transport de base ou la convention de services de transport vers Saint John ont la possibilité d'expédier du pétrole brut vers tous les points de livraison compris dans la zone prévue dans leur contrat respectif, ce qui inclut la raffinerie de Montréal, la raffinerie de Lévis, le terminal maritime de Cacouna dans le cas de la convention de services de transport de base, et la raffinerie d'Irving et le terminal maritime d'Énergie Est de Canaport dans le cas de la convention de services de transport vers Saint John. Les expéditeurs ont également la possibilité de choisir d'autres points de livraison que ceux prévus dans leur contrat.

Énergie Est n'est donc pas en position de connaître les plans des expéditeurs quant aux quantités de pétrole brut qui seront livrées à chaque point de livraison pendant une période donnée et s'attend par ailleurs à ce que certains expéditeurs modifient leurs plans à l'occasion pendant la durée de leur contrat.

2.3 CAPACITÉ RÉSERVÉE AUX EXPÉDITEURS NON LIÉS PAR CONTRAT

Énergie Est a réservé une capacité de 14 000 m³/j (90 000 b/j) pour les expéditeurs non liés par contrat. Cette capacité demeurera non souscrite conformément à une exigence réglementaire à laquelle Énergie Est est assujettie en raison de son statut de transporteur commun.

2.4 DROITS NÉGOCIÉS

La structure de droits proposée pour le Projet a été établie par voie de consultation et de négociation avec des expéditeurs potentiels pendant la période qui a précédé l'appel de soumissions. Les droits négociés ont été conçus de façon à procurer aux expéditeurs liés par contrat une certitude quant aux prix à long terme et à les inciter à prendre des engagements à plus long terme visant des volumes plus importants.

2.4.1 Services de transport faisant l'objet d'engagements

Les droits établis par contrat auront deux composantes, à savoir une composante fixe et une composante variable.

2.4.1.1 Droits fixes

La composante fixe des droits est négociée et a été nivelée sur la durée des contrats. Cette composante fixe sera rajustée en fonction des écarts de coût en capital comme il est indiqué dans les conventions de services de transport et vise à permettre de récupérer une partie du capital investi et du rendement du capital investi pendant la durée des contrats.

Dans le cadre de l'appel de soumissions, Énergie Est a offert des contrats d'une durée de 2, 5, 7, 10, 15 et 20 ans aux termes desquels la composante fixe des droits diminue à mesure que la durée du contrat augmente. Les expéditeurs qui ont conclu des contrats d'une durée de 20 ans ont également eu droit à une remise sur les droits fixes si certains seuils de volumes contractuels sont atteints. La différenciation des droits en fonction des durées et des volumes a été structurée de façon à reconnaître les engagements financiers supplémentaires représentés par les contrats de plus longue durée et les contrats visant des volumes supérieurs.

Les droits sont également différenciés en fonction des trajets applicables.

La composante fixe des droits a été nivelée dans le but d'assurer la prévisibilité et la stabilité des droits pendant la durée des contrats. Les expéditeurs liés par contrat sont tenus de payer la composante fixe des droits négociés à l'égard de leurs volumes contractuels individuels pendant la durée de la convention de services de transport, que du pétrole brut soit transporté ou non.

La composante fixe des droits sera rajustée à deux reprises en fonction de la procédure relative aux écarts de coût en capital convenue aux termes de la convention de services de transport. Le premier rajustement sera effectué après la réalisation d'une révision de l'estimation du coût en capital à la suite de la réception par Énergie Est d'un certificat d'utilité publique. Le second rajustement sera effectué en fonction des coûts finaux du Projet.

Au moment du premier rajustement, Énergie Est rajustera les droits fixes à hauteur d'un maximum de 100 % de l'écart entre l'estimation initiale et l'estimation révisée des coûts du projet.

Au moment du second rajustement, Énergie Est rajustera les droits fixes à hauteur de 50 % de l'écart entre l'estimation révisée et les coûts finaux du projet. En outre, Énergie Est rajustera les droits fixes à hauteur de 100 % de l'écart entre le coût d'acquisition estimatif révisé et le coût d'acquisition final des installations pipelinières de la canalisation principale converties au transport de pétrole.

Énergie Est absorbera les 50 % restants de l'écart par rapport aux coûts finaux du projet; elle assumera ainsi une partie des risques liés au coût en capital, ce qui offre aux expéditeurs une certitude accrue quant aux droits et répond à leur souhait de réduire au minimum les coûts du projet.

Les conventions de services de transport accordent aux expéditeurs liés par contrat le droit d'auditer le calcul des coûts estimatifs révisés et des coûts finaux du projet.

En ce qui concerne le coût d'acquisition des installations de gazoduc, Énergie Est et ses expéditeurs paieront un prix d'achat correspondant à la valeur comptable nette (la « VCN »), qui est estimée à 1 G\$, et une prime d'acquisition de 500 M\$ à TransCanada (la « prime d'acquisition »). La VCN et une tranche de 250 M\$ de la prime d'acquisition seront utilisées aux fins du calcul des droits fixes. L'augmentation des droits fixes résultant de la prime d'acquisition de 250 M\$ devrait correspondre à environ 0,10 \$/b pour les expéditeurs ayant conclu des conventions de services de transport vers Saint John et à environ 0,125 \$/b pour les expéditeurs ayant conclu des conventions de services de transport de base. Énergie Est s'exposera au risque de perdre la tranche restante de 250 M\$ de la prime d'acquisition.

2.4.1.2 Droits variables

Les droits variables, seconde composante des droits payables par les expéditeurs liés par contrat, représentent une répartition mensuelle des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration en fonction des kilomètres-barils sur les volumes expédiés (voir l'Annexe B des modèles de conventions de services de transport à l'Annexe Vol 3-1). Les droits variables pour les points de livraison de l'Oléoduc Énergie Est seront estimés avant la mise en service des installations de l'Oléoduc Énergie Est et au plus tard le 1^{er} décembre de chaque année par la suite.

Les prévisions relatives aux droits variables tiendront compte des points de livraison, du débit estimatif, des taux d'inflation, des taux des périodes antérieures et de tout autre facteur pertinent. Les droits variables seront calculés en fonction du débit de l'Oléoduc Énergie Est, des commandes d'expédition et des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les prévisions mensuelles relatives aux droits variables seront ensuite réparties provisoirement sur le débit prévisionnel pour l'année à venir.

Après le 31 décembre de chaque année, Énergie Est établira les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration réels et les volumes réellement expédiés et calculera les droits variables définitifs. Tout écart entre les droits variables provisoires et les droits variables définitifs, qu'il soit positif ou négatif, sera recouvré auprès des expéditeurs liés par contrat ou leur sera remboursé l'année suivante en 12 versements égaux. Aux termes des conventions de services de transport négociées, les expéditeurs liés par contrat auront le droit d'auditer le calcul des droits variables.

Les droits variables varieront au fil du temps selon les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et les débits réels et visent à permettre à Énergie Est de récupérer les coûts d'exploitation réellement engagés pour les volumes réellement expédiés en les transférant aux expéditeurs. Énergie Est s'est engagée envers les expéditeurs liés par des contrats d'une durée de 10 ans ou plus à tenter de négocier une entente incitative à l'égard des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration au plus tard au cinquième anniversaire de la date d'entrée en service de l'Oléoduc Énergie Est.

2.4.1.3 Démantèlement et cessation d'exploitation

Les expéditeurs d'Énergie Est paieront des frais de cessation d'exploitation distincts, dans le cadre des droits variables, qui permettront à Énergie Est de prélever la contribution annuelle conformément à la décision MH-001-2012 de l'Office relativement à l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF »). Selon la méthode décrite dans la décision MH-001-2012 de l'Office à l'égard de TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. (« Keystone »), les coûts pour la cessation d'exploitation sont estimés à environ 964 M\$ pour l'Oléoduc Énergie Est.

2.4.1.4 Droits indicatifs pour les expéditeurs liés par contrat

Les expéditeurs potentiels ont eu la possibilité de choisir un modèle de convention de services de transport leur permettant, selon le cas :

- de transporter du pétrole soit à partir du point de réception d'Hardisty, soit à partir du point de réception des Prairies;
- de transporter du pétrole à partir des deux points de réception (service combiné).

Les droits variables pour le service combiné sont fondés sur le point de réception où le pétrole est remis aux fins de livraison. Les expéditeurs qui ont signé la convention de services de transport vers la ville de Québec ont la possibilité de remettre du pétrole aux fins de livraison à Cacouna. Les droits variables pour le transport jusqu'à la ville de Québec ou à Cacouna sont fondés sur le point de livraison de l'expéditeur, qui peut également choisir de livrer du pétrole à Montréal.

Les droits établis par contrat indicatifs sont présentés dans les Tableaux 2-1, 2-2 et 2-3. Ces droits indicatifs ont été établis en fonction :

- de négociations avec les expéditeurs potentiels;
- des coûts du projet estimés par Énergie Est au moment de la signature des conventions de services de transport;
- des coûts variables estimatifs.

Tableau 2-1 : Droits établis par contrat indicatifs pour le point de livraison de Montréal

| Point de réception | Durée (années) | Droits fixes | Droits variables | Droits totaux |
|-------------------------------------|----------------|--------------|------------------|---------------|
| (\$/baril) | | | | |
| Hardisty | 20 | 3,70 | 1,70 | 5,40 |
| | 10 | 4,20 | 1,70 | 5,90 |
| Service combiné (Hardisty/Prairies) | 20 | 3,80 | 1,70 / 1,35 | 5,50 / 5,15 |
| | 15 | 4,15 | 1,70 / 1,35 | 5,85 / 5,50 |
| | 10 | 4,40 | 1,70 / 1,35 | 6,10 / 5,75 |
| | 7 | 4,55 | 1,70 / 1,35 | 6,25 / 5,90 |
| Prairies | 10 | 4,70 | 1,35 | 6,05 |
| | 5 | 4,95 | 1,35 | 6,30 |
| | 2 | 5,55 | 1,35 | 6,90 |
| (\$/m³) | | | | |
| Hardisty | 20 | 23,27 | 10,69 | 33,97 |
| | 10 | 26,42 | 10,69 | 37,11 |
| Service combiné (Hardisty/Prairies) | 20 | 23,90 | 10,69 / 8,49 | 34,59 / 32,39 |
| | 15 | 26,10 | 10,69 / 8,49 | 36,79 / 34,60 |
| | 10 | 27,68 | 10,69 / 8,49 | 38,37 / 36,17 |
| | 7 | 28,62 | 10,69 / 8,49 | 39,31 / 37,11 |
| Prairies | 10 | 29,56 | 8,49 | 38,05 |
| | 5 | 31,14 | 8,49 | 39,63 |
| | 2 | 34,91 | 8,49 | 43,40 |

Tableau 2-2 : Droits établis par contrat indicatifs pour les points de livraison de Québec et de Cacouna

| Point de réception | Durée (années) | Droits fixes | Droits variables | | Droits totaux | |
|-------------------------------------|----------------|--------------|------------------|-------------|-----------------|-------------|
| | | | Ville de Québec | Cacouna | Ville de Québec | Cacouna |
| (\$/baril) | | | | | | |
| Hardisty | 20 | 3,85 | 1,80 | 1,90 | 5,65 | 5,75 |
| | 10 | 4,35 | 1,80 | 1,90 | 6,15 | 6,25 |
| Service combiné (Hardisty/Prairies) | 20 | 3,95 | 1,80 / 1,40 | 1,90 / 1,50 | 5,75 / 5,35 | 5,85 / 5,45 |
| | 15 | 4,30 | 1,80 / 1,40 | 1,90 / 1,50 | 6,10 / 5,70 | 6,20 / 5,80 |
| | 10 | 4,55 | 1,80 / 1,40 | 1,90 / 1,50 | 6,35 / 5,95 | 6,45 / 6,05 |
| | 7 | 4,70 | 1,80 / 1,40 | 1,90 / 1,50 | 6,50 / 6,10 | 6,60 / 6,20 |
| Prairies | 10 | 4,85 | 1,40 | 1,50 | 6,25 | 6,35 |
| | 5 | 5,10 | 1,40 | 1,50 | 6,50 | 6,60 |
| | 2 | 5,70 | 1,40 | 1,50 | 7,10 | 7,20 |

Tableau 2-2 : Droits établis par contrat indicatifs pour les points de livraison de Québec et de Cacouna (suite)

| Point de réception | Durée (années) | Droits fixes | Droits variables | | Droits totaux | |
|-------------------------------------|----------------|--------------|------------------|--------------|-----------------|---------------|
| | | | Ville de Québec | Cacouna | Ville de Québec | Cacouna |
| (\$/m³) | | | | | | |
| Hardisty | 20 | 24,22 | 11,32 | 11,95 | 35,54 | 36,17 |
| | 10 | 27,36 | 11,32 | 11,95 | 38,68 | 39,31 |
| Service combiné (Hardisty/Prairies) | 20 | 24,85 | 11,32 / 8,81 | 11,95 / 9,44 | 36,17 / 33,65 | 36,80 / 34,28 |
| | 15 | 27,05 | 11,32 / 8,81 | 11,95 / 9,44 | 38,37 / 35,85 | 38,99 / 36,48 |
| | 10 | 28,62 | 11,32 / 8,81 | 11,95 / 9,44 | 39,94 / 37,43 | 40,57 / 38,05 |
| | 7 | 29,56 | 11,32 / 8,81 | 11,95 / 9,44 | 40,88 / 38,37 | 41,51 / 38,99 |
| Prairies | 10 | 30,51 | 8,81 | 9,44 | 39,31 | 39,94 |
| | 5 | 32,08 | 8,81 | 9,44 | 40,88 | 41,51 |
| | 2 | 35,85 | 8,81 | 9,44 | 44,66 | 45,29 |

Tableau 2-3: Droits établis par contrat indicatifs pour le point de livraison de Saint John

| Point de réception | Durée (années) | Droits fixes | Droits variables | Droits totaux |
|-------------------------------------|----------------|--------------|------------------|---------------|
| (\$/baril) | | | | |
| Hardisty | 20 | 4,80 | 2,10 | 6,90 |
| | 10 | 5,30 | 2,10 | 7,40 |
| Service combiné (Hardisty/Prairies) | 20 | 4,90 | 2,10 / 1,70 | 7,00 / 6,60 |
| | 15 | 5,25 | 2,10 / 1,70 | 7,35 / 6,95 |
| | 10 | 5,50 | 2,10 / 1,70 | 7,60 / 7,20 |
| | 7 | 5,65 | 2,10 / 1,70 | 7,75 / 7,35 |
| Prairies | 10 | 5,80 | 1,70 | 7,50 |
| | 5 | 6,05 | 1,70 | 7,75 |
| | 2 | 6,65 | 1,70 | 8,35 |
| (\$/m³) | | | | |
| Hardisty | 20 | 30,19 | 13,21 | 43,40 |
| | 10 | 33,34 | 13,21 | 46,55 |
| Service combiné (Hardisty/Prairies) | 20 | 30,82 | 13,21 / 10,69 | 44,30 / 41,51 |
| | 15 | 33,02 | 13,21 / 10,69 | 46,23 / 43,72 |
| | 10 | 34,59 | 13,21 / 10,69 | 47,80 / 45,29 |
| | 7 | 35,58 | 13,21 / 10,69 | 48,75 / 46,23 |
| Prairies | 10 | 36,48 | 10,69 | 47,17 |
| | 5 | 38,05 | 10,69 | 48,75 |
| | 2 | 41,83 | 10,69 | 52,52 |

2.4.2 Services de transport non visés par des engagements

La capacité non visée par des engagements pourra être utilisée afin de fournir des services de transports mensuels aux expéditeurs non liés par contrat et aux expéditeurs liés par contrat qui souhaitent transporter du pétrole brut en excédent du volume prévu par leur convention de services de transport. Énergie Est propose d'établir pour les expéditeurs non liés par contrat des droits maximaux par trajet équivalant à 170 % du total des droits fixes et variables versés par les expéditeurs liés par contrat qui ont pris les engagements les plus courts. Cette méthode de calcul des droits pour les expéditeurs non liés par contrat tient compte des différences considérables qui opposent les expéditeurs ayant pris des engagements contractuels à long terme à l'égard du Projet et ceux qui ne le font pas.

La situation des expéditeurs non liés par contrat et les conditions qui leur sont imposées sont sensiblement différentes de celles des expéditeurs liés par contrat, et le taux différentiel applicable aux expéditeurs non liés par contrat est juste et raisonnable et n'est pas indûment discriminatoire. Au total, les expéditeurs liés par contrat sur l'Oléoduc Énergie Est se sont engagés à payer des frais fixes, fondés sur les droits indicatifs, d'un montant d'environ 27 G\$ pendant la durée de leurs contrats. Ces engagements financiers représentent des coûts réels pour les expéditeurs ayant pris des engagements à long terme et il ne serait ni juste ni raisonnable que les expéditeurs n'ayant pas pris d'engagements à long terme reçoivent le même traitement en ce qui a trait aux droits.

Des droits favorables sont accordés aux expéditeurs liés par contrat en reconnaissance de ces engagements financiers à long terme et de leurs coûts financiers et afin d'inciter les expéditeurs à signer des contrats à plus long terme. Si ces engagements et ces coûts n'étaient pas reconnus, cela découragerait les expéditeurs de conclure des contrats à long terme à l'avenir et entraînerait vraisemblablement une réduction de la construction d'installations et, par conséquent, une réduction de l'accès aux marchés pour tous les expéditeurs.

Les expéditeurs qui ont conclu des conventions de services de transport négociées sont des participants avertis à l'industrie du pétrole brut et se sont engagés à payer des droits sur l'Oléoduc Énergie Est à long terme avec la conviction que les droits pour les expéditeurs liés par contrat sont justes et raisonnables et dans l'attente que les expéditeurs n'ayant pas pris d'engagements à long terme ne reçoivent pas les mêmes avantages.

Bien qu'il soit approprié d'établir des droits plus élevés pour les expéditeurs non liés par contrat que pour les expéditeurs liés par contrat, ces droits ne doivent pas être élevés au point de décourager les expéditeurs. Pour qu'Énergie Est puisse gérer le risque de sous-utilisation, les droits pour les expéditeurs non liés par contrat doivent être concurrentiels sur le marché. Par conséquent, Énergie Est propose de maintenir une souplesse dans l'établissement des droits pour les expéditeurs non liés par contrat

sous réserve de droits maximaux par trajet équivalant à 170 % du total des droits fixes et variables versés par les expéditeurs liés par contrat qui ont pris les engagements les plus courts.

Afin de demeurer concurrentielle, Énergie Est pourrait à l'occasion devoir offrir une capacité non visée par des engagements moyennant des droits inférieurs aux droits maximaux pour les expéditeurs non liés par contrat si la conjoncture du marché le justifie. Si la conjoncture du marché est telle que les droits maximaux prévus ci-dessus pour les expéditeurs non liés par contrat ne sont pas concurrentiels, Énergie Est déposera une demande auprès de l'Office afin d'établir des droits réduits pour les expéditeurs non liés par contrat.

Le Tableau 2-4 présente les droits indicatifs pour les expéditeurs non liés par contrat.

Tableau 2-4 : Droits indicatifs pour les expéditeurs non liés par contrat

| Point de réception | Point de livraison | | | |
|---------------------------|--------------------|--------|---------|------------|
| | Montréal | Québec | Cacouna | Saint John |
| (\$/baril) | | | | |
| Hardisty | 10,03 | 10,46 | 10,63 | 12,58 |
| Prairies | 11,73 | 12,16 | 12,33 | 14,28 |
| (\$/m³) | | | | |
| Hardisty | 63,09 | 65,79 | 66,86 | 79,13 |
| Prairies | 73,78 | 76,48 | 77,55 | 89,82 |

2.5 RÉPARTITION DU RISQUE FINANCIER

L'Oléoduc Énergie Est est un projet comportant des risques commerciaux et une partie de ces risques est compensée par l'existence de contrats de transport à long terme négociés. La majeure partie de la capacité de l'oléoduc fait l'objet de contrats fermes à long terme au taux négocié pour la capacité visée par des engagements. Toutefois, Énergie Est assumera de nombreux risques qu'un pipeline employant une méthode conventionnelle fondée sur le coût du service n'aurait pas à assumer. Plus particulièrement, Énergie Est est exposée aux risques de sous-utilisation, de hausses du coût en capital et de non-renouvellement des contrats ainsi qu'au risque de marché en ce qui concerne le montant de ses droits pour les expéditeurs non liés par contrat.

2.5.1 Sous-utilisation

Si le débit en sus de la capacité visée par des engagements n'est pas utilisé, Énergie Est assumera seule le coût en capital lié à la capacité sous-utilisée. Le risque lié à la capacité inutilisée peut survenir si les prévisions relatives au marché ne se matérialisent pas, si la production de pétrole brut de l'Ouest canadien est inférieure aux prévisions ou si d'autres systèmes de transport s'emparent d'une partie du débit

qui aurait autrement été transportée par l'Oléoduc Énergie Est. Le risque lié à la capacité inutilisée pourrait se concrétiser en conséquence d'événements imprévus touchant les prix sur le marché du pétrole brut, de mesures gouvernementales, d'avancées technologiques ou d'autres facteurs, auquel cas Énergie Est assumera ce risque.

Énergie Est s'expose également au risque de sous-utilisation si ses droits pour les expéditeurs non liés par contrat ne sont pas concurrentiels sur les marchés d'utilisation finale. Énergie Est devra évaluer s'il est nécessaire de réduire les droits pour les expéditeurs non liés par contrat en deçà du montant maximal proposé par trajet équivalant à 170 % du total des droits versés par les expéditeurs liés par contrat qui ont pris les engagements les plus courts pour remédier à la sous-utilisation.

2.5.2 Hausse du coût en capital

Énergie Est partage avec les expéditeurs le risque d'écart dans les coûts de construction entre le moment où l'estimation du coût en capital est révisée et le moment où le Projet est mis en service, les expéditeurs assumant 50 % du risque par l'intermédiaire de hausses de droits et Énergie Est assumant les 50 % restants.

2.5.3 Autres risques

Voici d'autres risques auxquels Énergie Est est exposée :

- Risque lié à la non-exécution des contrats – Énergie Est ne dispose d'aucun recours pour recouvrer les droits fixes impayés auprès des autres expéditeurs liés par contrat ou des expéditeurs non liés par contrat dans l'éventualité où un expéditeur lié par contrat manque à ses obligations aux termes de son contrat. En cas de non-exécution du contrat, Énergie Est tentera de revendre la capacité de l'expéditeur défaillant aux conditions qui existent sur le marché au moment pertinent. Énergie Est s'expose également à un risque si les expéditeurs liés par contrat décident de ne pas renouveler leurs contrats et que la capacité de l'oléoduc demeure inutilisée après l'échéance de leurs contrats.
- Perte d'une tranche de 250 M\$ de la prime d'acquisition – ce montant est exclu du calcul des taux négociés pour la durée initiale de 20 ans. Énergie Est court le risque de perdre ce montant si les expéditeurs ne renouvellent pas leurs contrats après la fin de leur durée initiale.

2.6 EXIGENCES D'INFORMATION

2.6.1 Mode de réglementation

Les sociétés pipelinières relevant de la compétence de l'Office sont réparties en deux groupes. En règle générale, les sociétés du groupe 1 sont celles qui ont des réseaux

étendus et sont soumises à une réglementation financière et à une surveillance plus importantes que les sociétés du groupe 2.

Pour déterminer si une société fait partie du groupe 1 ou du groupe 2 aux fins de la réglementation financière, l'Office se fonde habituellement sur des facteurs tels que la taille des installations et les questions de savoir si un pipeline transporte des produits pour des tiers et si les droits sont établis selon une méthode conventionnelle fondée sur le coût du service.

Compte tenu de l'envergure du Projet en termes d'empreinte géographique et de capacité et du fait qu'Énergie Est transportera du pétrole brut pour plusieurs tiers, Énergie Est s'attend à être considérée comme une société du groupe 1 aux fins de la réglementation financière. Les droits d'Énergie Est seront toutefois établis en fonction d'ententes négociées plutôt que selon une méthode conventionnelle fondée sur le coût du service. Ainsi, Énergie Est estime qu'elle devrait être dispensée de certaines exigences d'information financière et de dépôt qui ne s'appliquent pas à elle étant donné la méthode selon laquelle les droits seront établis pour l'oléoduc. Des dispenses des exigences d'information financière ont déjà été accordées à des sociétés pipelinaires du groupe 1¹ parce que celles-ci avaient négocié des ententes de droits qui rendaient moins pertinentes les exigences d'information fondée sur le coût du service.

En particulier, Énergie Est demande d'être dispensée des exigences de dépôt du *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits* qui sont énoncées aux points 2 à 9 de la rubrique BB du *Guide de dépôt* de l'ONÉ et qui traitent des rapports de surveillance financière. Ainsi, Énergie Est fournirait des données mensuelles sur le débit pour les volumes visés par des engagements et non visés par des engagements tous les trimestres ainsi que les renseignements applicables prévus au point 10 de la rubrique BB tous les ans.

2.6.2 *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits et Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs*

Énergie Est demande également une dispense des exigences de dépôt relatives aux taux d'amortissement conformément au *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (le « RNCO »). Énergie Est doit amortir ses actifs sur la durée des conventions de services de transport de façon à atténuer le risque de non-recouvrement du capital à l'échéance des conventions de services de transport. Étant donné que les taux d'amortissement n'auront pas d'incidence sur les droits pendant la durée des conventions de services de transport, il n'est pas nécessaire que l'Office approuve les taux d'amortissement sur la durée des contrats. Si la méthode

¹ Voir, par exemple, Motifs de décision de l'Office, Pipelines Enbridge Inc., Installations et méthode de conception des droits, mars 2014 (OH-002-2013), page 140, et Motifs de décision de l'Office, Trans Mountain Pipeline ULC, Droits et tarif, mai 2013 (décision RH-001-2012), page 41.

d'établissement des droits pour les services d'Énergie Est change à l'échéance des contrats à long terme et requiert l'établissement de taux d'amortissement réglementés, Énergie Est déposera ses taux d'amortissement auprès de l'Office aux fins d'approbation.

3.0 OFFRE ET MARCHÉS

La présente section renferme de l'information sur l'offre et le marché du pétrole brut, notamment sur les éléments suivants :

- l'offre de pétrole brut provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC)
- les raccordements avec les centres d'approvisionnement de Hardisty (Alberta), de Moosomin (Saskatchewan), et la capacité à l'extérieur de l'Alberta
- un survol de l'Est du Canada, de la côte est des États-Unis, de la côte américaine du golfe du Mexique et des marchés d'outre-mer éventuellement desservis par Énergie Est
- les escomptes sur l'offre de pétrole brut provenant du BSOC
- les avantages relatifs à l'offre et aux marchés du projet Énergie Est

Énergie Est a retenu les services d'IHS inc. (IHS) pour qu'elle lui présente un aperçu de l'offre et des marchés du pétrole brut ainsi que des enjeux connexes pertinents pour le Projet. Pour consulter le rapport d'IHS, *Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est* (le rapport d'IHS), voir l'Annexe Vol 3-4.

3.1 APERÇU DE L'OFFRE DE PÉTROLE BRUT DE L'OUEST CANADIEN

La production du BSOC se compose de réserves de pétrole brut et de bitume brut. À l'échelle mondiale, le Canada arrive au troisième rang après l'Arabie saoudite et le Venezuela pour ce qui est des réserves prouvées de pétrole.

3.1.1 Alberta

Les réserves de bitume du BSOC représentent 99 %, ou 26,6 milliards de m³ (167 milliards de b), des 27 milliards de m³ (170 milliards de b) de réserves prouvées. Il existe suffisamment de réserves de bitume en Alberta pour soutenir le développement de nouveaux projets de sables bitumineux pour des dizaines d'années. Les réserves de pétrole classique qui sont récupérables aux plans technique et économique totalisent 283 millions de m³ (1,8 milliard de b). Toutefois, on estime qu'il reste 9,8 milliards de m³ (62 milliards de b) de pétrole brut classique dans les réservoirs, ce qui représente un important potentiel de récupération accrue par le recours à de nouvelles techniques de forage, comme le forage horizontal et la fracturation en plusieurs étapes.

Le tableau 3-1 présente un sommaire des réserves et des ressources de l'Alberta à la fin de 2013.

Tableau 3-1 : Sommaire des réserves, des ressources et de la production de l'Alberta pour 2013

| | Bitume brut | | Pétrole brut | |
|---|-------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-----------------------|
| | (millions de m ³) | (milliards de barils) | (millions de m ³) | (milliards de barils) |
| Ressources en place initiales | 293 125 | 1 845 | 12 510 | 78,7 |
| Réserves établies initiales | 28 092 | 177 | 2 970 | 18,7 |
| Production cumulative | 1 527 | 9,6 | 2 687 | 16,9 |
| Réserves établies restantes | 26 565 | 167 | 283 | 1,8 |
| Production annuelle | 112 | 0,76 | 33,8 | 0,21 |
| Potentiel ultime (récupérable) | 50 000 | 315 | 3 130 | 19,7 |
| Ressources en place initiales schiste/siltite | – | – | 67 320 | 423,6 |

Source : ST98-2014 Alberta's Energy Reserves 2013 and Supply/Demand Outlook 2014-2023

3.1.2 Saskatchewan

La Saskatchewan est la deuxième province productrice de pétrole brut au Canada après l'Alberta. Elle produit du pétrole lourd et du pétrole léger classiques. Les réserves récupérables restantes sont estimées à 184 millions de m³ (1,2 milliard de b).

La section 3.1.4 traite de la récente progression importante de la production de pétrole brut léger en Saskatchewan attribuable à la production du bassin de Williston, situé au coin sud-est de la province.

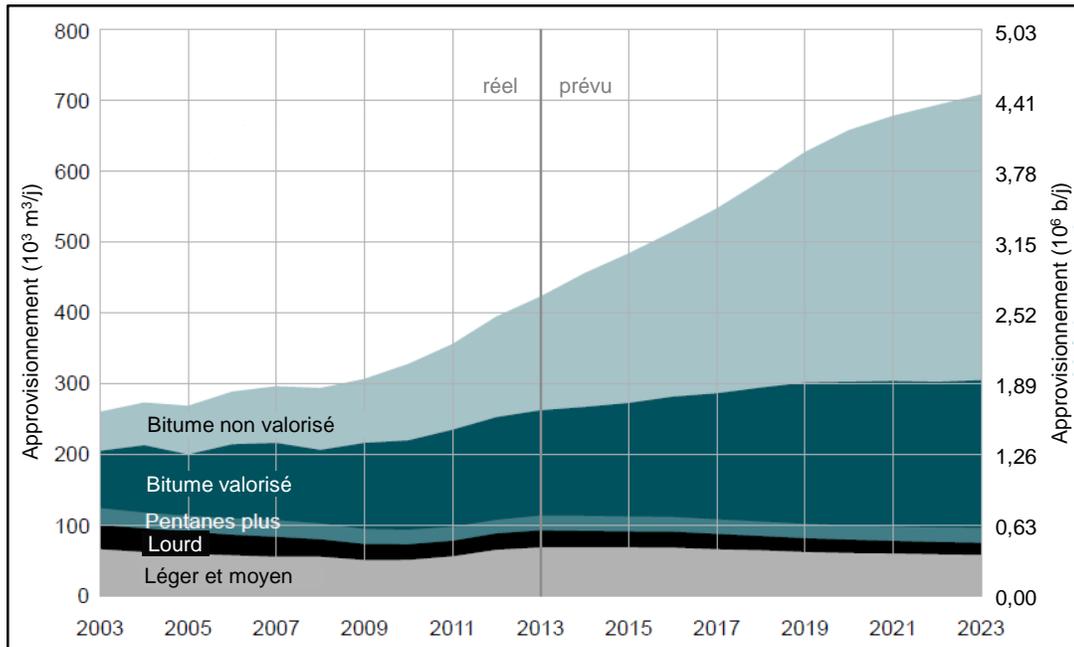
3.1.3 Offre de pétrole brut de l'Ouest canadien

La demande de pétrole brut du marché est le principal moteur du développement des réserves canadiennes de sables bitumineux. Le taux de croissance de la production est soumis à une évaluation continue de la demande du marché, des prix du pétrole brut et des projections des coûts en capital nécessaires au développement de ces projets. Toutefois, les décisions prises quant aux projets d'immobilisations relatifs aux sables bitumineux sont fondées sur un horizon à long terme, car la production associée aux sables bitumineux s'étend habituellement sur 25 à 50 ans et les conditions à court terme du marché n'ont habituellement pas d'incidence sur ces projets.

Il existe plusieurs prévisions différentes relatives à la production de pétrole brut de l'Ouest canadien, qui varient selon l'évaluation des réserves restantes, des prix du pétrole brut, de la demande et des coûts établie pour chaque prévision. Toutefois, les prévisions indiquent toutes une tendance de croissance constante attribuable à la hausse de la demande et à la nature des projets de sables bitumineux. Une fois que les projets de sables bitumineux sont mis en production, ils maintiennent et augmentent les taux de production au fil du temps par la réalisation d'agrandissements et le retrait ou l'allègement de contraintes.

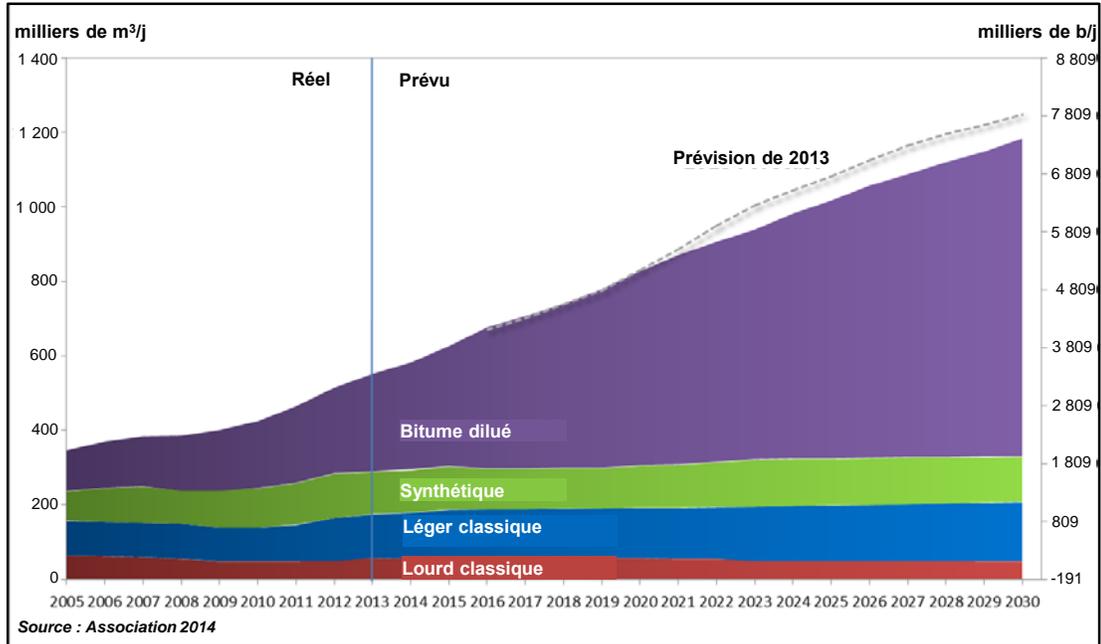
L'Alberta Energy Regulator publie un rapport annuellement afin de présenter une évaluation indépendante et complète de l'état des réserves, de l'offre et de la demande de ressources énergétiques en Alberta. Le rapport comprend également une prévision de l'offre et de la demande sur 10 ans pour la production de pétrole brut de l'Alberta. La prévision est fondée sur les projets existants, les agrandissements de projets existants et le développement de nouveaux projets selon les renseignements sur les coûts de production de l'industrie compilés par l'Alberta Energy Regulator. Pour obtenir les prévisions relatives à l'approvisionnement en pétrole brut et en condensat (pentanes plus) en Alberta, voir la figure 3-1.

En juin 2014, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (l'Association) a publié un rapport intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation* (la prévision de l'Association). La prévision de l'Association indique que la production canadienne de pétrole brut croîtra de façon constante jusqu'en 2030 et que la production de sables bitumineux atteindra 805 000 m³/j (5,1 millions b/j) d'ici la fin de la période couverte par la projection. Une grande part de la production de sables bitumineux dans la prévision de l'Association consiste en du bitume non valorisé qui doit être mélangé avec du pétrole brut léger, comme du pétrole brut synthétique (ratio 50:50) ou du condensat (ratio 70:30), afin de respecter les spécifications du pipeline pour le transport. En raison de ce mélange, pour assurer le transport du bitume fluidifié sur le marché, la capacité du pipeline doit être nettement supérieure à celle requise pour le transport du pétrole classique. Pour connaître la prévision de l'Association concernant l'approvisionnement des marchés en production classique, en production des sables bitumineux et en bitume fluidifié de l'Ouest canadien, voir la figure 3-2.



Source : ERCB (maintenant, l'Alberta Energy Regulator) ST98-2014: *Alberta's Energy Reserves 2013 and Supply/Demand Outlook 2014-2023*.

Figure 3-1 : Approvisionnement en pétrole brut et en condensat de l'Alberta



Source : Association canadienne des producteurs pétroliers. *2014 Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*. Juin 2014

Figure 3-2 : Prévision de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien – 2014

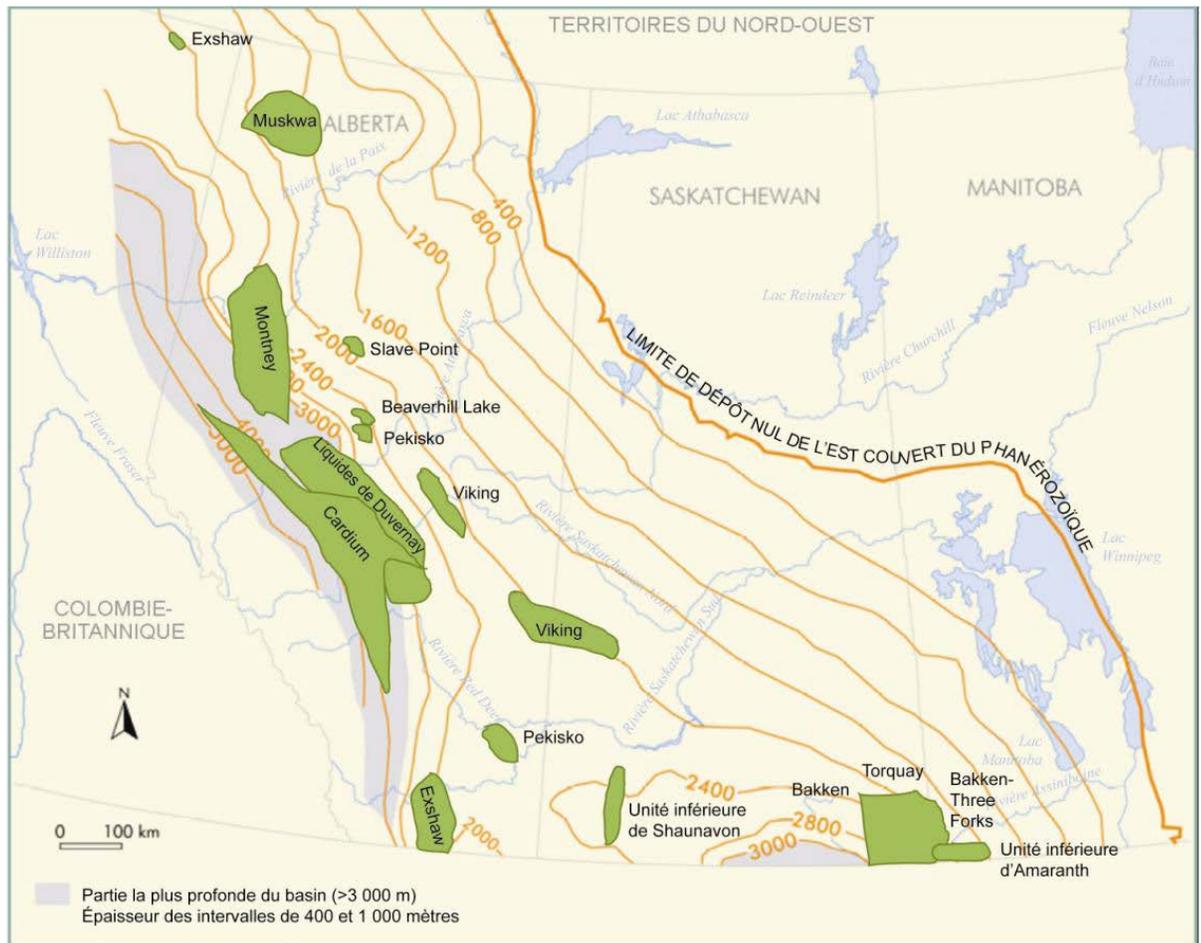
En plus de tenir compte de la prévision de l'Association, l'IHS a établi une prévision indépendante de la production de pétrole brut de l'Ouest canadien qu'elle a présentée dans son rapport. La prévision de l'IHS va dans le même sens que celle de l'Association : les deux prévisions indiquent une croissance de l'approvisionnement pendant la période visée. Toutefois, l'IHS prévoit un taux de croissance quelque peu inférieur à celui prévu par l'Association pour les dernières années visées par la prévision, soit de 2020 à 2030.

Même si les sables bitumineux demeurent la principale composante de la croissance de la production dans le BSOC, la croissance de la production classique représente le plus grand changement par rapport à la prévision précédente de l'Association. Par rapport à la prévision de 2013, la production classique est supérieure de 16 000 m³/j (100 000 b/j). La croissance est attribuable à l'utilisation continue de techniques de forage horizontal et de fracturation en plusieurs étapes qui permettent aux producteurs d'atteindre et de récupérer le pétrole de réservoirs étanches.

3.1.4 Pétrole de réservoirs étanches

Le pétrole de réservoirs étanches désigne le pétrole classique récupéré des gisements de pétrole léger très peu perméables à l'aide de techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Par le passé, la récupération du pétrole de réservoirs étanches était généralement considérée comme n'étant pas rentable, mais les nouvelles améliorations apportées à la technologie et aux techniques de forage l'ont rendue économiquement réalisable. Le développement des ressources de pétrole de réservoirs étanches dans le BSOC n'a pas suivi le même rythme qu'aux États-Unis, mais la production a crû de près de 350 % de 2010 à 2013.

Le rapport de décembre 2011 de l'Office national de l'énergie, *Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*, a examiné plusieurs zones pétrolières émergentes des réservoirs étanches du BSOC (voir la figure 3-3).



Source : Office national de l'Énergie. 2011. *Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*

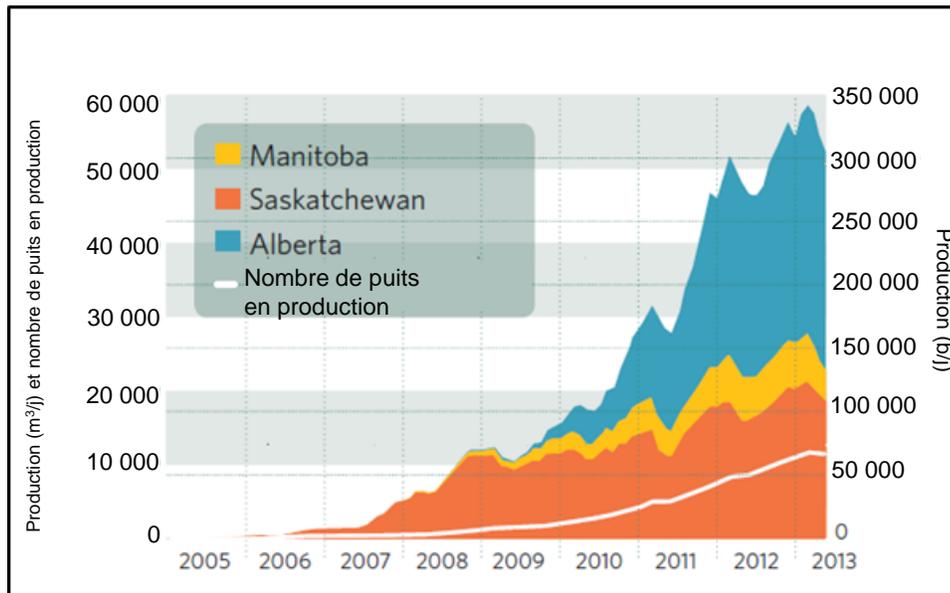
Figure 3-3 : Emplacements du pétrole de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien

Pour obtenir un résumé des estimations des réserves récupérables pour les principales zones pétrolières étanches dans l'Ouest canadien, voir le tableau 3-2.

Tableau 3-2 : Synthèse des formations pétrolières étanches dans l'Ouest canadien

| Formation | Réserves récupérables (millions de m ³) | Réserves récupérables (millions de b) |
|--|--|--|
| Banff/Exshaw | 51 | 320 |
| Cardium | 21 | 130 |
| Viking | 9 | 58 |
| Duvernay | 637 | 4 010 |
| Nordegg | 125 | 790 |
| Muskwa | 337 | 2 120 |
| Williston (Saskatchewan) | 254 | 1 600 |
| Unité inférieure de Shaunavon | 15 | 93 |
| Total des réserves récupérables | 1 449 | 9 121 |
| Sources : ONE. 2011. <i>Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien</i> . EIA/ARI. 2013. <i>World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment</i> . | | |

Le rapport trimestriel du gouvernement de l'Alberta, *Alberta Oil and Gas Industry Quarterly Update*, décrit les activités au sein de l'industrie pétrolière et gazière. La figure 3-4 du rapport pour l'hiver 2013 indique que la production de pétrole de réservoirs étanches dans l'Ouest canadien a progressé de près de 350 % entre 2010 et 2013. La majorité de la croissance est attribuable à l'Alberta et à la Saskatchewan. Situé dans le sud-est de la Saskatchewan, le bassin de Williston, qui produit principalement du pétrole brut léger non corrosif, est l'une des principales formations à l'origine de la production record de pétrole brut de la Saskatchewan en 2012 et en 2013.

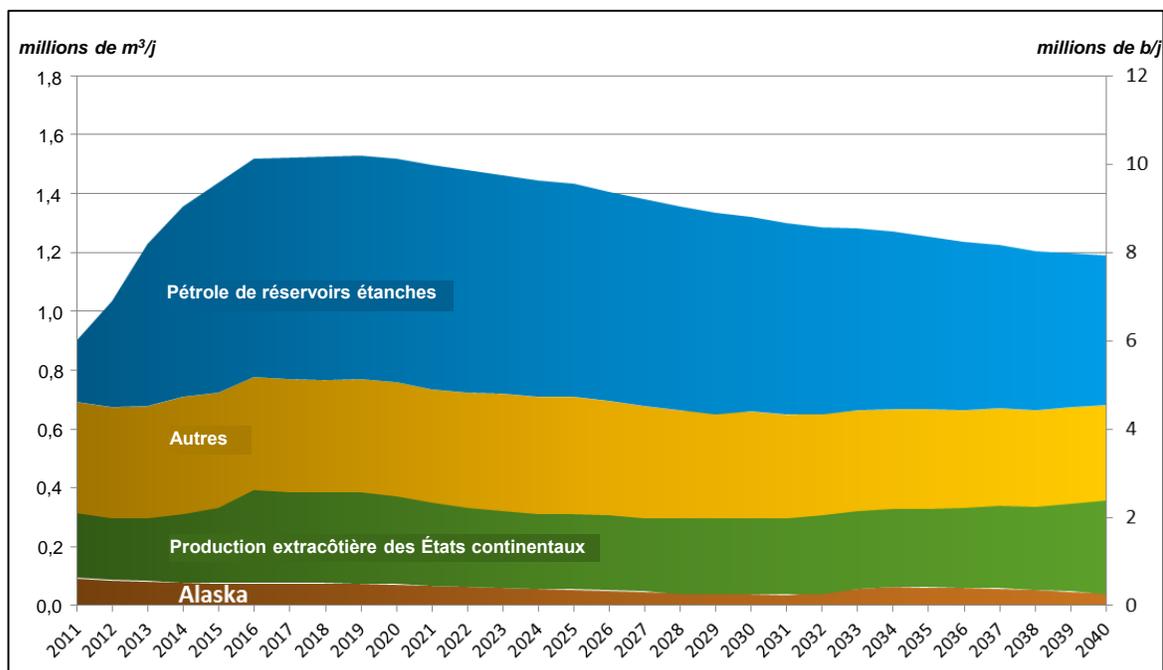


Source : Alberta Oil and Gas Industry Quarterly Update – Hiver 2013.

Figure 3-4: Production de pétrole de réservoirs étanches de l'Ouest canadien

Environ 97 % du pétrole brut exporté à partir du Canada est vendu sur les marchés américains. Toutefois, la poussée observée dans la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis provenant des formations Williston, Permian et Eagle Ford a remplacé la quasi-totalité des importations de pétrole brut léger sur la côte américaine du golfe du Mexique et une partie de celles-ci sur la côte est des États-Unis. L'offre américaine croissante cherche désormais à concurrencer le pétrole léger canadien dans la région PADD II. Selon le rapport *Annual Energy Outlook 2014* de l'Energy Information Administration des États-Unis (EIA), le pétrole de réservoirs étanches pourrait progresser d'au moins 160 000 m³/j supplémentaires (1 million de b/j) entre 2013 et la fin de la présente décennie.

Pour obtenir un aperçu de la production américaine de pétrole brut, voir la figure 3-5.



Source : EIA. 2014. Annual Energy Outlook 2014.

Figure 3-5 : Aperçu de la production américaine de pétrole brut

3.1.5 Perturbation des échanges commerciaux

Outre l'érosion du marché pour le pétrole brut léger canadien par suite de la production américaine croissante, des raffineries de PADD II, comme BP Whiting et Marathon Detroit, ont été converties pour pouvoir traiter une plus grande quantité de pétrole brut canadien provenant des sables bitumineux afin d'améliorer les paramètres économiques des raffineries. Les reconfigurations des raffineries et la concurrence provenant de la croissance du pétrole de réservoirs étanches américain forcent les producteurs canadiens de pétrole brut léger à rechercher de nouveaux marchés.

Le Projet ouvre l'accès à de nouveaux marchés pour le pétrole brut léger, nationaux et internationaux, qui peuvent absorber le pétrole brut léger canadien qu'accaparaient auparavant les marchés américains traditionnels.

3.2 CONVENTIONS DE SERVICES DE TRANSPORT

Énergie Est a conclu des conventions de services de transport ferme à long terme aux termes desquelles les expéditeurs se sont engagés à expédier un volume total de 144 000 m³/j (905 000 b/j) pendant une durée moyenne de 20 ans. Les expéditeurs du service ferme d'Énergie Est comprennent des producteurs, des sociétés d'énergie intégrées, des raffineries et des négociants, qui ont tous accès à des volumes

appréciables de pétrole brut. Énergie Est a conclu que ces expéditeurs n'auraient pas pris les importants engagements financiers associés aux conventions de services de transport s'ils n'avaient pas été convaincus qu'ils pourraient compter sur une source d'approvisionnement fiable à long terme.

3.3 CONCLUSION CONCERNANT L'APPROVISIONNEMENT DU PROJET

Les prévisions de l'Association, de l'IHS et de l'AER indiquent toutes une croissance marquée de l'approvisionnement en pétrole brut dans l'Ouest canadien jusqu'en 2030. Au même moment, la demande entourant la production canadienne de pétrole brut léger baisse dans les marchés traditionnels américains en raison de la croissance continue que connaît la production américaine de pétrole de réservoirs étanches. Du fait que l'offre de l'Ouest canadien augmente et que les marchés américains sont en train de se fermer, il faut trouver de nouveaux marchés et accroître notre capacité d'acheminement, d'où la nécessité du Projet. Le Projet ouvrira pour l'offre accrue de nouveaux marchés sur la côte Est qui dépendent de l'importation de pétrole brut coûteux à partir de pays étrangers et, éventuellement, des marchés d'outre-mer. À l'heure actuelle, aucun pipeline n'approvisionne les marchés de la côte est en pétrole brut domestique et il n'existe aucun accès maritime sur la côte est.

3.4 TRANSPORT

La majorité de la production de pétrole brut du Canada est transportée par pipeline vers des raffineries situées aux États-Unis et au Canada. Les deux principaux centres de distribution du pétrole brut en Alberta sont situés à Edmonton et à Hardisty. Le pétrole brut est acheminé vers ces centres par un vaste réseau de pipelines d'amenée.

3.4.1 Pipelines à Hardisty et à Edmonton

Le pétrole brut est transporté à partir d'Edmonton et d'Hardisty au moyen de pipelines principaux vers les marchés domestiques et extérieurs. À partir de la région d'Edmonton, le pétrole brut est transporté vers :

- l'est sur le réseau principal d'Enbridge;
- l'ouest par le pipeline Trans Mountain (TMPL);
- le sud par le pipeline Rangeland.

Hardisty est un centre majeur d'approvisionnement en pétrole brut de l'Ouest canadien, qui comporte de multiples pipelines d'interconnexion provenant des régions de production ainsi que de grands terminaux de stockage. La capacité totale des pipelines d'amenée à Hardisty s'élève à environ 477 000 m³/j (3 millions de b/j).

À partir de la région d'Hardisty, le pétrole brut est transporté vers :

- PADD II par le réseau principal d'Enbridge et le pipeline Keystone;
- PADD IV et II par les pipelines Express/Platte;
- PADD IV par le pipeline Milk River et le pipeline Bow River.

Pour connaître la capacité des réseaux existants et les marchés qu'ils desservent, voir le tableau 3-3.

Pour consulter une carte des principaux pipelines d'exportation du pétrole brut à partir de l'Alberta, voir la figure 3-6.

Tableau 3-3 : Capacité des pipelines à partir de l'Alberta

| Pipeline | Destination | Capacité actuelle (milliers de m ³ /j) | Capacité actuelle (milliers de b/j) |
|-----------------------------|---|---|-------------------------------------|
| PADD V/côte ouest | | | |
| TMPL | Colombie-Britannique, côte ouest américaine | 48 | 300 |
| PADD IV – États-Unis | | | |
| Express/Platte | Rocheuses américaines, Midwest américain | 45 / 26 | 280 / 164 |
| Milk River | Rocheuses américaines | 20 | 125 |
| Rangeland | Rocheuses américaines | 14 | 85 |
| PADD II – États-Unis | | | |
| Enbridge | Est du Canada, Midwest américain | 368 | 2314 |
| Keystone | Midwest américain | 94 | 590 |

Source : Sites Web de sociétés

3.4.2 Centre de Cromer

Le centre de Cromer (Manitoba) est un centre de collecte pour les pétroles bruts léger et moyen produits en Saskatchewan et au Manitoba. Il reçoit du pétrole brut provenant de divers pipelines d'amenée et de camions. La capacité totale des pipelines d'amenée vers Cromer est estimée à 77 000 m³/j (480 000 b/j).

3.4.3 Projets pipeliniers en développement

Plusieurs projets pipeliniers sont actuellement en développement en réponse à la nécessité d'accroître la capacité des pipelines ainsi que la diversité du marché. Ces projets pipeliniers visent à transporter la production croissante de pétrole brut de l'Ouest canadien vers trois directions :

- l'ouest (Northern Gateway et expansion de Trans Mountain) – Les deux projets pipeliniers prévoient transporter le pétrole brut de l'Alberta vers la côte ouest du Canada. Sur la côte ouest, le pétrole brut sera chargé sur des pétroliers pour être transporté vers les marchés de la côte ouest américaine et de l'Asie.
- l'est (Énergie Est et inversion du flux de la ligne 9B d'Enbridge) – Les deux projets pipeliniers prévoient transporter du pétrole brut domestique vers l'est du Canada. Énergie Est propose d'ajouter 175 000 m³/j (1,1 million de b/j) de nouvelle capacité d'exportation à partir de l'Ouest canadien et livrera du pétrole brut à Montréal, à Québec et à Saint John. Le pétrole brut transporté par Énergie Est peut également être chargé sur des pétroliers au Québec et au Nouveau-Brunswick afin d'accéder à la côte est américaine, à la côte américaine du golfe

du Mexique et aux marchés d'outre-mer. L'inversion du flux de la ligne 9B d'Enbridge n'ajoute pas de nouvelle capacité d'exportation pour le BSOC à partir de l'Ouest canadien, mais il prolonge la conduite principale d'Enbridge jusqu'à Montréal avec une capacité maximale de 48 000 m³/j (300 000 b/j).

- le sud (accès à la côte américaine du golfe du Mexique d'Enbridge et Keystone XL) – Les deux projets pipeliniers prévoient acheminer le pétrole brut canadien vers la côte américaine du golfe du Mexique.

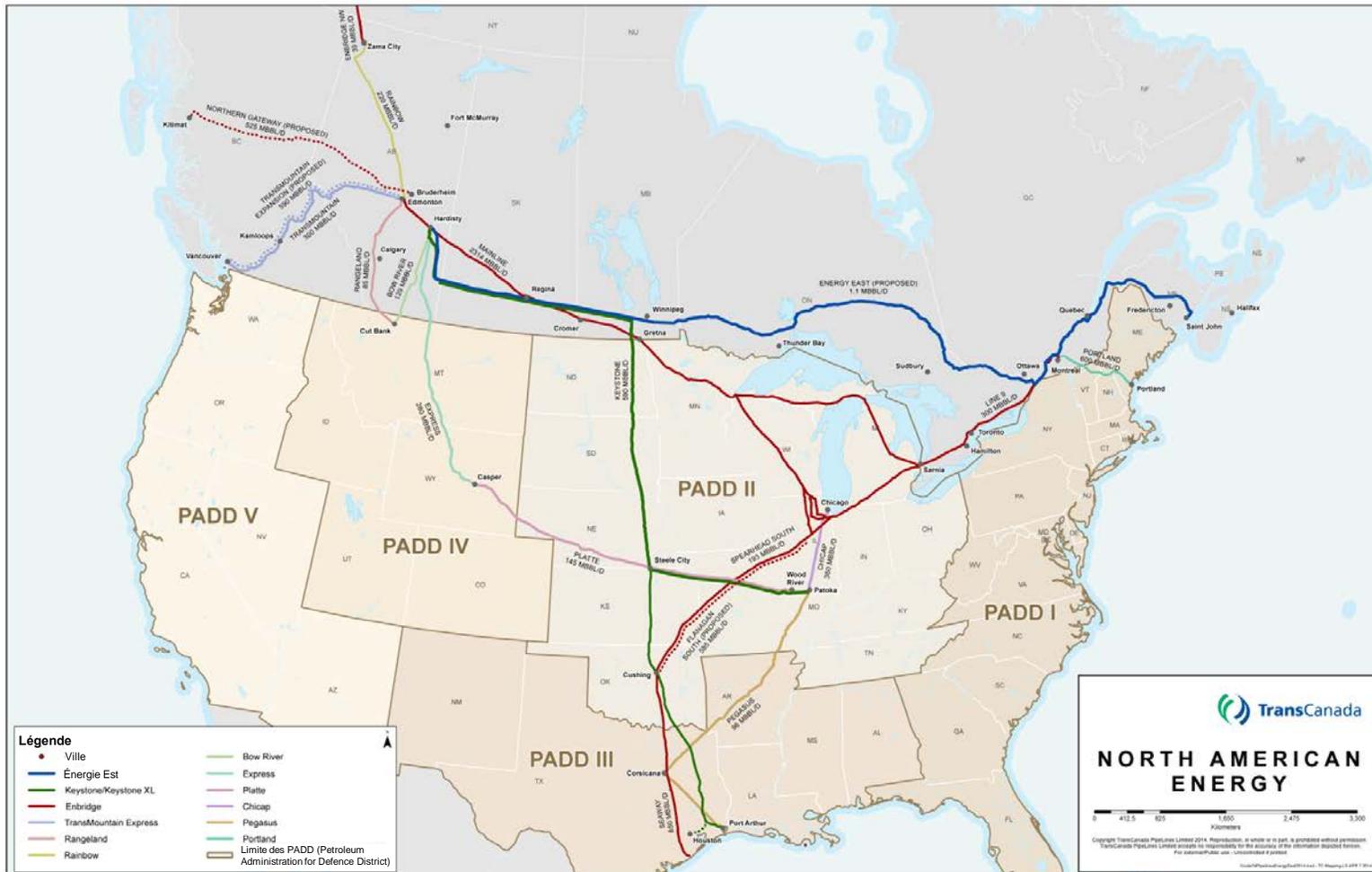


Figure 3-6 : Pipelines transportant du pétrole brut à l'extérieur de l'Alberta

3.4.4 Transport ferroviaire

L'insuffisance de la capacité d'exportation pipelinière a mené à d'importants escomptes qui ont rendu le transport ferroviaire économique pour les producteurs de pétrole brut de l'Ouest canadien. Les volumes de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien transportés par chemin de fer sont passés d'un niveau presque inexistant en 2009 à près de 42 000 m³/j (264 000 b/j) à la fin de 2013 comme le rapporte le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST). Toutefois, les coûts actuels du transport ferroviaire sont près de deux fois supérieurs aux coûts du transport par pipeline.

3.5 OFFRE DE L'OUEST CANADIEN ET CAPACITÉ D'EXPORTATION PIPELINIÈRE

Comme il est décrit dans le rapport de l'IHS (figure 4), l'offre de pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien devrait dépasser la capacité d'exportation pipelinière à court terme. L'insuffisance de la capacité d'exportation pipelinière a entraîné une forte demande de transport ferroviaire de pétrole brut vers les marchés.

Si tous les projets d'agrandissement et les nouveaux pipelines sont construits dans les délais prévus à l'heure actuelle et que la production de pétrole brut continue d'augmenter comme prévu, la capacité cumulée des pipelines d'exportation partant du BSOC sera excédentaire jusqu'à ce que la croissance de l'offre parvienne à égaler l'ensemble des ajouts de capacité. Le cycle d'offre excédentaire suivie de capacité excédentaire représente le cycle normal d'implantation d'une nouvelle capacité pipelinière. Même en supposant que les projets d'exportation partant du BSOC soient construits et mis en service dans les délais prévus à l'heure actuelle par les promoteurs des projets, une capacité additionnelle d'exportation par pipeline serait encore nécessaire après 2027 (selon les prévisions de l'Association) ou 2030 (selon les prévisions de IHS).

Quand la capacité d'exportation par pipeline est insuffisante, les producteurs sont contraints d'accepter des escomptes, d'interrompre la production ou de se tourner vers des solutions de transport plus coûteuses, comme le transport par chemin de fer, ce qui réduit les rentrées nettes à la tête du puits. Une capacité d'exportation par pipeline adéquate à partir du BSOC permet aux producteurs de choisir les marchés qui leur procureront les meilleures rentrées nettes. Il est difficile et non rentable de faire correspondre précisément la capacité pipelinière au profil d'offre, étant donné le type de conception et l'échéancier des projets pipeliniers. La capacité pipelinière est habituellement mise en production en grandes tranches et permet aux producteurs de profiter de l'optionnalité que confère l'accès à de multiples marchés.

Le Projet est le fruit des décisions prises par les expéditeurs de soutenir une plus grande diversité de marchés et d'encourager la hausse de la capacité d'acheminement par pipeline du pétrole en provenance du BSOC. Les expéditeurs ont décidé

d'appuyer le Projet au plan tant financier que contractuel, indépendamment des autres projets pipeliniers proposés. Du point de vue de l'offre, le Projet a pour avantage d'offrir des débouchés pour une production croissante et de réduire la dépendance des producteurs canadiens envers les marchés traditionnels. Comme il sera décrit dans la section qui suit, du point de vue des marchés, le Projet offre un accès par pipeline économique à de nouveaux marchés et à des marchés étendus qui recouraient par le passé à des méthodes d'approvisionnement plus coûteuses.

3.6 APERÇU DES MARCHÉS DU PÉTROLE BRUT

En raison de l'accroissement prévu de la production de pétrole brut du BSOC et du remplacement des approvisionnements canadiens dans les marchés traditionnels américains, une meilleure pénétration des marchés en place et une expansion dans de nouveaux marchés s'imposeront. La présente section procure un aperçu général des marchés domestiques et américains existants et des marchés d'outre-mer éventuels.

3.6.1 Québec

La capacité de raffinage actuelle au Québec représente environ 64 000 m³/j (402 000 b/j) comme il est indiqué dans le tableau 3-4.

Tableau 3-4 : Capacité de raffinage du Québec

| Raffinerie | Emplacement | Capacité (milliers de m ³ /j) | Capacité (milliers de b/j) |
|----------------------|-------------|--|----------------------------|
| Suncor | Montréal | 22 | 137 |
| Valero | Québec | 42 | 265 |
| Source : Association | | | |

La quantité totale de brut traitée dans les raffineries du Québec en 2012¹ s'établissait à environ 56 000 m³/j (350 000 b/j), et 93 % de l'approvisionnement provenait de pays comme l'Algérie, l'Angola et le Mexique. Ces raffineries ont été incapables d'accéder à d'importants volumes de pétrole brut domestique en raison de contraintes logistiques associées aux pipelines. Par conséquent, elles ont été désavantagées au plan économique par rapport aux raffineries du Midwest américain qui peuvent accéder à du pétrole brut domestique moins coûteux.

Pour obtenir la provenance ventilée du pétrole brut acheminé vers les raffineries du Québec, voir la figure 3-7.

¹ Depuis avril 2013, Statistique Canada a cessé de publier de l'information sur l'approvisionnement en pétrole brut des raffineries de l'Est du Canada afin de se conformer aux exigences de confidentialité de la *Loi sur la statistique* à la suite de la fermeture de la raffinerie de Dartmouth.

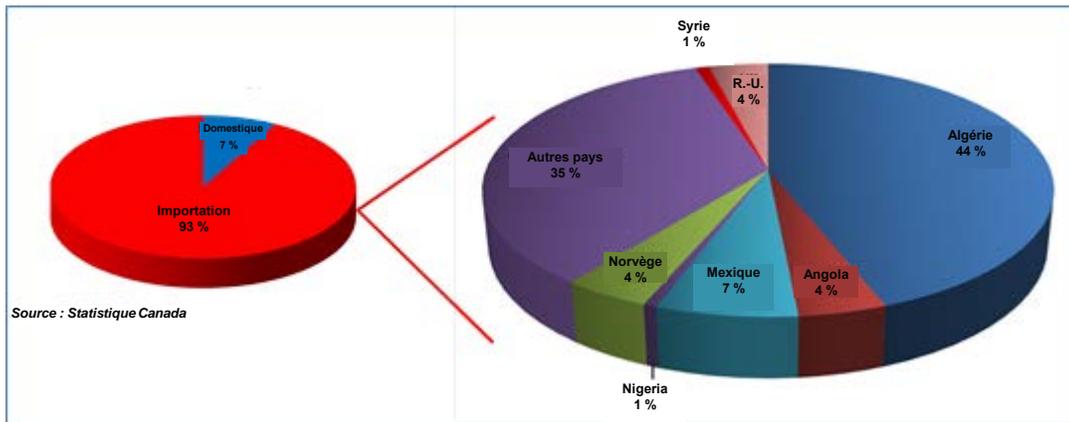


Figure 3-7 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries québécoises

Les raffineries du Québec sont configurées de façon à traiter principalement du pétrole brut léger, et le pétrole classique et le pétrole de réservoirs étanches de plus en plus abondants de l'Ouest canadien constituent des matières premières adéquates pour les raffineries.

La qualité du pétrole brut est une importante composante dans la détermination du prix. Le pétrole brut plus léger contenant moins de soufre vaut plus cher que le pétrole brut plus lourd contenant plus de soufre. Il est important pour les raffineurs que la qualité de leur pétrole brut soit préservée pendant le transport de celui-ci vers la raffinerie. Le Projet est un pipeline express qui peut livrer directement du pétrole brut à des raffineries du Québec sans réservoir de dégagement de sorte que la dégradation de la qualité des lots de pétrole brut est minimisée. Le Projet comportera également diverses options de transport et/ou de marchés, ce qui offrira aux raffineurs d'autres sources d'approvisionnement pendant les périodes d'interruption.

Le Projet sera connecté à un terminal maritime à Cacouna (Québec), ce qui offre une optionnalité aux expéditeurs qui souhaitent accéder à d'autres marchés par transport maritime de par sa proximité avec l'Europe. Le terminal maritime raccordé au pipeline à Cacouna offre l'occasion aux raffineurs qui ont des raffineries au Canada et en Europe d'optimiser les bruts disponibles en échangeant les qualités de pétrole brut afin de maximiser les paramètres économiques de la raffinerie.

3.6.2 Canada atlantique

La capacité de raffinage du Canada atlantique en 2012 s'élevait à environ 80 000 m³/j (503 000 b/j) comme il est indiqué dans le tableau 3-5.

Table 3-5 : Capacité de raffinage du Canada atlantique

| Raffinerie | Emplacement | Capacité (milliers de m ³ /j) | Capacité (milliers de b/j) |
|----------------|--|--|----------------------------|
| Irving Oil | Saint John (Nouveau-Brunswick) | 48 | 300 |
| North Atlantic | Come by Chance (Terre-Neuve-et-Labrador) | 18 | 115 |
| Dartmouth | Halifax (Nouvelle-Écosse) | 14 | 88 |

Note : La raffinerie de Dartmouth de la Pétrolière Impériale a été convertie en dépôt à la fin de 2013.
Source : Association

La quantité totale de brut traitée dans les raffineries du Canada atlantique en 2012 représentait environ 71 000 m³/j (447 000 b/j), et 76 % de l'approvisionnement a été importé de pays comme l'Arabie saoudite, l'Algérie, le Nigeria, l'Irak et le Mexique. Les raffineries du Canada atlantique ne sont actuellement pas desservies par pipeline, si bien qu'elles dépendent, pour leur approvisionnement, grandement du pétrole brut plus coûteux acheminé par transport maritime en provenance d'autres pays. Les raffineries du Canada atlantique sont donc désavantagées au plan économique par rapport à leurs concurrents reliés par pipeline.

Pour obtenir la provenance ventilée de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique, voir la figure 3-8.

Les raffineries Irving Oil et North Atlantic sont configurées de façon à traiter principalement du brut léger non corrosif et du pétrole corrosif léger ainsi qu'une faible quantité de pétrole brut lourd. Une partie de l'offre croissante de l'Ouest canadien est composée de pétrole brut léger et de pétrole corrosif léger de la Saskatchewan et du Manitoba, qui est recueilli au carrefour de Cromer (Manitoba). Tant le pétrole classique que le pétrole léger de Cromer constituent des matières premières adéquates pour les raffineries Irving Oil et North Atlantic.

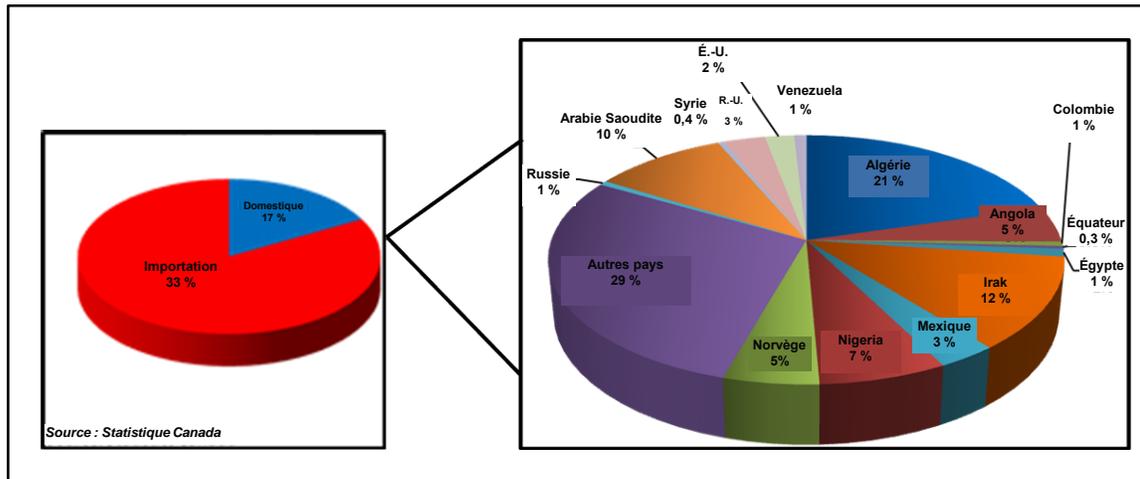


Figure 3-8 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries du Canada atlantique

Le Projet sera relié à un port en eau profonde au terminal Canaport, à Saint John (Nouveau-Brunswick), qui peut accueillir de très gros transporteurs de brut (« TGTB »). Les pétroliers de plus grand taille procurent habituellement les coûts unitaires les plus faibles pour le transport sur longue distance. Le port en eau profonde offrira des options aux expéditeurs qui souhaitent accéder à des marchés au-delà de la côte est canadienne.

3.6.3 Côte est américaine – PADD I

La capacité de raffinage sur la côte est américaine, également appelée PADD I, s'élève à environ 206 000 m³/j (1,3 million de b/j) traités par 10 raffineries (voir le tableau 3-6).

Tableau 3-6 : Capacité de raffinage de PADD I

| Raffinerie | Emplacement | Capacité (milliers de m ³ /j) | Capacité (milliers de b/j) |
|------------------------|-------------------------------|--|----------------------------|
| American Refining | Bradford (Pennsylvanie) | 2 | 10 |
| PBF | Delaware City (Delaware) | 30 | 190 |
| Ergon | Newell (Virginie-Occidentale) | 3 | 20 |
| Monroe Energy | Trainer (Pennsylvanie) | 29 | 185 |
| NuStar | Savannah (Géorgie) | 5 | 28 |
| NuStar | Paulsboro (New Jersey) | 12 | 74 |
| PBF | Paulsboro (New Jersey) | 29 | 180 |
| Phil. Energy Solutions | Philadelphia (Pennsylvanie) | 52 | 330 |
| Phillips 66 | Linden (New Jersey) | 38 | 238 |
| United | Warren (Pennsylvanie) | 11 | 70 |

Source : US Energy Information Administration

La quantité totale de brut traitée en 2012 représentait environ 159 000 m³/j (1 million de b/j), et 85 % de l’approvisionnement était importé de pays comme le Canada, l’Arabie saoudite, le Nigeria, l’Angola et le Venezuela. De façon analogue aux raffineries du Canada atlantique, l’approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de PADD I est constitué principalement de pétrole importé par transport maritime sur des pétroliers. Comme il est indiqué dans la figure 3-9, PADD I représente un marché important pour le pétrole brut canadien, où celui-ci fait concurrence aux importations plus coûteuses du Moyen-Orient et de l’Amérique latine.

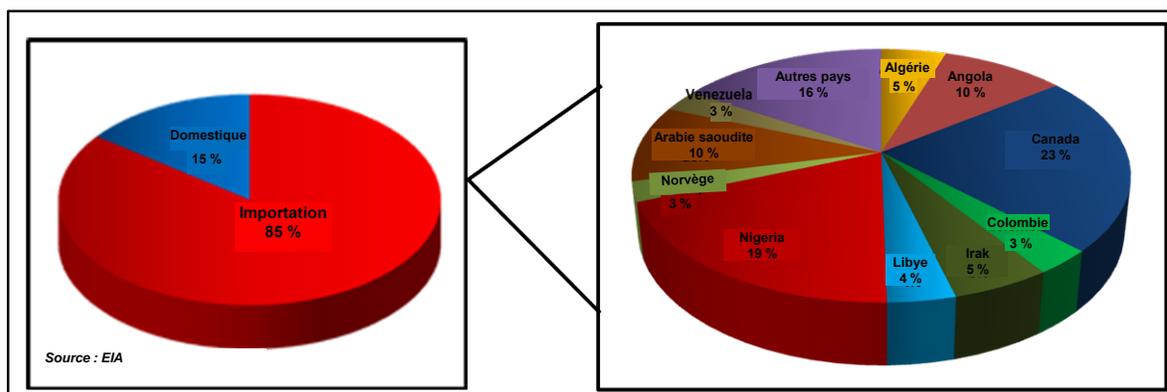


Figure 3-9 : Provenance de l’approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte est américaine (PADD I)

3.6.4 Côte américaine du golfe du Mexique – PADD III

La capacité de raffinage sur la côte américaine du golfe du Mexique, également appelée PADD III, s’élève à environ 1,43 million de m³/j (9 millions de b/j), comme il est indiqué dans le tableau 3-7.

La quantité totale de brut traitée en 2012 représentait 1,4 million de m³/j (8,5 millions de b/j), et 52 % de l’approvisionnement a été importé d’autres pays (voir la figure 3-10).

Tableau 3-7 : Capacité de raffinage de PADD III

| Raffinerie | Emplacement | Capacité (milliers de m ³ /j) | Capacité (milliers de b/j) |
|------------------------------------|----------------------------|---|-------------------------------|
| Alon Refining Krotz Springs Inc | Krotz Springs (Louisiane) | 13 | 80 |
| Alon USA Energy Inc | Big Spring (Texas) | 11 | 67 |
| BP Products North America Inc | Texas City (Texas) | 73 | 460 |
| Calcasieu Refining Co | Lake Charles (Louisiane) | 12 | 78 |
| Calumet Lubricants Co | San Antonio (Texas) | 2 | 14 |
| Calumet Lubricants Co LP | Cotton Valley (Louisiane) | 2 | 13 |
| Calumet Lubricants Co LP | Princeton (Louisiane) | 1 | 8 |
| Calumet Shreveport LLC | Shreveport (Louisiane) | 9 | 57 |
| Chalmette Refining LLC | Chalmette (Louisiane) | 31 | 193 |
| Chevron USA Inc | Pascagoula (Mississippi) | 52 | 330 |
| Citgo Petroleum Corp | Lake Charles (Louisiane) | 68 | 428 |
| Citgo Refining & Chemical Inc | Corpus Christi (Texas) | 26 | 163 |
| Cross Oil Refining & Marketing Inc | Smackover (Arkansas) | 1 | 8 |
| Deer Park Refining Ltd Partnership | Deer Park (Texas) | 52 | 327 |
| Delek Refining Ltd | Tyler (Texas) | 10 | 60 |
| Ergon Refining Inc | Vicksburg (Mississippi) | 4 | 23 |
| ExxonMobil Refining & Supply Co | Baton Rouge (Louisiane) | 80 | 503 |
| Exxon Mobil Refining & Supply Co | Baytown (Texas) | 89 | 561 |
| ExxonMobil Refining & Supply Co | Beaumont (Texas) | 55 | 345 |
| Flint Hills Resources LP | Corpus Christi (Texas) | 46 | 289 |
| Goodway Refining LLC | Atmore (Alabama) | 1 | 4 |
| Houston Refining LP | Houston (Texas) | 41 | 259 |
| Hunt Refining Co | Tuscaloosa (Alabama) | 6 | 36 |
| Hunt Southland Refining Co | Sandersville (Mississippi) | 2 | 11 |
| Lazarus Energy LLC | Nixon (Texas) | 2 | 11 |
| Lion Oil Co | El Dorado (Arkansas) | 13 | 83 |
| Marathon Petroleum Co LLC | Garyville (Louisiane) | 83 | 522 |
| Marathon Petroleum Co LLC | Texas City (Texas) | 13 | 80 |
| Motiva Enterprises LLC | Convent (Louisiane) | 37 | 235 |
| Motiva Enterprises LLC | Norco (Louisiane) | 37 | 234 |
| Motiva Enterprises LLC | Port Arthur (Texas) | 95 | 600 |
| Navajo Refining Co LLC | Artesia (Nouveau-Mexique) | 17 | 105 |
| Pasadena Refining Systems Inc | Pasadena (Texas) | 16 | 100 |
| Phillips 66 Company | Belle Chasse (Louisiane) | 40 | 252 |
| Phillips 66 Company | Westlake (Louisiane) | 38 | 239 |
| Phillips 66 Company | Sweeny (Texas) | 39 | 247 |
| Placid Refining Co | Port Allen (Louisiane) | 9 | 57 |
| Premcor Refining Group Inc | Port Arthur (Texas) | 46 | 290 |

Tableau 3-7 : Capacité de raffinage de PADD III (suite)

| Raffinerie | Emplacement | Capacité (milliers de m ³ /j) | Capacité (milliers de b/j) |
|-------------------------------------|--------------------------|--|----------------------------|
| Shell Chemical LP | Saraland (Alabama) | 13 | 80 |
| Shell Oil Products US | Saint Rose (Louisiane) | 7 | 45 |
| Total Petrochemicals & Refining USA | Port Arthur (Texas) | 36 | 226 |
| Valero Energy Corporation | Meraux (Louisiane) | 20 | 125 |
| Valero Energy Corporation | Sunray (Texas) | 25 | 156 |
| Valero Energy Corporation | Three Rivers (Texas) | 15 | 93 |
| Valero Refining Co Texas LP | Corpus Christi (Texas) | 32 | 200 |
| Valero Refining Co Texas LP | Houston (Texas) | 14 | 88 |
| Valero Refining Co Texas LP | Texas City (Texas) | 36 | 225 |
| Valero Refining New Orleans LLC | Norco (Louisiane) | 33 | 205 |
| Western Refining Company LP | El Paso (Texas) | 19 | 122 |
| Western Refining Southwest Inc | Gallup (Nouveau-Mexique) | 3 | 22 |
| WRB Refining LP | Borger (Texas) | 23 | 146 |

Source : US Energy Information Administration

Les raffineries dans PADD III sont configurées de façon à traiter principalement du pétrole brut lourd, et plus de 60 % de l’approvisionnement provient du Venezuela, du Mexique et de l’Arabie saoudite. PADD III représente un marché important pour le pétrole brut lourd du Canada, où celui-ci fait concurrence aux importations plus coûteuses du Venezuela et du Mexique.

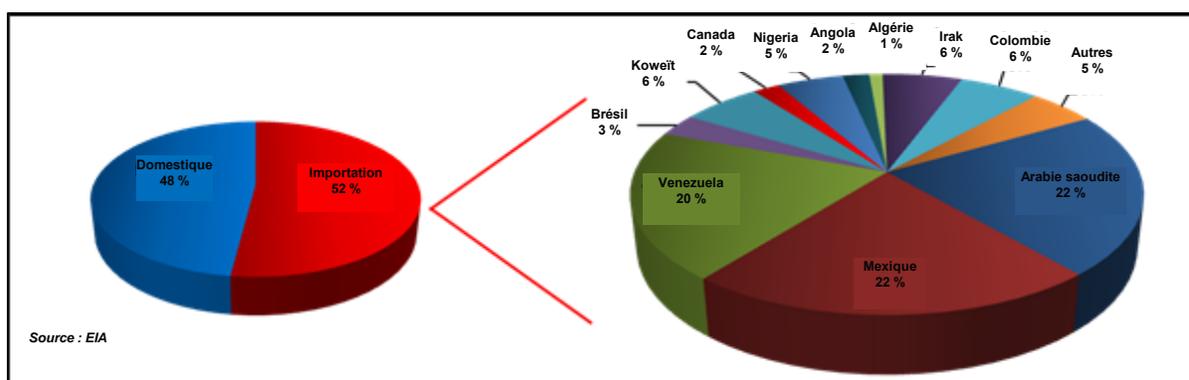


Figure 3-10 : Provenance de l’approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique (PADD III)

3.6.5 Marchés d’outre-mer – Europe

L’Europe a une capacité de raffinage combinée de 2,5 millions de m³/j (16 millions de b/j). La région a consommé environ 2 millions de m³/j (12,5 millions de b/j) en 2012, et 74 % de l’approvisionnement a été importé de pays non européens (voir la figure 3-11). Même si la plupart des raffineries d’Europe sont configurées pour traiter

des pétroles bruts légers, la demande de pétrole brut lourd excède encore 103 000 m³/j (650 000 b/j). Le pétrole brut lourd est importé du Venezuela, du Mexique et de l'Arabie saoudite.

Les deux terminaux maritimes d'Énergie Est sont bien positionnés au plan économique pour permettre au pétrole brut canadien de concurrencer le pétrole brut international en Europe étant donné que le tarif fixe du transport maritime à partir de la côte est vers l'Europe est concurrentiel.

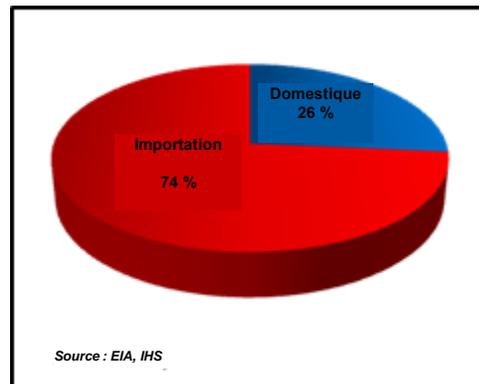


Figure 3-11 : Provenance de l'approvisionnement en pétrole brut acheminé vers les raffineries de l'Europe en 2012

3.6.6 Marchés d'outre-mer – Inde

La capacité de raffinage combinée de l'Inde est de 0,7 million de m³/j (4,4 millions de b/j), et l'Inde a consommé environ 0,67 million de m³/j (4,2 millions de b/j) de pétrole brut en 2012. La production indienne de pétrole est très limitée, de sorte que la plus grande partie de son approvisionnement en pétrole brut est importée d'autres pays (voir la figure 3-12). La plupart des importations proviennent du Moyen-Orient. La demande de pétrole brut de l'Inde s'accroît et, selon le rapport de l'IHS, elle devrait progresser de 50 % d'ici 2030. Même si les paramètres économiques associés au transport du pétrole brut du Moyen-Orient vers l'Inde sont plus attrayants que ceux associés au Canada, l'Inde cherche à diversifier et à sécuriser davantage son approvisionnement en pétrole brut, et le Canada représente une option logique pour ce faire.

Le terminal maritime Canaport d'Énergie Est est un port en eau profonde qui peut recevoir de très grands transporteurs de brut qui sont économiques pour le transport sur longue distance. Il est prévu qu'une partie du volume du pétrole brut canadien sera exportée vers des marchés de l'Inde.

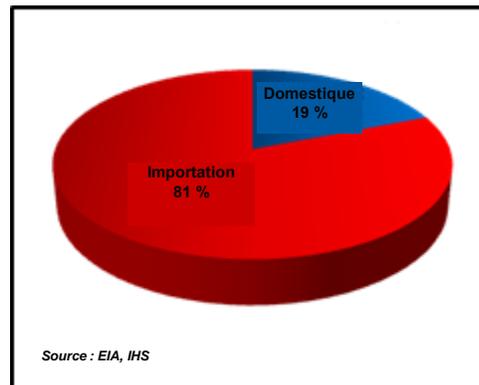


Figure 3-12 : Approvisionnement en pétrole brut de l'Inde en 2012

3.7 ESCOMPTES

Le pétrole brut tiré du BSOC est vendu pour la plupart sur le marché le plus près, soit les États-Unis, une fois la demande de l'Ouest canadien et de l'Ontario satisfaite. À mesure que l'offre de pétrole brut provenant du BSOC continue de dépasser la capacité d'exportation par pipeline existante et la demande régionale, elle devient enclavée et fait l'objet d'escomptes importants par rapport au West Texas Intermediate (WTI), qui est utilisé comme prix de référence pour la fixation des prix.

Pour connaître les escomptes de prix du brut lourd de référence canadien, Western Canadian Select (WCS), par rapport au WTI, voir la figure 3-13. Comme il est indiqué, l'escompte moyen pour le WCS entre 2011 et le début de 2014 s'établissait à $133,93 \text{ \$/m}^3$ (21,29 $\text{\$/b}$). L'escompte a atteint un sommet de $245,01 \text{ \$/m}^3$ (38,94 $\text{\$/b}$) en décembre 2013. L'écart de prix devrait se situer essentiellement autour de $62,92 \text{ \$/m}^3$ (10 $\text{\$/b}$) afin de refléter les différences de qualité (pétrole lourd/pétrole léger) entre les deux pétroles de référence, plus les frais de transport de $37,75 \text{ \$/m}^3$ (6 $\text{\$/b}$) de Hardisty (Alberta) à Cushing (Oklahoma).

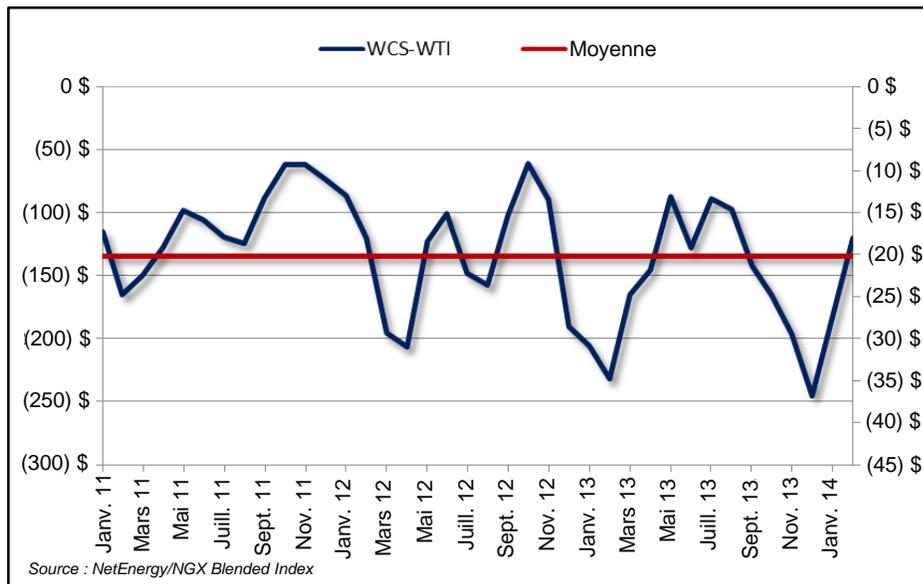


Figure 3-13 : Escomptes du WCS par rapport au WTI

Au cours de la même période, la flambée de la production du pétrole de schiste américain a entraîné la constitution de stocks à Cushing (Oklahoma), qui excèdent la capacité d'enlèvement pipelinère. Comme c'est le cas dans l'Ouest canadien, le prix du WTI délaissé a été fortement réduit par rapport au Brent, brut de référence à l'échelle internationale, de sorte qu'un double escompte sur le WCS a été créé.

Pour connaître les escomptes de prix du WTI par rapport au Brent, voir la figure 3-14. L'escompte moyen s'établissait à 92,32 \$/m³ (14,67 \$/b). Le WTI et le Brent sont tous deux des pétroles légers de qualité similaire et, par le passé, le prix du Brent était inférieur à celui du WTI pour être concurrentiel sur la côte américaine du golfe du Mexique.

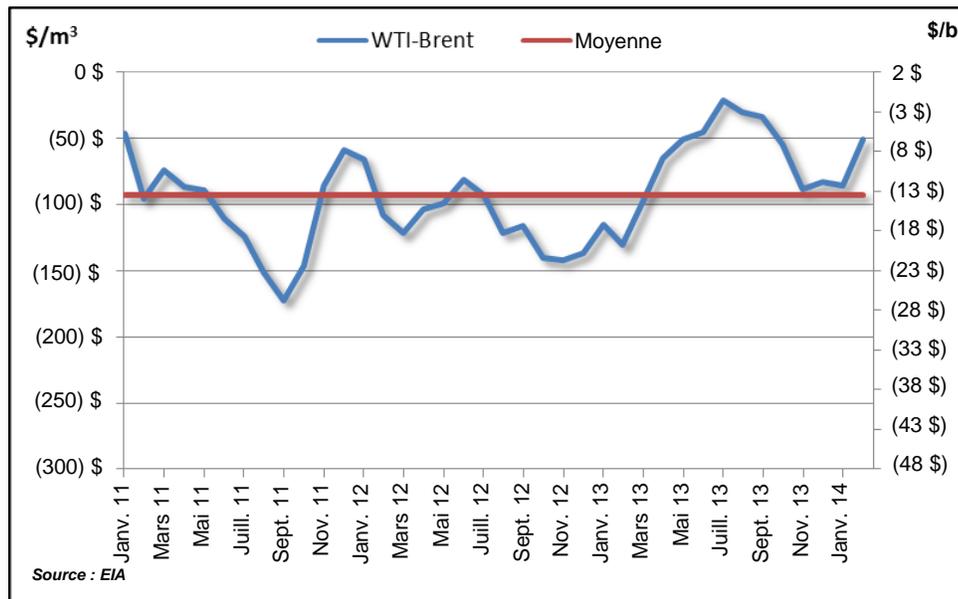


Figure 3-14 : Escomptes du WTI par rapport au Brent

Les importants escomptes consentis sur les prix du pétrole brut domestique sont avantageux du point de vue économique pour les raffineries de l'intérieur de l'Ouest canadien, de PADD IV des États-Unis et de PADD II desservies par pipeline puisqu'ils leur permettent d'acheter des matières premières à moindre coût. Les raffineries de l'Est canadien ont un accès restreint à la production de pétrole brut canadienne et sont contraintes d'importer plus de 80 % de leur matière première de pays étrangers, lesquels fondent leur tarif sur le prix Brent. Le Projet permettra aux raffineries de l'Est canadien d'avoir accès à des matières premières à un prix inférieur à celui de l'approvisionnement acheminé par transport maritime.

3.8 CONCLUSION

Le Projet, d'une capacité de 175 000 m³/j (1,1 million de b/j), est un pipeline qui relie le pétrole brut enclavé et de plus en plus abondant de l'Ouest canadien aux raffineries de l'Est canadien qui dépendent largement du pétrole brut importé plus coûteux. De plus, les terminaux maritimes du Projet situés au Québec et à Saint John diversifient les marchés pour le pétrole brut du BSOC en ouvrant l'accès aux marchés américains et d'outre-mer.

Le Projet permettra d'approvisionner les raffineries de l'Est canadien en pétrole brut de l'Ouest canadien à coût plus avantageux que celui du pétrole acheminé par transport maritime tout en préservant la qualité du pétrole brut. En outre, le Projet réduira la dépendance de l'Est canadien envers l'approvisionnement en pétrole brut étranger tout en améliorant la compétitivité des raffineries.

4.0 FINANCEMENT

La présente section décrit la structure de société en commandite du Projet Énergie Est (le Projet) et des commanditaires du Projet. Elle décrit par la suite la capacité des commanditaires et de leurs sociétés mères de financer le projet ainsi que le mode de financement projeté. Enfin, la présente section aborde les garanties financières qui sont envisagées pour gérer les risques potentiels et assumer les responsabilités durant les activités de la construction et d'exploitation du Projet.

4.1 STRUCTURE D'ENTREPRISE

Energy East Pipeline Limited Partnership (Energy East LP) sera propriétaire de l'ensemble des installations formant le Projet, sauf le terminal maritime Canaport d'Énergie Est, qui sera la propriété de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership (Canaport Energy East LP) (voir la Figure 4-1).

Le commandité d'Energy East LP et le commandité spécial de Canaport Energy East LP est Oléoduc Énergie Est Ltée.

Oléoduc Énergie Est Ltée est la demanderesse et détiendra le certificat d'utilité publique (CUP) à l'égard de l'intégralité du Projet, y compris le terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

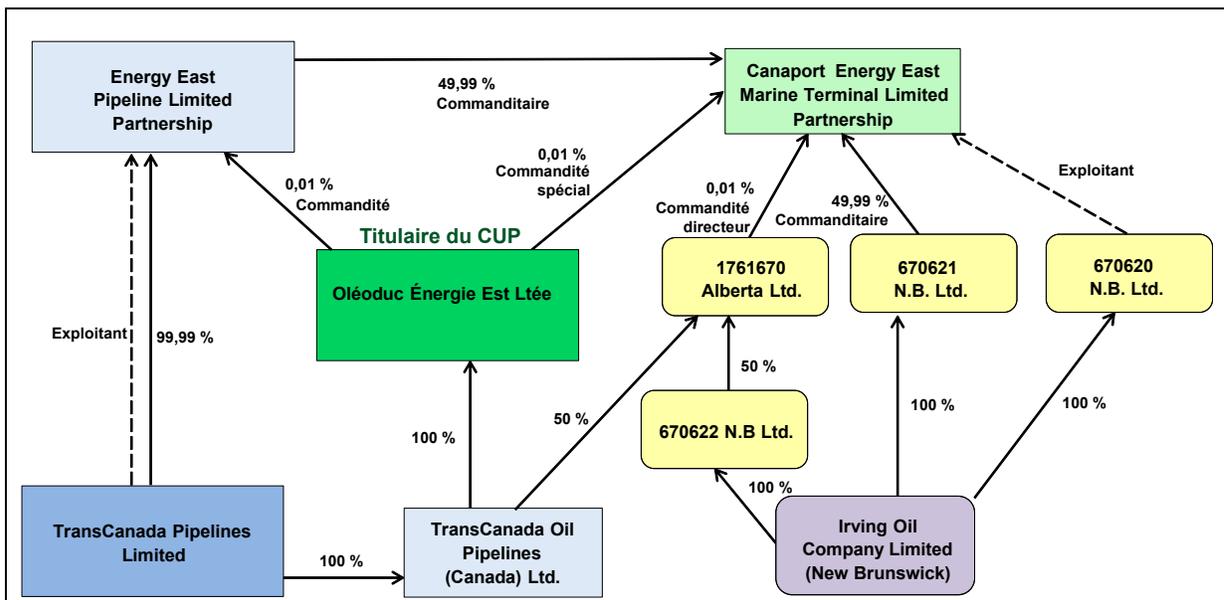


Figure 4-1 : Structure d'entreprise

4.1.1 Energy East Pipeline Limited Partnership

Energy East Pipeline Limited Partnership est une société en commandite de l'Alberta régie par la *Partnership Act (Alberta)* et est enregistrée au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan et en Alberta.

Le commandité d'Energy East Pipeline Limited Partnership est Oléoduc Énergie Est Ltée. Oléoduc Énergie Est Ltée détient une participation de 0,01 % dans Energy East Pipeline Limited Partnership.

Le seul commanditaire d'Energy East Pipeline Limited Partnership est TransCanada PipeLines Limited, société par actions constituée sous le régime des lois du Canada. TransCanada PipeLines Limited détient une participation de 99,99 % dans Energy East Pipeline Limited Partnership.

4.1.2 Oléoduc Énergie Est Ltée

Oléoduc Énergie Est Ltée :

- est une société par actions canadienne régie par la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et est enregistrée au Nouveau-Brunswick, au Québec, en Ontario, au Manitoba, en Saskatchewan et en Alberta;
- est une filiale en propriété exclusive directe de TransCanada Oil Pipelines (Canada) Ltd., société par actions canadienne;
- est le commandité d'Energy East Pipeline Limited Partnership, détenant une participation de 0,01 % dans Energy East Pipeline Limited Partnership, et le commandité spécial de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership, détenant une participation de 0,01 % dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership.

4.1.3 TransCanada Oil Pipelines (Canada) Ltd.

TransCanada Oil Pipelines (Canada) Ltd. :

- est une société par actions canadienne régie par la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* et est enregistrée au Canada;
- est une filiale en propriété exclusive directe de TransCanada PipeLines Limited, société par actions canadienne;
- détient Oléoduc Énergie Est Ltée en propriété exclusive et est propriétaire d'une participation de 50 % dans 1761670 Alberta Ltd. Le rôle de 171670 Alberta Ltd. dans la structure de la société en commandite est décrit ci-après.

4.1.4 Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership

Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership est une société en commandite de l'Alberta régie par la *Partnership Act* (Alberta) et est enregistrée au Nouveau-Brunswick et en Alberta.

Les commandités de Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership sont Oléoduc Énergie Est Ltée (commandité spécial) et 1761670 Alberta Ltd. (commandité directeur). Oléoduc Énergie Est Ltée et 1761670 Alberta Ltd. détiennent chacune une participation de 0,01 % dans Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership.

Les commanditaires de Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership sont Energy East Pipeline Limited Partnership et 670621 N.B. Ltd. Energy East Pipeline Limited Partnership et 670621 N.B. Ltd. détiennent chacune une participation de 49,99 % dans Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership.

4.1.5 1761670 Alberta Ltd.

1761670 Alberta Ltd. :

- est une société par actions de l'Alberta régie par la *Business Corporations Act* (Alberta) et est enregistrée au Nouveau-Brunswick et en Alberta;
- détient une participation de 0,01 % dans Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership.

TransCanada Oil Pipelines (Canada) Ltd. et 670622 N.B. Ltd. sont chacune propriétaires d'une participation de 50 % dans 1761670 Alberta Ltd.

4.1.6 670621 N.B. Ltd.

670621 N.B. Ltd. :

- est une corporation du Nouveau-Brunswick régie par la *Loi sur les corporations commerciales* (Nouveau-Brunswick) et est enregistrée au Nouveau-Brunswick;
- est une filiale en propriété exclusive directe d'Irving Oil Company, Limited (Irving Oil), corporation du Nouveau-Brunswick;
- détient une participation de 49,99 % dans Canoport Energy East Marine Terminal Limited Partnership.

4.1.7 670622 N.B. Ltd.

670622 N.B. Ltd. :

- est une corporation du Nouveau-Brunswick régie par la *Loi sur les corporations commerciales* (Nouveau-Brunswick) et est enregistrée au Nouveau-Brunswick;

- est une filiale en propriété exclusive directe d'Irving Oil, corporation du Nouveau-Brunswick;
- détient une participation de 50 % dans 1761670 Alberta Ltd.

4.1.8 670620 N.B. Ltd.

670620 N.B. Ltd. :

- est une corporation du Nouveau-Brunswick régie par la *Loi sur les corporations commerciales* (Nouveau-Brunswick) et est enregistrée au Nouveau-Brunswick;
- est une filiale en propriété exclusive directe d'Irving Oil, corporation du Nouveau-Brunswick;
- sera l'exploitant du terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

4.1.9 Irving Oil Company, Limited

Irving Oil :

- est une corporation du Nouveau-Brunswick régie par la *Loi sur les corporations commerciales* (Nouveau-Brunswick) et est enregistrée au Nouveau-Brunswick;
- détient en propriété exclusive 670621 N.B. Ltd., 670622 N.B. Ltd. et 670620 N.B. Ltd.

4.1.10 Gestion et exploitation

Oléoduc Énergie Est Ltée est chargée de la gestion d'Energy East Pipeline Limited Partnership. 1761670 Alberta Ltd. est chargée de la gestion de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. TransCanada PipeLines Limited sera, directement ou par l'intermédiaire de sous-traitants, l'exploitant de l'intégralité du Projet Énergie Est, à l'exception du terminal maritime Canaport d'Énergie Est. 670620 N.B. Ltd. sera, directement ou par l'intermédiaire de sous-traitants, l'exploitant du terminal maritime Canaport d'Énergie Est.

À titre de titulaire du certificat d'utilité publique pour le Projet, Oléoduc Énergie Est Ltée aura la capacité de prendre ou de faire prendre toutes les mesures nécessaires pour appliquer les conditions du certificat et toutes directives ou ordonnances de l'Office national de l'énergie relativement à la construction et à l'exploitation du Projet.

4.2 CAPACITÉ DE FINANCEMENT

Le financement du Projet d'environ 12 G\$ sera principalement fourni par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada). TransCanada et sa société mère, TransCanada Corporation, sont en bonne position pour financer le programme d'immobilisations actuel de TransCanada, y compris le Projet, au moyen de flux de

trésorerie provenant des activités d'exploitation prévisibles, de nouveaux titres de créance de rang supérieur, de titres subalternes sous forme d'actions privilégiées et de titres hybrides additionnels, d'émission d'actions ordinaires et de la gestion de son portefeuille, ce qui comprend le transfert de la totalité de ses actifs de pipeline de gaz naturel aux États-Unis à sa société en commandite maîtresse, TC PipeLines LP. Le recours à TC PipeLines LP comme mécanisme de financement procure à TransCanada la capacité de monétiser sa participation dans les actifs vendus tout en conservant le contrôle opérationnel de ces actifs.

Le terminal maritime Canaport d'Énergie Est du Projet sera financé conjointement par TransCanada et Irving Oil. À titre de société mère de la société à dénomination numérique qui est l'un des commanditaires du terminal maritime Canaport d'Énergie Est, Irving Oil sera responsable de sa part de 50 % dans le terminal maritime Canaport d'Énergie Est. Le coût en capital du terminal maritime Canaport d'Énergie Est est estimé à 300 M\$.

Depuis 2008, TransCanada et TransCanada Corporation ont produit 20 G\$ de revenus d'exploitation et réuni 15 G\$ au moyen d'émissions de titres de créance et 7 G\$ au moyen d'émissions de titres de capitaux propres pour financer un programme d'immobilisations de 30 G\$. Pour de plus amples renseignements sur la capacité de financement de TransCanada et de TransCanada Corporation, voir le tableau 4-1.

Tableau 4-1 : Capacité de financement de TransCanada/TransCanada Corporation

| Exercice clos le 31 décembre (M\$) | 2013¹ | 2012¹ | 2011¹ | 2010¹ | 2009² | 2008² |
|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation | 3 674 | 3 571 | 3 686 | 2 876 | 2 990 | 3 156 |
| Activités d'investissement | | | | | | |
| Dépenses en immobilisations | (4 461) | (2 595) | (2 513) | (4 376) | (5 417) | (3 134) |
| Autres activités d'investissement et acquisitions | (659) | (661) | (541) | (920) | (1 496) | (3 685) |
| | (5 120) | (3 256) | (3 054) | (5 296) | (6 913) | (6 819) |
| Activités de financement | | | | | | |
| Dette à long terme émise, déduction faite des frais d'émission | 4 253 | 1 491 | 1 622 | 2 371 | 3 267 | 2 197 |
| Dette à long terme remboursée | (1 286) | (980) | (1 272) | (494) | (1 025) | (787) |
| Effets à payer émis/(remboursés), nets | (492) | 449 | (224) | 472 | (224) | 1 293 |
| Dividendes et distributions versés | (1 522) | (1 416) | (1 147) | (866) | (828) | (718) |
| Activités de financement par capitaux propres (nettes) | 841 | 53 | 379 | 705 | 2 552 | 2 384 |
| | 1 794 | (403) | (642) | 2 188 | 3 722 | 4 369 |
| Incidence des fluctuations du taux de change sur les quasi-espèces | 28 | (15) | 4 | (7) | (110) | 98 |
| Hausse/(diminution) de l'encaisse | 376 | (103) | (6) | (239) | (311) | 804 |
| Espèces et quasi-espèces, début de l'exercice | 551 | 654 | 660 | 899 | 1 308 | 504 |
| Espèces et quasi-espèces, fin de l'exercice | 927 | 551 | 654 | 660 | 997 | 1 308 |
| Notes : | | | | | | |
| 1. Préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus aux États-Unis | | | | | | |
| 2. Préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus au Canada | | | | | | |

Les liquidités, l'accès aux marchés des capitaux et la solide situation financière de TransCanada et de TransCanada Corporation leur procurent une grande souplesse financière. Au 31 mars 2014, TransCanada et d'autres filiales de TransCanada Corporation avaient des fonds en caisse d'environ 750 M\$, des facilités de crédit engagées non tirées de 5,2 G\$ et deux programmes de papier commercial bien soutenus.

Au premier trimestre de 2014, TransCanada et TransCanada Corporation ont réuni plus de 1,8 G\$, au moyen notamment d'un placement d'actions privilégiées d'une valeur de 450 M\$ et de l'émission de billets de rang supérieur de 20 ans d'une valeur de 1,25 G\$ US.

Au 31 mars 2014, la structure du capital consolidé de TransCanada Corporation était constituée du capital-actions ordinaire à hauteur de 40 %, d'actions privilégiées à

hauteur de 5 %, de billets subordonnés de rang inférieur à hauteur de 2 % et de la dette, déduction faite de la trésorerie, à hauteur de 53 %.

TransCanada et TransCanada Corporation ont obtenu la note de qualité supérieure « A- » de Moody's Investor Service, Inc. et de Standard and Poor's aux États-Unis et de DBRS Limited (DBRS) au Canada.

Voir les annexes suivantes pour obtenir des exemplaires des plus récents rapports de notation publiés par les agences de notation :

- Annexe Vol 3-5 et Vol 3-6 : les rapports de Moody's Investor Service sur TransCanada PipeLines Limited datés du 22 décembre 2013 et du 23 juin 2014;
- Annexe Vol 3-7 et Vol 3-8 : Rapport de Standard and Poor's Ratings Services sur TransCanada Corporation et TransCanada PipeLines Limited daté du 15 mai 2013 et 2014;
- Annexe Vol 3-9 : Rapport de Dominion Bond Ratings Service (DBRS) sur TransCanada Corporation et TransCanada PipeLines Limited daté du 5 juin 2014

Le rapport annuel 2013 de TransCanada Corporation, joint à l'Annexe Vol 3-10, peut être consulté de manière électronique au <http://www.transcanada.com/financial-information.html>.

4.2.1 Financement d'Irving Oil Company, Limited

La part d'Irving Oil dans le terminal maritime Canaport d'Énergie Est devrait être financée par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. Irving Oil est la société mère d'Irving Oil Limited, qui exploite la plus grande raffinerie au Canada qui représente environ 15 % de la capacité totale de raffinage au Canada. Irving Oil Limited, fondée en 1924, possède également huit terminaux de distribution, une flotte de camions de livraison et plus de 900 points de service de détail desservant des clients de gros, commerciaux et de détail dans tout l'est du Canada et le nord-est des États-Unis.

Par le passé, Irving Oil Limited a réussi à mettre en œuvre et à compléter des projets hautement capitalistiques. En 1998, la société a financé la modernisation de sa raffinerie à hauteur de 1 G\$ et a procédé en 2003 à un investissement supplémentaire de 100 M\$ qui lui a permis de produire du carburant diesel à très faible teneur en soufre. En 2004, Irving Oil s'est associée à la société énergétique espagnole Repsol pour développer un terminal de gaz naturel liquéfié (GNL) à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Cette installation a officiellement débuté ses activités en juin 2009.

Irving Oil Limited fait régulièrement appel aux marchés des capitaux pour maintenir ses investissements en cours, pour financer ses activités de raffinage, pour optimiser la sécurité, la fiabilité et la performance environnementale dans l'ensemble de son entreprise et pour moderniser et étendre ses réseaux de gros et de détail.

En tant que société fermée, Irving Oil ne se voit pas attribuer de note et ne publie pas de rapports annuels. Elle dispose de plusieurs sources de flux de trésorerie qui pourraient être affectés au service de la dette.

4.2.2 Engagements

Il n'existe aucun engagement financier qui pourrait empêcher TransCanada ou Irving Oil de remplir leurs obligations respectives à l'égard du financement du Projet.

4.3 GARANTIES FINANCIÈRES

Énergie Est aura recours à une stratégie d'envergure pour gérer les risques potentiels et assumer ses responsabilités durant les activités de construction et d'exploitation du Projet. Cette section décrit les différents types d'instruments financiers offerts pour financer les activités associées à un accident ou à une défaillance qui pourrait survenir pendant la construction ou l'exploitation des installations du Projet.

Pour obtenir une description des caractéristiques de sécurité intégrées à la conception même des installations du Projet, veuillez consulter la section sur l'installation concernée dans le Volume 6 de la présente demande. Pour obtenir une description de la façon dont les risques potentiellement associés à la construction et à l'exploitation des installations du Projet seront gérés, veuillez consulter la section appropriée dans le Volume 7 de la présente demande.

Une estimation détaillée des coûts d'un déversement crédible selon le pire des scénarios à une installation du Projet sera réalisée au plus tard au premier trimestre de 2015 et tiendra compte des coûts associés aux activités d'intervention et de récupération, à la remédiation et aux dommages possibles à des tiers. Puisque cette analyse n'est pas disponible à l'heure actuelle, le sommaire qui suit ne fournit pas de valeurs définies pour les divers instruments financiers décrits. Lorsque cette analyse sera complétée, Énergie Est identifiera les niveaux et les types des ressources financières requises pour remplir ses obligations.

Puisque Énergie Est n'envisage pas d'exploiter l'un des pétroliers de brut qui s'arrêteront à l'un des terminaux maritimes du Projet, ou d'en être propriétaire, la responsabilité des accidents et/ou des défaillances associés à ces navires incombe à leurs propriétaires. Pour obtenir une description du régime de responsabilité en matière de pollution qui existe pour le milieu marin, voir Volume 7, Section 5.1 : Cadre de réglementation au sujet de la navigation.

4.3.1 Instruments financiers

Les types de ressources financières qui sont requises pendant un scénario d'urgence varient selon le stade des activités d'intervention. Les ressources financières utilisées

pour financer les activités d'intervention sont regroupées en deux catégories, à court terme et à long terme.

4.3.1.1 Instruments financiers à court terme

Pour financer toute intervention immédiate, Énergie Est disposera d'instruments financiers liquides suffisants grâce au recours à des lignes de crédit et à la détention d'espèces (ou de quasi-espèces) et de certificats d'instruments financiers à court terme.

4.3.2 Couverture d'assurance

Énergie Est va chercher à souscrire une police d'assurance responsabilité civile générale spéciale, comprenant une protection en cas de pollution soudaine et accidentelle. La police couvrirait les responsabilités qui pourraient découler des activités de construction, y compris la conversion d'un gazoduc existant au transport du pétrole brut, la construction du nouveau pipeline, des installations connexes, des stations de pompage, des terminaux de réservoirs, de deux terminaux maritimes ainsi que les activités d'exploitation. La police interviendrait en cas de responsabilité légale à l'égard des réclamations de tiers, des coûts de nettoyage et des coûts de remédiation. L'assurance responsabilité civile générale comporte des exclusions standard usuelles pour une société de construction et d'exploitation d'un pipeline.

Outre la police spéciale, la police d'assurance responsabilité civile générale d'entreprise de TransCanada procurerait une protection supplémentaire. Cette police couvre l'ensemble des sociétés et des filiales sous le contrôle de TransCanada et inclurait la construction et l'exploitation d'Énergie Est. Si un ou plusieurs sinistres spécifiques au cours d'une année d'assurance devaient entraîner une diminution importante de ces montants de la garantie, TransCanada tenterait de rétablir les montants de la garantie.

Le montant et le type d'assurance offerts sont assujettis aux conditions du marché de l'assurance au moment de la souscription. Les conditions du marché sont influencées par les antécédents en matière de sinistre de la société et dans l'ensemble du secteur. Les changements dans les conditions de la réassurance, et les changements dans l'attrait ou la tolérance des assureurs pour une catégorie particulière d'entreprise, peuvent tous avoir un effet sur le montant et le type de la protection d'assurance offerte. La disponibilité à l'avenir d'une protection en cas de pollution soudaine et accidentelle aux termes de polices d'assurance, notamment de responsabilité civile générale, n'est pas garantie.

Les propriétaires de navires seront tenus de fournir une couverture et une assurance à caractère indemnitaire, y compris en cas de pollution soudaine et accidentelle, qui interviendraient en cas d'échouage de navires ou d'autres événements indépendants d'Énergie Est.

5.0 CONCEPTION HYDRAULIQUE

La présente section offre un aperçu de la conception hydraulique du Projet, notamment :

- Les types de fluides et leurs propriétés habituels
- les analyses hydrauliques et leurs résultats
- les pressions et les températures d'exploitation
- la capacité de débit maximal pour les diverses configurations de stations de pompage

La conception hydraulique du Projet suppose ce qui suit :

- la durée de vie théorique des pipelines est indéfinie pourvu qu'un entretien préventif convenable soit réalisé
- le pipeline transportera à la fois du pétrole brut léger, moyen et lourd
- le pipeline sera utilisé pour le transport de fluides à faible pression de vapeur non sulfureux

5.1 PROPRIÉTÉS ET TEMPÉRATURES DES FLUIDES

Énergie Est a pour mandat de transporter une gamme de produits entrant dans les catégories du brut lourd et du brut léger. Le tableau 5-1 indique les propriétés qui ont été prises en compte dans la conception hydraulique du Projet.

Tableau 5-1 : Propriétés du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd prises en compte dans la conception hydraulique

| Produit | Densité normale (kg/m ³) | Pression de vapeur réelle à 37,8 °C (kPa [absolue]) | Viscosité | |
|--|---|--|---|--|
| | | | À une température de référence de 7,5 °C ¹ (cSt) ² | À une température de référence de 18,5 °C ¹ (cSt) ² |
| Brut lourd | 940 | <69 | 350 | 350 |
| Brut léger | 865 | <69 | 11 | 7 |
| Notes : | | | | |
| 1. Les températures de référence varient au cours de l'année; elles atteignent habituellement la valeur minimale de 7,5°C durant le premier trimestre et la valeur maximale de 18,5°C durant le troisième trimestre. | | | | |
| 2. cSt = centistokes. | | | | |

5.2 CAPACITÉ THÉORIQUE

La capacité de l'Oléoduc Énergie Est est exprimée en termes de la capacité théorique et de capacité nominale.

La capacité théorique est la capacité maximale du pipeline si toutes les installations opérationnelles sont disponibles. La capacité théorique du Projet est de 199 000 m³/j (1 250 000 b/j).

La capacité nominale désigne les exigences de capacité des expéditeurs publics et des expéditeurs sous contrat; il s'agit de la capacité durable à long terme en prenant en compte les variations saisonnières des températures d'exploitation, de l'entretien et de la souplesse opérationnelle. La capacité nominale du Projet est de 172 500 m³/j (1 085 000 b/j), soit environ 87 % de la capacité théorique.

5.3 ANALYSES HYDRAULIQUES

On a évalué les caractéristiques hydrauliques de l'Oléoduc Énergie Est au moyen d'analyses hydrauliques en milieu stable. Ces analyses ont étudié les diamètres de canalisation et les pressions nominales possibles afin d'optimiser la taille des canalisations des nouveaux tronçons de la canalisation principale et les emplacements et les pressions des stations de pompage et s'assurer que les exigences de capacité des expéditeurs sous contrat seraient respectées. Les résultats ont confirmé que la conception optimisée du Projet comporte un pipeline d'un diamètre extérieur de 1 067 mm (NPS 42).

Les résultats des analyses hydrauliques sont provisoires et seront mis à jour à la phase de la conception détaillée du Projet.

5.4 LOTS DE PRODUITS

Les pourcentages relatifs approximatifs de brut lourd et de brut léger utilisés dans les analyses hydrauliques sont résumés dans le tableau 5-2.

Tableau 5-2 : Pourcentages relatifs des produits

| Tronçons du pipeline aux fins des analyses hydrauliques | Produits | |
|---|----------------|----------------|
| | Brut lourd (%) | Brut léger (%) |
| Terminal de réservoirs Hardisty D au terminal de réservoirs de Moosomin | 85 | 15 |
| Terminal de réservoirs de Moosomin à la canalisation latérale de Montréal | 75 | 25 |
| Canalisation latérale de Montréal à la canalisation latérale de Lévis | 77 | 23 |
| Canalisation latérale de Lévis au terminal de réservoirs de Cacouna | 85 | 15 |
| Terminal de réservoirs de Cacouna au terminal de réservoirs de Saint John | 90 | 10 |

5.5 EMBLEMES DES TRONÇONS DU PIPELINE ET DES STATIONS DE POMPAGE

5.5.1 Construction d'un nouveau pipeline

La conduite de 8 450 kPa (NPS 42) a été choisie puisqu'elle offre la capacité théorique requise.

Les capacités théoriques établies pour les configurations des conduites de 9 930 kPa d'un diamètre de 914 mm (NPS 36) et des conduites de 8 450 kPa d'un diamètre de 1 067 mm (NPS 42) sont indiquées dans le tableau 5-3.

Tableau 5-3 : Comparaison entre les capacités théoriques de la nouvelle canalisation principale

| Diamètre de la conduite | | PEM | Capacité théorique | |
|---------------------------------------|-------|--------|--------------------|-------------------|
| Spécification nominale de la conduite | mm | kPa(g) | b/j | m ³ /j |
| NPS 36 | 914 | 9 930 | 988 000 | 157 000 |
| NPS 42 | 1 067 | 8 450 | 1 250 000 | 199 000 |

5.5.2 Tronçons à convertir

Les parties de la canalisation principale de TransCanada que l'on propose de convertir en tronçons correspondants de la canalisation principale d'Énergie Est sont les suivantes :

- Tronçon des Prairies: la ligne 100-4 allant de la VCP 2 près de Burstall, en Saskatchewan à la VCP 45 près de la frontière entre le Manitoba et l'Ontario
- Tronçon de l'ouest de l'Ontario : la ligne 100-3 et certaines sections de la ligne 100-4, lorsqu'elles sont disponibles allant de la VCP 45 à la VCP 77 près de Jellicoe, en Ontario
- Tronçon du nord de l'Ontario : la ligne 100-3 et certaines sections de la ligne 100-4, lorsqu'elles sont disponibles, allant de la VCP 77 à la VCP 116 près de North Bay, en Ontario
- Tronçon du raccourci de North Bay : la ligne 1200-2 allant de la VCP 1201 à la VCP 1401 près d'Iroquois, en Ontario

Les tronçons à convertir ont un diamètre extérieur de 1 067 mm (NPS 42), soit le même que les tronçons de la nouvelle canalisation principale. Ils auront également la même capacité théorique que les tronçons de la nouvelle canalisation principale, soit 199 000 m³/j (1 250 000 b/j), en fonction d'une PEM de 6 065 kPa pour le segment des Prairies et de 6 895 kPa pour les tronçons de l'ouest et du nord de l'Ontario.

5.5.3 Construction de nouvelles canalisations latérales

Les canalisations latérales de Lévis et de Montréal ont toutes deux été conçues afin de permettre le plein débit de la canalisation principale. La taille des conduites (NPS 42) et la pression (8 450 kPa) de ces canalisations latérales sont conformes à celles choisies pour la canalisation principale (voir le tableau 5-3).

La taille de la canalisation latérale de Cromer a été choisie en fonction d'une capacité nominale de 23 850 m³/j (150 000 b/j). Pour la capacité théorique, voir le tableau 5-4.

Des conduites de deux tailles ont été évaluées en vue d'établir la taille optimale :

- 406 mm (NPS 16) à 9 930 kPa
- 508 mm (NPS 20) à 9 930 kPa

Tableau 5-4 : Capacité théorique de la canalisation latérale de Cromer

| Diamètre de la conduite | | PEM kPa (g) | Capacité théorique | |
|---------------------------------------|-----|----------------|--------------------|-------------------|
| Spécification nominale de la conduite | mm | | b/j | m ³ /j |
| 16 | 406 | 9 930 | 176 000 | 28 000 |
| 20 | 508 | 9 930 | 294 000 | 47 000 |

5.6 RÉGULATION DE LA PRESSION AUX STATIONS DE POMPAGE

Pour assurer un fonctionnement sécuritaire en milieu stable, on a recours à la régulation de la pression afin de limiter la pression de décharge maximale aux stations de pompage, ce qui est habituellement fait en fermant une pompe, en contrôlant la vitesse de l'une des pompes ou en combinant ces deux méthodes. Une vanne de régulation de la pression peut être installée à certains emplacements. Énergie Est concevra et utilisera la réduction de la pression de décharge en fonction du débit et des courbes de réduction de la pression de décharge en fonction de la pression d'aspiration afin de limiter la pression de décharge maximale aux stations de pompage pour les débits d'exploitation et la pression d'aspiration de la station de pompage correspondante en aval.

Pour assurer un fonctionnement sans risques dans des conditions passagères (normales ou exceptionnelles), des limites opérationnelles des stations de pompage seront configurées selon la pression dynamique la plus élevée qui pourrait survenir sur la ligne. En cas de changement opérationnel normal ou de conditions exceptionnelles, notamment la fermeture imprévue d'une vanne ou d'une station de pompage, ce critère de conception fera en sorte que les pressions du pipeline demeureront conformes à la norme CSA Z662-11.

Pour obtenir de plus amples renseignements à propos des stations de pompage, voir les sections 2 et 3 du Volume 6.

5.7 ANALYSES TRANSITOIRES

Pour évaluer les conditions opérationnelles spécifiques susceptibles de se présenter dans la nouvelle canalisation principale et les tronçons convertis, des analyses transitoires seront effectuées et seront mises au point pendant la phase de conception du Projet. Ces analyses examineront les effets d'événements transitoires qui peuvent faire en sorte qu'une pression élevée se déplace dans le pipeline.

Des analyses transitoires, susceptibles de mise au point, seront également effectuées durant la phase de la conception à certains emplacements tout au long du pipeline où la PEM varie ainsi qu'aux installations de comptage de transfert de propriété et aux terminaux de réservoirs.

5.7.1 Intégrité des produits et mise en lot

Les produits seront transportés en lots. Des lots de grande taille d'environ 23 850 m³ (150 000 b), ce qui réduit les contacts entre produits, permettront de préserver l'intégrité de ceux-ci. Le mélange des lots sera limité en exploitant le pipeline par un écoulement turbulent. Les analyses de l'écoulement turbulent permettront de confirmer que chacun des pétroles bruts demeurera au-delà du point de transition à l'écoulement laminaire à tous les débits d'exploitation.

5.8 SCHÉMAS

La puissance des pompes hydrauliques et les pressions d'aspiration et de refoulement connexes requises pour les emplacements préliminaires des stations de pompage sont présentées sous forme de schéma dans les annexes suivantes :

- Annexe Vol 3-11, *Nominal Case Schematic*, selon le débit nominal
- Annexe Vol 3-12, *Design Case Schematic*, selon le débit théorique