



Communauté métropolitaine
de Montréal

PROJET

OLÉODUC ÉNERGIE EST

TRANSCANADA



GESTION DES RISQUES

RAPPORT TECHNIQUE
AOÛT 2017



Table des matières

AVANT-PROPOS	2
INTRODUCTION	4
1. Mise en contexte	6
2. Causes des incidents	7
2.1 Corrosion.....	7
2.2 Défaillances géotechniques.....	8
2.3 Interférences extérieures.....	11
3. Fréquence des incidents	12
4. Conséquences d'un déversement.....	14
4.1 Exemples de déversements en milieu aquatique	14
4.2 Exemple de déversements en milieu terrestre	16
4.3 Résumé des conséquences	16
5. Milieu hydrique touché.....	17
5.1 Eau de surface.....	17
5.2 Eau souterraine	25
6. Récupération et nettoyage après un déversement	28
6.1 Milieux aquatiques	28
6.2 Milieux terrestres	29
7. Méthodes de franchissement de cours d'eau	30
CONCLUSION	33

AVANT-PROPOS

Créée en 2001, la Communauté métropolitaine de Montréal (Communauté) est un organisme de planification, de coordination et de financement qui regroupe 82 municipalités où résident plus de 3,9 millions de personnes réparties sur un territoire de plus de 4 360 km². La Communauté exerce des compétences stratégiques à l'échelle du Grand Montréal¹. Ses principaux champs d'intervention sont le développement économique, l'aménagement du territoire, le transport, l'environnement, le logement social et les équipements à caractère métropolitain.

Sa mission :

- Planifier, coordonner et financer les compétences stratégiques qui façonnent le territoire et le développement de la région.

Sa vision :

- Mettre le cap sur le monde et bâtir une communauté compétitive, attractive, solidaire et responsable.

Son objectif :

- Rejoindre le peloton de tête des régions nord-américaines en développant des projets rassembleurs qui suscitent l'adhésion des élus, des citoyens et de la société civile.

En vigueur depuis le 12 mars 2012, le Plan métropolitain d'aménagement et de développement (PMAD) de la Communauté définit des orientations, des objectifs et des critères aux fins d'assurer la compétitivité et l'attractivité de son territoire.

Le PMAD porte sur trois orientations, soit :

- un Grand Montréal avec des milieux de vie durables;
- un Grand Montréal avec des réseaux et des équipements de transport performants et structurants;
- un Grand Montréal avec un environnement protégé et mis en valeur.

Le présent rapport concerne la section québécoise du projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada et s'inscrit dans le cadre des travaux de :

- la commission d'enquête du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) du Québec ;
- du comité d'audience de l'Office national de l'énergie (ONÉ).

¹ La Communauté regroupe, en tout ou en partie, les territoires de l'agglomération de Montréal, de l'agglomération de Longueuil, des villes de Laval et de Mirabel ainsi que ceux des MRC Les Moulins, L'Assomption, Deux-Montagnes, Thérèse-De Blainville, Roussillon, Beauharnois-Salaberry, Vaudreuil-Soulanges, Marguerite-D'Youville, La-Vallée-du-Richelieu et Rouville.

INTRODUCTION

Le projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada, un réseau pipelinier de 4500 km, permettrait de faire transiter jusqu'à 1,25 million de barils de pétrole par jour, de l'Alberta et de la Saskatchewan vers les raffineries de l'est du Canada et le terminal portuaire de Saint-Jean au Nouveau-Brunswick². Le pipeline servirait au transport de différents types de pétrole brut, tels que le bitume dilué, le pétrole brut synthétique et le pétrole brut léger.

Au Québec, le projet comprendrait la construction d'un pipeline de 1067 mm (42 po) de diamètre et d'environ 649 km de longueur entre la frontière de l'Ontario et celle du Nouveau-Brunswick, incluant deux segments latéraux³ pour éventuellement desservir les raffineries de Suncor dans l'est de Montréal et de Valero à Lévis. Le pipeline traverserait le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal (Communauté) sur une longueur d'environ 102 km.

Soulignons que la portion québécoise du projet devrait être construite de toutes pièces, car il s'agit d'un nouvel équipement, contrairement à la section de la Saskatchewan, du Manitoba et de l'Ontario où il s'agit en grande partie de la conversion d'un pipeline servant actuellement au transport de gaz naturel⁴.

Le 21 janvier 2016, le comité exécutif de la Communauté a pris acte du rapport de consultation publique de la Commission de l'environnement de la Communauté tenue en septembre et octobre 2015, et s'est opposé au projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada⁵. La Communauté s'oppose à ce projet en raison du déséquilibre entre les importants risques environnementaux et de sécurité publique qu'il comporte et les faibles retombées économiques anticipées pour le Grand Montréal. Elle s'oppose également au tracé proposé parce qu'il ne respecte pas les orientations, les objectifs et les critères du Plan métropolitain d'aménagement et de développement (PMAD) en matière d'aménagement, de sécurité et de protection des milieux naturels.

En effet, la Communauté s'est donné comme objectif, par le biais du PMAD, d'identifier les contraintes majeures qui concernent le territoire de plusieurs municipalités régionales de comté (MRC)⁶. Cet objectif s'insère dans une stratégie plus globale d'aménagement et de développement qui vise, entre autres, à assurer une sécurité publique dans l'aménagement du territoire.

Le présent rapport technique sur la gestion des risques s'inscrit dans les orientations du PMAD et dans une volonté plus large d'accroître la résilience de la Communauté face aux conséquences d'un incident / accident qui pourrait affecter plus d'un secteur de son territoire.

Sur le territoire de la Communauté, le pipeline du projet Énergie Est de TransCanada traverserait neuf municipalités. Le tableau 1 détaille les infrastructures pipelinières projetées pour celles-ci.

² Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 3: Commercial, Section 5, Hydraulic Design*, p. 5-2 (réf./ONÉ - A76908-6 V3).

³ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 1: Application and Project Overview, Section 4, Provincial Profiles*, p. 4-2 et 4-27 (réf./ONÉ - A76905-6 V1).

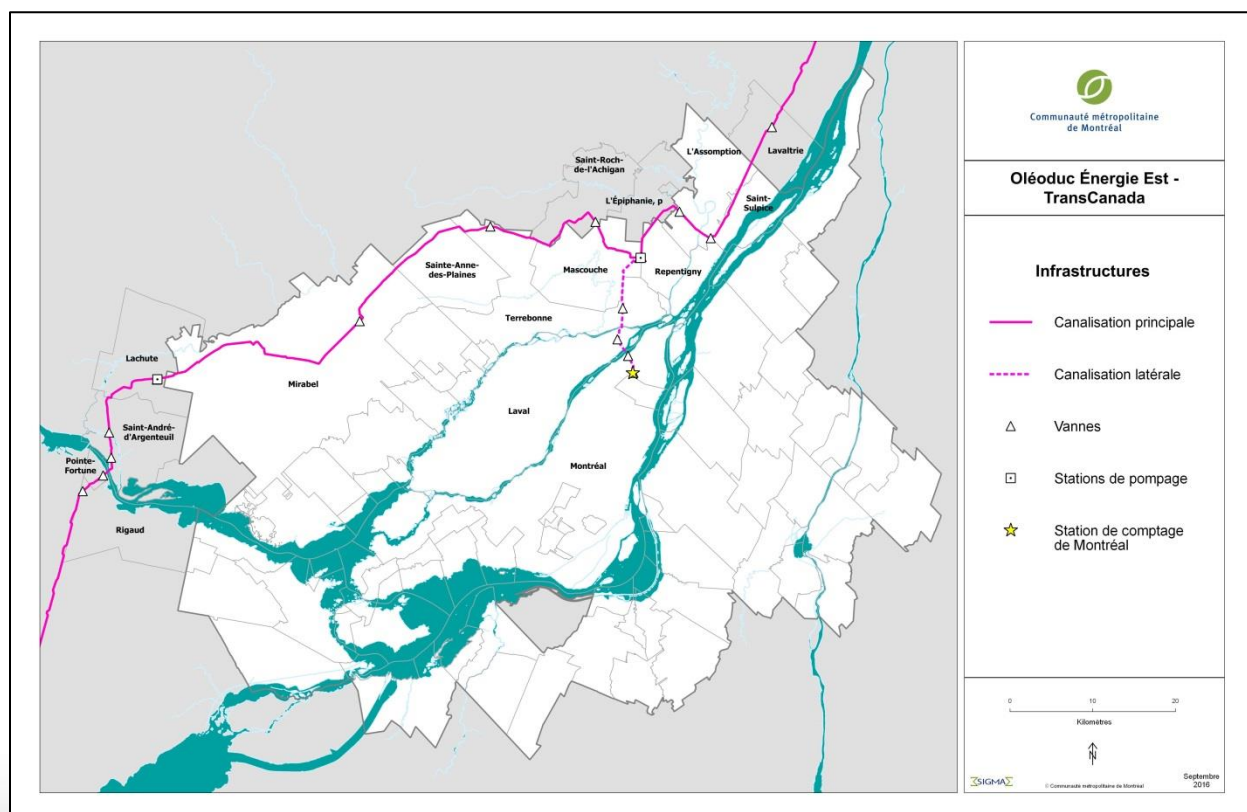
⁴ Le projet inclurait la construction d'un nouveau pipeline de 1514 km de longueur traversant l'Alberta (281 km), la Saskatchewan (6 km), le Manitoba (55 km), l'Ontario (106 km), le Québec (649 km) et le Nouveau-Brunswick (417 km), ainsi que la conversion d'un pipeline existant de 3 002 km sur le territoire de la Saskatchewan (612 km), du Manitoba (466 km) et de l'Ontario (1 924 km) (East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 1: Application and Project Overview, Section 4, Provincial Profiles*, p. 4-2 (réf./ONÉ - A76905-6 V1)).

⁵ Communauté métropolitaine de Montréal (2016). *Résolution CE16-012*, Extrait du procès-verbal de la séance ordinaire du comité exécutif tenue le 21 janvier 2016, 1 p.

⁶ Communauté métropolitaine de Montréal (2012). *Plan métropolitain d'aménagement et de développement (PMAD)*, p. 116.

Tableau 1 : Infrastructures pipelinières du projet Oléoduc Énergie Est par municipalité

Municipalité	Longueur du tracé - Canalisations principale (km)	Longueur du tracé - Canalisations latérales (km)	Longueur totale du tracé (km)	Nombre de vannes	Autres infrastructures pipelinières
Mirabel	36,7	---	36,7	1	---
Sainte-Anne-des-Plaines	9,3	---	9,3	0	---
Terrebonne	9,8	3,1	12,9	2	---
Mascouche	11,3	6,4	17,7	3	Station de pompage
Repentigny	2,9	---	2,9	0	---
L'Assomption	10,8	---	10,8	2	---
Saint-Sulpice	5,5	---	5,5	0	---
Laval	---	3,5	3,5	1	---
Montréal	---	3,1	3,1	3	Station de comptage
Total	86,3	16,1	102,4	12	2

Figure 1. Carte des infrastructures pipelinières proposées par TransCanada pour le projet Oléoduc Énergie Est

En plus du pipeline, TransCanada prévoit également la construction d'une station de pompage à Mascouche, d'une station de comptage à Montréal et de 12 vannes sur le territoire de la Communauté.

1. Mise en contexte

L'exploitation d'un oléoduc transportant des hydrocarbures comporte de nombreux risques. En effet, les oléoducs ne sont pas à l'abri de défaillances, et ce, même si les sociétés pipelinières doivent se conformer à des exigences réglementaires visant à encadrer les phases de construction et d'exploitation, tels que le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT) et la norme CSA⁷ Z662-15 *Réseau de canalisations de pétrole et de gaz*.

TransCanada reconnaît d'ailleurs que le risque zéro n'existe pas et qu'il est impossible d'empêcher les erreurs humaines ou les bris de systèmes lors de l'exploitation d'un pipeline⁸. Les nombreux exemples d'incidents pipeliniers survenus récemment au Canada et aux États-Unis témoignent de cette réalité et démontrent que malgré les mesures mises en place par les sociétés pipelinières, aucune ne permet d'éliminer complètement le risque d'une fuite et d'un déversement d'hydrocarbures dans l'environnement.

Tableau 2. Exemples de déversements pipeliniers survenus au Canada et aux États-Unis entre 2009 et 2016

#	Date	Localisation	Société pipelinière impliquée	Quantité de pétrole déversée (litres)
1	Juillet 2016	Maidstone, Saskatchewan - Canada	Husky Energy	250 000
2	Avril 2016	Gascoyne, Dakota du Sud - États-Unis	Keystone - TransCanada	64 000
3	Juillet 2015	Fort McMurray, Alberta - Canada	Nexen	5 000 000
4	Mars 2013	Mayflower, Arkansas - États-Unis	Exxon Mobil	500 000
5	Juin 2012	Red Deer Creek, Alberta - Canada	Plains Midstream Canada	461 000
6	Mai 2011	Ludden, Dakota du Nord	Keystone - TransCanada	63 600
7	Avril 2011	Peace River, Alberta - Canada	Plains Midstream Canada	4 500 000
8	Juillet 2010	Marshall, Michigan - États-Unis	Enbridge	3 190 000
9	Septembre 2009	Odessa, Saskatchewan - Canada	Enbridge	1 260 000

La mise en service de l'oléoduc Énergie Est qui traverserait d'ouest en est le territoire de la Communauté ainsi que plusieurs des principaux cours d'eau du secteur, générerait donc des risques additionnels de déversements d'hydrocarbures pour la région métropolitaine.

Ce rapport technique aborde divers aspects de la gestion des risques, dont les causes et la fréquence des incidents; les conséquences d'un déversement ainsi que le franchissement de certains milieux hydriques.

⁷ Les normes CSA proviennent de l'Association canadienne de normalisation. L'abréviation CSA (Canadian Standards association) est appliquée tant en français qu'en anglais.

⁸ Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (2016). *Transcription des séances publiques du BAPE, séance de l'avant-midi du 11 mars 2016*, p. 69 (réf./BAPE – No 324, DT7).

2. Causes des incidents

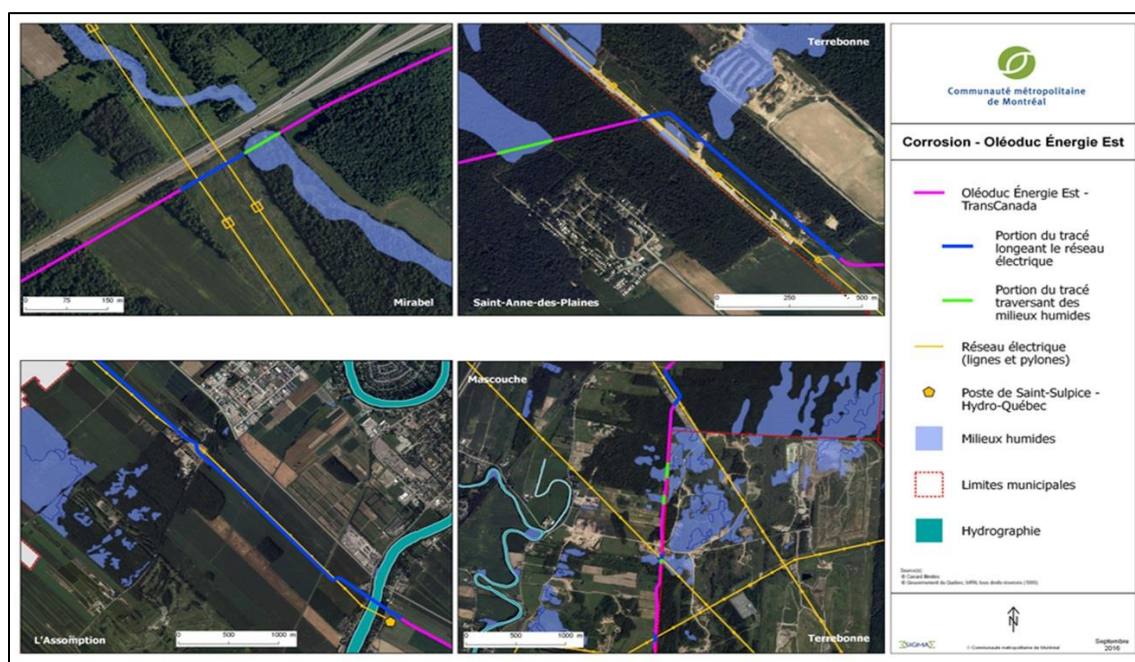
Tout au long de la construction et de l'exploitation d'un oléoduc, plusieurs éléments représentent des menaces à son intégrité ainsi qu'à celle des installations connexes, notamment la corrosion, les défaillances géotechniques et les interférences extérieures.

2.1 Corrosion

La corrosion constitue la principale cause (66 %) des ruptures de pipeline identifiée par l'ONÉ entre 1991 et 2009⁹. L'enfouissement des pipelines dans des sols humides et à proximité des lignes aériennes électriques contribue à accélérer le processus de corrosion.

Sur le territoire de la Communauté, l'Oléoduc Énergie Est longerait ou traverserait les lignes électriques sur une distance d'environ 7,36 km. Ces infrastructures représentent une opportunité pour TransCanada pour le déploiement de son oléoduc puisqu'elles sont linéaires et font déjà l'objet de servitudes.

Figure 2. Exemples de secteurs soumis aux interférences électriques et aux milieux humides



La canalisation traverserait également 7,47 km de milieux humides. La présence de nombreux milieux humides tels que des tourbières et des marécages est dû à la présence d'une plaine argileuse (région physiographique des basses-terres du Saint-Laurent) marquée par une topographie généralement plane et de sols peu perméables.

Au total, c'est donc 14,83 km de conduite qui longerait des lignes électriques ou traverserait des milieux humides. C'est donc 14,5 % du tracé traversant la région métropolitaine qui est susceptible d'être affecté par une corrosion prématurée de la canalisation.

La canalisation souterraine de Pipeline Saint-Laurent a d'ailleurs été affectée par ce phénomène en 2014, soit moins de deux ans après sa mise en service. Selon la société pipelinière Valero, une inspection a

⁹ Office national de l'Énergie (2011). *Gros plan sur la sécurité et l'environnement, Analyse comparative du rendement des pipelines 2000-2009*, p. 11.

permis de déceler de la corrosion externe sur un tronçon du pipeline. Elle mentionne que ce type de corrosion est généralement le résultat de la présence des lignes à haute tension d'électricité combinée à la présence d'un terreau humide à proximité du pipeline¹⁰.

Dans une demande de renseignements adressée à TransCanada en 2015, l'ONÉ confirmait que la tension induite par les lignes aériennes d'électricité favorise la corrosion des structures souterraines¹¹. À cet égard, l'ONÉ demande alors à TransCanada d'éviter ces secteurs ou sinon de prévoir des mesures d'atténuation.

Jusqu'à présent, TransCanada ne propose que des mesures d'atténuation générales, telles qu'un revêtement d'époxy, s'appliquant à l'ensemble du pipeline devant être construit. De plus, la mise en place de mesures de mitigation supplémentaires serait éventuellement déterminée au cas par cas en fonction d'analyses spécifiques¹².

En plus de ne pas fournir immédiatement les mesures de mitigation additionnelles, TransCanada ne fournit pas de détails sur les portions de l'oléoduc qui nécessiteraient la mise en place de telles mesures de mitigation.

2.2 Défaillances géotechniques

Divers phénomènes naturels ou anthropiques peuvent provoquer une défaillance géotechnique et entraîner la rupture d'une canalisation. Les glissements de terrain, l'érosion et les séismes sont trois phénomènes pouvant générer un mouvement du sol autour de la canalisation et provoquer un bris de la conduite de TransCanada.

Glissements de terrain

Un glissement de terrain est susceptible d'exercer des contraintes importantes sur un pipeline en déformant le sol de manière permanente ou en exposant les conduites. C'est d'ailleurs ce qui s'est produit en 1990 sur la rivière Nipigon en Ontario, alors qu'un glissement de terrain a exposé plus de 70 mètres d'un gazoduc enfoui de TransCanada, le laissant suspendu et sans aucun soutien¹³.

Le territoire de la Communauté est particulièrement susceptible d'être exposé à ce type d'aléa naturel en raison de la présence de dépôts marins de la mer de Champlain. Ces dépôts marins, communément appelés « argiles sensibles », sont propices aux glissements de terrain déclenchés par des phénomènes naturels comme la pluie, la fonte des neiges et les tremblements de terre ainsi que par des perturbations anthropiques telles que des vibrations locales et des surcharges au sommet des talus¹⁴.

Sur la base des secteurs identifiés par le gouvernement du Québec et à partir d'autres sources de données, TransCanada a évalué que seulement 390 mètres du tracé traverseraient des zones à risques de glissement de terrain qu'il a catégorisé comme étant à risques modérés¹⁵. Ces zones sont situées sur le territoire de la ville de Mascouche.

¹⁰ Valero (2015). *Lettre adressée à la municipalité de Sainte-Hélène-de-Bagot*, 2 p. [en ligne (20 juin 2016) : <http://sainte-helenedebagot.com/wp-content/uploads/2015/02/Nouvelles-de-Valero.pdf>].

¹¹ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Energy East Project, Response to Information Request, NEB 5.4, Mutual interference effects between pipelines and power lines*, p. 21 (réf./ONÉ – A74256-1).

¹² Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Energy East Project, Response to Information Request, NEB 5.4, Mutual interference effects between pipelines and power lines*, p. 22 (réf./ONÉ – A74256-1).

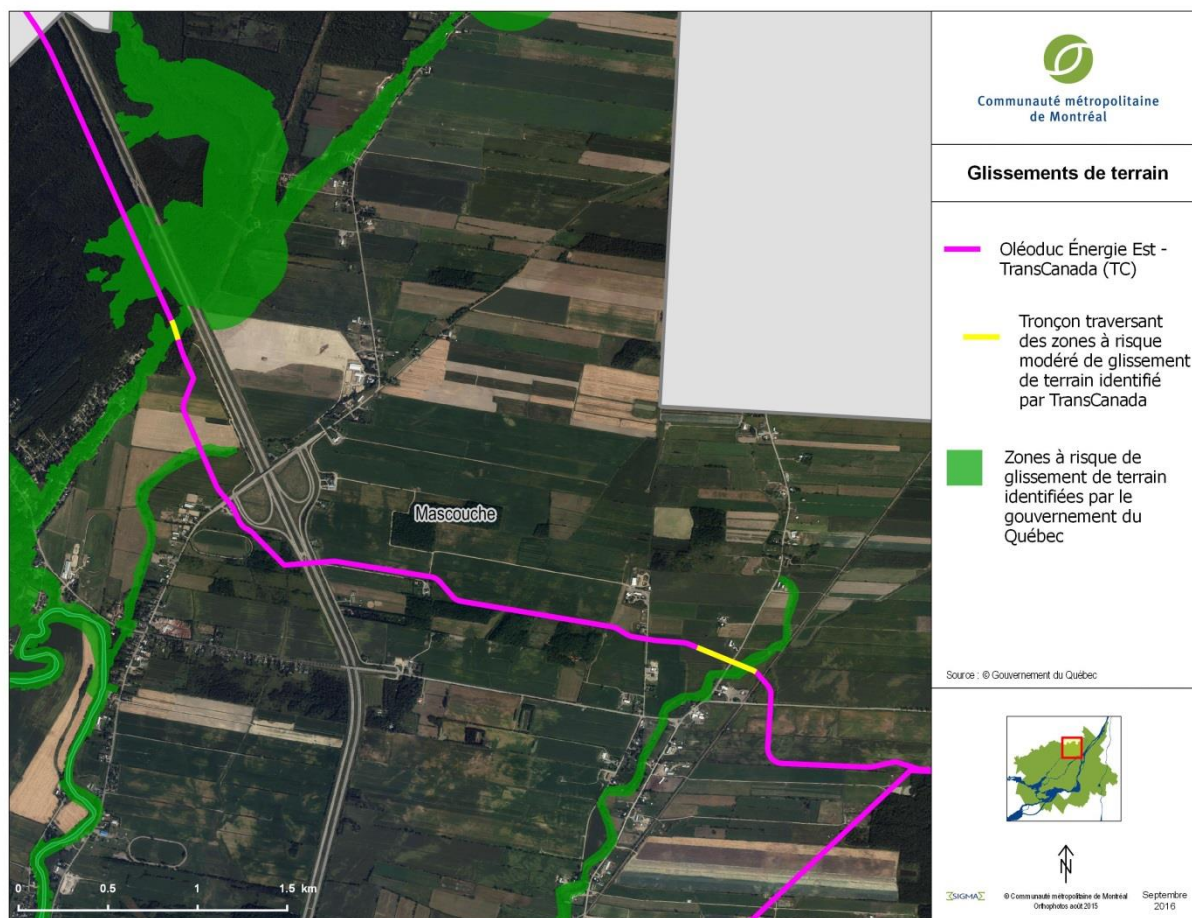
¹³ Le Conseil des Canadiens (2015). *Quantification du risque : calcul de probabilité d'une rupture d'un pipeline d'Énergie Est*, p. 3.

¹⁴ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design, Section 3, Pipeline-Specific Information*, p. 3-11 (réf./ONÉ – A76910-4 V4).

¹⁵ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design, Section 3, Pipeline-Specific Information*, p. 3-30 (réf./ONÉ – A76910-4 V4).

Toutefois, TransCanada n'a pas déposé à l'ONÉ d'étude de terrain (relevés géotechniques) qui permettrait de justifier cette classification.

Figure 3. Zones à risque de glissements de terrain traversées par l'Oléoduc Énergie Est



Érosion

L'érosion des berges ou du lit d'un cours d'eau est une autre cause de défaillance géotechnique qui peut mener à la rupture d'un oléoduc. Cette érosion peut provoquer l'exposition de la conduite entraînant des contraintes de cisaillement sur la canalisation par la perte de portance ou par une force appliquée sur la conduite. TransCanada reconnaît d'ailleurs que ce type de risque ne peut être complètement éliminé¹⁶.

L'érosion peut être notamment provoquée par une crue en raison de fortes précipitations ou de la fonte des neiges. La région montréalaise est très sensible aux crues importantes, puisqu'elle est sise au confluent de la rivière des Outaouais et du fleuve Saint-Laurent¹⁷.

La présence du barrage de Carillon situé sur la rivière des Outaouais en amont du passage prévu de l'Oléoduc Énergie Est pourrait également entraîner une crue soudaine advenant une rupture de celui-ci.

¹⁶ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 19: Accidents and Malfunctions, Section 2, Incident Frequency and Volume analysis – Onshore Pipeline*, p. 2-3 (réf./ONÉ – A77029-2 V19).

¹⁷ Environnement et changement climatique Canada (2010). *Les inondations au Canada – Québec*. [en ligne (22 septembre 2016) : <https://www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=Fr&n=C0122DA3-1>].

Séismes

Le territoire de la Communauté est situé dans la zone sismique de l'ouest du Québec. Le plus puissant est survenu en 1732 dans la région de Montréal et a atteint une intensité de VIII sur l'échelle de Mercalli correspondant à une magnitude entre 5,6 et 6,0 sur l'échelle de Richter¹⁸.

Des séismes aussi puissants peuvent causer des dommages importants selon la nature des constructions. Un tremblement de terre qui atteindrait une intensité de IX sur l'échelle modifiée de Mercalli (soit une magnitude d'environ 7 sur l'échelle de Richter) pourrait engendrer le bris de canalisations souterraines¹⁹. Un séisme d'une magnitude de 7,1 (échelle de Richter) survenu en 2010 en Nouvelle-Zélande a d'ailleurs endommagé des canalisations souterraines et provoqué une contamination de l'eau potable²⁰.

Un tremblement de terre de forte intensité pourrait aussi engendrer des effets dominos. Par exemple, un séisme affectant l'intégrité d'un barrage pourrait entraîner des phénomènes comparables aux crues. Dans la région métropolitaine, un tremblement de terre pourrait aussi déclencher la liquéfaction et l'affaissement des sols saturés, ce qui pourrait créer des effets de déformations du sol significatifs et permanents susceptibles d'exercer des contraintes sur l'oléoduc bien supérieures à celles découlant des secousses sismiques elles-mêmes²¹.

TransCanada a d'ailleurs identifié les secteurs des rivières des Outaouais, du Nord, des Prairies et des Mille-Îles comme étant des zones à risque modéré de liquéfaction. Malgré tout, TransCanada ne propose aucune mesure de mitigation et se justifie en mentionnant que «*les oléoducs modernes, construits d'acier à haute résistance ayant des joints soudés à l'arc électrique (tel l'oléoduc Énergie Est), demeurent essentiellement non endommagés par les effets découlant de la propagation d'ondes sismiques à des intensités de VII ou moins sur l'échelle modifiée de Mercalli*²²». Selon ce constat, il est possible que l'Oléoduc Énergie Est soit endommagé par un séisme supérieur à VII sur l'échelle de Mercalli, tel que celui survenu à Montréal en 1732.

Malgré ce risque et les possibles effets dominos qu'un séisme pourrait engendrer, aucune mesure de mitigation parasismique n'est prévue pour la portion de l'oléoduc qui traversera la zone sismique de l'ouest du Québec²³.

¹⁸ Leblanc, G. (1980). *A closer look at the September 16, 1732, Montreal earthquake*, Weston Geophysical Corporation, p. 539.

¹⁹ Université Laval (2010). *Planète Terre - Géodynamique interne : Les séismes*, [en ligne (25 août 2016)]: http://www2.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/intro.pt/planete_terre.html.

²⁰ Cubrinovski M., Hugues M. et T.D. O'Rourke (2014). *Impacts of Liquefaction on the Potable Water System of Christchurch in the 2010-2011 Canterbury (NZ) Earthquakes*, 11 p.

²¹ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design*, Appendix 4-4, Summary of Geohazards, p. 13 (réf./ONÉ – A76912-5 V4).

²² Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design*, Appendix 4-4, Summary of Geohazards, p. 37 (réf./ONÉ – A76912-5 V4).

²³ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design*, Section 2, General Design, p. 2-14 (réf./ONÉ – A76910-3 V4).

2.3 Interférences extérieures

Les interférences extérieures font référence à des activités ou des événements qui peuvent mettre en péril l'intégrité des pipelines, tels que des mouvements de véhicules ou d'équipements au-dessus de pipelines ainsi que des activités de construction, d'aménagement paysager et de terrassement avec ou sans perturbation du sol entraînant un contact avec un pipeline²⁴.

Elles constituent la principale cause des incidents répertoriés par l'*Alberta Energy Resources Conservation Board* (ERCB) entre 2000 et 2009 ainsi que par l'*European Gas Pipeline Incident Data* (EGIG) entre 1970 et 2007, avec respectivement 49 et 50 % des cas²⁵. Ces interférences sont à l'origine de 8 % des incidents pipeliniers recensés par l'ONÉ au Canada entre 1991 et 2009.

En 2002, la canalisation de la compagnie Pipelines Trans-Nord inc. (PTNI) s'est rompue près de la municipalité de Saint-Clet en Montérégie en raison, entre autres, de dommages mécaniques qui avaient été préalablement causés par les travaux d'un tiers ayant heurté la canalisation²⁶.

²⁴ Office national de l'Énergie (2011). *Gros plan sur la sécurité et l'environnement, Analyse comparative du rendement des pipelines 2000-2009*, p. 12.

²⁵ Office national de l'Énergie (2011). *Gros plan sur la sécurité et l'environnement, Analyse comparative du rendement des pipelines 2000-2009*, p. 11.

²⁶ Bureau de la sécurité des transports du Canada (S.D.). *Rapport d'enquête de pipeline P02H0052 – Rupture d'un pipeline de produits raffinés à la canalisation principale de 273,1 millimètres de diamètre exploité par Pipelines Trans-Nord inc. au poteau kilométrique 63,57 près de Saint-Clet (Québec) le 7 décembre 2002*, 27 p.

3. Fréquence des incidents

TransCanada a estimé la fréquence historique des incidents qui surviennent sur les oléoducs en Amérique du Nord à 0,00118 incident par kilomètre par an. Pour déterminer ce taux, la société pipelinère a regroupé les données sur les incidents pipeliniers recensés entre 2002 et 2013 par l'ONÉ et le *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) du département des Transports des États-Unis en émettant l'hypothèse que les fréquences canadiennes et américaines étaient comparables en raison de similarité des règlements et des normes de l'industrie²⁷.

Cette hypothèse omet toutefois de tenir compte que les critères de divulgation des incidents de l'ONÉ et du PHMSA diffèrent grandement. Au Canada, tous les déversements pipeliniers de plus de 1,5 m³ (1 500 litres) doivent être signalés à l'ONÉ, alors qu'aux États-Unis, ce sont tous les incidents ayant causé le déversement de plus de 5 gallons (18,9 litres) qui doivent être rapportés au PHMSA²⁸. Par conséquent, ces deux bases de données ne peuvent être regroupées pour déterminer une valeur représentative de la fréquence réelle des incidents. À cet effet, l'emploi d'un critère de divulgation qui diffère en termes de volume tend à sous-estimer le taux d'incidents historiques en sol canadien.

Tableau 3. Critères de divulgation des incidents de pipeline²⁹

Category	Canada – NEB Incident Database	US – PHMSA Incident Database
Release Volume	Release in excess of 1.5 m ³ (9.4 bbl)	Release of 5 gallons or more (0.1 bbl)
Injury or Fatality	Death or serious injury	Death or serious injury
Fire or Explosion	Fire or explosion	Fire or explosion
Significance	Significant adverse effect on the environment	An event that is significant in the judgment of the operator
Exceedance of Design Limits	Operation of a pipeline beyond its design limits	N/A
Property Damage	N/A	Property damage of \$50,000 or more

Selon TransCanada, la fréquence historique des incidents ainsi obtenue amplifierait la réalité puisque la compilation inclut des incidents survenus sur des pipelines construits à une époque où les normes de conception étaient moins élevées³⁰. Pour tenir compte de l'évolution des normes de constructions, TransCanada a appliqué divers facteurs modifiant la fréquence des incidents. Suite à l'utilisation de ces facteurs, TransCanada obtient une fréquence modifiée de 0,00034, soit 3,5 fois moins élevée que la fréquence historique.

En comparaison, la fréquence d'incidents évaluée par la Communauté, à partir des incidents survenus sur l'oléoduc Keystone de TransCanada depuis sa mise en service en 2010 jusqu'en 2013, est de 0,01000 par km/an³¹. Ce taux est près de 30 fois supérieur à la fréquence modifiée de 0,00034 utilisée par TransCanada pour l'oléoduc Énergie Est. Pourtant, l'oléoduc Keystone a été construit à partir de technologies et de normes de conception récentes.

²⁷ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 19: Accidents and Malfunctions*, Section 2, Incident Frequency and Volume Analysis – Onshore Pipeline, p. 2-6 et 2-7 (réf./ONÉ - A77029-2 V19).

²⁸ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 19: Accidents and Malfunctions*, Section 2, Incident Frequency and Volume Analysis – Onshore Pipeline, p. 2-6 (réf./ONÉ - A77029-2 V19).

²⁹ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 19: Accidents and Malfunctions*, Section 2, Incident Frequency and Volume Analysis – Onshore Pipeline, p. 2-6 (réf./ONÉ - A77029-2 V19).

³⁰ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 19: Accidents and Malfunctions*, Section 2, Incident Frequency and Volume Analysis – Onshore Pipeline, p. 2-7 (réf./ONÉ - A77029-2 V19)

³¹ J. Harvey Consultant et Associés inc. (2015). *Mémoire sur le projet d'oléoduc Énergie Est de TransCanada : Programme de gestion des situations d'urgence*, p. 10.

L'écart entre l'évaluation théorique (fréquence modifiée) élaborée par TransCanada pour son projet Énergie Est et la fréquence réelle d'incidents survenus sur l'oléoduc Keystone démontre une sous-évaluation des risques de déversement associés à l'Oléoduc Énergie Est.

La Communauté a calculé le nombre d'incidents qui pourrait survenir dans la région métropolitaine pour une période de 50 ans.

Cette durée de vie théorique basée sur le cycle de vie d'un pipeline est conservatrice, puisque de nombreux pipelines construits dans les années 1930 ou avant sont encore exploités de nos jours, soit plus de 80 ans après leur mise en service³². De plus, les normes de construction d'aujourd'hui devraient permettre d'augmenter la durée de vie des pipelines récents comparativement aux plus anciens.

Tableau 4. Nombres d'incidents estimés sur la durée de vie du projet (50 ans) pour le territoire de la Communauté

	Fréquence des incidents (incident/km/année)	Nombre d'incidents estimé (incidents/102,28 km/50 années)
Fréquence historique 2002-2013 (ONÉ – PHSMA)	0,00118	6,03
Fréquence modifiée (Projet Énergie Est)	0,00034	1,73
Fréquence réelle (Keystone 2010-2013)	0,01000	51,1

En tenant compte de la fréquence retenue par TransCanada, il pourrait donc survenir 1,73 incident au cours des 50 prochaines années sur la portion de 102 km traversant le territoire de la Communauté. Toutefois, en utilisant la fréquence d'incidents de 0,01000 survenus sur l'Oléoduc Keystone entre 2010 et 2013, c'est 51 incidents qui pourraient survenir sur le territoire de la Communauté au cours des 50 prochaines années, soit une moyenne d'un incident par année.

Les données analysées démontrent donc que le risque qu'un déversement survienne sur le territoire de la Communauté durant le cycle de vie de l'Oléoduc Énergie Est est bien réel.

³² Stantec (2016). *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, p. 2.2 (réf./BAPE - No 324, EAU15).

4. Conséquences d'un déversement

Un incident impliquant l'Oléoduc Énergie Est pourrait provoquer un déversement pouvant atteindre plusieurs millions de litres.

Les données fournies par le PHMSA sur les déversements démontrent que 19 déversements de plus de 10 000 barils (1,6 million de litres) sont survenus entre 2002 et 2013 aux États-Unis³³.

Tableau 5 : Pourcentage du volume de pétrole déversé (PHMSA 2002-2013)

Volume des déversements en baril (litre)	Nombre de déversements	Volume total déversé (litres)	Pourcentage (%) du volume de pétrole déversé
< 4 (< 636)	2404	403 191	0,2%
4 à <50 (636 à <7950)	1173	2 623 286	1,4%
50 à <1000 (7950 à <159 000)	656	27 502 525	15%
1000 à <10 000 (159 000 à <1 590 000)	187	90 175 201	49%
10 000 et plus (1 590 000 et plus)	19	62 031 004	34%
Total	4439	365 470 253	100,00%

Voici des exemples de déversements survenus en Amérique du Nord, ainsi que certaines conséquences qui en ont découlées.

4.1 Exemples de déversements en milieu aquatique

Rivière Kalamazoo, Michigan (Enbridge)

L'incident survenu le 25 juillet 2010 a causé le déversement d'environ 3,19 millions de litres de pétrole brut lourd dans la rivière Kalamazoo. Le panache de pétrole s'est propagé sur une distance de plus de 64 kilomètres sur cette dernière. Le produit déversé était un bitume dilué (Dilbit). Plusieurs résidences ont dû être évacuées et environ 320 personnes ont été incommodées par des symptômes s'apparentant à une exposition au pétrole brut. Pendant la migration du pétrole dans la rivière, une partie du produit, dont les diluants, s'est évaporée. Le pétrole résiduel, mélangé avec la matière en suspension, a rendu le produit plus dense que l'eau. Il se déposa sur le lit de la rivière dans des zones de faible turbulence³⁴.

Les travaux de nettoyage se sont étirés sur plusieurs années et les coûts se sont élevés à plus de 1,2 milliard de dollars américains³⁵. L'accès à la rivière a d'ailleurs été interdit au public sur plus de 55 km pendant 2 ans.

³³ Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (S.D.). *Pipeline Significant Incident 20 Year Trend, Significant incident 20 year trend*, [en ligne (17 juillet 2016) : <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/library/data-stats/pipelineincidenttrends>].

³⁴ Federal On Scene Coordinator (2014). *FOSC Desk Report for the Enbridge Line 6b Oil Spill, Marshall, Michigan*, p. 6.

³⁵ Inside Climate News (2015). *Enbridge's Kalamazoo Spill Saga Ends in \$177 million settlement* [en ligne (20 juillet 2016): <https://insideclimatenews.org/news/20072016/enbridge-saga-end-department-justice-fine-epa-kalamazoo-river-michigan-dilbit-spill>].

Rivière Yellowstone, Montana (Bridger)

Le 17 janvier 2015, une fissure sur le pipeline Poplar a entraîné un déversement estimé à au moins 100 000 litres de pétrole brut Bakken dans la rivière Yellowstone au Montana³⁶. Le réseau d'alimentation en eau potable de la municipalité de Glendive, située à 15 km en aval de la fuite, a dû être fermé pendant 6 jours pour permettre sa décontamination puisque du pétrole s'était introduit dans le réseau par la prise d'eau située dans la rivière³⁷.

La présence d'une couche de glace sur la rivière a limité l'évaporation des hydrocarbures légers. Le couvert de glace fragmentée a également causé de la turbulence. La faible viscosité du pétrole a entraîné un processus de dispersion dans la colonne d'eau, résultant à des niveaux de benzène plus élevés que prévu. Du benzène a été détecté dans la source d'alimentation en eau potable de la ville de Glendive privant ainsi son utilisation pour une durée de 72 heures.

Rivière Saskatchewan Nord, Saskatchewan (Husky Energy)

Le 20 juillet 2016, c'est une conduite de 40 cm de diamètre de la compagnie Husky Energy, (dont la capacité de transport est environ sept fois moins importante que celle prévue pour l'Oléoduc Énergie Est), qui a laissé s'échapper plus de 200 000 litres de dilbit (un mélange de pétrole brut lourd et de diluant) sous les berges de la rivière Saskatchewan Nord près de Maidstone en Saskatchewan, avant de se disperser en aval.

Moins de 4 jours après le déversement et malgré les efforts de confinements, la nappe de pétrole a atteint la municipalité de Prince Albert située à plus de 300 kilomètres en aval du lieu de la fuite. La municipalité de 35 000 habitants ferma aussitôt sa prise d'eau et décréta l'état d'urgence. La province a dû construire une conduite d'eau de 30 km de long et de 20 cm de diamètre pour alimenter la ville. Au final, ce sont les prises d'eau de 3 municipalités alimentant près de 70 000 habitants qui ont dû être fermées. D'autres conséquences sont aussi survenues pour les résidents des 3 municipalités touchées³⁸ :

- Limitation des activités de loisirs dans la rivière;
- Interdiction de consommer du poisson pêché dans la rivière;
- Interdiction aux animaux ou au bétail de se rendre dans la rivière.

Selon Environnement et changement climatique Canada, une partie du pétrole a coulé sous la surface de la rivière, ce qui compliqua le travail de nettoyage³⁹. Les restrictions de consommation d'eau ont été levées un mois après le déversement puisque des sources alternatives d'eau potable ont été trouvées. Les prises d'eau ont pu être rouvertes le 15 septembre soit 57 jours après le déversement.

³⁶ Stantec (2016). *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, p. 5.14. (réf./BAPE - No 324, EAU15).

³⁷ Mojave Daily News (2015). *Glendive's water declared safe after oil spill* [en ligne (21 octobre 2016): http://www.mohavedailynews.com/news/glendive-s-water-declared-safe-after-oil-spill/article_ddb8df04-a2d9-11e4-bd19-fb3b87818ced.html].

³⁸ Global News (2016). *Limit activities on the North Saskatchewan due to oil spill: health officials*, [en ligne (25 juillet 2016): <http://globalnews.ca/news/2848398/limit-activities-on-the-north-saskatchewan-due-to-oil-spill-health-officials/>].

³⁹ Financial Post (2016). *Saskatchewan drinking water measures could be in place for months due to Husky oil spill: official*, [en ligne (26 juillet 2016) : http://business.financialpost.com/news/energy/Saskatchewan-drinking-water-measures-could-be-in-place-for-months-due-to-husky-oil-spill-official?__lsa=c1b1-432e].

4.2 Exemple de déversements en milieu terrestre

Bemidji, Minnesota (Lakehead pipeline)

Un déversement terrestre a eu lieu en 1979 à Bemidji au Minnesota. Suite à la rupture d'un pipeline, près de 1,7 million de litres de pétrole brut se sont répandus sur le sol sur près de 7500 m²⁴⁰.

Les travaux de récupération ont laissé 400 000 litres de pétrole résiduel qui ont percolé dans le sol jusqu'à ce qu'ils atteignent l'eau souterraine.

En 1996, le pétrole brut flottant à la surface de l'eau souterraine s'était étendu sur une distance de 40 m du point d'origine, tandis que le panache de contamination de la phase dissoute dans l'eau souterraine atteignait 250 m. En 1998, la société pipelinière responsable a installé un système de récupération conçue pour éliminer le pétrole brut restant. De 1999 à 2003, le système a entraîné la suppression de seulement 40 % de pétrole brut résiduel⁴¹.

4.3 Résumé des conséquences

Ces quatre exemples de déversement démontrent que les prises d'eau potable sont vulnérables à un déversement de pétrole qui surviendrait aussi bien en milieu terrestre que directement dans un cours d'eau.

Tableau 6. Résumé des effets sur les prises d'eau

Localisation	Volume déversé (produit)	Fermeture des prises d'eau	Population touchée	Distance de propagation
Kalamazoo	3,2 millions de litres (Bitume dilué)	---	---	64 km
Yellowstone	≥ 100 000 litres (Pétrole brut léger)	3 jours	5 000	≥ 11 km
Saskatchewan Nord	≥ 200 000 litres (Bitume dilué)	57 jours	69 000	≥ 300 km
Bemidji	1,7 million de litres (Pétrole brut)	---	---	---

⁴⁰ U.S. Geological Survey (1998). *Ground Water Contamination by Crude Oil near Bemidji, Minnesota*, 4 p.

⁴¹ Delin, G. N. et W. N. Herkelrath (2014). *Effects of a Dual-Pump Crude-Oil Recovery System, Bemidji, Minnesota, USA. Groundwater Monitoring & Remediation*, 34: 57–67.

5. Milieu hydrique touché

5.1 Eau de surface

L'oléoduc traverserait le milieu hydrique de surface à 141 endroits différents sur le territoire de la Communauté. Selon la classification de TransCanada, près de 45 % de ceux-ci sont des cours d'eau permanents.

Tableau 7 : Milieu hydrique traversé sur le territoire de la Communauté selon la classification de TransCanada⁴²

Cours d'eau		Nombre de franchissements		
Classe	Largeur	Canalisation principale (Tronçon Québec)	Canalisation latérale (Latéral Montréal)	Total
Permanent ⁴³				
Large	20 m et plus	1	2	3
Moyen	5 à 20 m	13	3	16
Petit	0 à 5 m	33	12	45
Intermittent ⁴⁴		47	19	66
Éphémère ⁴⁵		8		8
Étang ⁴⁶		1		1
Étang à castor ⁴⁷		1	1	2
Total		104	37	141

Sur le territoire de la Communauté, l'oléoduc franchirait trois importants cours d'eau de plus de 20 mètres de largeur soit les rivières L'Assomption, des Prairies et des Mille-Îles. Bien que le franchissement des rivières des Outaouais et du Nord par l'oléoduc soit situé à l'extérieur du territoire de la Communauté, il importe d'en tenir compte puisqu'ils sont situés en amont de l'archipel de Montréal.

Cet archipel, aussi appelé archipel d'Hochelaga, s'étend de la confluence du fleuve Saint-Laurent et de la rivière des Outaouais jusqu'aux îles de Varennes. Il comprend plus de 300 îles, deux lacs fluviaux (lac des Deux-Montagnes et lac Saint-Louis), plusieurs tributaires, 21 rapides et plus de 1000 kilomètres de rives⁴⁸.

⁴² Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design, Appendix 4-7, Preliminary Report – Hydrotechnical Conditions*, Appendix A, Water Crossing Inventory, Table A.3 (réf./ONÉ - A76912-13 V4).

⁴³ Cours d'eau qui s'écoule dans un lit en toutes saisons.

⁴⁴ Cours d'eau dont le lit est complètement à sec à certaines périodes.

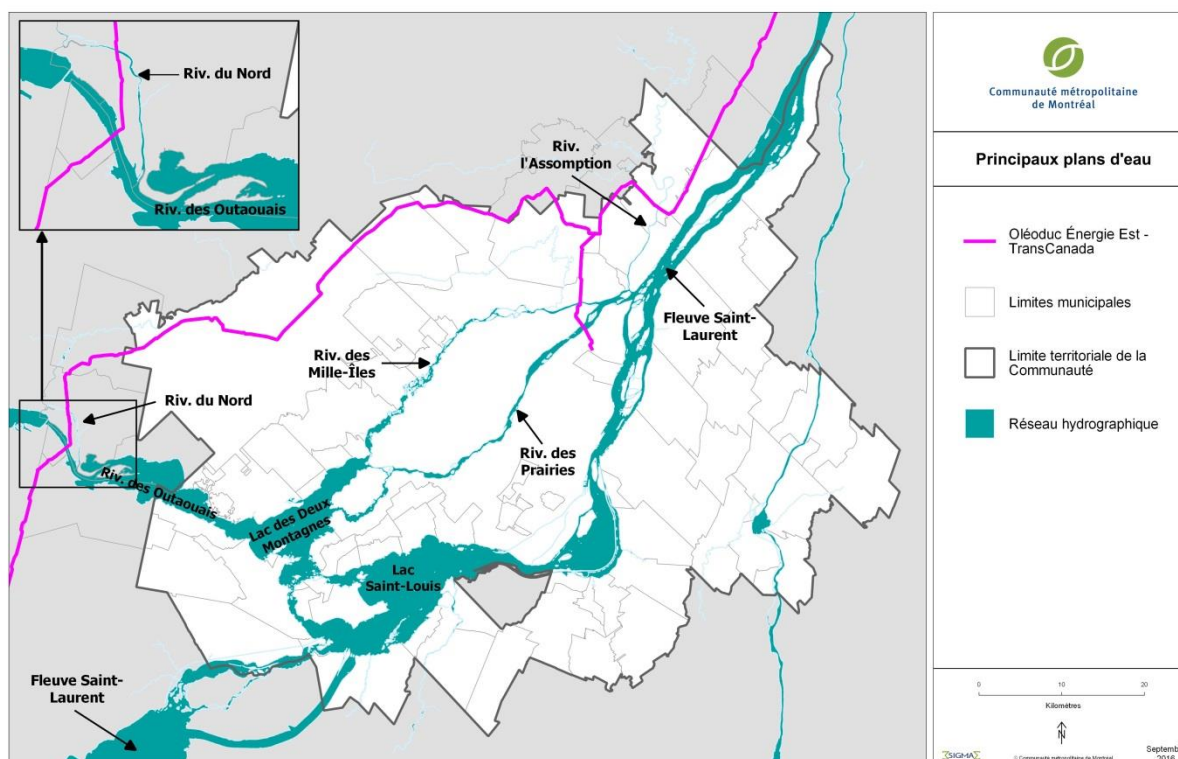
⁴⁵ Cours d'eau dont l'écoulement se fait que pendant les précipitations.

⁴⁶ L'étang est une étendue d'eau libre et stagnante. Il repose dans une cuvette dont la profondeur moyenne n'excède généralement pas deux mètres au milieu de l'été. L'eau y est présente pratiquement toute l'année. Le couvert végétal, s'il existe, se compose surtout de plantes aquatiques submergées et flottantes. L'étang peut être d'origine naturelle ou artificielle.

⁴⁷ Étang formé par la construction d'un barrage par des castors.

⁴⁸ Décarie et Boileau (1983). *Le projet Archipel : une réflexion et une discussion géographiques*, Cahiers de géographie du Québec, vol. 27, n° 71, p. 323-340.

Figure 4 : Localisation des principaux cours d'eau sur le territoire de la Communauté et en périphérie



Ce réseau hydrique complexe est alimenté par deux principaux bassins versants (des Outaouais et Saint-Laurent/Grands Lacs). La variation annuelle du débit du Saint-Laurent est plutôt faible (entre 6000 et 9000 m³/s) alors que celui de la rivière des Outaouais varie entre 1000 et 8000 m³/s⁴⁹. La rivière L'Assomption alimente également l'archipel, tandis que les rivières des Prairies et des Mille-Îles sont l'exutoire du lac des Deux-Montagnes.

Rivière des Outaouais et rivière du Nord

Depuis sa source au lac Témiscamingue, la rivière des Outaouais parcourt plus de 1200 km avant de se jeter dans le lac des Deux-Montagnes. Avant d'arriver au fleuve Saint-Laurent, ses eaux empruntent les rivières des Prairies et des Mille-Îles au nord-est et les canaux de Vaudreuil et de Sainte-Anne-de-Bellevue (lac Saint-Louis) au sud⁵⁰.

Le bassin versant de la rivière des Outaouais comporte 90 000 lacs, 30 réservoirs, 1 093 barrages et 43 centrales hydroélectriques⁵¹. Ces réservoirs permettent de gérer les crues. Cependant une abondante couche de neige au sol, un dégel tardif, des pluies surabondantes ou une combinaison de ces facteurs peuvent causer de fortes inondations dans la partie inférieure du bassin versant⁵². Bien que son débit

⁴⁹ Saint-Laurent Vision 2000 (2002). *État du Saint-Laurent : L'évolution des niveaux et débits du fleuve*. 8 p. [en ligne (25 août 2016) : http://planstlaurent.qc.ca/fileadmin/site_documents/documents/SESL/Niveaux_debits_2002_f.pdf]

⁵⁰ Encyclopédie canadienne (S.D.). *Rivière des Outaouais*, [en ligne (30 août 2016) : <http://encyclopediecanadienne.ca/fr/article/river-des-outaouais/>].

⁵¹ Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (2015). *Portrait sommaire du bassin versant de la rivière des Outaouais*, 51 p.

⁵² Commission de planification de la régularisation de la rivière des Outaouais (S.D.). *Brochure d'information*, [en ligne (30 août 2016) : <http://rivieredesoutaouais.ca/brochure-information.php>]

annuel moyen soit de 1962 m³/s, des fluctuations journalières importantes sont enregistrées avec un maximum de 9230 m³/sec⁵³.

De plus, des changements soudains des niveaux des eaux peuvent affecter le cours de la rivière et on note la présence de forts courants et des zones de turbulence où la rivière rétrécit, notamment sur la partie basse de la voie navigable⁵⁴.

La rivière du Nord se jette dans la rivière des Outaouais. Ces deux rivières étant situées en amont du territoire de la Communauté, les portions du tracé qui franchissent ces deux rivières dans le secteur de Pointe-Fortune et Saint-André-d'Argenteuil sont des segments critiques d'un point de vue de la gestion des risques.

Un déversement dans l'une de ces rivières pourrait se propager dans le lac des Deux-Montagnes, le lac Saint-Louis, le fleuve Saint-Laurent, la rivière des Mille-Îles et dans la rivière des Prairies et ainsi affecter 27 installations municipales de production d'eau potable approvisionnées en eau de surface sur le territoire de la Communauté. Ceci pourrait mettre en péril l'alimentation en eau potable de plus de 3 millions de personnes, soit les trois quarts de la population du Grand Montréal. Aucune alternative n'a été envisagée par TransCanada pour suppléer à l'alimentation en eau potable lors d'un déversement.

Un tel incident pourrait également impacter l'économie métropolitaine en affectant, entre autres, les activités récréotouristiques (baignades, pêche golf...) et manufacturières. Plusieurs entreprises ont en effet besoin d'une constante disponibilité en eau potable pour assurer leur production et maintenir les emplois qui y sont reliés.

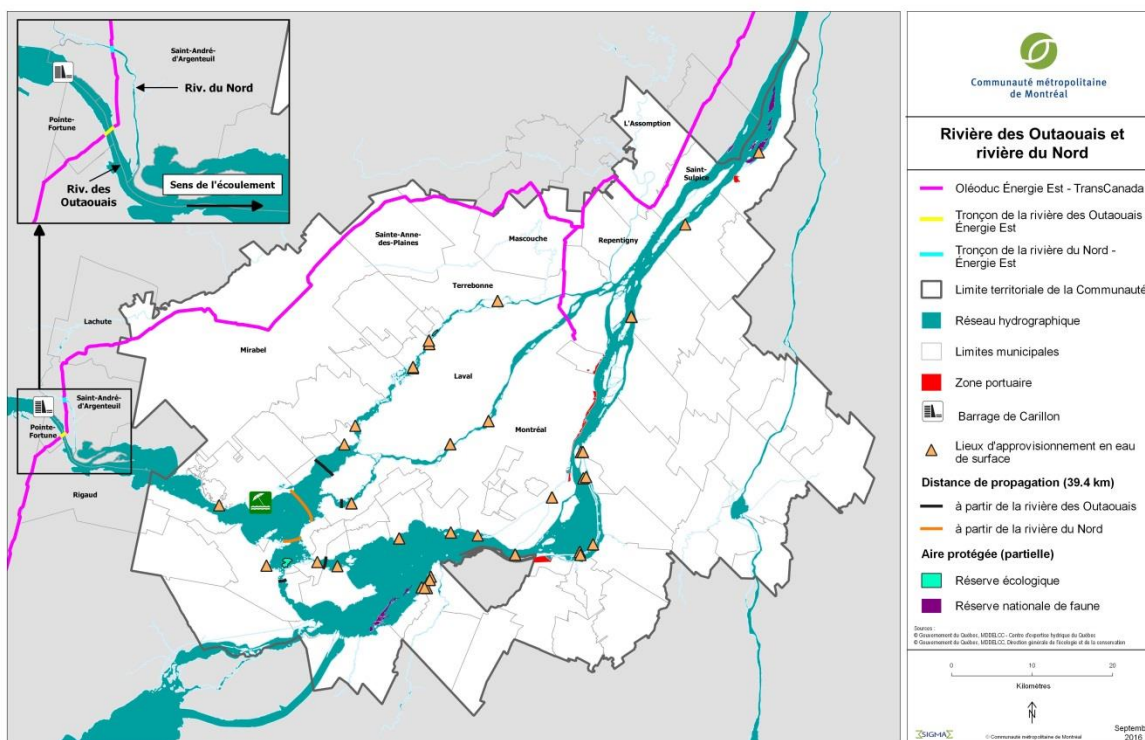
Un déversement majeur pourrait même impacter les importantes activités qui se déroulent dans le Port de Montréal. De même, la circulation des porte-conteneurs dans la voie maritime pourrait être entravée et ainsi perturber les échanges commerciaux vitaux entre le Québec, l'Ontario et le nord-est des États-Unis.

Enfin, la présence du barrage de Carillon situé 4 kilomètres en amont du point de traverse est un aspect qui aurait dû être considéré par TransCanada. Advenant un puissant séisme dans ce secteur sismiquement actif (zone sismique de l'ouest du Québec), le barrage pourrait se rompre, générer une puissante vague en aval de la rivière et causer un affouillement du lit de la rivière. Un tel affouillement pourrait éventuellement affecter la canalisation souterraine de TransCanada et possiblement engendrer un déversement de pétrole dans la rivière.

⁵³ Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (S.D.). *Portrait régional de l'eau : Laurentides (Région administrative 15)*, Tableau 2.1 : Caractéristiques hydrologiques des principales rivières de la région [en ligne (25 août 2016) : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/regions/region15/15-laurentides.htm#21>]

⁵⁴ La Voie navigable de la rivière des Outaouais (S.D.). *Naviguer sur la rivière des Outaouais*, [en ligne (30 août 2016) : http://www.ottawariverwaterway.ca/navigating_fr.html]

Rivière des Outaouais et rivière du Nord



Caractéristiques physiques des cours d'eau

Distance approximative de la traversée (longueur de la canalisation de TransCanada)

- Rivière des Outaouais : 500 mètres
- Rivière du Nord : 137 mètres

Débit annuel moyen et débit journalier moyen record⁵⁵

- Rivière des Outaouais : 1962 m³/s et 9230 m³/s
- Rivière du Nord : 23,3 m³/s et 360 m³/s

- **Enjeux liés aux rivières des Outaouais et du Nord**
 - **27 installations de production d'eau potable desservant plus de 3 millions de personnes**
- Activités économiques :
 - Industrielles
 - Commerciales
 - Centre-ville
 - Port de Montréal
 - Voie navigable du Saint-Laurent
 - Récrétourisme
- Présence du barrage de Carillon
- Aires protégées : aire de concentration d'oiseaux aquatiques, milieu naturel de conservation, refuge d'oiseaux migrateurs, réserve nationale de faune, etc. (dont la Réserve nationale de faune des Îles-de-la-Paix et l'aire de concentration d'oiseaux aquatiques du lac Saint-Louis à Beauharnois qui sont visibles sur la carte).

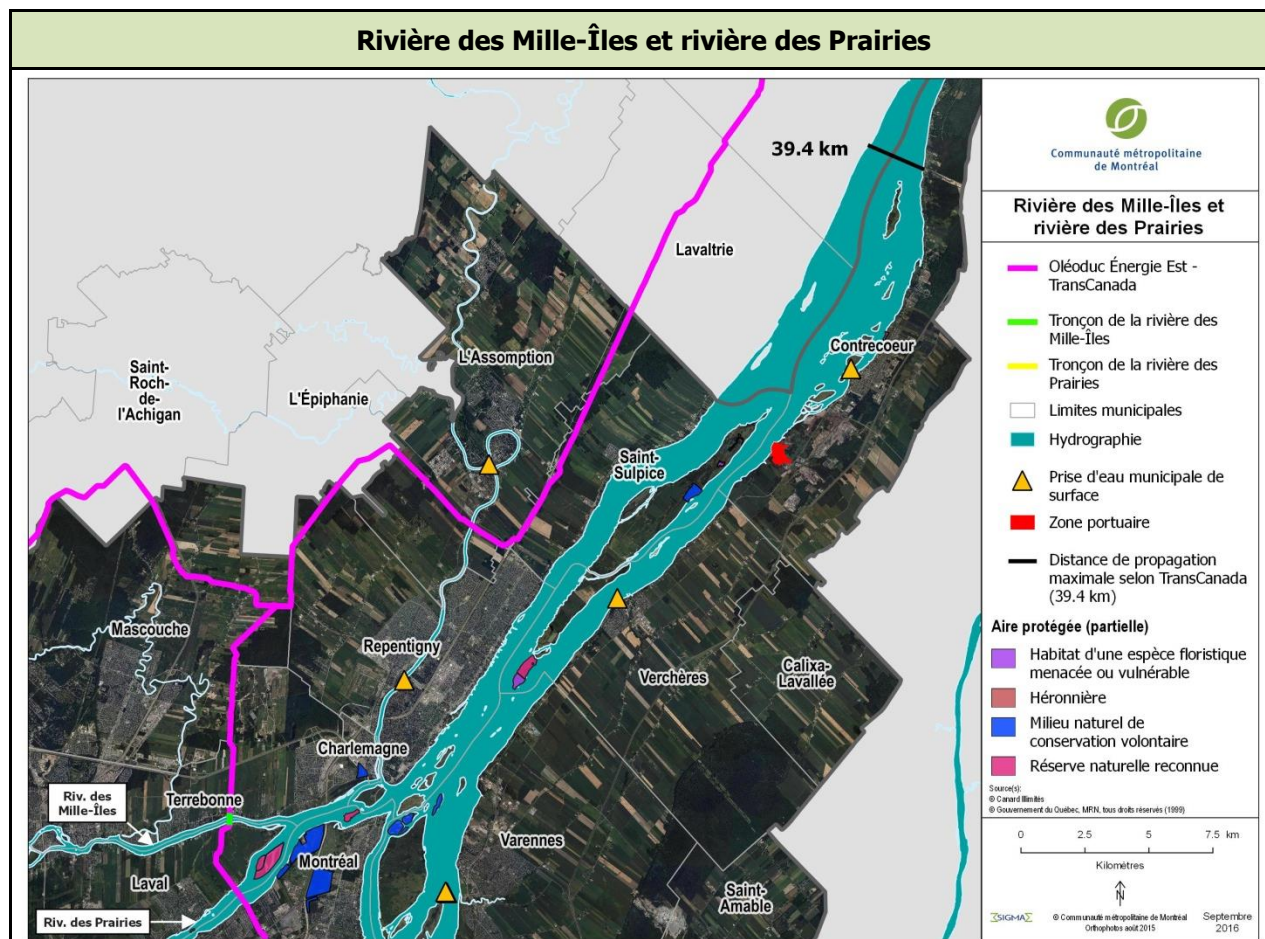
⁵⁵ Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (S.D.). *Portrait régional de l'eau : Laurentides (Région administrative 15)*, Tableau 2.1 : Caractéristiques hydrologiques des principales rivières de la région [en ligne (25 août 2016) : <http://www.mdelcc.gouv.qc.ca/eau/regions/region15/15-laurentides.htm#21>]

Rivière des Mille-Îles et rivière des Prairies

Les rivières des Mille-Îles et des Prairies sont des effluents du lac des Deux-Montagnes. Leurs débits sont directement influencés par les variations de celui de la rivière des Outaouais. La rivière des Mille-Îles sépare la Couronne Nord de l'île de Laval (île Jésus) tandis que la rivière des Prairies sépare les îles de Montréal et de Laval. La rivière des Prairies se déverse dans le Saint-Laurent juste avant de recevoir les eaux des rivières des Mille-Îles et L'Assomption formant un delta à son embouchure. Son cours est régulé par le barrage de la centrale de la Rivière-des-Prairies.

Les portions du pipeline qui franchissent les rivières des Mille-Îles et des Prairies dans le secteur des municipalités de Terrebonne, Laval et Montréal sont également des tronçons qui sont susceptibles d'affecter les eaux de l'archipel de Montréal.

Un déversement dans l'une ou l'autre de ces deux rivières qui se propagerait à l'extrémité est de l'archipel de Montréal et ensuite dans le fleuve Saint-Laurent et qui toucherait les stations de purification de Verchères et de Contrecoeur pourrait mettre en péril l'approvisionnement en eau potable de plus de 11 000 personnes. Un tel déversement pourrait même impacter les activités qui se déroulent au terminal portuaire de Contrecoeur.



Caractéristiques physiques des cours d'eau

- Distance approximative de la traversée (longueur de la canalisation de TransCanada)
 - Rivière des Mille-Îles : 253 mètres
 - Rivière des Prairies : 718 mètres
- Débit annuel moyen
 - Rivière des Mille-Îles : 218 m³/s
 - Rivière des Prairies : 1094 m³/s

Enjeux liés à l'archipel de Montréal et au fleuve Saint-Laurent

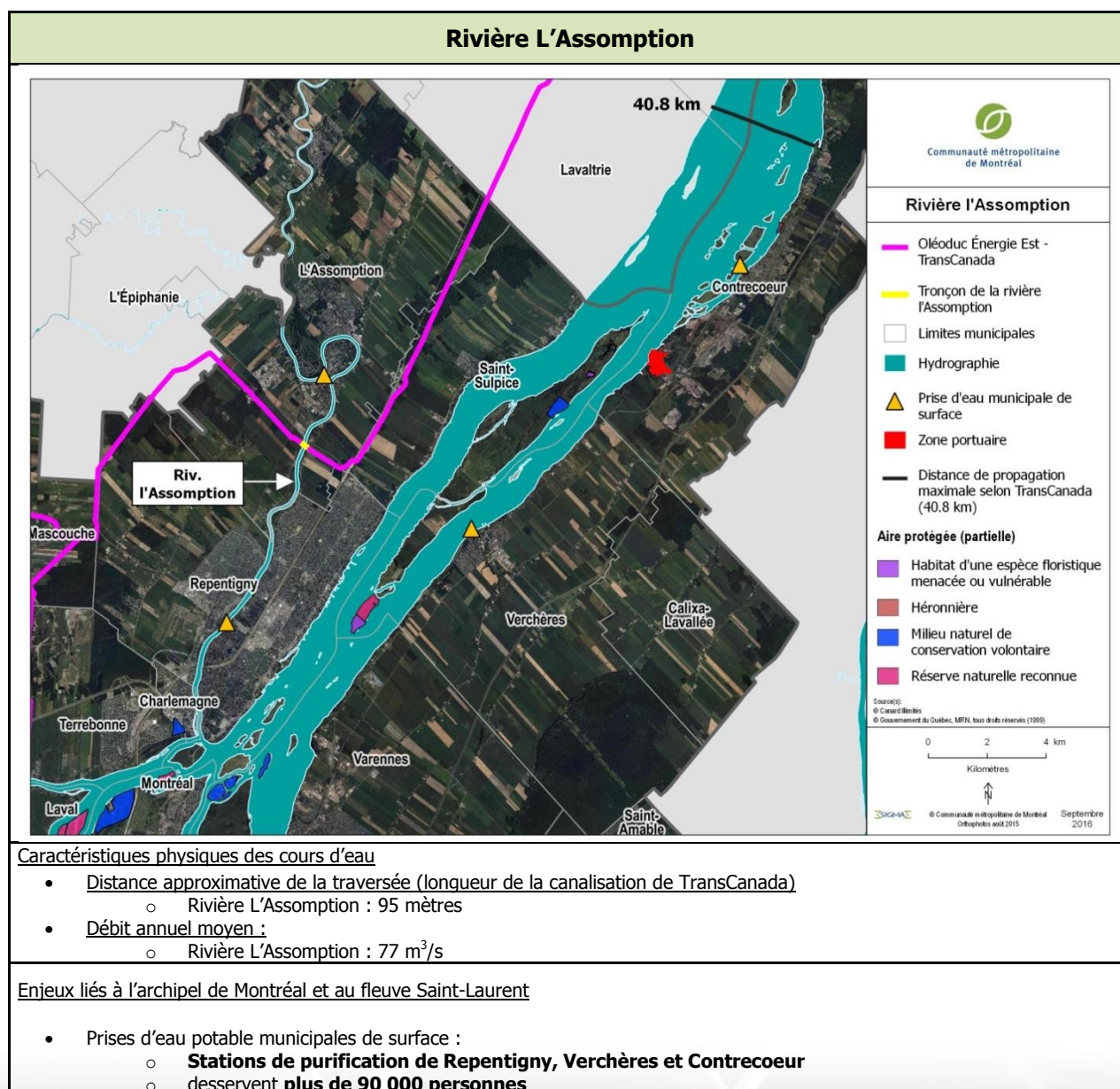
- Prises d'eau potable municipales de surface :
 - **Stations de purification de Verchères et Contrecoeur**
 - desservent **plus de 11 000 personnes.**
- Activités économiques :
 - Industrielle
 - Commerciale
 - Port de Montréal (Terminal de Contrecoeur)
 - Voie navigable du Saint-Laurent
 - Récréotourisme
- Aires protégées : habitat d'une espèce floristique menacée ou vulnérable (dont le Marécage-de-l'Île-Bouchard, le Marécage-de-l'Île-Marie et l'Île-Beauregard), réserve naturelle reconnue (Île-Bonfoin, Île-Beauregard, Archipel-du-Mitan), milieu naturel de conservation volontaire, héronnière, etc.
- La possibilité que les panaches de déversement sortent de la région métropolitaine et contaminent l'eau et les berges des municipalités situées en aval (ex. Lavaltrie et Lanoraie).

Rivière L'Assomption

Le bassin versant de la rivière L'Assomption couvre une superficie de 4220 km². Il est alimenté par cinq principales rivières soit : L'Assomption, Ouareau, Noire, Saint-Esprit et L'Achigan⁵⁶. Le débit annuel moyen de la rivière L'Assomption est de 77 m³/s.

Un déversement dans la rivière L'Assomption, qui se propagerait ensuite dans les rivières des Mille-Îles, des Prairies et le fleuve Saint-Laurent toucherait les stations de purification de Repentigny, Verchères et de Contrecoeur pour mettre en péril l'approvisionnement en eau potable de plus de 90 000 personnes.

Un tel déversement pourrait aussi impacter les activités qui se déroulent au terminal portuaire de Contrecoeur.



⁵⁶ Union québécoise pour la conservation de la nature (2005). *La gestion du territoire et des activités agricoles dans le cadre de l'approche par bassin versant : bassin versant de la rivière L'Assomption*, 26 p.

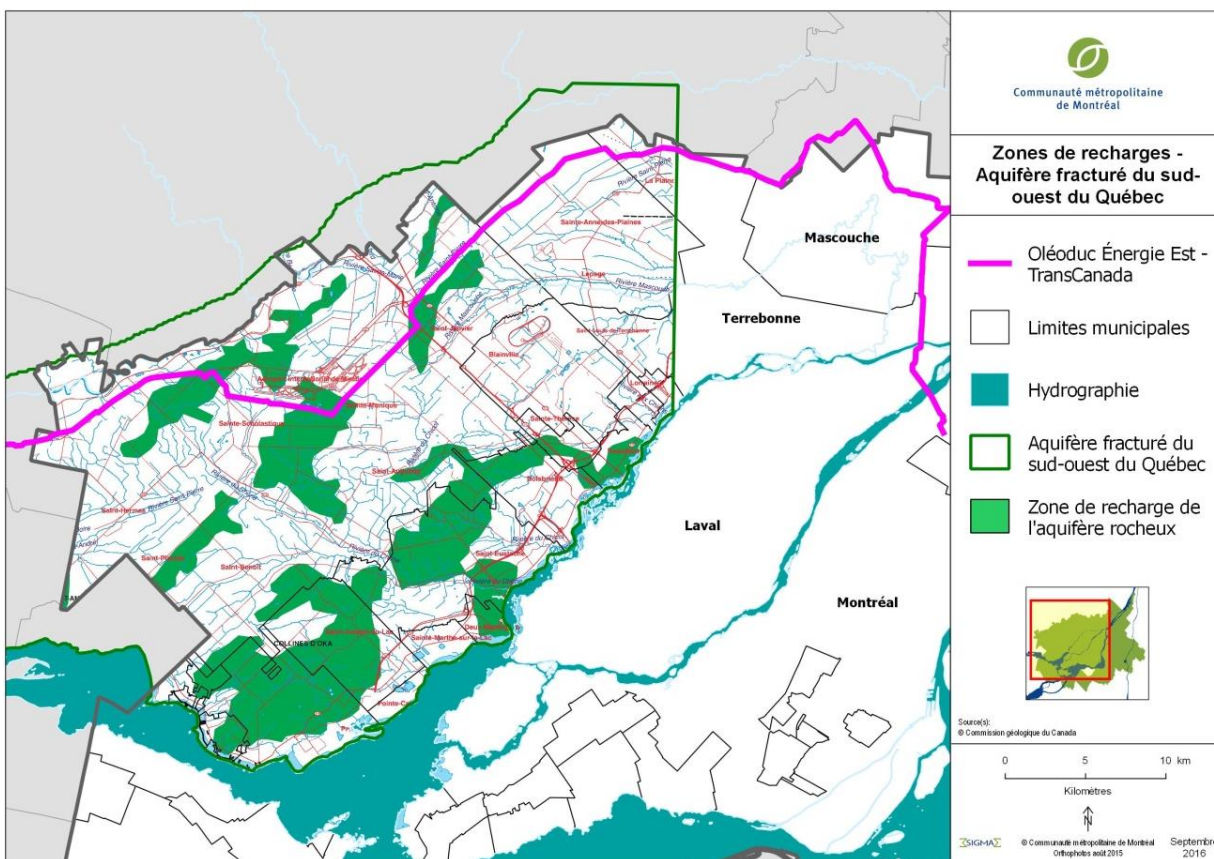
- Activités économiques :
 - Industrielle
 - Commerciale
 - Port de Montréal (Terminal de Contrecoeur)
 - Voie navigable du Saint-Laurent
 - Récrétourisme
- Aires protégées : habitat d'une espèce floristique menacée ou vulnérable (dont le Marécage-de-l'Île-Bouchard, le Marécage-de-l'Île-Marie et l'Île Beaugard), réserve naturelle reconnue (Île-Beaugard), milieu naturel de conservation volontaire, héronnière, etc.
- La possibilité que les panaches de déversement sortent de la région métropolitaine et contaminent l'eau et les berges des municipalités situées en aval (ex. Lavaltrie et Lanoraie).

5.2 Eau souterraine

L'aquifère fracturé du sud-ouest du Québec, situé dans la région des Basses-Laurentides, est la principale ressource en eau souterraine de la Communauté. Elle couvre plus de 923 km², soit l'équivalent de 21 % du territoire de la région métropolitaine, et se situe exclusivement sur la couronne Nord où TransCanada prévoit construire l'Oléoduc Énergie Est. Le volume d'eau emmagasiné dans l'aquifère varie entre 1,2 et 6,1 km³ d'eau pour la zone étudiée.

Cet aquifère est constitué de roches sédimentaires fracturées très perméables. La vitesse moyenne de l'écoulement souterrain est de 150 mètres par année. Il est généralement bien protégé de la contamination en raison de la présence d'une couche imperméable d'argile située au-dessus de lui. Par contre, à certains endroits il est vulnérable à une contamination par des produits pétroliers en raison de la présence de zones de recharges où l'eau provenant de la surface du sol alimente directement l'aquifère régional.

Figure 3 : Zones de recharge de la zone étudiée de l'aquifère fracturé du sud-ouest⁵⁷



Les aquifères sont particulièrement vulnérables à une contamination par le pétrole brut compte tenu des composés chimiques aromatiques (BTEX), plus spécifiquement le benzène, qui sont des composés toxiques solubles dans l'eau et susceptibles de se propager sur de grandes distances. De manière générale, la vulnérabilité des aquifères dépend essentiellement de la profondeur des eaux souterraines et de la perméabilité des sols qui les recouvrent.

⁵⁷ Commission géologique du Canada (2013). *Inventaire canadien des ressources en eau souterraine : Caractérisation hydrogéologique régionale et intégrée du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec*, p. 65.

Le tableau suivant montre que plus de 6 millions de mètres cubes d'eau souterraine sont utilisés annuellement pour l'alimentation en eau potable, soit 41,5 % de toute l'eau extraite de l'aquifère fracturé du Sud-Ouest. Une proportion équivalente est utilisée par les embouteilleurs, carrières et golfs de la région alors que la proportion puisée par les agriculteurs est de 17,1 %.

Tableau 8. Répartition de l'utilisation de l'eau souterraine de la zone étudiée de l'aquifère du sud-ouest⁵⁸

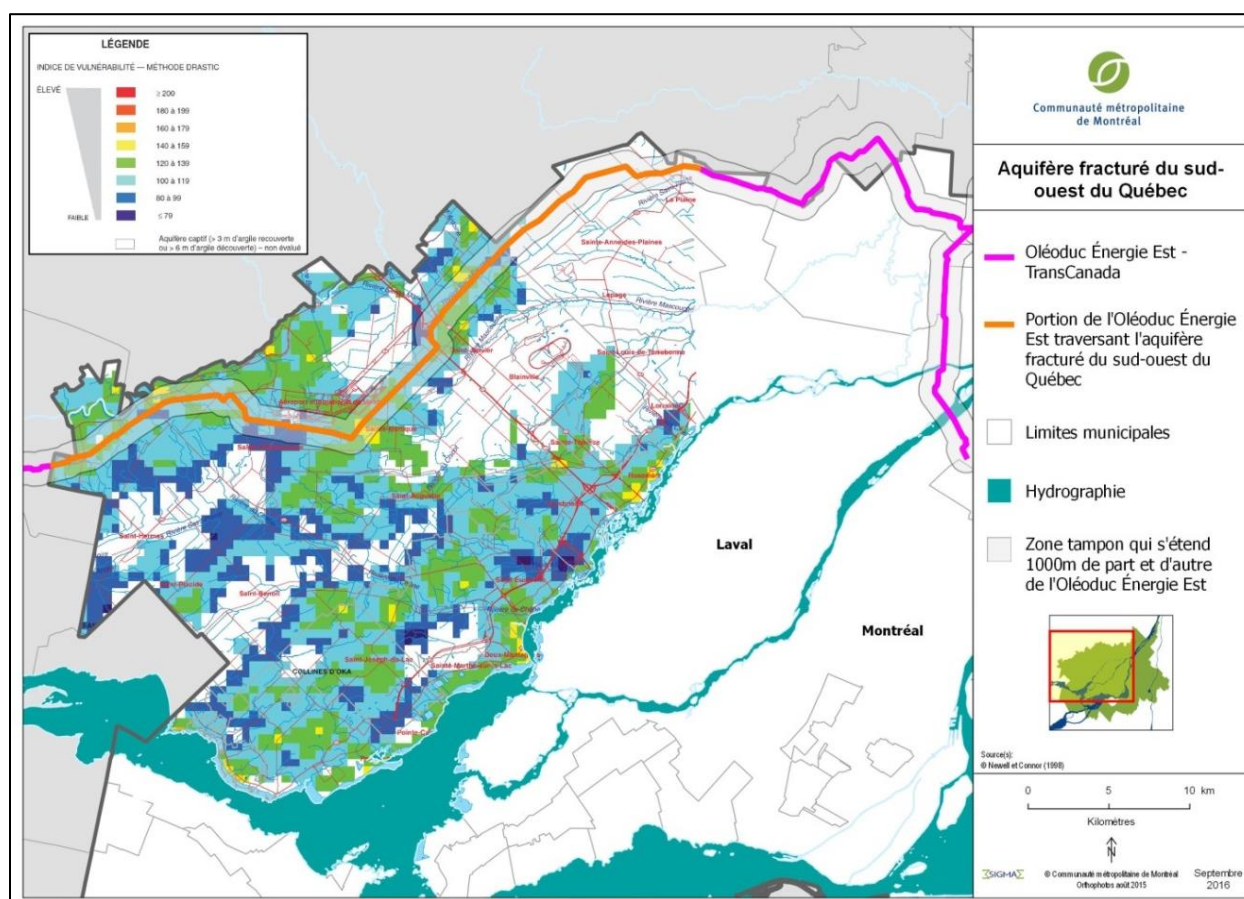
Type d'utilisation	Extraction de l'eau souterraine			
	Volume (m ³ /a)	%	Volume (m ³ /a)	%
Aqueducs	3 923 249	26,5	6 143 419	41,5
Puits domestiques ¹	2 220 170	15,0		
Cultures ¹	1 217 475	8,2	2 529 833	17,1
Bétail ¹	1 312 358	8,9		
Golfs ¹	84 999	0,6	6 121 279	41,4
Embouteillage	504 576	3,4		
Carrières	5 531 704	37,4		
Total	14 794 531	100	14 794 531	100

¹ Ces types d'exploitation contribuent à ce qui est appelé dans le texte le *pompage diffus*.

L'eau souterraine représente un enjeu important pour la Communauté en raison des nombreuses entreprises, industries, citoyens et municipalités qui s'alimentent directement de cette ressource en eau. L'Oléoduc Énergie Est devrait d'ailleurs traverser plusieurs zones vulnérables qui sont caractérisées par un indice de vulnérabilité supérieur à 100.

⁵⁸ Commission géologique du Canada (2013). *Inventaire canadien des ressources en eau souterraine : Caractérisation hydrogéologique régionale et intégrée du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec*, p. 84.

Figure 6. Indice de vulnérabilité de l'aquifère fracturé du sud-ouest du Québec⁵⁹



Une fuite de pétrole brut qui surviendrait le long de la portion de l'Oléoduc Énergie Est qui traverse les municipalités de Mirabel, Sainte-Anne-des-Plaines et une partie de la ville de Terrebonne, est susceptible de contaminer une zone de recharge. Compte tenu de la bonne qualité de l'eau actuelle⁶⁰ et des difficultés associées aux opérations de nettoyage et décontamination⁶¹, cette ressource doit être protégée.

Dans la documentation déposée à l'ONÉ par TransCanada, aucune alternative n'a été envisagée pour suppléer à l'alimentation en eau potable des municipalités et entreprises qui pourraient être touchées par un déversement souterrain.

⁵⁹ Commission géologique du Canada (2013). *Inventaire canadien des ressources en eau souterraine : Caractérisation hydrogéologique régionale et intégrée du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec*, p. 75.

⁶⁰ Commission géologique du Canada (2013). *Inventaire canadien des ressources en eau souterraine : Caractérisation hydrogéologique régionale et intégrée du système aquifère fracturé du sud-ouest du Québec*, p. 1.

⁶¹ Environnement Canada (2010). *Contamination des eaux souterraines*, [en ligne (6 septembre 2016) : <https://www.ec.gc.ca/eau-water/default.asp?lang=Fr&n=6A7FB7B2-1>].

6. Récupération et nettoyage après un déversement

Les opérations de confinement et de récupération du pétrole brut peuvent s'avérer complexes en fonction, entre autres, du volume déversé, de la nature du produit, des caractéristiques de la zone impactée et des conditions météorologiques. Les conditions hydriques pour les déversements aquatiques et hydrogéologiques pour les déversements terrestres font aussi parties des facteurs à considérer.

L'oléoduc Énergie Est serait conçu pour transporter une grande variété de produits pétroliers⁶² allant des bruts légers aux bruts lourds. La nature des produits pourrait varier en fonction des sources d'approvisionnements et de l'évolution des marchés. Les différents types de pétrole seraient transportés par lots⁶³ contigus, c'est-à-dire qu'ils ne seraient pas séparés physiquement par une zone tampon. Une fuite pourrait donc entraîner un déversement de plus d'un type de pétrole.

Cette diversité de produits que transporterait l'oléoduc amène une grande variabilité des propriétés physico-chimiques de ceux-ci et subséquemment de leurs comportements dans l'environnement. Les conditions environnementales qui prévalent au moment d'un déversement influent également sur l'évolution du pétrole.

6.1 Milieux aquatiques

Les déversements en milieu aquatique sont particulièrement problématiques étant donné que les hydrocarbures peuvent être transportés sur de grandes distances en aval du point de fuite et être affectés par plusieurs processus d'altération qui rendent les interventions de confinement et récupération plus difficiles. Les effets d'un déversement en milieu aquatique pourraient d'ailleurs persister longtemps considérant que le taux de récupération mécanique des hydrocarbures dans ce type de milieu n'est que de 5 à 15 %, et ce, dans des conditions optimales⁶⁴.

En cas de déversement dans l'un des principaux cours d'eau de la Communauté, telle que les rivières des Outaouais, des Prairies, des Mîles-Îles et L'Assomption ou le fleuve Saint-Laurent, la présence de nombreuses zones de rapides pourrait représenter un obstacle majeur aux opérations de confinement et de récupération, telle que la mise en place d'estacades. Dans le cas du bitume dilué, les opérations de confinement et de récupération pourraient être encore plus complexes en milieu aquatique étant donné que ce type de pétrole, une fois séparé de ses diluants, tend à couler au fond.

Advenant que les méthodes employées pour récupérer les produits au fond de l'eau ne fonctionnent pas, TransCanada devrait s'en remettre à l'action bactérienne naturelle pour décomposer le bitume. Selon un rapport de l'INRS, dans les eaux froides, la dégradation du bitume par l'action bactériologique est toutefois très lente, voire absente, ce qui aurait pour effet de prolonger l'exposition des éléments vulnérables aux produits déversés⁶⁵.

En hiver, la présence d'un couvert de glace sur les cours d'eau peut rendre incertain le comportement du pétrole déversé⁶⁶. La dispersion plus importante que prévu lors d'un déversement de pétrole brut dans la rivière Yellowstone en 2015 a été causée par la présence de glace sur la rivière⁶⁷. D'une année à l'autre, la durée du couvert de glace qui se forme sur les plans d'eau varie en fonction du climat et de sa

⁶² Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 19: Accidents and Malfunctions, Section 3, Crude Oil Characteristics, Environment Fate, Transport and Effect*, p. 3-1 (réf./ONÉ - A77029-2 V19).

⁶³ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 3: Commercial, Section 5, Hydraulic Design*, p. 5-5 (réf./ONÉ - A76909-6 V3).

⁶⁴ Transport Canada (2013). *Un examen du régime canadien de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures par des navires*, p. 11.

⁶⁵ Michel Leclerc (2016). *Préoccupations visant la pérennité des ressources en eau superficielle de la Communauté métropolitaine de Québec en lien avec un déversement accidentel de pétrole*, Rapport INRS-ÉTÉ #1643, p. 29-30.

⁶⁶ Le Devoir (2014). *Scénarios du pire : Un déversement de pétrole à Cacouna souillerait la rive sud*, [en ligne (27 juillet 2016) : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/425362/projet-energie-est-scenarios-du-pire>].

⁶⁷ Stantec (2016). *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, p. 5.14 (réf./BAPE - No 324, EAU15).

localisation géographique. Dans la région métropolitaine, il y a généralement un couvert de glace de décembre à mars, voire parfois de novembre à avril.

Finalement, selon le Centre d'expertise hydrique : «*Bien que de nombreuses études aient porté sur le devenir des hydrocarbures pétroliers en milieu aquatique, il apparaît que des connaissances sont toujours manquantes pour une bonne compréhension des processus en jeu et une réponse adaptée à un déversement*⁶⁸».

6.2 Milieux terrestres

Lors d'un déversement de pétrole en milieu terrestre, le produit s'écoulera par gravité sur le sol et s'accumulera dans une dépression ou rejoindra un cours d'eau. Une partie du pétrole déversé s'infiltrera dans le sol jusqu'au moment où il rencontrera un horizon imperméable ou la présence d'une zone saturée en eau comme un aquifère. La proportion du pétrole qui s'écoule versus celui qui s'infiltré dépend de la perméabilité des sols et des caractéristiques du pétrole.

La vitesse d'écoulement (percolation) du bitume dilué (dilbit) dans le sol est plutôt lente puisqu'il est très visqueux. Il y aura donc peu de dommage pour un petit déversement dont l'intervention serait rapide et efficace permettant de récupérer le produit avant qu'il ne percole.

Par contre, lors d'un déversement majeur ou en présence de sols perméables où le pétrole s'infiltré dans le sol, la viscosité du dilbit le rend plus difficile à extraire en raison du piégeage des fractions lourdes dans les espaces interstitiels et de l'adsorption aux particules⁶⁹. De plus, après avoir subi certaines altérations naturelles (biodégradation, évaporation et solubilisation), le composant résiduel serait encore plus visqueux, et donc de plus en plus difficile à récupérer avec le temps.

Ainsi, l'infiltration d'un pétrole lourd est beaucoup plus lente que pour un pétrole léger. Tout comme pour les déversements en milieu aquatique, une partie des éléments légers du pétrole seront volatilisés. Au contact de l'eau souterraine, une partie des éléments sera solubilisée.

Une étude ayant recensé des sites contaminés aux États-Unis montre qu'un panache de contamination des fractions les plus légères du pétrole (BTEX⁷⁰) a déjà atteint une distance de 920 mètres⁷¹.

⁶⁸ Centre d'expertise en analyse environnementale de Québec (2015). *Hydrocarbures pétroliers : caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale – Études GENV22 et GENV23, Évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures*, p. vi (réf./BAPE - No 324, EAU2).

⁶⁹ U.S. Geological Survey (2001). *Natural Attenuation Strategy for Groundwater Cleanup Focuses on Demonstrating Cause and Effect*, [en ligne (20 juillet 2016) : <http://toxics.usgs.gov/pubs/eos-v82-n5-2001-natural/>].

⁷⁰ Les BTEX désignent le benzène, le toluène, l'Éthylbenzène et le xylène, trois composés légers des hydrocarbures.

⁷¹ Newell, C.-J. et J.-A. Connor (1998). *Characteristics of dissolved hydrocarbon plumes: Result of four studies*. 9 p.

7. Méthodes de franchissement de cours d'eau

Polytechnique Montréal dans son « Étude sur les traverses de cours d'eau dans le cadre de la construction et de l'exploitation des pipelines au Québec⁷² » identifie 4 méthodes de franchissement d'un cours d'eau : tranchée ouverte, tranchée isolée, sans tranchée et traverse aérienne.

Figure 7 : Exemple de méthode de franchissement par tranchée ouverte (grands cours d'eau)⁷³

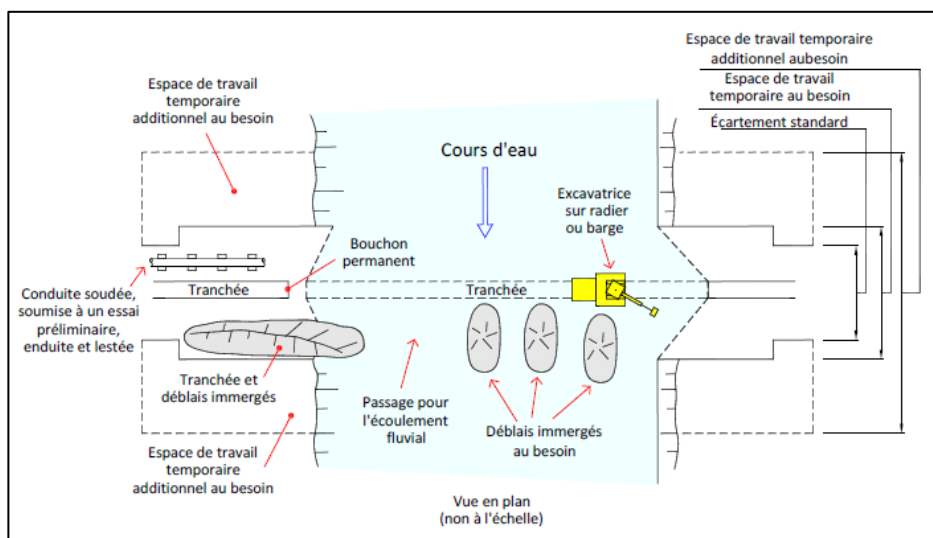
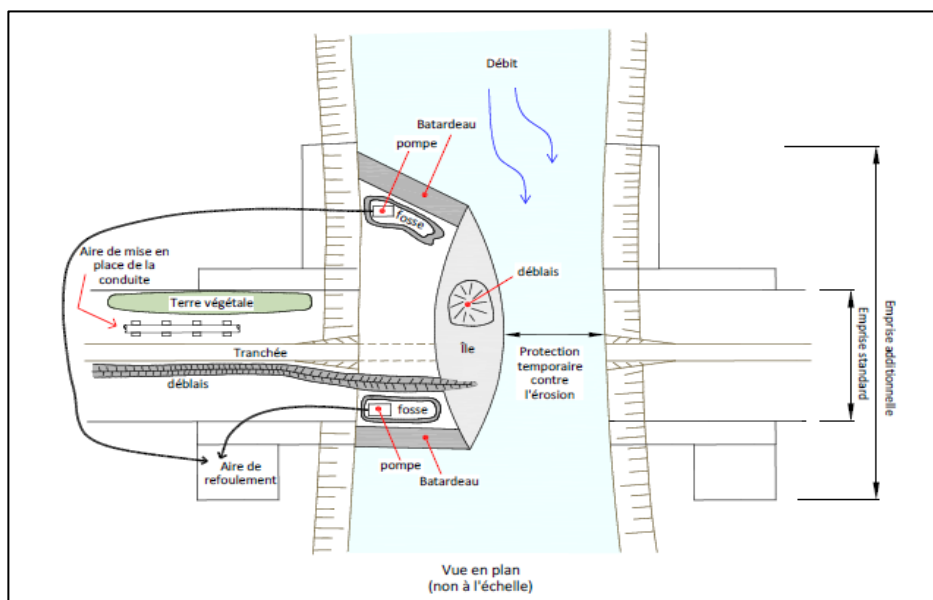


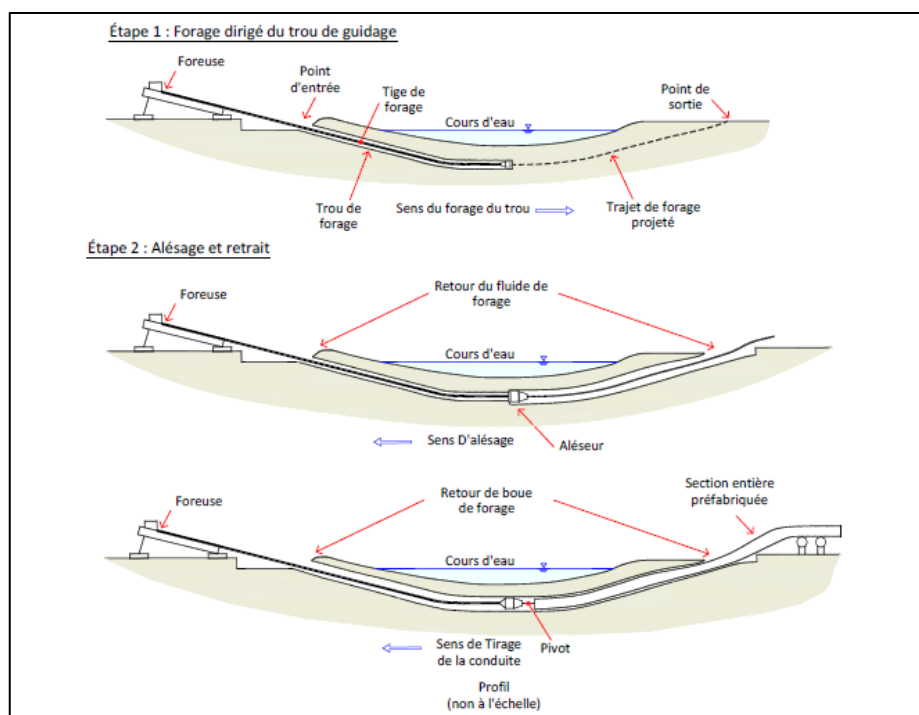
Figure 4 : Exemple de méthode de franchissement par tranchée isolée (dérivation de canal)⁷⁴



⁷² Polytechnique Montréal (2015). *Étude sur les traverses de cours d'eau dans le cadre de la construction et de l'exploitation des pipelines au Québec*, 151 p. (réf./BAPE - No 324, EAU09)

⁷³ Polytechnique Montréal (2015). *Étude sur les traverses de cours d'eau dans le cadre de la construction et de l'exploitation des pipelines au Québec*, p. 42 (réf./BAPE - No 324, EAU09)

⁷⁴ Polytechnique Montréal (2015). *Étude sur les traverses de cours d'eau dans le cadre de la construction et de l'exploitation des pipelines au Québec*, p. 48 (réf./BAPE - No 324, EAU09)

Figure 9 : Exemple de méthode de franchissement sans tranchée (forage dirigé)⁷⁵

Des 141 franchissements de milieu hydrique de surface situés sur le territoire de la Communauté, 104 seraient sur la canalisation principale et 37 sur la conduite latérale de Montréal. On compte quatre franchissements sans tranchées et 137 avec tranchée isolée.

Tableau 8 : Méthodes de franchissements des cours d'eau par l'oléoduc Énergie Est sur le territoire de la Communauté^{76,77,78}

Localisation	Méthodes de franchissement		
	Sans tranchée	Tranchée isolée	Total
Canalisation principale (Tronçon Québec)	1	103	104
Canalisation latérale (Latéral de Montréal)	3	34	37
Total	4	137	141

TransCanada a retenu, de façon préliminaire, la méthode de franchissement sans tranchée pour les rivières L'Assomption, des Mille-Îles et des Prairies ainsi que pour les rivières des Outaouais et du Nord situés en amont du territoire de la Communauté. Pour ces 5 franchissements, la compagnie a par la suite réalisé des études de faisabilité pour la méthode de construction par forage directionnel horizontal (FDH).

⁷⁵ Polytechnique Montréal (2015). *Étude sur les traverses de cours d'eau dans le cadre de la construction et de l'exploitation des pipelines au Québec*, p. 52 (réf./BAPE - No 324, EAU09)

⁷⁶ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 13: Maps, Appendix 13-74: Québec Segment – Saint André Est and Lachute Section Detailed Route Map* (réf./ONÉ - A77001-1 V13).

⁷⁷ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 13: Maps, Appendix 13-75: Québec Segment – Mascouche Section Detailed Route Map* (réf./ONÉ - A77001-2 V13).

⁷⁸ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 13: Maps, Appendix 13-91: Montréal Lateral Segment Detailed Route Map* (réf./ONÉ - A77002-8 V13).

TransCanada identifie des critères généraux qui ont été pris en considération pour choisir une méthode de franchissement⁷⁹. Par contre, elle ne présente pas les résultats de son analyse qui a justifié ce choix.

Tableau 9 : Sélection des méthodes de franchissement des grands cours d'eau⁸⁰

Cours d'eau	Processus de sélection des méthodes de franchissement			
	Méthode préliminaire	Étude préliminaire de faisabilité	Méthode alternative proposée	Commentaires
Territoire de la Communauté				
Rivière L'Assomption (canalisation principale)	Sans tranchée (FDH)	Faisable		Étape de la conception
Rivière des Mille-Îles, y compris un cours d'eau contigu (canalisation latérale)	Sans tranchée (FDH)	Faisable		Étape de la conception
Rivière des Prairies (canalisation latérale)	Sans tranchée (FDH)	Faisable		Étape de la conception
Hors Communauté				
Rivière des Outaouais (canalisation principale)	Sans tranchée (FDH)	Infaisable	Inconnue	En évaluation
Rivière du Nord (canalisation principale)	Sans tranchée (FDH)	Infaisable	Tranchée à ciel ouvert	Étape de la conception

Pour les rivières L'Assomption, des Mille-Îles et des Prairies, les études de faisabilité pour la méthode de construction par FDH se sont avérées concluantes. Par contre, selon ces études, la méthode par FDH n'est pas réalisable pour les rivières des Outaouais et du Nord. Dans le cas de la rivière du Nord, la méthode de construction alternative retenue est celle de tranchée ouverte. À ce jour, la méthode de franchissement de la rivière des Outaouais reste inconnue.

Le Comité de franchissement des cours d'eau par des pipelines au Canada (CFCEPC) insiste sur l'importance d'évaluer adéquatement les incidences environnementales nuisibles d'un franchissement et notamment les effets sur l'utilisation de l'eau en aval. Selon le CFCEPC : « *Le fardeau revient au promoteur d'entreprendre une évaluation convenable afin d'assister à la sélection de la technique de franchissement et de communiquer la probabilité de succès de la méthode sélectionnée à toutes les parties impliquées dans la révision du projet*⁸¹. »

⁷⁹ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design, Section 2: General Design*, p. 2-9 (réf./ONÉ - A76910-4 V4).

⁸⁰ Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Consolidated Application, Volume 4: Pipeline Design, Section 3: Pipeline-Specific Information*, p. 3-25 et. 3-61 (réf./ONÉ - A76910-4 V4).

⁸¹ Comité de franchissement des cours d'eau par des pipelines au Canada (1999). *Franchissement des cours d'eau : deuxième édition*, p. 4-9.

CONCLUSION

Plusieurs éléments représentent des menaces à l'intégrité du pipeline et pourraient être à l'origine de bris, fuites et déversements de pétrole dans l'environnement.

La fréquence des déversements est sous-estimée par TransCanada. Même si la récurrence des événements demeure peu élevée, les volumes de pétrole qui seraient répandus dans l'environnement pourraient être très importants.

L'oléoduc transporterait une grande variété de produits pétroliers aux caractéristiques très différentes apportant une imprévisibilité de leurs comportements dans l'environnement. Certains, comme le bitume dilué, peuvent couler sous certaines conditions rendant les techniques de confinement et de récupération inefficace.

L'oléoduc Énergie Est traversera de nombreux cours d'eau sur le territoire de la Communauté dont plusieurs importants comme les rivières L'Assomption, des Mille-Îles et des Prairies et également les rivières des Outaouais et du Nord tout juste en amont du territoire de la Communauté. Il n'est pas possible d'évaluer la méthode de franchissement de la rivière des Outaouais, puisqu'elle n'est pas connue.

Des exemples de déversements dans des milieux hydriques sont nombreux et leurs conséquences importantes. Les ressources en eau de la région métropolitaine, desquelles dépendent plusieurs industries, commerces, citoyens et écosystèmes, présentent une vulnérabilité importante.

L'incertitude entourant la méthode de franchissement de la rivière des Outaouais, le comportement imprévisible des pétroles dans un réseau hydrique complexe comme celui de la Communauté, jumelé à la vulnérabilité des prises d'eau desservant plus de 3 millions de personnes rend ce projet inacceptable.