

Titre: Vulnérabilité des usines de traitement d'eau potable de la région
Title: métropolitaine de Montréal aux déversements accidentels
d'oléoducs

Auteur: Simon Barrette
Author:

Date: 2018

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Barrette, S. (2018). Vulnérabilité des usines de traitement d'eau potable de la
Citation: région métropolitaine de Montréal aux déversements accidentels d'oléoducs
[Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.
<https://publications.polymtl.ca/3085/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie:
PolyPublie URL: <https://publications.polymtl.ca/3085/>

**Directeurs de
recherche:** Michèle Prévost, Sarah Dorner, & Françoise Bichai
Advisors:

Programme: Génie civil
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

VULNÉRABILITÉ DES USINES DE TRAITEMENT D'EAU POTABLE DE LA RÉGION
MÉTROPOLITAINE DE MONTRÉAL AUX DÉVERSEMENTS ACCIDENTELS
D'OLÉODUCS

SIMON BARRETTE

DÉPARTEMENT DES GÉNIES CIVIL, GÉOLOGIQUE ET DES MINES
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE CIVIL)

AVRIL 2018

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

VULNÉRABILITÉ DES USINES DE TRAITEMENT D'EAU POTABLE DE LA RÉGION
MÉTROPOLITAINE DE MONTRÉAL AUX DÉVERSEMENTS ACCIDENTELS
D'OLÉODUCS

présenté par : BARRETTE Simon

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. COMEAU Yves, Ph. D., président

Mme PRÉVOST Michèle, Ph. D., membre et directrice de recherche

Mme DORNER Sarah, Ph. D., membre et codirectrice de recherche

Mme BICHAÏ Françoise, Ph. D., membre et codirectrice de recherche

Mme CARRIÈRE Annie, M.Sc.A., membre

REMERCIEMENTS

Je commencerai en soulignant l'apport indispensable de Michèle Prévost dans la réalisation de mon projet d'étude. Je serai toujours reconnaissant de la confiance et de la liberté dont tu m'as fait part dans la réalisation de ce projet d'envergure. Merci pour ton aide précieuse, pour avoir su me ramener sur le droit chemin lorsque nécessaire et pour tes nombreuses idées créatives qui ne cessent de m'impressionner.

Merci à mes codirectrices Sarah Dorner et Françoise Bichai pour les apports multiples dans un projet qui nécessitait une approche multidisciplinaire. Sans votre aide et votre temps précieux, le projet n'aurait jamais abouti à sa forme actuelle.

Merci à tous les membres de la Chaire industrielle CRSNG en eau potable. Vous formez une équipe dynamique et joviale chez qui il fait bon évoluer. Merci à Benoit Barbeau, Natasha McQuaid, Shokoufeh Nour et Élise Deshommes de m'avoir apporté des remarques et des conseils très pertinents. Un merci spécial à Laura Razafinjanahary pour sa disponibilité et son sens de la responsabilité qui offrent aux étudiants un soutien indispensable. Merci aux autres étudiants et au personnel de recherche pour votre collaboration, votre soutien et pour les échanges d'idées formidables.

Merci à tous les partenaires de la Chaire de recherche. Votre implication contribue au rayonnement de la science et du génie québécois par l'intermédiaire d'un partenariat formidable qui valorise avant tout l'entraide.

Merci aux différentes municipalités impliquées dans le projet pour s'être prêtées à l'exercice du partage d'information. Sans votre collaboration, la réalisation des présents travaux aurait été impossible.

Finalement, merci au CRSNG pour le soutien financier lors de la réalisation de mon projet d'étude. Sans cette aide financière, mon implication à temps complet dans le projet n'aurait jamais été possible.

RÉSUMÉ

Dans les dernières années, plusieurs déversements d'oléoduc importants sont survenus sur le territoire Nord-Américain. Dans certains cas, la contamination subséquente d'un cours d'eau a forcé la fermeture de prises d'eau brute alimentant des usines de traitement de l'eau potable (UTEP) pour une durée prolongée. La possible implantation du projet d'oléoduc Énergie Est et le projet d'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge a récemment ramené dans le débat public la question de la vulnérabilité des UTEP située sur le territoire de la Communauté Métropolitaine de Montréal (CMM) par rapport à ce type d'infrastructures. Deux autres oléoducs d'importance sont présents sur ce territoire, soit l'oléoduc Trans-Nord et l'oléoduc St-Laurent. Dans la région, 27 UTEP alimentant plus de 3,3 millions de personnes sont actuellement situées en aval hydraulique d'au moins un oléoduc. Considérant l'état de dégradation de certaines de ces infrastructures, une analyse du risque s'imposait afin d'avoir l'heure juste sur la situation.

L'objectif de l'analyse qui a été réalisée était d'évaluer, pour les UTEP situées sur le territoire de la CMM, les risques associés à un déversement accidentel d'oléoduc en amont de leurs prises d'eau de surface. L'analyse devait permettre d'émettre une série de recommandations sur les mesures de mitigations à considérer pour les UTEP en situation de vulnérabilité ainsi que d'éclairer les municipalités relativement à l'élaboration d'un protocole de réaction adéquat en cas de déversement.

Pour réaliser l'analyse, les éléments suivants ont dû être recensés :

- L'état des connaissances sur les déversements d'oléoducs et le devenir des hydrocarbures une fois libérés dans l'environnement.
- Les contextes réglementaires québécois et canadien relativement au transport d'hydrocarbures par oléoduc et à la présence d'hydrocarbures dans l'eau potable.
- La liste complète des oléoducs présents sur le territoire de la CMM, leur état de dégradation, les types d'hydrocarbures transportés ainsi que les volumes.
- La liste complète des prises d'eau de surface potentiellement affectées par un déversement et l'information disponible sur les UTEP puisant leur eau en surface. Cela comprenait les unités de traitement disponibles, la capacité de détection des hydrocarbures, la capacité de production, la production moyenne, la capacité de stockage,

les sources d'approvisionnement alternatives disponibles ainsi que la population desservie.

- L'hydrodynamique des cours d'eau de la région.

En l'absence d'un protocole établi, une méthode originale d'évaluation du risque a été développée. L'utilisation d'études de cas de déversement d'hydrocarbures permet de combler certaines lacunes au niveau de la littérature. L'évaluation du risque se base sur l'état des oléoducs, le mode de transmission des contaminants à la suite d'un déversement et les conséquences qu'engendrerait la contamination d'une prise d'eau brute. Un modèle semi-quantitatif a été développé afin d'évaluer la probabilité de contamination de chaque prise d'eau brute du territoire advenant des déversements en différents points. La conséquence qu'engendrerait une contamination de la prise d'eau brute de chacune des 27 UTEP a été évaluée en se basant sur la capacité d'éliminer les contaminants dangereux (benzène, toluène, éthylbenzène, xylène et benzo[a]pyrène), la possibilité d'avoir recours à une source d'appoint alternative et le nombre de consommateurs potentiellement affectés.

Les travaux entrepris ont permis d'identifier huit UTEP du territoire qui font face à un risque important. Ces UTEP se situent majoritairement sur la rivière des Mille-Îles et sur la rivière des Prairies. L'oléoduc Trans-Nord et la ligne 9B d'Enbridge sont les vecteurs de risque les plus importants pour la région.

Pour les UTEP présentant un niveau de risque important, une série de mesure de mitigation est proposée. L'ajout d'instruments de détection des hydrocarbures est recommandé afin de réduire au maximum la durée de fermeture des prises d'eau en cas de déversement. La recherche de sources d'approvisionnement alternatives et la mise sur pied de plans de restriction à l'usage de l'eau potable en cas de fermeture de la prise d'eau doivent de plus être priorisées.

En terminant, on recommande de reconnaître le caractère particulier du territoire de la CMM relativement à la proximité entre les oléoducs et les prises d'eau brute. Cette reconnaissance de la part des autorités compétentes devrait être accompagnée de l'imposition de mesures d'inspection accrues pour les compagnies exploitantes ainsi que d'une plus grande transparence de leur part.

ABSTRACT

In recent years, several major oil spills have occurred in North America. In some cases, a subsequent contamination of a watercourse has forced drinking water treatment plants (DWTPs) to close their raw water intakes for an extended period of time. The possible implementation of the Energy East Pipeline project and the Enbridge Line 9B reversal project recently brought into the public debate some questions about the vulnerability of the DWTPs located on Montreal Metropolitan Community (MMC) territory. Two other major pipelines are located in this territory, the Trans-Northern Pipeline and the St-Lawrence Pipeline. In the region, 27 DWTPs, supplying more than 3.3 million people, are currently located downstream of at least one pipeline. Considering the state of degradation of some of these infrastructures, an analysis was necessary in order to assess the situation.

The objective of the assessment was to evaluate, for the DWTPs located on the MMC territory, the risks associated with an accidental oil spill upstream of their surface water intakes. The assessment was intended to produce a series of recommendations concerning mitigation measures to be considered for the vulnerable DWTPs, as well as to help municipalities regarding the development of an appropriate response protocol following a spill.

To carry out the assessment, the following elements had to be identified:

- The state of scientific knowledge about oil spills and the fate of hydrocarbons once released into the environment.
- The regulatory contexts in Quebec and in Canada with respect to the transportation of hydrocarbons by pipeline and the presence of hydrocarbons in drinking water.
- A complete list of the pipelines located on the MMC territory, their state of degradation, the types of mix transported as well as the volumes.
- The complete list of surface water intakes that could be affected by a spill and the available information on the DWTPs drawing their water from these intakes. This included available treatment units, hydrocarbon detection capacity, production capacity, average production, storage capacity, available alternative sources of supply, and the population served.

- The hydrodynamics of the region's rivers.

In the absence of an established protocol, an original risk assessment method was developed. The use of oil spill case studies helped to fill some gaps in the literature. The risk assessment protocol is based on the pipelines characteristics (including state of degradation), the transmission of contaminants following a spill, and the consequences that would result from the contamination of a raw water intake. A semi-quantitative model was developed to assess the probability of contamination of each water intake in the event of spills. Spills at different locations were taken into account. The consequence resulting from a contamination at the 27 DWTPs was evaluated based on the ability to remove hazardous contaminants (benzene, toluene, ethylbenzene, xylene and benzo[a]pyrene), the possibility of using an alternative supply and the number of potentially affected consumers.

The assessment identified eight DWTPs that face a significant risk. These DWTPs are located mainly on the Mille-Iles River and on the Prairies River. The Trans-Northern Pipeline and Enbridge's Line 9B are the most important risk vectors in the region.

For the DWTPs presenting a high level of risk, a number of different mitigation measures are proposed. Adding hydrocarbon detection instruments is recommended to minimize the closing time of a water intake in the event of a spill. The search for alternative sources to supply the demand and the establishment of a restriction protocol on water usage in the event of a water intake closure must also be prioritized.

In conclusion, it is recommended to recognize the special character of the MMC territory with respect to the proximity between pipelines and raw water intakes. This recognition by the competent authorities should be accompanied by the imposition of increased inspection measures for the operating companies as well as greater transparency on their part.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	III
RÉSUMÉ.....	IV
ABSTRACT	VI
TABLE DES MATIÈRES	VIII
LISTE DES TABLEAUX.....	XII
LISTE DES FIGURES.....	XIV
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XV
LISTE DES ANNEXES.....	XVI
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Mise en contexte.....	2
1.2 Approche d'évaluation du risque	3
1.3 Objectifs	6
1.4 Structure du document	7
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	8
2.1 Documents servant d'assise à l'analyse	8
2.2 Les mélanges d'hydrocarbures.....	10
2.2.1 Composition	10
2.2.2 Composés problématiques pour l'eau potable	11
2.2.3 Abattement des composés problématiques en usine de traitement	13
2.3 Les déversements d'oléoduc en eau douce	15
2.3.1 Les phénomènes de météorisation.....	15
2.3.2 Les catégories de mélange.....	17
2.3.3 Les mélanges émergents.....	19

2.3.4	Fréquence des déversements et volumes impliqués	20
2.4	La modélisation de déversements d'hydrocarbures	22
2.4.1	Pourquoi modéliser?	22
2.4.2	Capacité et limites des modèles disponibles	23
2.4.3	Exemples de modèles disponibles	25
2.5	Transport d'hydrocarbures par oléoduc : le cadre réglementaire.....	28
2.5.1	Le cadre réglementaire fédéral	28
2.5.2	Le cadre réglementaire provincial	29
CHAPITRE 3 CARACTÉRISTIQUES DE LA RÉGION MÉTROPOLITAINE DE MONTRÉAL		30
3.1	Les infrastructures de transport et les produits transportés	31
3.1.1	Oléoduc Trans-Nord.....	33
3.1.2	Oléoduc St-Laurent	35
3.1.3	Oléoduc 9B d'Enbridge.....	36
3.1.4	Oléoduc Énergie Est.....	37
3.1.5	Pipeline de Montréal	39
3.1.6	Commentaires sur les plans d'urgence et les efforts de modélisation.....	40
3.1.7	Produits transportés	40
3.2	Les usines de traitement d'eau potable	41
3.2.1	Prises d'eau brute de surface	42
3.2.2	Procédés de traitements disponibles.....	43
3.2.3	Capacité de production et stockage	43
3.2.4	Population desservie par les réseaux de distribution.....	43
3.3	L'hydrodynamique de la région	44
3.3.1	Stations hydrométriques	45

3.3.2	Débit des cours d'eau	46
3.3.3	Modèles hydrodynamiques	47
3.3.4	Ouvrages de rétention.....	48
3.4	Les données météorologiques	49
CHAPITRE 4 ANALYSE DE RISQUE		50
4.1	Étendue de l'analyse de risque	53
4.2	Études de cas	53
4.2.1	Déversement d'oléoduc : Pine River, Colombie-Britannique.....	55
4.2.2	Déversement d'oléoduc : Ligne 6B, Marshall, Michigan	56
4.2.3	Déversement d'oléoduc : Silvertip pipeline, Laurel, Montana	57
4.2.4	Déversement d'oléoduc : Red Deer River, Alberta.....	58
4.2.5	Déversement d'oléoduc : Poplar pipeline, Glendive, Montana	59
4.2.6	Déversement d'oléoduc : Long Lake, Alberta	60
4.2.7	Déversement d'oléoduc : Rivière Saskatchewan Nord, Saskatchewan	61
4.2.8	Déraillement de train : Lac Mégantic, Québec	63
4.2.9	Déraillement de train : Gogama, Ontario	65
4.2.10	Bris d'une conduite d'alimentation : Longueuil, Québec	66
4.3	Méthodologie	67
4.3.1	Étape 1 : Vulnérabilité des UTEP	67
4.3.2	Étape 2 : Évaluation de la conséquence	70
4.3.3	Étape 3 : Probabilité de contamination des prises d'eau brute.....	72
4.3.4	Étape 4 : Probabilité de défaillance des oléoducs	78
4.3.5	Étape 5 : Évaluation du risque.....	80
4.4	Résultats et analyse	84

4.5	Discussion	94
CHAPITRE 5 MESURES DE MITIGATION		97
5.1	Réduction du risque de défaillance des oléoducs	98
5.2	Amélioration de l'intervention en cas d'urgence	99
5.3	Réduction de la conséquence	100
5.3.1	Ajout de filières de traitement aux UTEP	100
5.3.2	Augmentation de la capacité de stockage	101
5.3.3	Distribution d'une eau dépassant les normes et recommandations	101
5.3.4	Ajout d'instruments de détection des hydrocarbures aux UTEP	102
5.3.5	Évaluation approfondie des sources alternatives disponibles	103
5.3.6	Mise sur pied d'un plan de restriction d'urgence à l'utilisation de l'eau potable	104
5.3.7	Distribution d'eau embouteillée ou par camion-citerne	105
5.3.8	Distribution de systèmes de traitement aux points d'utilisation	106
CHAPITRE 6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS		107
BIBLIOGRAPHIE		113
ANNEXES.....		123

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1: Composition chimique de différents mélanges d'hydrocarbures	11
Tableau 2.2: Normes et recommandation relatives aux hydrocarbures dans l'eau potable	12
Tableau 2.3: Efficacité des procédés pour l'enlèvement des composés problématiques	13
Tableau 3.1: Les oléoducs du territoire de la CMM	32
Tableau 3.2 : Débit journalier moyen du Pipeline de Montréal	39
Tableau 3.3 : Proportion des composés problématiques présents dans différents mélanges	41
Tableau 3.4: Liste des stations hydrométriques du territoire	45
Tableau 3.5: Débits des cours d'eau de la région.....	47
Tableau 4.1: Portée de l'analyse de risque	53
Tableau 4.2: Capacité des UTEP à faire face à une contamination de leur source d'eau brute.....	84
Tableau 4.3: Ampleur de la conséquence associée à l'impossibilité de distribuer une eau de qualité	85
Tableau 4.4: Risque en cas de déversement de la ligne 9B (scénario 1).....	86
Tableau 4.5: Risque en cas de déversement de l'oléoduc St-Laurent (scénario 1)	87
Tableau 4.6: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Trans-Nord (scénario 1)	87
Tableau 4.7: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Énergie Est (scénario 1).....	88
Tableau 4.8: Niveau de risque associé à une contamination résultante d'un déversement d'oléoduc pour les UTEP du territoire de la CMM.....	91
Tableau A.1: Caractéristiques des UTEP	124
Tableau B.1: Débit de BTEX circulant dans les oléoducs	137
Tableau B.2: Caractéristiques et indices de défaillance des traverses d'oléoduc	139
Tableau C.1: Validation du modèle de transmission des contaminants	141
Tableau D.1: Risque en cas de déversement de la ligne 9B.....	143

Tableau D.2: Risque en cas de déversement de l'oléoduc St-Laurent	144
Tableau D.3: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Trans-Nord	145
Tableau D.4: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Énergie Est.....	146
Tableau D.5: Risque global associé à la ligne 9B	147
Tableau D.6: Risque global associé à l'oléoduc St-Laurent	148
Tableau D.7: Risque global associé à l'oléoduc Trans-Nord.....	149
Tableau D.8: Risque global associé à l'oléoduc Énergie Est.....	150
Tableau D.9 : Risque combiné des UTEP du territoire de la CMM en présence d'un couvert de glace	151

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1: Les phénomènes de météorisation	15
Figure 2.2: Temporalité des phénomènes de météorisation	16
Figure 3.1: Municipalités membres de la CMM	30
Figure 3.2: Tracés des oléoducs du territoire de la CMM.....	32
Figure 3.3: Prises d'eau brute à risque sur le territoire de la CMM.....	42
Figure 3.4 : Emplacement des stations hydrométriques du territoire.....	46
Figure 4.1: Transmission du risque entre l'oléoduc et le consommateur.....	51
Figure 4.2: Réponse optimale d'une UTEP à la suite d'un déversement d'oléoduc	68
Figure 4.3: Croisement entre la probabilité de contamination et la conséquence.....	81
Figure 4.4: Croisement entre la probabilité de défaillance et le risque en cas de déversement	82
Figure 4.5: Niveau de risque des UTEP du territoire	92
Figure 5.1: Mesures de mitigation du risque	98
Figure A.1: Tracé médian pour l'évaluation de la distance	131
Figure B.1: Traverses de cours d'eau du territoire.....	138
Figure D.1 : Niveau de risque des UTEP du territoire en présence d'un couvert de glace.....	152

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

BAPE	Bureau d’Audiences Publiques sur l’Environnement
BTEX	Benzène, Toluène, Éthylbenzène et Xylène
CAG	Charbon Activé en Grain
CAP	Charbon Activé en Poudre
CH	Centre Hospitalier
CHSLD	Centre d’Hébergement de Soins de Longue Durée
CMA	Concentration Maximale Acceptable
CMM	Communauté Métropolitaine de Montréal
HAM	Hydrocarbures Aromatiques Monocycliques
MDDELCC	Ministère du Développement Durable, de l’Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques
MSP	Ministère de la Sécurité Publique
OE	Ordre Esthétique
OMS	Organisation Mondiale de la Santé
ONÉ	Office Nationale de l’Énergie
HAP	Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
RBQ	Régie du Bâtiment du Québec
RPEP	Règlement sur le Prélèvement des Eaux et leur Protection
RQEP	Règlement sur la Qualité de l’Eau Potable
SIG	Système d’Information Géographique
USEPA	United States Environmental Protection Agency
UTEP	Usine de Traitement de l’Eau Potable

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A	CARACTÉRISTIQUES DES UTEP DU TERRITOIRE DE LA CMM.....	123
ANNEXE B	CARACTÉRISTIQUES DES TRAVERSES D'OLÉODUC.....	136
ANNEXE C	VALIDATION DU MODÈLE DE TRANSMISSION.....	140
ANNEXE D	RÉSULTATS DE L'ANALYSE DE RISQUE.....	142

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Ces dernières années, l'accroissement de la production de pétrole brut, notamment en provenance des sables bitumineux de l'Alberta et de la formation de Bakken au Dakota du Nord, est venu créer un besoin supplémentaire sur le territoire canadien relativement au transport d'hydrocarbures (Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), 2016). Plusieurs projets majeurs de construction ou d'accroissement de la capacité d'oléoducs existants ont vu le jour depuis 2010 et ont dû être soumis à une évaluation par l'Office National de l'Énergie (ONÉ) afin d'être approuvés. Ce processus d'évaluation, qui implique une série d'audiences publiques, a démontré à plusieurs reprises qu'il existe une crainte chez certains intervenants relativement à la contamination potentielle de sources d'eau potable suite à une défaillance des infrastructures de transport d'hydrocarbures. Le Québec n'échappe pas à ce constat : le projet d'inversion et d'accroissement de la ligne 9B de l'exploitant Enbridge (approuvé en 2015) ou encore celui de l'implantation de l'oléoduc Énergie Est par TransCanada (projet depuis abandonné) ont permis à certains groupes d'influence d'exprimer leur opposition aux projets en citant la protection des sources d'eau potable comme un facteur très important (Environmental Defence Canada, Transition Initiative Kenora, & The Council of Canadians, 2016; Fondation David Suzuki (DSF), Société pour la nature et les parcs (SNAP), & WWF-Canada, 2015). Afin d'exprimer son opposition au projet Énergie Est, le risque qu'engendre la proximité entre les oléoducs et une multitude de prises d'eau brute de surface dans la région métropolitaine de Montréal a notamment été soulevé par la Communauté Métropolitaine de Montréal (CMM), qui représente 82 municipalités limitrophes au territoire montréalais (Communauté Métropolitaine de Montréal, 2016). Mais qu'en est-il vraiment? Cette crainte d'une contamination des sources d'eau potable suite à un déversement d'oléoduc sur le territoire est-elle basée sur un argumentaire rationnel? Il semble que les positions exprimées par les parties concernées soient pour l'instant basées sur une perception du risque guidée par les émotions humaines plutôt que par un processus scientifique rigoureux. Dans cette optique, une évaluation plus approfondie de la problématique s'impose et c'est ce sur quoi se penchera le présent ouvrage en tentant de faire la lumière sur le risque réel que représente le transport d'hydrocarbures par oléoduc pour les sources d'eau potable, plus particulièrement sur le territoire couvert par la CMM.

1.1 Mise en contexte

Suite à la défaillance d'infrastructures de transport d'hydrocarbures, plusieurs déversements importants sont survenus ces dernières années en Amérique du Nord. Ces déversements ont parfois entraîné des conséquences majeures, particulièrement lorsque les rejets ont atteint des cours d'eau. Des exemples concrets survenus récemment sur le territoire canadien nous ont démontré que, dans certains cas, une usine de traitement d'eau potable (UTEP) puisant son eau brute en aval d'un point de déversement d'hydrocarbures pouvait potentiellement se retrouver en situation précaire pour une durée prolongée. Pensons à la contamination de la rivière Chaudière par du pétrole brut léger à la suite du déraillement de train survenu à Lac Mégantic en 2013 : ce déversement a mené à la fermeture de cinq prises d'eau potable pendant 75 jours (Galvez-Cloutier, Guesdon, & Fonchain, 2014). On peut aussi évoquer le déversement d'un oléoduc de brut lourd dilué survenu sur la Rivière Saskatchewan Nord en juillet 2016, où trois prises d'eau potable ont dû être fermées pendant 57 jours (Husky Energy Inc., 2016). Dans ces deux cas, la situation catastrophique d'une pénurie d'eau potable a pu être évitée en raison de la présence de sources alternatives étant en mesure de combler la demande des réseaux de distribution.

Sur le territoire de la CMM, en plus de la ligne 9B d'Enbridge mentionnée plus haut, deux autres oléoducs à débit important transitent actuellement par les raffineries de l'est de l'Île de Montréal. Ces infrastructures vieillissantes traversent plusieurs cours d'eau qui sont utilisés comme source d'eau potable. Au total, 27 UTEP appartenant à des membres de la CMM puisent leur eau brute d'une prise d'eau de surface située sur un cours d'eau en aval d'une de ces traverses. Ces 27 UTEP alimentent près de 3,3 millions de personnes. Présentement, la vulnérabilité de chacune des usines par rapport à différents scénarios de déversement n'est pas adéquatement documentée. Ce sujet sensible est traité en surface par l'industrie, par l'entremise de plans d'intervention d'urgence, mais la documentation adéquate est manquante. En dressant des parallèles avec les deux déversements identifiés plus haut, notamment la proximité encore plus grande pour la région montréalaise entre certaines des prises d'eau de surface et les traverses d'oléoduc, on ne peut écarter la possibilité d'une contamination prolongée. Un tel événement pourrait entraîner une crise d'approvisionnement en eau potable majeure et nécessiter une logistique réactionnelle très complexe, surtout si l'on considère que la majorité des UTEP n'ont pas accès à une source

d'eau alternative. Face à cette situation, les personnes responsables de la qualité de l'eau potable dans les différentes municipalités sont aux prises avec une multitude d'interrogations :

- Quels sont les contaminants à surveiller en cas de déversement?
- Comment peut-on détecter leur présence dans l'eau brute?
- Quelles seraient la durée typique et l'intensité d'une contamination?
- Existe-t-il des traitements pour procéder à l'enlèvement des composés problématiques?
- Les réserves d'eau potable seraient-elles suffisantes pour faire face à un épisode de contamination?
- Quelles alternatives sont disponibles advenant la fermeture prolongée de la prise d'eau?

Pour répondre à ces questions et dans l'optique de mettre de l'avant des mesures de mitigation adaptées aux particularités de la région, une analyse approfondie du risque que représentent les déversements d'oléoduc doit être réalisée. L'information recueillie pourra de plus renseigner les municipalités sur le niveau de vulnérabilité qu'engendre la présence d'oléoducs pour leur source d'eau potable. Cette information doit d'ailleurs être incluse dans l'analyse de vulnérabilité des sources qui doit être produite avant le 1^{er} avril 2021 selon le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) (Ministère du Développement durable, 2015).

1.2 Approche d'évaluation du risque

Un déversement d'oléoduc atteignant un cours d'eau douce représente un événement de faible probabilité pouvant entraîner une multitude de graves conséquences. Ces conséquences incluent entre autres, la contamination temporaire de la colonne d'eau et des organismes aquatiques y évoluant, la contamination à long terme des sédiments, le risque de relargage de produits dangereux ou encore le salissage de la végétation et des sols situés en bordure du cours d'eau pour ne nommer que ceux-là. Pour ce type d'évènement, la réaction optimale à mettre en place pour faire face à la crise diffère complètement des opérations normales puisque chacune des conséquences doit être atténuée individuellement. S'il est important de tenir compte de toutes ces variables dans une évaluation globale du risque que pose un oléoduc pour les plans d'eau situés en aval, la présente analyse s'attardera seulement à une conséquence spécifique d'un tel évènement : la possibilité d'une contamination de l'eau brute puisée en surface par les UTEP de

la région. En ce sens, les résultats de l'analyse de risque ne doivent pas servir à statuer sur le niveau de risque global que posent les oléoducs, mais bien servir d'indicateurs dans une évaluation exhaustive.

La probabilité qu'un déversement d'oléoduc survienne et les volumes possiblement impliqués suscitent actuellement des débats entre les acteurs de l'industrie et les parties prenantes qui s'inquiètent des possibles répercussions d'un tel accident. S'il est important, dans un contexte de planification des mesures d'urgence, de statuer sur des scénarios crédibles de déversement, il semble que ce débat prend trop d'espace relativement à ce qui adviendrait à la suite d'un déversement. Dans cette optique, les travaux qui sont entrepris ne chercheront pas à trouver la cause d'un éventuel déversement d'oléoduc, mais bien à analyser les conséquences d'un tel événement en utilisant une approche déterministe. Selon les travaux sur la gestion des risques de la commission européenne (Poljanšek, Marin Ferrer, De Groeve, & Clark, 2017), ce type d'approche permet de considérer l'impact d'un événement particulier ou d'une combinaison d'événements sans égard à la probabilité de survenance afin de statuer si les conséquences sont potentiellement atténuables. Ce raisonnement est approprié lorsqu'il est impossible de mettre sur pied un modèle stochastique complet en raison du manque de données probantes et sert généralement de point de départ à une analyse de risque plus poussée. En effet, le manque de données ne doit pas servir d'excuse à la non-réalisation d'une analyse de risque, puisqu'un événement, aussi improbable qu'il soit, pourrait survenir dès demain matin. Considérant la gravité des conséquences potentielles, il est impératif d'avoir au minimum une idée de comment y faire face. De plus, une analyse préliminaire du risque permet de mieux cerner l'information à recueillir afin de dresser un portrait plus précis de la situation dans une étude future.

Aux fins d'analyse, nous considérerons donc un déversement d'oléoduc venant affecter la qualité de l'eau brute utilisée par une UTEP du territoire de la CMM comme étant une situation possible et probable. Cette hypothèse reposera sur une multitude de cas de déversements qui se sont produits dans les dernières années sur des oléoducs similaires à ceux présents sur le territoire. Plusieurs de ces événements seront explorés dans des études de cas contenues dans le présent document. Les résultats obtenus à l'aide de l'analyse seront donc exploratoires et dresseront un portrait du risque relatif auquel pourraient être exposées les usines si un déversement devait survenir.

L'analyse de risque consistera en une évaluation des conséquences potentielles que pourrait engendrer un déversement d'oléoduc à chaque point où un oléoduc traverse un cours d'eau du territoire étant utilisé comme source d'eau potable. L'effet sur l'eau brute puisée par chacune des UTEP situées en aval de l'infrastructure sera par la suite évalué. L'effet cumulatif du risque sera pris en compte lorsque plusieurs oléoducs sont présents en aval d'une prise d'eau brute. Même si le projet a été abandonné, l'effet de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada sur le risque sera inclus dans l'analyse. Cela permettra d'évaluer l'impact relatif que pourrait engendrer l'implantation de nouvelles infrastructures de transport d'hydrocarbures sur le territoire.

En terminant, il est de mise d'exprimer certains principes directeurs qui guideront la présente analyse de risque. Commençons par mentionner que notre capacité à comprendre et à prédire précisément le comportement des hydrocarbures dans l'environnement à la suite d'un déversement accidentel est encore assez limitée (Lee et al., 2015). Puisque dans certains cas l'information disponible est incomplète ou encore manquante pour certains des facteurs qui sont pris en compte, la méthodologie adoptée prônera un conservatisme et supposera des valeurs représentant par défaut une condition défavorable. Si possible, cette condition défavorable sera dictée par un cas passé de déversement en eau douce. L'entièreté du travail sera effectuée de manière à ce que de l'information nouvelle soit facilement intégrable afin de mieux préciser le risque. On doit garder en tête que même si un processus d'analyse de risque rigoureux tentera de s'écarter le plus possible de la subjectivité, il est impossible de complètement s'en défaire. Une telle analyse s'inscrit dans un processus où des questions scientifiques sont soulevées, mais où le côté objectif de la science n'est pas toujours en mesure d'offrir une réponse adéquate. Dans cet ordre d'idée, il est possible que le point de vue de l'auteur diffère de la vision que pourrait avoir une tierce partie face à la même situation. En établissant lui-même la définition du risque et les différentes conditions lui étant associées, l'auteur s'expose invariablement à un certain biais dans la réalisation de l'analyse et dans la formulation des solutions (Fingas, M., 2016). Cela étant dit, les travaux qui suivent s'inscrivent dans un processus de documentation et surtout de mise en évidence de la problématique entourant le transport d'hydrocarbures par oléoducs près de prises d'eau brute dans la région métropolitaine de Montréal. Cette problématique n'est actuellement pas adéquatement traitée par les opérateurs d'oléoduc. Ces travaux sont réalisés dans le but d'ouvrir un dialogue transparent entre les opérateurs et les différentes parties prenantes afin de trouver des solutions constructives à la problématique avant que l'inévitable ne se produise.

1.3 Objectifs

L'**objectif général** du projet est d'évaluer, pour les UTEP situées sur le territoire de la CMM, les risques associés à un déversement accidentel d'oléoduc en amont de leurs prises d'eau de surface. Cette analyse permettra d'émettre une série de recommandations sur les mesures de mitigations à considérer afin d'atténuer le risque auquel elles font face. Il s'agit entre autres d'identifier les besoins en équipement et en expertise pour chacune des UTEP. De plus, l'analyse permettra d'éclairer les municipalités relativement à l'élaboration d'un protocole de réaction adéquat en cas de déversement. Ce protocole sera développé dans l'optique d'optimiser l'approvisionnement en eau potable des citoyens, des infrastructures critiques et de la sécurité incendie advenant la fermeture temporaire d'une prise d'eau. Finalement, les travaux pourront être repris lors d'études ultérieures de chiffrer les externalités auxquelles les municipalités s'exposent en raison des projets d'oléoducs.

Les **objectifs spécifiques** suivants devront être complétés afin de parvenir à l'objectif général :

- Établir la liste complète des oléoducs présents sur le territoire de la CMM, leur état de dégradation, les types d'hydrocarbures transportés ainsi que les volumes.
- Faire l'inventaire des prises d'eau de surface potentiellement affectées par un déversement.
- Cartographier le tracé des oléoducs et l'emplacement des prises d'eau potable de surface.
- Établir le contexte réglementaire québécois et canadien relativement à la présence d'hydrocarbures dans l'eau potable.
- Étudier une série de cas de déversement d'hydrocarbures en eau douce afin de tirer des conclusions sur les possibles répercussions.
- Compiler l'information disponible sur les usines puisant leur eau en surface : cela comprend les unités de traitement disponibles, la capacité de détection des hydrocarbures, la capacité de production, la production moyenne, la capacité de stockage, les sources d'approvisionnement alternatives disponibles ainsi que la population desservie.

- Faire l'inventaire des infrastructures de santé publique desservies par chacune des usines afin d'évaluer le besoin en eau potable des établissements desservant une population vulnérable.

1.4 Structure du document

Le présent mémoire est divisé en cinq chapitres qui détaillent l'ensemble des travaux de recherche qui ont été réalisés. Le Chapitre 2 contient une revue de littérature portant notamment sur la composition des mélanges d'hydrocarbures, le devenir des déversements en eau douce, le cadre réglementaire en lien avec le transport d'hydrocarbures et la présence dans l'eau potable ainsi que la modélisation spatiotemporelle de panaches d'hydrocarbures. Le Chapitre 3 présente le territoire couvert dans l'analyse de risque en y détaillant les caractéristiques des oléoducs, des prises d'eau brute, des UTEP et des cours d'eau potentiellement affectés par un déversement. Le Chapitre 4 représente le corps de l'ouvrage, soit l'analyse de risque. La section 4.2 présente une série de cas de référence sur lesquels est basée l'analyse. La section 4.3 énonce la méthodologie sur laquelle se base l'analyse et les sections 4.4 et 4.5 présentent les résultats et l'interprétation de ces derniers. Dans le Chapitre 5, une série de mesures de mitigations du risque sont analysées sous différents angles afin de statuer sur celles à implanter prioritairement en considérant le niveau de risque auquel chaque UTEP est exposée. Finalement, le Chapitre 6 consiste en une série de recommandations basées sur l'ensemble du travail effectué.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

La présente revue de littérature couvre divers éléments pertinents à l'évaluation des conséquences d'un déversement d'oléoduc. Dans la première section (section 2.1), les ouvrages de référence les plus pertinents en lien avec les déversements d'hydrocarbures sont présentés. La section 2.2 décrit les composés problématiques qu'on retrouve dans les mélanges d'hydrocarbures ainsi que les techniques pour les abattre lorsqu'ils sont présents dans l'eau potable. Vient ensuite une revue du comportement des différents mélanges d'hydrocarbures lorsqu'ils sont en contact avec l'eau douce dans la section 2.3 et un aperçu des techniques de modélisation disponibles (section 2.4). La section 2.5 porte sur le cadre juridique entourant le transport par oléoduc sur le territoire canadien.

2.1 Documents servant d'assise à l'analyse

Deux documents clés sur l'état des connaissances en matière de déversement d'hydrocarbures ont été sélectionnés pour leur rigueur scientifique. Ces ouvrages de référence, qui seront cités à de multiples reprises dans les présents travaux, servent de pilier lors de l'interprétation de l'information recueillie dans diverses autres sources.

Le premier document intitulé *Behaviour and Environmental Impacts of Crude Oil Released into Aqueous Environments* a été publié à l'automne 2015 par un panel d'expert de la Société Royale du Canada (Lee et al., 2015). Ce document volumineux présente une revue des connaissances dans toutes les sphères relatives aux déversements pétroliers, tant en zone marine qu'en eau douce. L'étude a été financée par l'Association canadienne de pipelines d'énergie et par l'Association canadienne des producteurs de pétrole afin d'avoir l'heure juste sur la science qui sous-tend les déversements d'hydrocarbures. Malgré les intérêts très forts des créanciers pour le développement pétrolier, le comité d'expert qui a été mis en place est considéré comme un comité indépendant. Les membres ont été sélectionnés par la Société Royale du Canada et l'organisme était responsable de réaliser une étude balancée et objective, laissant de côté les attentes de l'industrie. Le panel comprend sept représentants et a été piloté par le Dr Kenneth Lee. Les représentants proviennent de domaines distincts, allant de l'ingénierie environnementale à la biologie et ont été sondés préalablement afin de s'assurer qu'aucun conflit d'intérêts ne viendrait teinter le travail. Ce document commence par énoncer la problématique

des déversements dans le contexte canadien en compilant les statistiques des dernières années pour tous les modes de transport de pétrole brut. Par la suite, l'examen critique est dirigé vers la composition chimique des produits transportés, leur devenir dans l'environnement et la toxicité qui leur est associée. Les chapitres subséquents font état de la modélisation des déversements, des méthodes de décontamination, de la prévention ainsi que de la réponse d'urgence optimale. Le document est complété par des études de cas distincts de déversements majeurs s'étant produit dans le passé et par une critique de différentes analyses de risques réalisés au cours des dernières années. Tout au long du document, des recommandations sont mises de l'avant afin d'aligner le gouvernement et l'industrie vers certains domaines de recherche qui présentent des lacunes au niveau des connaissances disponibles. Cet ouvrage constitue une ressource essentielle pour une personne qui désire se mettre à jour au niveau des connaissances sur les déversements pétroliers sans être influencé par une opinion biaisée sur le sujet.

Le deuxième ouvrage de référence servant de base à l'analyse est le *Handbook of oil spill science and technology* édité par le Dr Merv Fingas (Fingas, M. F., 2015). Ce scientifique cumule plus de 40 ans d'expérience dans le domaine des déversements de produits pétroliers et de produits chimiques. Il s'agit d'une compilation des travaux d'une cinquantaine de scientifiques dans un ouvrage servant de référence académique dans le domaine des déversements huileux. Le principal chapitre d'intérêt de cet ouvrage est celui portant sur l'analyse de risque. Une procédure détaillée est présentée afin de s'assurer qu'une telle analyse est réalisée selon les règles de l'art, dans l'optique d'effectuer un diagnostic basé sur une approche scientifique et rigoureuse. Une attention particulière est aussi portée sur l'interprétation des analyses de risques et sur les mesures de prévention/mitigation influençant le risque. Ce chapitre n'est qu'une infime partie de toute l'information contenue dans l'ouvrage. On y retrouve aussi de l'information sur les propriétés et le comportement de différents produits pétroliers, la modélisation des déversements, la détection des composés huileux, les méthodes de décontamination ou sur l'influence de l'environnement récepteur lors d'un déversement.

2.2 Les mélanges d'hydrocarbures

2.2.1 Composition

Les liquides transportés par oléoducs représentent des mélanges d'une multitude de composés différents. La grande majorité de ces composés sont des hydrocarbures, soit des molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène. On y retrouve de plus d'autres constituants mineurs comme des métaux et des composés polaires qui contiennent de l'azote, du soufre et de l'oxygène (Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), 2015a).

Les mélanges d'hydrocarbures sont généralement composés de quatre grandes classes de composés dont la proportion définit les propriétés du mélange (Lee et al., 2015) :

Hydrocarbures saturés : Molécules composées d'une chaîne d'atomes de carbone reliés par des liaisons simples et où le reste des liaisons sont saturées par des atomes d'hydrogène. Ces molécules sont aussi appelées alcanes. Il s'agit typiquement de la classe la plus abondante dans le pétrole. Ces composés sont très faiblement solubles dans l'eau, biodégradables et généralement non toxiques.

Hydrocarbures aromatiques : Hydrocarbures comprenant un noyau benzénique (monocyclique) ou plus (polycyclique). Les hydrocarbures aromatiques monocycliques (HAM) incluent le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène (BTEX). Ces composés représentent les hydrocarbures les plus solubles et peuvent causer une toxicité aiguë chez les organismes vivants. Les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) sont généralement moins solubles que les HAM, mais plus persistants une fois libérés dans l'environnement, notamment lorsqu'ils se retrouvent dans les sédiments. Ils sont généralement associés à une toxicité chronique chez les organismes vivants.

Résines : Composés avec une polarité élevée qui incluent des atomes autres que le carbone et l'hydrogène. Leur structure exacte n'est pas encore définie. Ces molécules résistent typiquement à la biodégradation, mais certaines d'entre elles pourraient générer des produits dangereux pour l'environnement suite à l'oxydation bactérienne.

Asphaltènes : Composés semblables aux résines, mais présentant une densité plus élevée et une polarité un peu plus faible. Leur structure exacte n'est pas encore définie. Ces molécules sont insolubles, ne sont pas biodégradables et contribuent à la viscosité et à l'adhérence des mélanges.

Le Tableau 2.1 présente la proportion de ces différents composés dans une série de mélanges typiques.

Tableau 2.1: Composition chimique de différents mélanges d'hydrocarbures, tiré de (Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec (CEAEQ), 2015)

Groupe	Composés	Unité	Essence	Diesel	Pétrole brut		Mazout intermédiaire	Mazout lourd n°6
					Léger	Lourd		
Alcanes	Totaux	%	50 - 60	65 - 95	55 - 90	25 - 80	25 - 35	20 - 30
	Alcanes non cycliques		45 - 55	35 - 45	40 - 85	20 - 60	10 - 25	10 - 20
	Cycloalcanes		5	25 - 50	5 - 35	0 - 10	0 - 5	0 - 5
Alcènes			5 - 10	0 - 10	-	-	-	-
Aromatiques	Totaux		25 - 40	5 - 25	10 - 35	15 - 40	40 - 60	30 - 50
	BTEX		15 - 25	0,5 - 2,0	0,1 - 2,5	0,01 - 2,0	0,05 - 1,0	0,00 - 1,0
	HAP		-	0-5	10 - 35	15 - 40	30 - 50	30 - 50
Composés polaires	Totaux		-	0-2	1 - 15	5 - 40	15 - 25	10 - 30
	Résines		-	0-2	0 - 10	2 - 25	10 - 15	10 - 20
	Asphaltènes		-	-	0 - 10	0 - 20	5 - 10	5 - 20
Métaux		ppm	-	-	30 - 250	100 - 500	100 - 1 000	100 - 2 000
Soufre		%	0,02	0,1 - 0,5	0 - 2	0 - 5	0,5 - 2	2 - 4

2.2.2 Composés problématiques pour l'eau potable

Plusieurs composés présents dans les mélanges d'hydrocarbures peuvent être problématiques lorsqu'ils se retrouvent dans l'eau potable. La présente section s'attarde à ceux faisant l'objet d'une réglementation. Il est important de mentionner que les normes et recommandations en place ne couvrent pas tous les contaminants potentiels, mais se concentrent sur les composés jugés comme les plus dangereux et les plus susceptibles d'être présents. Il faut toujours garder en tête que leur présence à la suite d'un déversement peut être un indicateur de la présence d'autres contaminants moins bien documentés, mais potentiellement aussi nocifs pour la santé humaine.

Au Québec, la concentration dans l'eau potable de deux hydrocarbures est normée dans le Règlement sur la qualité de l'eau potable Q-2, R.40 (RQEP). On retrouve ces deux hydrocarbures

en quantité appréciable dans les mélanges transportés sur le territoire. Il s'agit du benzène, un HAM, et du benzo[a]pyrène, un HAP. Les deux sont considérés comme cancérogènes pour l'humain.

Au fédéral, les BTEX et le benzo[a]pyrène sont inclus dans les recommandations pour la qualité de l'eau potable émises par Santé Canada. On doit mentionner que ces recommandations ne sont pas contraignantes car la réglementation de l'eau potable est de juridiction provinciale. Toutefois, Santé Canada complète périodiquement des analyses des données scientifiques disponibles sur la toxicité de divers composés et a recommandé des concentrations maximales acceptables (CMA) pour les BTEX et le benzo[a]pyrène. En plus de cela, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène font l'objet d'une recommandation d'ordre esthétique (OE), seuil au-delà duquel la décision des consommateurs de juger l'eau buvable ou non peut être affectée en raison de goûts et odeurs.

À titre comparatif, l'United States Environmental Protection Agency (USEPA) et l'Organisation mondiale de la santé (OMS) émettent eux aussi des normes et des lignes directrices touchant les composés mentionnés plus haut. Les critères établis sont généralement égaux ou moins sévères que les recommandations canadiennes.

Le Tableau 2.2 présente un récapitulatif des normes et recommandations émises par les différentes instances en lien avec la présence d'hydrocarbures dans l'eau potable.

Tableau 2.2: Normes et recommandation relatives aux hydrocarbures dans l'eau potable (Gouvernement du Québec, 2011; Santé Canada, 2009, 2014, 2016; USEPA, 2017; World Health Organization (WHO), 2011)

Composé	Québec	Canada		USEPA	OMS
	RQEP (µg/l)	CMA (µg/l)	OE (µg/l)	CMA (µg/l)	CMA (µg/l)
Benzène	0,5	5	-	5	10
Toluène	-	60	24	1000	700
Éthylbenzène	-	140	1,6	700	300
Xylène	-	90	20	10 000	500
Benzo[a]pyrène	0,01	0,04	-	0,2	0,7

2.2.3 Abattement des composés problématiques en usine de traitement

Certains procédés existent afin d'abattre partiellement ou totalement les composés problématiques mentionnés à la section précédente lorsqu'ils sont présents dans l'eau brute. Il est important de mentionner que l'efficacité des traitements présentés peut varier selon la qualité de l'eau brute, la quantité de composés problématiques présents et les conditions d'utilisation de la méthode de traitement. Il faut donc rester prudent lorsque des pronostics sont émis sans que des validations à l'échelle locale aient été réalisées. Cette section n'est pas une revue exhaustive de tous les procédés recensés; l'attention est plutôt portée sur les procédés déjà en place ou réalistement implantables pour la région. La majorité de l'information présentée dans cette section est tirée des documents émis par Santé Canada concernant les recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada (Santé Canada, 2009, 2014, 2016). Ces documents présentent une revue exhaustive de la littérature en lien avec les composés problématiques. Le tableau 2.3 offre un récapitulatif de l'information présentée.

Tableau 2.3: Efficacité des procédés pour l'enlèvement des composés problématiques, adapté de (Santé Canada, 2009, 2014, 2016)

Composé	Traitement				
	Méthodes conventionnelles	Strippage à l'air	CAG mode actif	CAP	Ozonation
Benzène					
Toluène					
Éthylbenzène					
Xylène					
Benzo[a]pyrène					

Légende	

Procédés de traitement conventionnels (coagulation, sédimentation, filtration, chloration) :

Ces méthodes ont un effet négligeable ou nul sur l'enlèvement des BTEX. Elles seraient cependant en mesure de réduire la concentration des HAP comme le benzo[a]pyrène sous le seuil établi dans le RQEP. L'enlèvement serait lié aux étapes de coagulation, sédimentation et

filtration. Le caractère hydrophobe du composé lui confère une tendance à s'adsorber sur les particules qui sont par la suite éliminées. À petite échelle, une réduction de 105 ng/l de benzo[a]pyrène à des valeurs inférieures à 34 ng/l a été observée dans des eaux naturelles.

Strippage à l'air : Le strippage à l'air est une technique très efficace pour l'enlèvement des BTEX. Parmi les différentes options, l'aération par tours à garnissage est le meilleur procédé : on pourrait atteindre un taux d'enlèvement de 99 % du benzène ($C_0 = 100 \mu\text{g/l}$) et 94 à 99 % des TEX ($C_0 = 100 \mu\text{g/l}$) à l'aide d'un procédé optimisé. À plus petite échelle, l'aération diffuse, l'aération par diffuseurs d'air multiétage, l'aération sur plateaux et l'aération sur plateaux peu profonds pourraient aussi représenter des avenues intéressantes. Le strippage à l'air n'est cependant pas adéquat pour l'enlèvement du benzo[a]pyrène.

Charbon activé : L'utilisation du charbon activé en grains (CAG) en mode d'adsorption est la technique la plus efficace pour l'enlèvement de tous les composés problématiques. Il s'agit cependant d'un procédé peu utilisé sur le territoire de la CMM où le charbon activé en poudre (CAP) est plus populaire. L'application épisodique de CAP directement à la prise d'eau brute, durant le procédé de mélange rapide et dans l'influent du filtre pourrait permettre de réduire la présence passagère de faibles quantités ($\mu\text{g/l}$) de BTEX et de benzo[a]pyrène. Une dose de CAP variant de 8-27 mg/l pourrait permettre l'élimination de 67 % du toluène, 33 à 99 % de l'éthylbenzène et 60 à 99 % des xylènes. L'enlèvement de ces composés est indépendant de la concentration initiale présente dans l'eau brute. Terminons en mentionnant que le type de CAP utilisé peut avoir une grande incidence sur l'efficacité du procédé. De récents travaux effectués à Polytechnique Montréal (Lompe, Sollic, Rivas Gongora, Peldszus, & Barbeau, 2017) ont d'ailleurs démontré une variation de performance significative entre trois types de CAP pour l'élimination du benzène. Pour une concentration initiale de benzène variant de 16 à 24 $\mu\text{g/l}$, l'application de 5 mg/l de CAP (temps de contact : 15 minutes) permettait une élimination du contaminant allant de 12 % (CAP le moins performant) à 60 % (CAP le plus performant).

Strippage à l'air + Charbon activé : En combinant un procédé de strippage avec un traitement sur CAG, il est possible d'obtenir des quantités résiduelles très faibles pour les composés problématiques, même lorsqu'ils sont présents à de fortes concentrations. Cette combinaison permet aussi d'accroître de façon importante la durée de vie du lit de charbon.

Ozonation : L'abattement d'une quantité appréciable de BTEX et de benzo[a]pyrène serait possible à des doses usuelles. Il n'existe cependant pas de données à pleine échelle sur l'utilisation de ce procédé. Il faut aussi mentionner que ce procédé pourrait mener à la formation de sous-produits d'oxydation qui pourraient eux-mêmes nécessiter un traitement subséquent. En résumé, on en connaît trop peu sur son fonctionnement pour tirer des conclusions valables quant à son utilisation en cas de contamination.

2.3 Les déversements d'oléoduc en eau douce

2.3.1 Les phénomènes de météorisation

À la suite d'un déversement d'hydrocarbures dans un cours d'eau, les différents composés présents dans le mélange subissent, parfois indépendamment, parfois en famille, une série de changements chimiques, physiques et biologiques appelés météorisation (Lee et al., 2015). Ces changements dictent la distribution subséquente dans l'environnement de chacun d'entre eux, tant spatialement que temporellement. La Figure 2.1 présente schématiquement les principaux phénomènes de météorisation et l'interaction qu'ils ont entre eux.

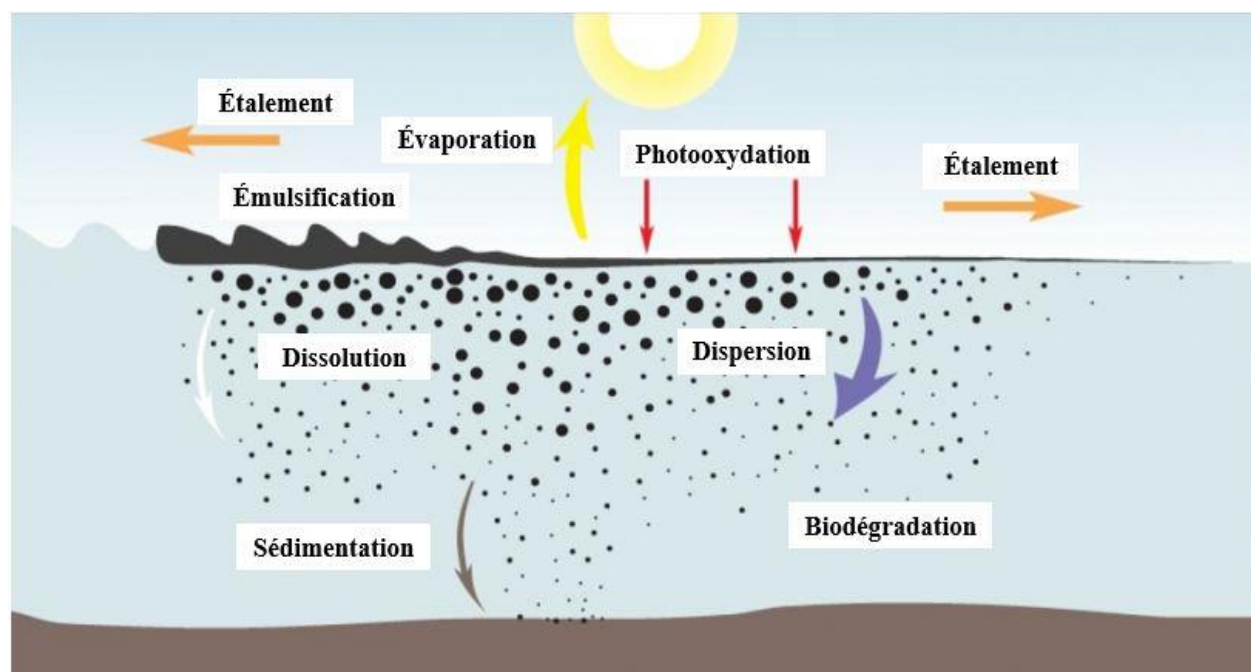


Figure 2.1: Les phénomènes de météorisation, adapté de (Mediterranean Decision Support System for Marine Safety, 2017)

Lorsqu'un mélange d'hydrocarbures atteint un cours d'eau, le panache initial d'hydrocarbures se présentera généralement sous la forme d'une nappe flottante à la surface de l'eau en raison de sa densité inférieure à cette dernière ($< 1 \text{ g/cm}^3$). Avec le temps, la nappe, qui se déplace selon le vent et le courant, aura tendance à s'étaler alors qu'au même moment plusieurs changements de phase se produisent, changeant ainsi son comportement, son devenir et sa composition chimique. Chaque composé présent dans le panache est influencé à court terme (heures, jours) par l'évaporation, la dissolution et la dispersion naturelle. A moyen/long terme (jours, semaines, mois), les phénomènes d'émulsification, de photo-oxydation, de biodégradation et de sédimentation viennent influencer la portion restante du mélange encore présente dans l'environnement. La Figure 2.2 présente la distribution dans le temps de chacun de ces phénomènes de météorisation.

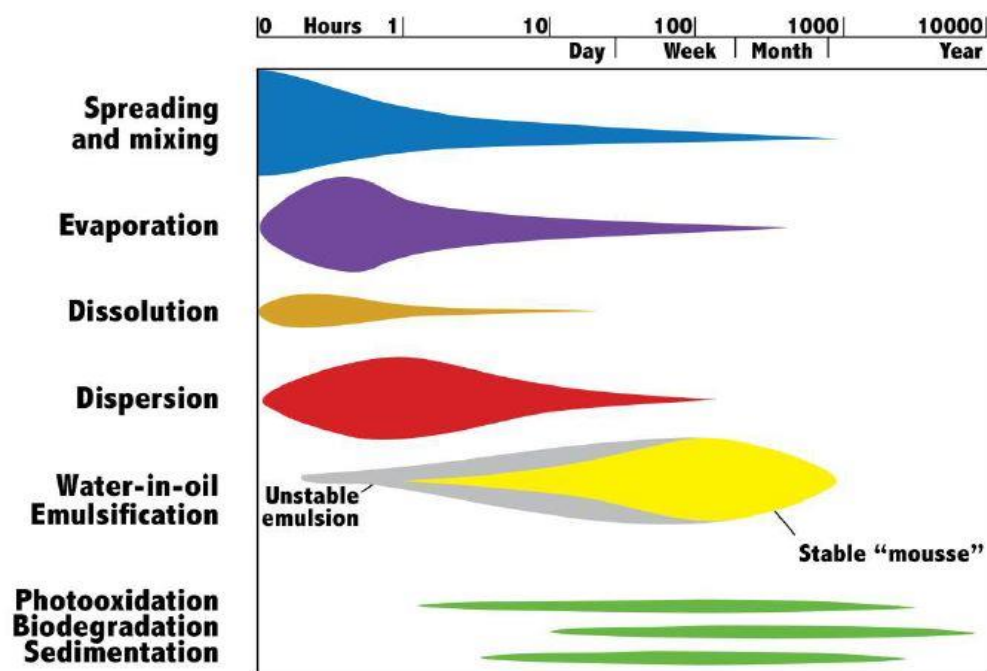


Figure 2.2: Temporalité des phénomènes de météorisation, tiré de (Lee et al., 2015)

Les phénomènes de météorisation mentionnés plus haut sont relativement bien compris par la communauté scientifique et peuvent être modélisés assez précisément par des équations. Ils sont documentés en détails dans des ouvrages de référence comme le Handbook of Oil Spill Science and Technology de Merv Fingas (Fingas, M. F., 2015). Il est important de mentionner que chaque mélange d'hydrocarbures se comportera différemment lors d'un déversement selon la proportion relative de ses composés. Les conditions climatiques viennent aussi grandement influencer le

devenir des hydrocarbures. Il existe une gamme assez large de possibilités relativement au devenir des hydrocarbures en fonction du mélange déversé et des conditions environnementales. Les phénomènes qui influencent la qualité de l'eau potable sont généralement ceux qui s'opèrent à court terme. La dissolution, l'évaporation et la dispersion naturelle sont généralement les trois phénomènes qui ont la plus grande incidence sur la contamination de la colonne d'eau (Lee et al., 2015).

L'évaporation et la dissolution sont deux processus en compétition puisque les composés susceptibles de se solubiliser dans la colonne d'eau sont aussi ceux qui ont tendance à s'évaporer (Boudreau, Sinotte, & Defo, 2015). Il s'agit principalement des composés aromatiques de faible poids moléculaire comme les BTEX ou les HAP et les hydrocarbures saturés de faible masse (Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec (CEAEQ), 2015). La dissolution est influencée par la température, l'étalement de la nappe et ainsi que son épaisseur. Il est possible d'observer des concentrations élevées d'hydrocarbures aromatiques dissous sous le panache dans les premières heures et jours suivants un déversement (Gros et al., 2014). L'évaporation est influencée par la température, le vent, l'ensoleillement et les propriétés de la nappe. Pour les mélanges les plus légers, l'évaporation peut représenter une perte de 75 % de la masse initiale en quelques jours. Pour les mélanges plus lourds, cette perte chute à 10 %. La dispersion naturelle fait référence à la suspension de fines gouttelettes ($< 20 \mu\text{m}$) dans la colonne d'eau suite à un fractionnement de la nappe causé par l'action des vagues et des courants. La présence de ces fines gouttelettes favorise la dissolution des composés légers en augmentant la surface de contact (Horn & French-McCay, 2015). En terminant, mentionnons que la présence de glace peut avoir une incidence très marquée sur la contamination de la colonne d'eau. La présence de glace, qu'elle soit complète ou partielle, est un frein au processus d'évaporation des hydrocarbures, elle favorise donc la dissolution des composés problématiques.

2.3.2 Les catégories de mélange

Il existe deux classes de mélanges d'hydrocarbures qui sont transportés par oléoduc : les produits bruts et les produits raffinés. Les produits bruts proviennent directement du sous-sol et présentent une composition et des propriétés variant grandement d'un site d'extraction à l'autre. Les produits raffinés sont, quant à eux, obtenus grâce à un processus permettant d'isoler par distillation, à partir du pétrole brut, les molécules d'hydrocarbures ayant des points d'ébullition

semblables et à stimuler les réactions chimiques qui transforment les hydrocarbures d'une forme à l'autre (Boudreau et al., 2015). Le raffinage permet d'obtenir des mélanges contrôlés comme l'essence, le carburant diesel, le carburéacteur ou encore l'huile de chauffage domestique.

Selon sa persistance, sa toxicité ou encore son potentiel d'adhérence aux surfaces, chaque mélange, qu'il soit brut ou raffiné, présente un potentiel d'impact environnemental différent en cas de déversement. Afin de faciliter la comparaison, quatre grandes catégories ont été créées en regroupant ensemble les mélanges présentant des caractéristiques similaires. Les différentes catégories permettent de classer les mélanges selon le potentiel d'impact à court et à long terme (Fingas, M. F., 2015).

Distillats volatils : Cette catégorie inclut des produits raffinés contenant une concentration élevée de composés solubles toxiques, mais s'évaporant rapidement (évaporation complète entre 1 et 2 jours), comme l'essence ou le carburéacteur. Ces mélanges peuvent causer un impact localisé sévère aux ressources en eau potable et sont généralement presque impossibles à récupérer avec les outils d'intervention usuels tels que les barrières flottantes et les écumeurs.

Carburants légers : Cette catégorie inclut des produits bruts et raffinés contenant une concentration modérée de composés solubles toxiques et étant en mesure de laisser un résidu pouvant aller jusqu'au tiers du volume déversé pour plusieurs jours. On y retrouve des mélanges qui ont généralement une densité relative sous 0,85 comme le diesel ou les bruts légers. Ces mélanges peuvent causer une contamination à long terme pour des ressources en eau potable, mais il est possible de les récupérer avec les outils d'intervention usuels.

Carburants moyens : Cette catégorie inclut des produits bruts et raffinés contenant une concentration modérée de composés solubles toxiques et ayant une persistance plus importante que les carburants légers (évaporation du tiers du produit en 24 h). On y retrouve des mélanges qui ont généralement une densité relative entre 0,85 et 0,95 comme la plupart des bruts traditionnels, les bruts synthétiques ou encore le diesel intermédiaire. Ces mélanges peuvent causer une contamination à long terme des ressources en eau et le résidu peut affecter les oiseaux et les animaux à fourrure. Le nettoyage gagne en efficacité lorsqu'il est effectué rapidement.

Carburants lourds : Cette catégorie inclut des produits bruts et raffinés contenant une faible concentration de composés solubles toxiques mais présentant une persistance environnementale très importante. On y retrouve des mélanges qui ont généralement une densité relative entre 0,95

et 1,00 comme le brut lourd et certains types de carburant diesel. La dissolution et l'évaporation de ces mélanges sont très faibles, la contamination des ressources en eau est peu probable alors qu'une contamination à long terme des sédiments est possible. Le résidu peut affecter grandement les oiseaux et les animaux à fourrure. Le nettoyage des berges et du substrat est complexe, peu importe les conditions entourant un déversement.

2.3.3 Les mélanges émergents

Ces dernières années, l'accroissement de la production en provenance des sables bitumineux de l'Alberta et l'exploitation nouvelle de sources de pétrole de schiste, notamment dans la formation de Bakken, ont provoqué l'émergence du transport de mélanges atypiques par oléoducs. L'information sur la composition chimique et le comportement environnemental de ces mélanges est actuellement insuffisante selon le Panel d'expert de la Société royale du Canada (Lee et al., 2015). Ces mélanges sont présentement transportés sur le territoire québécois (ou pourrait l'être dans un avenir rapproché); il faut donc rester prudent lorsqu'on tente de comprendre leur comportement.

Brut léger en provenance de la formation de Bakken : Ce pétrole de schiste, qui contient une quantité appréciable de composés légers volatils est à l'origine de l'explosion et de l'incendie survenu au lac Mégantic en 2013 (voir section 4.2.8). Il s'agit d'un brut léger de faible viscosité qui se propage généralement dans un mince panache (Walker, Scholz, & McPeck, 2016). Il contient une quantité modérée de composés toxiques (BTEX), le distinguant ainsi des autres pétroles bruts. Il est de plus en mesure de causer une contamination à long terme de sédiment en raison de son fort taux de pénétration.

Bitume dilué : Ce type de mélange est constitué d'un pétrole très lourd mixé à un ou plusieurs produits pétroliers légers afin d'en faciliter le transport. Les produits pétroliers légers représentent environ 30% du mélange et sont constitués de condensat dérivé du gas naturel ou encore d'un mélange d'hydrocarbures à base de naphta dérivé de brut conventionnels (National Academies of Sciences, Medicine, Committee on the Effects of Diluted Bitumen on the, & National Academies, 2016). Lors d'un déversement, il se comportera comme un brut moyen mais perdra rapidement sa portion légère par évaporation pour reprendre sa forme très visqueuse (Walker et al., 2016). On peut s'attendre à une contamination localisée de la colonne d'eau autour du point de déversement puisque les produits légers utilisés comme diluants sont composés d'une grande

proportion de composés toxiques et entreront en solution très rapidement. On ne doit cependant pas s'attendre à une contamination à grande échelle de la colonne d'eau puisque la portion lourde contient très peu de composés solubles. Le transport du bitume dilué ne comporterait pas plus de risque que le transport d'un autre type de brut pour l'intégrité des oléoducs (Committee for a Study of Pipeline Transportation of Diluted Bitumen, Transportation Research Board, Board on Energy and Environmental Systems, Board on Chemical Sciences and Technology, & National Research Council, 2013). Une analyse comparative exhaustive entre les déversements de bitume dilué et les autres types de brut a été réalisée en 2016 (National Academies of Sciences et al., 2016). Cette étude soulève entre autres la possibilité que le bitume dilué fortement météorisé coule au fond de l'eau et provoque une contamination chronique des sources d'eau. On y expose aussi la difficulté à nettoyer un site contaminé si les interventions d'urgence ne sont pas effectuées rapidement.

2.3.4 Fréquence des déversements et volumes impliqués

Cette section présente une revue de l'information disponible en provenance de différentes banques de données compilant des statistiques sur les déversements d'oléoduc. Les données de trois organismes réglementaires nord-américains sont présentées; il s'agit des banques de données les plus souvent citées dans la littérature nord-américaine relative aux déversements d'oléoduc.

L'ONÉ compile les incidents survenus sur le réseau pipelinier canadien dans le « Bilan du rendement sur le plan de la sécurité et de l'environnement » qui est disponible sur leur site web (Office national de l'énergie, 2018a). Pour les 71 800 km de pipelines sous son autorité, on dénombre 67 déversements de substances liquides (non spécifiées) entre 2008 et septembre 2017. Un déversement est défini ici comme un rejet non intentionnel de plus de 1,5 m³. La quantité totale déversée se chiffre à 2 874 m³ pour une moyenne de 43 min 3 s par déversement. La banque de données donne très peu de renseignements sur la portion de ces déversements qui est attribuable à des oléoducs transportant du pétrole brut ou raffiné. Les déversements liquides sont tous regroupés dans une même catégorie qui peut inclure d'autres produits que les mélanges d'hydrocarbures. Le manque de détails relativement aux types de produits déversés rend donc difficile l'extraction d'un taux de déversement spécifique à un type de produit transporté.

L'Alberta Energy Regulator, organisme régulant les pipelines de transport en Alberta, a réalisé en 2013 une étude exhaustive sur les incidents survenus sur son réseau entre 1992 et 2012 (Alberta

Energy Regulator (AER), 2013). Un incident est défini comme une fuite, une rupture de conduite ou encore un contact quelconque avec la conduite (même si aucun déversement ne s'en suit). Pour les oléoducs transportant des produits bruts, le taux d'incident se situait à 2,15 incidents/1000 km de conduite/an entre 1990 et 2000 pour chuter à 1,24 entre 2001 et 2012. On attribue partiellement cette baisse à une meilleure culture de la sécurité de la part des exploitants et à des changements significatifs en 2005 et en 2007 à la norme CSA Z662 relativement au design et à la construction des infrastructures. Les principales causes des incidents sont la corrosion interne (21,2 %) et la corrosion externe (12,6 %). Suivent ensuite les dommages par autrui (19,7 %), les problèmes de valve (11,2 %) et les autres causes (soudures défailtantes, mouvement de la terre, joints défectueux, surpression, etc.). Au niveau des données plus récentes, l'organisme offre maintenant un outil en ligne (Alberta Energy Regulator, 2018) afin de visualiser les statistiques sur les déversements de pipeline. L'information présentée englobe les incidents touchant toutes les catégories de pipelines (hydrocarbures, produits raffinés, eau potable et eau non potable), il est donc impossible de tirer des conclusions spécifiques aux incidents touchants les oléoducs de produits bruts et raffinés.

Du côté américain, la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) offre sur son site web une base de données compilant les statistiques sur les incidents survenus dans les dernières années (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, 2017). Les opérateurs d'oléoduc américains sont tenus de rapporter tout incident à l'organisme, qui régule actuellement plus de 120 000 km d'oléoducs transportant du brut et 100 000 km d'oléoducs de produits raffinés. Entre 2004 et 2016, le taux d'incidents significatifs¹ se situait à 0,60 incident/1000 km de conduite/an pour le brut et 0,44 incident/1000 km de conduite/an pour les produits raffinés. Sur ces incidents, le volume moyen déversé était de 116 m³ pour les oléoducs de brut et de 56 m³ pour ceux de produits raffinés.

En bref, il faut retenir que la comparaison entre les différentes banques de données est très complexe puisque chaque organisme compile les statistiques selon sa propre définition de ce que

¹ Un incident significatif présente une des caractéristiques suivantes : 1. Mort ou blessure qui requièrent une hospitalisation; 2. 50 000 \$ ou plus en coûts totaux; 3. Un déversement de 8 min 3 s ou plus; 4. Feu ou explosion non intentionnels à la suite d'un déversement

représente un incident. Cela peut expliquer en partie la variation entre les taux d'incidents. De plus, les banques de données présentent généralement l'information d'une manière trop large qui ne permet pas à un analyste d'évaluer le risque spécifique aux installations présentes sur un territoire donné. Le fait de regrouper tous les incidents d'oléoduc dans une même catégorie, sans égard au type de produit transporté et sans spécifier quels produits sont inclus, ne permet pas d'obtenir des taux de déversement qui sont représentatifs. Afin d'utiliser les taux de déversement présentés dans les banques de données pour compléter une analyse de risque spécifique à certains types de produits, de l'information complémentaire serait nécessaire.

2.4 La modélisation de déversements d'hydrocarbures

De multiples outils de modélisation décrivant le devenir des hydrocarbures une fois déversés dans l'eau ont été développés au cours des dernières années. Cette section présente une revue de la capacité et des limites de ces modèles. Quelques exemples de modèles fonctionnels qui pourraient être utilisés sur le territoire à l'étude sont de plus présentés.

2.4.1 Pourquoi modéliser?

Lors d'un déversement d'hydrocarbures, la quantité de produits déversés, le type de produit, la durée du déversement, sa localisation, la saison à laquelle il se produit ou encore les conditions météorologiques sont toutes des variables qui ont un impact direct sur le devenir environnemental des hydrocarbures (Fingas, M. F., 2015). Un si grand nombre de variables rend les pronostics basés sur le jugement d'un analyste très imprécis. Le développement de modèles décrivant ces différentes variables et leurs interactions à l'aide des lois de la chimie et de la physique est donc une solution afin de prévoir précisément les conséquences d'un déversement. La mise sur pied d'un modèle, lorsqu'il est bien calibré, permet de simuler très rapidement une multitude de scénarios sans avoir à se rendre sur le terrain. Cela permet notamment de renseigner l'analyste sur le parcours probable de panaches ainsi que sur la distribution spatiale et temporelle des différents composés problématiques dans l'environnement suite à des déversements hypothétiques.

Un tel outil permet une meilleure planification des mesures d'urgence. D'une part, le fait de connaître les composés qui ont le potentiel d'atteindre des seuils alarmants dans la colonne d'eau permet aux UTEP en aval d'un oléoduc de mettre sur pied un protocole de gestion de crise basé

sur des informations tangibles. D'autre part, le modèle permet aux autorités responsables du nettoyage de planifier une réponse adéquate avant qu'un déversement ne survienne. La modélisation d'une multitude de scénarios probables donne la possibilité d'évaluer leurs besoins en équipement et en personnel, de déterminer les endroits où une intervention serait optimale et d'évaluer les meilleures techniques de nettoyage. Un modèle est aussi en mesure de décrire les contaminants potentiellement présents sous forme gazeuse pour une zone affectée, une information importante afin de protéger les travailleurs et les populations adjacentes au site de déversement.

2.4.2 Capacité et limites des modèles disponibles

Plusieurs modèles étant en mesure de décrire le devenir des hydrocarbures en milieu aqueux sont actuellement disponibles. Ces modèles décrits ci-après présentent un degré de précision variable et certains sont plus performants pour décrire des phénomènes précis. La majorité des modèles décrivant le devenir des hydrocarbures ont été développés afin de décrire des déversements en mer où les conditions d'écoulement sont relativement statiques. Le déplacement des hydrocarbures y est majoritairement influencé par l'étalement de la nappe et par la force du vent. Étant donné la hauteur de la colonne d'eau présente sous le panache, le pouvoir de dilution est généralement suffisant pour éviter une contamination au-delà des seuils de toxicité aiguë (Fingas, M., 2016). Lorsque vient le temps d'adapter ces modèles aux conditions présentes en rivière ou dans des lacs de faibles dimensions, l'hydrodynamique et la hauteur de la colonne d'eau deviennent des variables importantes. Les conditions d'écoulement deviennent le principal moteur de la propagation des contaminants et le plus faible pouvoir de dilution augmente les risques de dépassement de certains seuils de contamination dans la colonne d'eau. Un modèle hydrodynamique intégrant les profils bathymétriques et les conditions d'écoulement se doit donc d'être couplé avec un modèle de devenir des contaminants pour faire des pronostics. Plus l'hydrodynamique est décrite de façon détaillée, plus les résultats d'une modélisation seront précis. Ce degré de précision est grandement influencé par la liberté spatiale des éléments décrits par le modèle. Un modèle hydrodynamique peu précis considérera un mouvement unidimensionnel des particules (conditions homogènes sur toute la section) alors qu'un modèle plus précis est en mesure d'intégrer le mouvement des particules dans les trois dimensions.

En tenant compte du principe de conservation de la masse, les modèles disponibles pour simuler les déversements en eau douce sont en mesure de décrire adéquatement les phénomènes suivants (Fingas, M., 2016) :

- La trajectoire des panaches et la quantité d'hydrocarbures dispersée naturellement dans la colonne d'eau (sous forme de fines gouttes);
- L'évaporation des contaminants;
- La possibilité d'émulsification;
- La dissolution des contaminants dans l'eau et leur trajectoire une fois qu'ils sont présents dans la colonne d'eau;
- La quantité d'hydrocarbures se déposant au fond de l'eau;
- La quantité d'hydrocarbures résiduelle présente sur les rives.

Certains modèles considèrent le mélange déversé comme étant une masse homogène exposée aux phénomènes de météorisation. Ces modèles sont généralement plus simples et ne tiennent pas compte du fait que chaque composé présent dans le mélange possède des caractéristiques distinctes. Les résultats de la modélisation permettent de connaître la quantité totale d'hydrocarbures présents dans chacune des phases (nappe, colonne d'eau, air et sédiments) mais ne donnent aucune information sur la présence de composés particuliers. Pour les modèles plus précis, on considère que les différents composés d'un mélange se comportent de façon indépendante. Chaque composant du mélange aura un comportement différent selon ses propriétés physiques et chimiques. Il est possible de regrouper en famille les composants ayant un comportement similaire (French-McCay, 2004) afin d'alléger les calculs. Ces modèles permettent de prédire avec plus de précision la concentration des polluants problématiques dans la colonne d'eau. Lors de déversements en eau douce, on cherche généralement à déterminer la présence de composés spécifiques plutôt que la quantité totale d'hydrocarbures afin d'évaluer la toxicité potentielle pour les êtres vivants qui sont en contact ou qui la consomme.

La principale limitation de l'utilisation des modèles existants réside dans la disponibilité et la qualité des données relatives à l'hydrodynamique et à la vitesse des vents pour une zone étudiée. La présence d'un couvert de glace quelques mois par année vient de plus complexifier l'utilisation des modèles. La région métropolitaine de Montréal n'échappe pas à ce constat : l'indisponibilité d'un modèle hydrodynamique est actuellement le principal frein à la

modélisation de scénarios de déversement d'hydrocarbures. Même dans le cas où l'hydrodynamique est bien décrite, il faut être conscient qu'il existe des zones de stagnation difficiles à modéliser, notamment près des rives et au fond des cours d'eau où les contaminants peuvent s'emmagasinier (Lee et al., 2015). Les contaminants sont libérés lentement de ces zones lorsqu'ils s'y retrouvent, allongeant ainsi le temps de résidence dans le cours d'eau et faussant légèrement les résultats de modélisation.

2.4.3 Exemples de modèles disponibles

Cette section présente quelques modèles qui seraient en mesure de bien décrire les conséquences d'un déversement d'oléoduc dans un cours d'eau de la région métropolitaine de Montréal. Les modèles présentés sont presque tous en mesure d'évaluer la concentration de chacun des composés problématiques dans la colonne d'eau en tout point et en tout temps à la suite d'un déversement. Ces modèles ont été validés par des observations sur le terrain à la suite de déversements antérieurs. Cette liste ne constitue pas une revue exhaustive des modèles disponibles, mais bien une représentation des modèles de devenir des hydrocarbures potentiellement utilisables lorsqu'un modèle hydrodynamique sera disponible pour la région.

National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) Office of Response and Restoration (National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) Office of Response and Restoration, 2018) : Cette agence américaine est responsable de fournir de l'expertise en matière de préparation, d'évaluation et de réponse concernant les dangers auxquels font face les environnements côtiers, notamment en lien avec les déversements de pétrole et d'autres produits chimiques. L'agence met à la disposition du public une suite de logiciels reconnus afin de prévoir le déplacement et le devenir des hydrocarbures une fois déversés en milieu aquatique. Leur module appelé GNOME (General NOAA Operational Modeling Environment) permet de prédire la trajectoire d'un polluant sur ou dans une masse d'eau selon les courants et les conditions atmosphériques en place. Le modèle, qui tient compte du type de mélange déversé, est très simple d'utilisation et permet des pronostics rapides lors de mesures d'urgence. Il nécessite toutefois la création d'un modèle hydrodynamique adapté à ses fonctions pour les régions non documentées dans leur base de données (le cas de Montréal). Le module ADIOS (Automated Data Inquiry for Oil Spills) consiste en une banque de données extensive sur les propriétés de différents mélanges d'hydrocarbures. Ce module permet de décrire avec précision les

phénomènes de météorisation auxquels on doit s'attendre pour un mélange précis dans des conditions environnementales que l'utilisateur spécifie. Finalement, le module TAP (Trajectory Analysis Planner) permet d'effectuer une modélisation stochastique de différents scénarios de déversement pour une région donnée. Un scénario de déversement choisi est simulé selon les conditions environnementales historiques (spécifiées par l'utilisateur) afin de fournir des statistiques sur les zones les plus à risque d'être touchées à la suite d'un événement. En résumé, ces outils pourraient s'avérer utiles pour évaluer rapidement les conséquences d'un déversement dans la région et guider la mise en place d'une réponse adéquate. Le module décrivant les phénomènes de météorisation fournit toutefois peu d'informations détaillées sur les concentrations potentiellement observables dans la colonne d'eau à la suite d'un déversement puisqu'il décrit le panache d'hydrocarbures comme une masse homogène.

Canadian Oil Spill Modeling Suite (Marcotte et al., 2016) : Des experts d'Environnement et Changement climatique Canada travaillent actuellement à la mise sur pied d'un modèle étant en mesure de prédire le comportement et le devenir des hydrocarbures déversés en mer. Ce modèle servirait de support lors d'événements ayant des répercussions sur l'environnement maritime du territoire canadien. Le modèle de type lagrangien où le comportement de chaque particule est simulée indépendamment inclut des modules pour l'étalement de la nappe, les changements de viscosité et de densité, l'évaporation, la dispersion naturelle, l'émulsification ainsi que l'interaction avec la glace et les milieux côtiers. L'ajout prochain de modules de dissolution et de volatilisation des composés de faible poids moléculaire (BTEX, HAP) permettra d'évaluer la toxicité potentielle d'un déversement au niveau de la colonne d'eau. Une fois complété, le modèle sera adapté afin d'être applicable aux déversements en eau douce en tenant compte des conditions hydrodynamiques en place. La distribution de ce modèle pourrait prendre encore quelques années, mais une fois disponible, il devrait s'avérer un outil indispensable pour la planification et la prise de décision concernant les déversements potentiels sur le territoire.

Spill Impact Model Application Package (SIMAP) de RPS-ASA (RPS-ASA, 2018) : Ce modèle commercial reconnu et validé par des cas réels (French-McCay, 2004; McCay, 2003) semble être le modèle le plus performant pour simuler des déversements d'hydrocarbures en rivière. Lorsque couplé avec un modèle hydrodynamique, SIMAP est en mesure de produire des projections détaillées en 3D de la trajectoire et du devenir des hydrocarbures en milieux aqueux en termes de masse et de concentration. Les différents composés présents dans un mélange

d'hydrocarbures y sont regroupés en famille avec des propriétés similaires et sont par la suite modélisés de façon indépendante afin d'évaluer plus précisément la présence de composants toxiques qui se retrouvent dans l'atmosphère et dans la colonne d'eau. Le modèle simule le transport et l'étalement de la nappe, la dispersion naturelle, l'évaporation de la nappe, la volatilisation à la surface de l'eau, le transport et la dispersion des composés aromatiques dans la colonne d'eau, l'adsorption aux particules en suspension dans la colonne d'eau, la sédimentation et la resuspension, la dégradation naturelle des composés ainsi que l'interaction avec la glace et les différents types de rives. Il comporte de plus un module d'exposition biologique permettant d'évaluer l'impact d'un déversement sur différents organismes vivants. Des bases de données sur les hydrocarbures, la biologie et les conditions environnementales sont intégrées au modèle. Il est possible de l'utiliser pour analyser les effets des activités de réponse en cas d'urgence et il est utilisable en mode stochastique comme le module TAP de la NOAA. Le principal désavantage de ce modèle réside dans le fait que son utilisation nécessite une licence d'utilisation payante et une formation adéquate.

Modèles axés sur les concentrations anticipées dans la colonne d'eau : Certains articles scientifiques présentent des modèles adaptables à différents environnements afin de prédire la concentration des différents composés d'un mélange d'hydrocarbures dans la colonne d'eau à la suite d'un déversement (Chao, Shankar, & Wang Sam, 2003; Goeury, Hervouet, Baudin-Bizien, & Thouvenel, 2014; Hibbs & Gulliver, 1999; Hibbs, Gulliver, Voller, & Chen, 1999). Ces modèles utilisent une approche similaire, mais présentent une précision variable selon la quantité de phénomènes pris en compte et l'information à inclure sur l'hydrodynamique en place. L'utilisation de ces modèles demande la maîtrise d'outils de résolution mathématique complexes afin de résoudre les équations différentielles décrivant le transport des contaminants. De plus, plusieurs paramètres physiques et chimiques doivent être évalués et inclus dans les modèles. L'absence de cas antérieurs de déversement dans une région pourrait rendre difficiles la calibration et la validation de ces paramètres qui varient beaucoup selon l'environnement entourant un déversement. Des essais terrains devraient être envisagés pour la calibration. En résumé, si ces modèles semblent être en mesure de présenter un certain degré de performance lorsque l'environnement dans lequel se produit un déversement est bien décrit, on doit s'attendre à ce que leur adaptation soit exigeante en ressources humaines spécialisées et en ressources financières.

2.5 Transport d'hydrocarbures par oléoduc : le cadre réglementaire

Au Canada, la réglementation touchant le transport d'hydrocarbures par oléoduc est de juridiction fédérale ou provinciale selon le contexte. Pour les oléoducs transfrontaliers ou interprovinciaux, l'ONÉ, un organisme fédéral indépendant, est responsable de faire respecter des exigences strictes pour veiller à la sécurité de la population et de l'environnement. Lorsqu'un oléoduc est exploité à l'intérieur d'une seule province (ou territoire), cette dernière est responsable de son encadrement.

2.5.1 Le cadre réglementaire fédéral

L'ONÉ encadre actuellement le fonctionnement de 18 503 km de pipeline transportant du pétrole sur le territoire canadien. Le *Règlement de l'Office National de l'énergie sur les pipelines terrestres DORS/99-249* définit de nombreuses responsabilités pour les sociétés exploitantes tant en matière de sécurité qu'en matière de protection de l'environnement. L'ONÉ exerce une surveillance quant au respect de ce règlement et a le pouvoir de procéder à des inspections et d'émettre des sanctions au besoin.

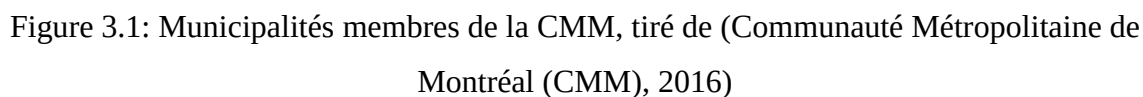
Le règlement exige la mise en place de programmes de gestion de l'intégrité de la part des exploitants afin de s'assurer que l'état physique des oléoducs fait l'objet d'un suivi et d'un entretien adéquat pour éviter les déversements. Les compagnies exploitantes doivent s'en remettre à respecter les exigences de la norme CSA Z662 (Canadian Standards Association, 2015) pour satisfaire au règlement. Mentionnons ici que cette norme laisse à l'exploitant la liberté de déterminer lui-même les mesures de gestion de l'intégrité tant qu'il respecte un certain cadre flexible. Les types d'inspections à entreprendre et la fréquence à laquelle elles sont réalisées sont à la discrétion de l'exploitant.

Le règlement mentionne que les exploitants doivent mettre sur pied un programme de gestion des mesures d'urgence qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions pouvant avoir une incidence négative sur les biens, l'environnement ou la sécurité des travailleurs ou du public, en présence d'une situation d'urgence. On mentionne dans l'annexe A du règlement que le processus d'évaluation des dangers devrait inclure une modélisation de la dispersion de panache ou d'une dispersion semblable et que cette information doit être communiquée aux personnes pouvant participer à une intervention d'urgence (Office national de l'énergie, 2018b).

Une ordonnance récente émise par l'ONÉ (Office national de l'énergie (ONE), 2017b) exige que les compagnies exploitantes rendent cette information disponible publiquement sur leur site web. Selon l'ordonnance, l'information divulguée doit « traiter des éléments propres à la région, à l'emplacement et à la situation qui peuvent avoir des répercussions sur les mesures d'intervention d'urgence et la manière dont ils sont pris en compte dans le cadre du programme de mesures en situation d'urgence ». Cela inclut « l'eau potable, les prises d'eau et l'approvisionnement d'eau des exploitations agricoles; les espèces en péril et les autres récepteurs préoccupants; les propriétés physiques et chimiques de tous les produits transportés dans le pipeline, ainsi que leur devenir et leur comportement éventuels et comment seront protégées les réserves d'eau et ce qui se produit dans le cas où les réserves d'eau deviennent contaminées ».

2.5.2 Le cadre réglementaire provincial

Plusieurs organismes gouvernementaux se partagent actuellement l'encadrement des oléoducs contraints au territoire québécois. La régie du bâtiment du Québec (RBQ) s'occupe des programmes d'entretien et de détection des fuites. Un rapport sur les résultats du programme et sur les mesures prises pour remédier aux problèmes doit être déposé à la fin de chaque année par un exploitant (Ressources naturelles Canada, 2016). Le ministère de la Sécurité publique (MSP) est responsable de la gestion des risques et des mesures d'urgence. Il s'assure que les procédures de surveillance, d'alerte des autorités ou toutes autres mesures de sécurité jugées nécessaires sont observées par l'entreprise. Les exploitants doivent obligatoirement déclarer leurs activités aux municipalités où se déroulent les activités qui génèrent des risques. L'information recueillie par ces deux ministères n'est pas disponible publiquement comme c'est le cas au fédéral. Terminons en mentionnant qu'un projet de règlement venant encadrer l'utilisation d'un pipeline a été soumis à l'étude en septembre 2017 (Gazette officiel du Québec, 2017). Ce projet de règlement obligerait entre autres les exploitants à fournir l'information sur les types de produit circulant dans leurs oléoducs et viendrait mieux encadrer les mécanismes d'inspection et la mise sur pied des plans d'urgence. Aucun mécanisme de divulgation publique de l'information n'est cependant inclus dans le projet de règlement.



Il n'existe pas de banque de données centralisée contenant de l'information sur les infrastructures et l'hydrodynamique de la région. L'information sur ces caractéristiques a donc dû être tirée de différentes sources. Cette section présente donc une compilation de l'information nécessaire à l'analyse de risque. À la section 3.1, on trouve l'information sur les oléoducs présents, les produits transportés et les mesures d'urgence en place en cas de déversement. La section 3.2

présente les UTEP du territoire qui puisent leur eau en surface. La section 3.3 s'attarde à l'hydrodynamique des cours d'eau du territoire potentiellement impliqués à la suite d'un déversement. Finalement, la section 3.4 présente les données météorologiques disponibles pour la région.

3.1 Les infrastructures de transport et les produits transportés

À l'heure actuelle, trois oléoducs transportant des débits importants sont présents sur le territoire de la CMM. La présence d'un quatrième oléoduc est à noter, le pipeline de Montréal de la compagnie Pipe-line Montréal ltée. Cet oléoduc n'est pas pris en compte dans l'analyse en raison de son taux d'activité très faible des dernières années. Finalement, même si le projet a pour l'instant été suspendu par la compagnie, l'oléoduc Énergie Est de TransCanada a été intégré dans l'analyse, et ce, afin d'évaluer l'impact potentiel de l'ajout d'infrastructures sur le territoire. En résumé, les quatre oléoducs suivants seront considérés dans les travaux:

- L'oléoduc St-Laurent qui transporte des produits raffinés de la raffinerie Jean-Gaulin de Lévis vers un centre de distribution à Montréal-Est.
- L'oléoduc Trans-Nord qui achemine des produits provenant des raffineries de l'est de l'île de Montréal vers l'Ontario avec une branche qui permet la livraison de carburacteur à l'aéroport Trudeau.
- La ligne 9B d'Enbridge qui transporte du pétrole brut en provenance de l'Alberta et des États-Unis vers les raffineries de l'est de l'île de Montréal.
- L'oléoduc Énergie Est qui aurait permis l'acheminement de pétrole brut en provenance de l'Alberta vers le Nouveau-Brunswick. Le projet incluait une branche pour des livraisons dans l'est de l'île de Montréal.

L'information sur les principales caractéristiques de ces oléoducs est compilée au Tableau 3.1. Le tracé de chacune des infrastructures est ensuite présenté à la Figure 3.2. Le tracé des oléoducs provient d'une superposition d'images réalisée à l'aide d'un système d'information géographique (SIG). Les images montrant les tracés des oléoducs provenaient de sources diverses (Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE), 2007; Canadian Energy Pipeline Association, 2017; Energy East Pipeline Ltd., 2016; JP Lacoursière Inc., 2006; Trans Northern Pipelines Inc., 2017). Ces images ont été géoréférencées en 20 points pour assurer un haut degré de précision.

Tableau 3.1: Les oléoducs du territoire de la CMM

Oléoduc	Exploitant	Juridiction	Mise en service	Diamètre (pouces)	Débit maximal* (barils/jour)	Principaux mélanges transportés**
Ligne 9B	Enbridge Pipelines Inc.	Fédérale	1976	30	300 000	Bruts légers de Bakken / Bruts moyens et lourds de l'Ouest canadien
Pipeline St-Laurent	Valero Energy Inc.	Provinciale	2011	16	100 000	Produits pétroliers raffinés
Trans-Nord	Trans Northern Pipelines Inc.	Fédérale	1950	10 et 16	172 900	Produits pétroliers raffinés
Énergie Est	TransCanada PipeLines Ltd.	Fédérale	Projet écarté	42	1 100 000	Bruts légers de Bakken / Bitumes dilués et bruts synthétiques de l'Alberta

* 1 baril = 0.159 m³

** Les produits pétroliers raffinés comprennent : essence, diésel, mazout domestique et carburéacteur

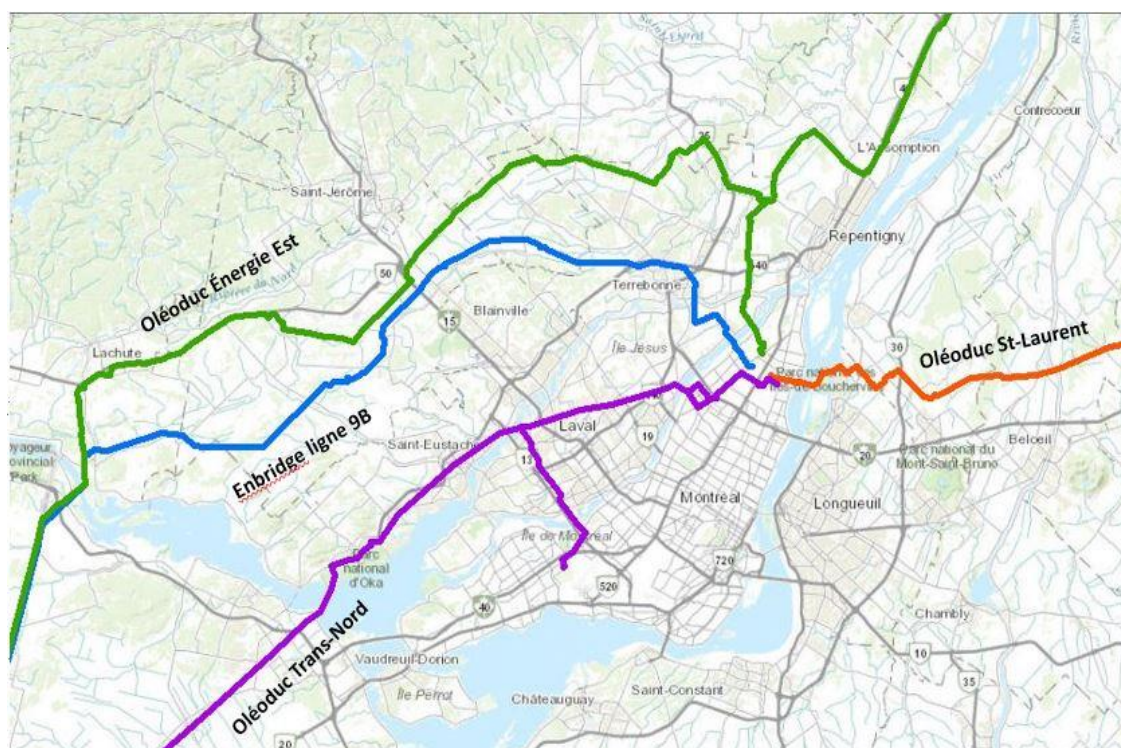


Figure 3.2: Tracés des oléoducs du territoire de la CMM

3.1.1 Oléoduc Trans-Nord

3.1.1.1 Informations importantes sur l'oléoduc

Peu d'information est disponible publiquement sur les spécifications de l'oléoduc Trans-Nord. Il est notamment difficile de connaître la méthode de traverse des cours d'eau ainsi que le type de conduite ayant été mis en place lors de son installation. L'information sur l'état actuel de la conduite et le recouvrement au-dessus des traverses de cours d'eau n'est pas disponible. Plusieurs indices nous laissent cependant croire que ces infrastructures ne sont pas dans un état optimal.

Le 27 septembre 2016, L'ONÉ a émis une ordonnance de sécurité modificatrice à Pipeline Trans-Nord (Office national de l'énergie (ONE), 2016). Jugeant que la compagnie devait en faire plus pour empêcher les surpressions sur son réseau, l'Office a ordonné une réduction de la pression maximale d'exploitation de 10 %. Cette ordonnance faisait suite à trois précédentes émises en 2009 et 2010 afin de remédier aux causes de plusieurs incidents de déversement et de surpression sur leur réseau. La pression maximale d'opération avait alors été abaissée pour certains secteurs et on ordonnait à Pipeline Trans-Nord d'apporter des modifications à son réseau afin qu'il soit exploité avec le même niveau de sécurité pendant plusieurs années. Malgré les améliorations qui ont été apportées, des événements de surpression ont continué de se produire. Cette incapacité de la compagnie à se conformer est notable, surtout si on considère que parmi les incidents de déversement qui leur sont reprochés, deux se sont produits dans la région montréalaise en 2010. Un premier déversement de 14 m³ d'essence est survenu le 27 février 2010 alors qu'un joint d'étanchéité installé en 1976 dans une valve a fait défaut. Le déversement a fini par rejoindre la rivière des Prairies qui était alors recouverte de glace et où il a dû être contenu par des barrages flottants. Des joints d'étanchéité similaires seraient encore en place sur leur réseau (Yates, 2016). L'autre déversement, signalé le 14 juillet 2010, s'est produit à Montréal-Est où 1.5 m³ de carburant d'avion auraient été déversés. Deux petits trous liés à la corrosion de l'oléoduc auraient été la cause du déversement. 202 millions de litres d'eau provenant majoritairement d'une carrière près du site de déversement ont dû être retirés et traités à la suite de l'incident. Si ces incidents ne peuvent servir de base à la prédiction de futurs événements, ils donnent certainement des indices sur l'état général de l'oléoduc sur le territoire.

L'ordonnance de septembre 2016 émettait de plus à Trans-Nord la condition suivante : « PTNI doit évaluer les risques liés à ses pipelines ainsi que leur fiabilité à tous les franchissements des

cours d'eau, et doit élaborer et mettre en œuvre un programme de gestion des franchissements de cours d'eau sur le réseau pipelinier de PTNI au plus tard 24 mois après la date de délivrance de la présente ordonnance. ». Cette condition faisait suite à la découverte au courant de l'été d'une portion de conduite mise à nu près de Hudson. Ce rapport permettra entre autres de connaître l'épaisseur de couverture au-dessus des conduites, les techniques de franchissement qui ont été utilisées et le risque d'affouillement des conduites sous des inondations de 50 et 100 ans. Cette information, qui n'est présentement pas disponible, renseignera grandement les décideurs sur le risque inhérent aux traverses de cours d'eau de cet oléoduc.

3.1.1.2 Plan d'urgence et efforts de modélisation

Trans-Nord offre le téléchargement de son plan de réponse d'urgence sur son site web (Trans Northern Pipelines Inc. (TNPI), 2017). Le document contient une panoplie d'informations sur les structures de gestion qui seraient mises en place advenant une situation d'urgence, sur les différentes techniques de remédiation et sur le matériel nécessaire aux opérations. On ne mentionne cependant jamais la composition exacte des mélanges transportés par l'oléoduc. Le plan contient une modélisation du devenir des hydrocarbures en cas de déversement pour deux secteurs critiques adjacents à l'oléoduc, dont le lac des Deux-Montagnes. Ces modélisations ont été effectuées afin d'évaluer la plage de temps disponible pour mettre en place une intervention. Quatre cas de déversement sont évalués. On fait varier le type de produit déversé (diesel et essence) et la saison à laquelle se produit le déversement (été ou hiver sans la présence de glace). Très peu d'information est fournie sur les intrants utilisés dans le modèle, la provenance des données hydrodynamiques étant particulièrement nébuleuse. Le modèle de devenir des contaminants utilisé (Oilmap de RPS-ASA) ne permet pas d'évaluer les concentrations de contaminants dans la colonne d'eau; il se spécialise plutôt dans l'évaluation du parcours du panache à la suite d'un déversement. On présente des cartes montrant le parcours anticipé des hydrocarbures à différents incréments de temps.

Plusieurs constatations intéressantes peuvent être tirées des résultats présentés. Tout d'abord, on modélise un déversement de 90 m³ sur une période de 4h. Cette quantité, qu'on qualifie de déversement maximum plausible, semble à priori très faible si on compare à des accidents survenus dans le passé sur des oléoducs de diamètre similaire à celui de Trans-Nord (voir section 4.2). Malgré cette faible quantité, on voit bien que les panaches d'hydrocarbures finissent

par atteindre plusieurs prises d'eau municipales du territoire dans les 72 h suivant un déversement. Trans-Nord ne mentionne jamais quels pourraient être les effets de la présence d'un panache sur la qualité de l'eau à ces endroits. En finissant, on doit mentionner que ces informations proviennent du plan général d'intervention, mais il existe aussi des plans individuels développés pour chacune des municipalités potentiellement affectées. Ces plans ne sont pas disponibles publiquement. Il est donc impossible de tirer quelques conclusions que ce soit sur leur contenu.

3.1.2 Oléoduc St-Laurent

3.1.2.1 Informations importantes sur l'oléoduc

La construction de l'oléoduc St-Laurent a été autorisée à la suite d'une consultation du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) datant de 2007 (BAPE2007_RapportD'EnquêteEtD'AudiencePubliqueProjetDeConstructionDeL'OléoducPipeline). Il est important de mentionner que pour la traverse du fleuve St-Laurent, le tronçon utilisé n'a pas été installé suite à l'approbation du projet. Plutôt que d'installer un nouveau segment, on a décidé d'utiliser une conduite datant de 1968 qui n'avait alors jamais été utilisée. Une étude de BPR-Bechtel datant de 2005 (BPR Bechtel, 2006) avait conclu que la protection cathodique de la conduite était fonctionnelle et adéquate, que le revêtement était en bon état et que le recouvrement sous le fleuve était adéquat. La conduite a été jugée en bonne condition et opérable à une pression d'opération de 10 200 kPa. Sous le fleuve, la conduite est de 0,5 pouce d'épaisseur et enduite d'un revêtement de béton avec un recouvrement qui variait de 5 à 16 pieds en 2005.

3.1.2.2 Plan d'urgence et efforts de modélisation

Le programme de mesures d'urgence d'Énergie Valéro sur l'oléoduc St-Laurent n'est pas disponible publiquement. Dans l'étude d'impact déposée au BAPE pour l'approbation du projet (Ultramar Ltée., 2006), on mentionne la mise sur pied de plans d'intervention spécifiques pour les zones où une fuite du pipeline pourrait avoir des conséquences importantes sur la population. Les cours d'eau servant de source d'approvisionnement à une municipalité font partie de cette catégorie. Il serait intéressant d'analyser ces documents afin de poser un jugement critique sur la façon de prédire les conséquences d'un déversement.

3.1.3 Oléoduc 9B d'Enbridge

3.1.3.1 Informations importantes sur l'oléoduc

L'oléoduc 9B a connu une inversion du sens de son écoulement et une augmentation de sa capacité en 2015 à la suite d'une évaluation de la demande par l'ONÉ (Office national de l'énergie (ONE), 2014). Cette décision est intervenue malgré les mises en garde de la communauté scientifique, notamment celle de Richard Kuprewicz, qui, dans une évaluation indépendante commandée par l'ONÉ concernant la sécurité de la ligne 9B (Accufacts Inc., 2013), mentionnait le risque élevé de rupture dans les premières années suivant le renversement sous les nouvelles conditions d'opération. Les audiences de l'ONÉ ont de plus permis d'obtenir beaucoup d'informations sur l'oléoduc et les traverses de cours d'eau présentes sur le territoire de la CMM. Une des conditions concernant l'approbation du projet concernait la mise sur pied d'un plan de gestion des franchissements de cours d'eau afin de gérer de manière proactive les risques de mise à nu du pipeline. Sans fournir d'informations sur l'état de dégradation de la conduite, ce plan (Enbridge Pipelines Inc., 2014a) permet cependant d'en connaître plus sur les méthodes de franchissement et l'épaisseur de la couverture au-dessus des conduites. On y constate que le franchissement de la rivière des Prairies se fait dans un tunnel en béton sous la rivière avec d'autres pipelines et équipements de services publics et qu'en cas de crue 50 ans, le couvert au-dessus de la traverse qui passe sous la rivière des Outaouais pourrait ne pas être suffisant.

3.1.3.2 Plan d'urgence et efforts de modélisation

Enbridge offre sur son site web le téléchargement du plan d'urgence intégré pour la région d'intervention de l'Est (Enbridge Pipelines Inc., 2017). Le volumineux document contient de l'information sur le processus de gestion des cas d'urgence, sur l'équipement d'urgence disponible dans chacune des régions et (partiellement) sur la composition des produits typiquement transportés. On ne fait jamais mention de l'existence de modélisations d'écoulement de panache d'hydrocarbures afin de mieux planifier une intervention dans les secteurs à risque. On mentionne cependant l'existence de plans d'intervention tactique pour la rivière des Prairies, la rivière des Mille-Îles et la rivière des Outaouais. On sait que ces documents contiennent des modélisations de déversement de pétrole (Enbridge Pipelines Inc., 2014b), mais il est impossible de procéder à leur analyse puisqu'ils ne sont pas disponibles publiquement. Cette situation

complique grandement l'analyse de la vulnérabilité des prises d'eau de la région en cas de déversement. Il serait intéressant de connaître la raison pour laquelle Enbridge ne mentionne pas la disponibilité de ces modélisations dans son plan d'urgence intégré et la raison pour laquelle les plans d'intervention tactiques ne sont pas du domaine public.

3.1.4 Oléoduc Énergie Est

3.1.4.1 Informations importantes sur l'oléoduc

Puisque le projet a été écarté par la compagnie exploitante avant d'obtenir une décision sur son approbation par l'ONÉ, il est difficile de se prononcer sur ses caractéristiques finales. Afin d'inclure le projet dans l'analyse de risque, cela dans le but de démontrer les conséquences de l'implantation d'un nouvel oléoduc sur le territoire, les caractéristiques prévues qui ont été présentées à l'ONÉ (Office national de l'énergie, 2017) et au BAPE (Bureau d'audiences publiques sur l'environnement, 2016) avant l'annonce de son retrait seront considérées. Mentionnons que, pour les traverses de cours d'eau majeurs, un forage dirigé aurait été utilisé afin d'enfouir les conduites à plusieurs mètres de profondeur (plus de 20 m), réduisant grandement le risque de contamination de l'eau potable. Le choix de traverse pour la rivière des Outaouais n'a jamais été confirmé; on supposera qu'il s'agit d'un tunnel pour les fins d'analyse.

3.1.4.2 Plan d'urgence et efforts de modélisation

Même si le projet d'oléoduc n'ira pas de l'avant, plusieurs informations intéressantes relatives à un potentiel déversement sur le territoire de la CMM apparaissent dans les documents déposés au BAPE et à l'ONÉ.

La CMM s'est elle-même penchée sur l'impact qu'aurait un déversement de l'oléoduc Énergie Est sur son territoire par l'intermédiaire d'un rapport commandé à la firme Savaria Experts Environnement (Savaria Experts Environnement, 2015). Dans ce rapport, on affirme clairement le fait que plusieurs prises d'eau potable sont à risque en cas de déversement sur le territoire. Une modélisation du parcours des hydrocarbures en cas de déversement est effectuée afin de prédire le temps d'arrivée à chacune des prises d'eau en aval du tracé de l'oléoduc. Ces modélisations se basent sur une série d'hypothèses très simplifiées comme l'application d'une vitesse de propagation unique (calculée selon un débit de crue et en un seul point) ou encore l'absence de

phénomènes de météorisation suite au déversement. Les estimés présentés peuvent servir à mettre en évidence une vulnérabilité des prises d'eau de la région, mais les valeurs avancées de temps de déplacement des panaches d'hydrocarbures sont sujettes à des critiques. Une évaluation plus sérieuse des conséquences devrait être basée sur une modélisation du devenir des hydrocarbures beaucoup plus précise, notamment en utilisant un modèle hydrodynamique, en considérant différentes conditions lors des déversements et en tenant compte de la météorisation des produits déversés.

En réponse à la publication du rapport de Savaria Experts Environnement, TransCanada a mandaté Stantec Consulting Ltd. (Stantec) et RPS Applied Science Associates (RPS ASA) afin de définir la probabilité théorique d'un déversement, le volume probable d'un tel déversement et d'évaluer si la qualité de l'eau aux prises d'eau municipales de la région de Montréal serait affectée advenant un déversement au point de franchissement de la rivière des Outaouais. Le rapport de (Stantec Consulting Ltd. & RPS Group plc, 2016) présente les résultats de modélisations de déversements d'hydrocarbures effectuées avec le modèle SIMAP de RPS ASA. Plusieurs cas sont étudiés afin de tenir compte de différents volumes de déversement (4, 50, 1 000 et 10 000 barils), du type de brut déversé (pétrole brut de Bakken, mélanges synthétiques Husky et Western Canadian Select) et des conditions de débit des cours d'eau de la région (débits moyen, élevé et faible). La présence d'un couvert de glace n'a pas été prise en compte. Un modèle hydrodynamique a été mis sur pied afin de décrire l'écoulement des cours d'eau dans la région de la CMM. Ce modèle se base sur les mesures de débits enregistrés à 4 stations hydrométriques de la région (Fleuve St-Laurent à Cornwall, rivière des Outaouais au barrage de Carillon, rivière des Outaouais à Terrasse-Vaudreuil et rivière des Outaouais à la marina de Sainte-Anne-de-Bellevue). Bien qu'on mentionne que la validation d'un tel modèle est difficile en raison du manque de données d'observation pour la région, il apparaît évident qu'un réseau aussi vaste et complexe de cours d'eau inter-reliés ne peut être précisément décrit par seulement 4 stations de mesures. Peu de détails sont d'ailleurs présentés sur la construction du modèle hydrodynamique. Les seuls résultats des modélisations qui sont présentés sont relatifs au temps d'arrivée des panaches d'hydrocarbures à certains points fixés arbitrairement en aval du point de déversement. Le rapport conclut que bien que la qualité de l'eau potable puisse être affectée en cas de déversement, les effets seraient passagers (de quelques heures à quelques jours). On ne fournit pas d'information sur l'ampleur de la contamination et sur la durée exacte des

Les chiffres présentés démontrent une exploitation nettement à la baisse. L'oléoduc n'a d'ailleurs pas transporté d'hydrocarbures entre octobre 2017 et mars 2018. La faible utilisation de l'oléoduc peut donc justifier en partie le fait qu'il ne soit pas inclus dans l'analyse de risque. Il faut cependant rester vigilant puisque la possibilité de l'inversion de l'écoulement dans la conduite afin d'exporter les pétroles canadiens et américains reste toujours une possibilité. Dans le cas où un tel projet irait de l'avant, il serait nécessaire de collecter plus de données sur l'oléoduc afin de bien évaluer le risque qu'il présente pour les cours d'eau de la région.

3.1.6 Commentaires sur les plans d'urgence et les efforts de modélisation

Il apparaît évident que le manque de transparence de la part de l'industrie en lien avec la divulgation de l'information relative au devenir des hydrocarbures rend difficile l'analyse du risque pour les UTEP potentiellement affectées. Lorsque des simulations sont utilisées, on se contente de fournir un minimum d'informations sur les différents éléments qui sont incorporés dans les modèles. Si l'on désire porter un jugement critique et avoir un portrait global du risque que pose la présence d'oléoducs sur le territoire de la CMM, notamment pour la multitude de prises d'eau de la région, cette information devrait idéalement être offerte publiquement. Cette information supplémentaire doit être divulguée par Trans-Nord et Enbridge afin de respecter les attentes de l'ONÉ exprimées dans l'ordonnance sur la divulgation publique des programmes de gestion des mesures d'urgence (voir section 2.5). Finalement, l'information sur la gestion des mesures d'urgence de l'oléoduc St-Laurent est pratiquement inexistante pour les citoyens de la CMM, et ce, même s'ils sont à risque d'être directement affectés par un déversement.

3.1.7 Produits transportés

Si l'on connaît bien les types de mélange transportés par chacun des oléoducs, la composition exacte de ces mélanges demeure parfois incertaine. Du moins, cette information n'est généralement pas fournie publiquement par les opérateurs d'oléoduc. TransCanada est la seule compagnie qui a fourni ces informations suite à une question lors des audiences du BAPE en mars 2016 (Oléoduc Énergie Est Ltée & l'environnement, 2016). Il faut généralement se référer à des sources externes afin d'obtenir la composition de mélanges spécifiques. La base de données d'Environnement Canada sur les propriétés des mélanges d'hydrocarbures (Environnement Canada, 2018), la base de données Crude Monitor (Crude Monitor, 2018) ou encore un ouvrage de

référence comme le Handbook of Oil Spill Science and Technology (Fingas, M. F., 2015) sont des bonnes sources de renseignements sur la composition des mélanges. L'ouvrage de Fingas est particulièrement intéressant, on y retrouve en détail la proportion des différents HAM et HAP (ainsi que leurs dérivés) qui composent une série de mélanges typiques (produits bruts et raffinés). On y présente aussi la proportion totale des hydrocarbures pétroliers pour certains mélanges, la prévalence de différentes classes basée sur le nombre de carbones ainsi que le contenu en métaux lourds. En se basant sur ces sources, le Tableau 3.2 présente la proportion des composés problématiques pour les UTEP pour une série de mélanges typiquement transportés dans les oléoducs du territoire. Il est important de noter que la proportion de ces composés peut varier selon le temps et selon la source à l'intérieur d'un même type de mélange. Ainsi donc, les données présentées servent à estimer la composition des mélanges, à défaut d'avoir les valeurs réelles en provenance des compagnies exploitantes.

Tableau 3.3 : Proportion des composés problématiques présents dans différents mélanges
(Environnement Canada, 2018; Fingas, M. F., 2015; Oléoduc Énergie Est Ltée & l'environnement, 2016)

Mélange	Densité (kg/m ³)	%B ¹	%T	%E	%X	%BTE X	Teneur en HAP	%B[a]P
Produits bruts								
Brut de Bakken (Brut léger)	830	0,28	0,92	0,33	1,4	2,93	Variable	> 0.0001
Brut lourd conventionnel	920	0,13	0,26	0,1	0,29	0,78	Élevée	> 0.0001
Western Canadian Select (Bitume dilué)	930	0,16	0,29	0,06	0,29	0,80	Élevée	> 0.0001
Produits raffinés								
Gasoline 87	720	0,46	11,63	1,56	7,25	20,90	Faible	0
Diesel no.2	840	0,01	0,1	0,06	0,23	0,39	Élevée	0
Carburacteur	820	0,01	0,09	0,07	0,41	0,58	Faible	0
¹ Toutes les proportions sont exprimées en % volume du composé / volume du mélange. La valeur moyenne est présentée lorsque qu'une gamme de valeur est disponible.								

3.2 Les usines de traitement d'eau potable

Sur le territoire de la CMM, 27 UTEP (plus l'UTEP de Repentigny si l'on considère Énergie Est) tirent une partie ou la totalité de leur eau brute à partir d'une prise d'eau de surface située en aval

du parcours d'au moins un oléoduc. En cas de déversement accidentel, chacune de ces infrastructures a le potentiel d'être affectée à un degré plus ou moins grand selon ses caractéristiques, soit sa localisation, les traitements disponibles, son autonomie ou encore l'ampleur du réseau qui est alimenté. Il est donc primordial de bien décrire leurs caractéristiques ainsi que celles des réseaux qu'elles desservent si l'on désire évaluer adéquatement la vulnérabilité de chacune d'entre elles.

3.2.1 Prises d'eau brute de surface

Il est possible de consulter la liste des 28 UTEP du territoire de la CMM qui possèdent une prise d'eau brute à risque dans le Tableau A.1 de l'annexe A. Les coordonnées géographiques de chacune de ces prises d'eau ont été obtenues auprès du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). Ces données ont été importées dans un SIG pour produire la Figure 3.3, qui présente leur localisation sur le territoire de la CMM. Il est important de mentionner que certaines des UTEP possèdent aussi des prises d'eau alternatives utilisées pour une alimentation d'appoint ou d'urgence; ces dernières ne sont pas représentées sur la figure.

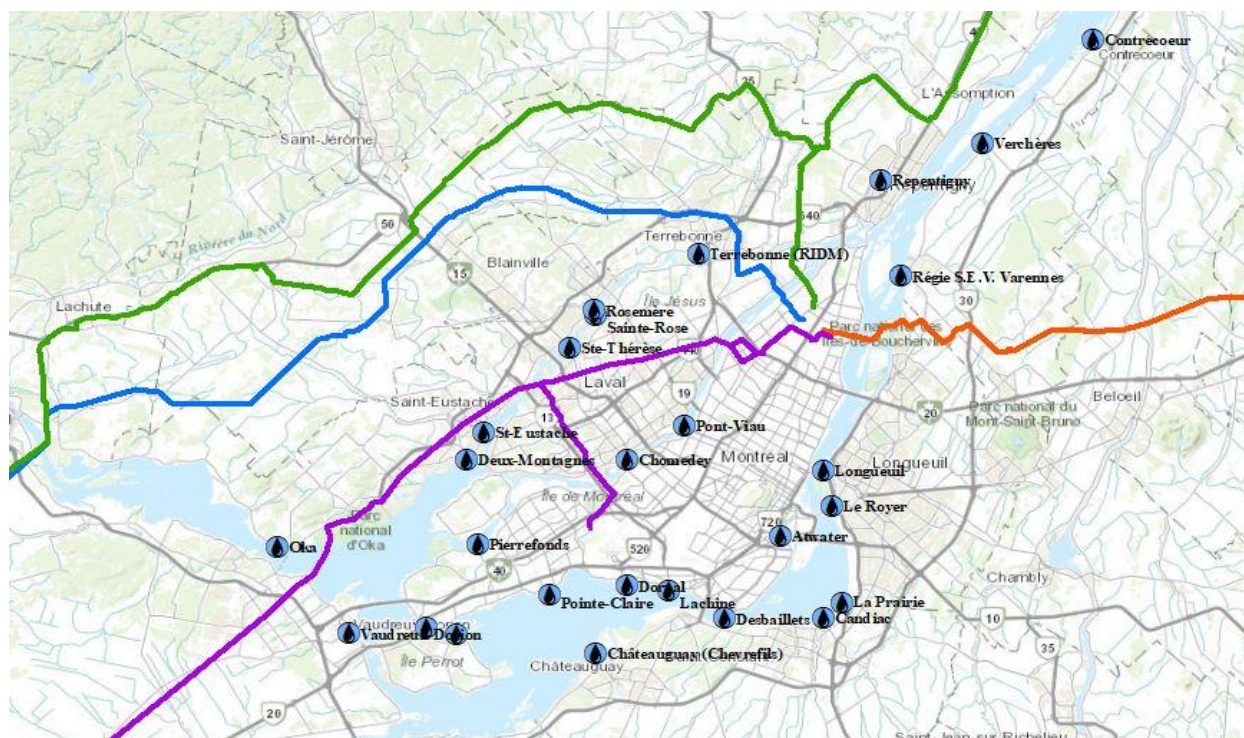


Figure 3.3: Prises d'eau brute à risque sur le territoire de la CMM

3.2.2 Procédés de traitements disponibles

La chaîne des traitements en service à chacune des 28 UTEP est précisée au Tableaux A.2 de l'annexe A. L'information provient du Répertoire des installations municipales de production d'eau potable approvisionnées en eau de surface, qu'on peut consulter sur le site web du MDDELCC (Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques, 2016b). La description de chacun des procédés mentionnés y est d'ailleurs définie :

- Filtration : Application d'un traitement de filtration, qu'elle soit conventionnelle, membranaire, lente ou autre.
- Charbon actif : Application de charbon actif dans le cadre du procédé de traitement (CAP ou CAG) de façon permanente ou occasionnelle.
- Ozonation : Application d'ozone dans le cadre du procédé de traitement de façon permanente ou occasionnelle.
- Ultraviolet : Application d'un traitement aux ultraviolets pour la désinfection.
- Chloration : Application de chlore dans le cadre du procédé de traitement (chlore gazeux ou hypochlorites) de façon permanente ou occasionnelle.

3.2.3 Capacité de production et stockage

Pour chacune des 28 UTEP, la capacité de production, la production journalière moyenne, le stockage disponible en usine ainsi que le stockage disponible en réseau ont été compilés dans le Tableau A.1 de l'annexe A. Cette information provient de communications avec les responsables des UTEP. Il a été impossible de récupérer la totalité de l'information pour les usines de Vaudreuil-Dorion et de Contrecoeur. Pour ces deux usines, seule la capacité de production est disponible.

3.2.4 Population desservie par les réseaux de distribution

L'information sur la population desservie par les réseaux de distribution des 28 usines a été compilée dans le Tableaux A.1 de l'annexe A à partir du Répertoire des installations municipales de distribution d'eau potable qu'on peut consulter sur le site web du MDDELCC (Ministère du

Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques, 2016a). La population desservie représente la somme de la population desservie individuellement par chacune des installations de distribution associées à l'UTEP. En plus de cette information, le tableau présente le nombre de lits en centre hospitalier (CH) et en centres d'hébergement de soins de longue durée (CHSLD) présents sur chacun des réseaux de distribution. Ces données ont été compilées à partir de l'information disponible sur le site web du Ministère de la Santé et des Services sociaux (Ministère de la Santé et des Services Sociaux, 2017) et servent d'indicateur afin d'évaluer la proportion de personnes nécessitant une attention particulière en cas de contamination.

3.3 L'hydrodynamique de la région

Afin de procéder à l'analyse de risque, on doit identifier et caractériser les cours d'eau potentiellement affectés sur le territoire de la CMM. À la suite d'un déversement d'oléoduc, on considère que les hydrocarbures qui entrent en contact avec l'eau se déplaceraient vers l'aval suivant l'hydrodynamique en place dans la région. Aux fins d'analyse, seuls les cours d'eau de la région étant utilisés comme source d'eau potable seront pris en compte. Sur le territoire de la CMM, on doit considérer qu'un déversement d'oléoduc pourrait avoir un impact marqué sur les sources d'eau potable suivantes :

- Rivière des Outaouais en aval du barrage de Carillon
- Lac des Deux-Montagnes
- Rivière des Prairies
- Rivière des Mille-Îles
- Lac St-Louis
- Fleuve St-Laurent de Châteauguay jusqu'aux Lac-St-Pierre
- Rivière L'Assomption (oléoduc Énergie Est)

Ces cours d'eau sont tous reliés d'une certaine façon. La rivière des Outaouais alimente le lac des Deux-Montagnes. Ce dernier déverse ses eaux dans le lac St-Louis par les canaux de Vaudreuil (Débit moyen annuel : 335 m³/s) et de Sainte-Anne-de-Bellevue (550 m³/s), dans la rivière des Prairies (1100 m³/s) et dans la rivière des Mille-Îles (200 m³/s) (Robitaille, 1999). Le lac St-

Louis, la rivière des Mille-Îles, la rivière des Prairies et la rivière L'Assomption sont tous des tributaires du fleuve St-Laurent.

Pour l'analyse de risque, les cours d'eau à faible débit de la région qui sont traversés par les oléoducs n'ont pas été considérés. Les faibles vitesses d'écoulement pourraient favoriser la détection de déversement et la possibilité de les contenir avant qu'ils n'atteignent un cours d'eau d'importance. Cette simplification réduit considérablement le travail d'analyse mais est une source d'incertitude. Néanmoins, sur le territoire de la CMM, ces plus petits cours d'eau sont tous des tributaires des cours d'eau utilisés comme source d'eau potable identifiés plus haut. L'impact devrait donc être similaire ou moindre à celle provenant d'un déversement direct.

3.3.1 Stations hydrométriques

Afin de caractériser l'écoulement de cet ensemble de cours d'eau, il existe seulement deux stations hydrométriques fournissant des débits en temps réel, une sur le fleuve St-Laurent et une autre sur la rivière des Prairies. Des données sont cependant disponibles pour les débits enregistrés dans le passé par des stations qui sont maintenant discontinuées. Le Tableau 3.3 présente l'information disponible afin de caractériser les débits d'eau de la région. L'emplacement des stations est par la suite représenté dans la Figure 3.4.

Tableau 3.4: Liste des stations hydrométriques du territoire, compilé à partir de (Gouvernement du Canada, 2018b)

Cours d'eau	Station	Identification	Données disponibles	Active?
Rivière des Mille-Îles	Bois-des-Filion	02OA003	1913 - 2017	x
Rivière des Prairies	Rapide du cheval Blanc	02OA004	1922 - 2013	
	Centrale des Prairies	02OA072	1949 - 1994	
Rivière des Outaouais	Barrage de Carillon	02LB024	1962 - 1994	
Fleuve St-Laurent	Lasalle	02OA016	1880 - 2017	x
	Aval de Montréal	02OA096	1955 - 1969	
	Sorel (Sans Richelieu)	02OJ033	1955 - 1969	
	Cornwall	02MC002	1958 - 1993	
Rivière l'Assomption	Pont-Route 158 à Joliette	02OB008	1970 - 2013	
Lac des Deux-Montagnes	Marina de Saint-Anne-de-Bellevue	02OA033	2009 - 2015	
	Terrasse-Vaudreuil	02OA107	2009 - 2016	

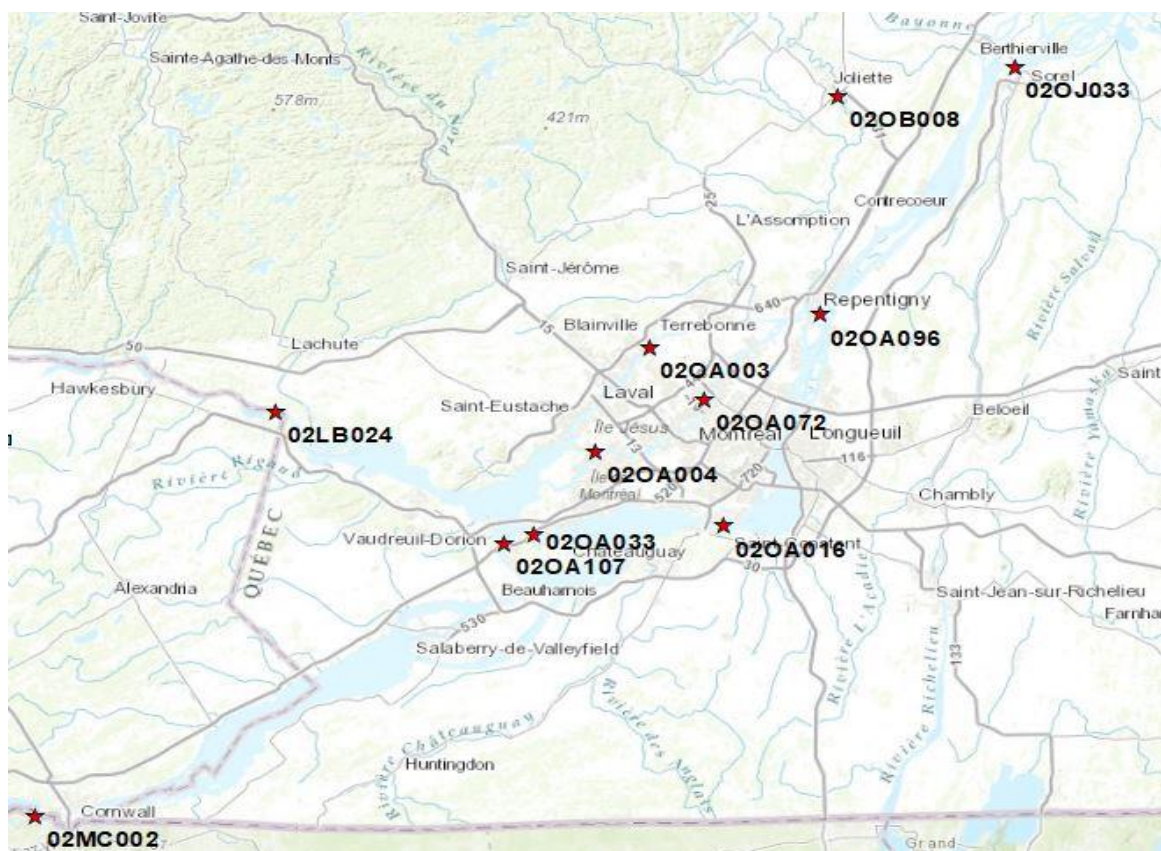


Figure 3.4 : Emplacement des stations hydrométriques du territoire, compilé à partir de (Gouvernement du Canada, 2018b)

3.3.2 Débit des cours d'eau

À partir des données compilées par les stations mentionnées dans la section précédente, il est possible de retirer de l'information sur le débit des cours d'eau de la région. Le débit mensuel moyen permet d'avoir une idée de l'ordre de grandeur de l'écoulement dans le cours d'eau, mais cette mesure n'est pas représentative de la grande variabilité du débit qu'on peut observer au cours d'une année. Pour cette raison, il est intéressant de retirer de l'information sur les débits enregistrés à certains moments de l'année où l'écoulement diffère de la valeur moyenne. Pour la région, les débits mensuels enregistrés au mois de septembre sont représentatifs des conditions d'écoulement en période d'étiage alors que les débits enregistrés au mois d'avril nous renseignent sur la période de crues suivant la fonte des neiges. Il est de plus intéressant de connaître les conditions d'écoulement lorsque les cours d'eau sont encapsulés sous un couvert de glace. C'est durant le mois de février que cette situation risque le plus de se produire. Le Tableau 3.4 présente

l'information sur le débit des cours d'eau de la région à ces différents moments de l'année pour toutes les années où cette valeur est disponible (voir Tableau 3.3).

Tableau 3.5: Débits des cours d'eau de la région, compilé à partir de (Gouvernement du Canada, 2018b)

Cours d'eau	Station hydrométrique	Débit mensuel moyen (m ³ /s)			
		Février	Avril	Septembre	Annuel
Rivière des Outaouais	02LB024	1760	3510	1140	1940
Rivière des Mille-Îles	02OA003	170	483	75	214
Rivière des Prairies	02OA004	934	1680	784	1090
Rivière L'Assomption	02OB008	11	78	10	24
Fleuve St-Laurent	02OA016	8090	9750	8000	8450

3.3.3 Modèles hydrodynamiques

Pour un système si vaste et complexe, l'information sur le débit des cours d'eau est insuffisante pour dresser un portrait juste de l'hydrodynamique de la région. Sur l'ensemble du territoire, la grande variabilité de la profondeur et de la largeur d'écoulement, la présence d'obstacles comme des îles, de la glace et des ouvrages de rétention d'eau ou encore la présence de chenaux, de deux lacs et de rapides entraînent un important gradient dans les vitesses d'écoulement. Ces éléments ont aussi une influence sur le mélange qui se produit dans la colonne d'eau. Si l'on désire mettre sur pied un modèle hydrodynamique performant, une multitude de données terrain doivent être recueillies pour assurer sa validité. Ces données incluent entre autres la bathymétrie des plans d'eau, la topographie, les types de surface d'écoulement, le comportement spécifique de certaines zones de stagnation et l'influence des structures anthropiques. Certaines zones où l'écoulement est moins rapide peuvent induire un relâchement constant d'hydrocarbures suite au passage d'une nappe d'hydrocarbures. Cela fait en sorte qu'une contamination peut s'étendre sur une longue durée après le passage du panache initial (Overstreet & Galt, 1995). Il est indispensable de

considérer ces variables si l'on désire avoir un portrait juste du comportement d'un éventuel déversement.

Puisque les cours d'eau de la région sont généralement peu profonds, un modèle hydrodynamique en deux dimensions qui prendrait en compte une vitesse d'écoulement constante sur la hauteur de la colonne d'eau pourrait être acceptable. Un tel modèle n'est actuellement pas disponible pour décrire l'entièreté de la région. Des modèles ont cependant déjà été développés pour certains tronçons spécifiques et d'autres sont en cours de développement. Une partie de la rivière des Prairies a été déjà modélisée en deux dimensions par le Centre d'expertise hydrique du Québec (Dorner, 2013). Le tronçon à l'étude faisait environ 30 km à partir de l'île Bizard jusqu'au barrage d'Hydro-Québec situé entre les autoroutes 19 et 125. Du côté d'Environnement Canada, on possède un modèle hydrodynamique en deux dimensions qui est opérationnel et validé pour le tronçon du fleuve St-Laurent entre le pont Champlain et Trois-Rivières. On travaille actuellement à l'ajout du tronçon décrivant le fleuve entre Cornwall et le pont Champlain. Ces travaux de modélisation s'inscrivent dans le Programme de prévision numérique environnementale sur le Saint-Laurent du Plan d'Action St-Laurent 2011-2026 (Plan d'action St-Laurent, 2015). D'ici la fin du mandat, des modèles hydrodynamiques devraient être disponibles pour le lac des Deux Montagnes, la rivière des Prairies, la rivière des Mille-Îles et les chenaux de Vaudreuil et Sainte-Anne-de-Bellevue. Le modèle inclura de l'information sur les niveaux d'eau, les débits, la qualité de l'eau, les courants, la température, le couvert de glace et les vagues.

3.3.4 Ouvrages de rétention

En cas de déversement, au moins trois barrages de la région auraient probablement une incidence sur le devenir des hydrocarbures. L'impact d'un barrage sur les contaminants dépend du type d'écoulement à ce dernier. Il existe une différence marquée entre la présence d'une surverse ou d'une décharge à la base d'un ouvrage (Overstreet & Galt, 1995). Un ouvrage avec une surverse aura tendance à plonger la nappe flottante d'hydrocarbures dans une zone de mixage intensif situé en aval de l'infrastructure. Ce mélange favorise la présence de contaminants dans la colonne d'eau, ce qui peut augmenter le danger pour les prises d'eau potable. Les barrages du Grand-Moulin et des Moulins, qui servent au contrôle des inondations sur la rivière des Mille-Îles, pourraient avoir cet effet, surtout lors des crues printanières, où le débit favorise un plus grand mix à la sortie des ouvrages. Pour les ouvrages où la décharge s'effectue à la base, la nappe

flottante d'hydrocarbures aura tendance à s'accumuler en amont de l'infrastructure, ce qui peut créer un point de collecte intéressant. Cette hypothèse est valide pour des vitesses d'écoulement sous l'ouvrage allant jusqu'à 0.5 m/s, seuil auquel les hydrocarbures commenceront à être entraînés avec le courant (Overstreet & Galt, 1995). Le barrage hydroélectrique au fil de l'eau de la rivière des Prairies pourrait agir ainsi lors d'un déversement. Terminons en mentionnant que, sans une modélisation complète de l'hydrodynamique induite par les ouvrages mentionnés, un pronostic précis quant au devenir d'un panache d'hydrocarbures à l'approche de ces derniers devient une tâche très complexe et incertaine. Pour cette raison, la présence de ces ouvrages ne sera pas prise en compte dans les travaux d'analyse du risque.

3.4 Les données météorologiques

En général, l'acquisition de données météorologiques ne représente pas un défi sur le territoire à l'étude. Le service météorologique d'Environnement Canada possède une multitude de stations opérationnelles et il est possible de consulter leurs historiques (Gouvernement du Canada, 2018a) afin de prévoir les conditions en place à certains moments de l'année.

Pour le couvert de glace, il n'existe pas de registre public contenant les informations historiques. Cependant, on sait que les cours d'eau sensibles identifiés plus haut finissent tous par être couverts de glace au courant de l'hiver pour une période variant d'une année à l'autre.

CHAPITRE 4 ANALYSE DE RISQUE

L'objectif de la présente analyse de risque est de déterminer dans quelles mesures les UTEP du territoire de la CMM sont susceptibles d'être affectées par un déversement d'oléoduc, sachant qu'un tel déversement peut survenir à différents endroits. Cet intrant sert par la suite à identifier la vulnérabilité relative des usines en cas de contamination aux hydrocarbures de leur source d'eau brute. L'analyse est effectuée dans l'optique d'émettre une série de recommandations sur les mesures de mitigation à mettre en place rapidement pour les usines qui font face à un risque accru.

La contamination aux hydrocarbures d'une source d'eau brute représente un événement de faible probabilité, mais pouvant entraîner de très graves conséquences. Pour ce type de situation, les mesures de mitigation à mettre en place avant et après l'événement diffèrent complètement des opérations normales. Il est difficile de prévoir une réaction adéquate pour ce type d'événement et ce, souvent en raison d'un manque d'expérience passée relativement à sa compréhension, à sa prédiction ou tout simplement à la réponse appropriée à mettre en place (Grafton & Little, 2017). Une analyse détaillée s'impose donc afin de dresser un portrait plus juste de la situation qui pourrait survenir et des outils disponibles pour éviter/atténuer les conséquences relatives à l'événement.

Dans le cas qui nous intéresse, la situation à faible probabilité et hautes conséquences se définit comme étant un déversement d'oléoduc venant contaminer une source d'eau potable sur le territoire de la CMM. On cherche à documenter le risque associé à une conséquence particulière de cet événement, soit l'impossibilité pour une UTEP de distribuer de l'eau sur son réseau en raison d'une contamination aux hydrocarbures. **On considère ici que la distribution d'eau n'est pas conseillée si des seuils de potabilité sont dépassés ou encore si l'eau est esthétiquement non acceptable pour les consommateurs en raison de goûts et d'odeurs.** L'analyse s'attardera donc à la présence des composés problématiques qui ont été identifiés à la section 2.2.2, soit les hydrocarbures qui sont normés au provincial (benzène, benzo[a]pyrène) ou qui font l'objet de recommandations fédérales pour l'eau potable (toluène, éthylbenzène, xylènes). Rappelons ici que les normes et recommandations en place ne couvrent pas tous les contaminants potentiellement présents, mais visent les composés les plus toxiques et les plus susceptibles d'être présents dans l'eau potable. Plusieurs autres produits toxiques (HAP, dérivés du benzène et autres

composés mal caractérisés) pourraient se retrouver dans l'eau potable à la suite d'un déversement (voir section 4.5); il serait cependant impossible de tous les inclure, et ce, notamment en raison du manque d'études sur leur comportement. L'impossibilité de distribuer une eau adéquate résulte d'une chaîne d'événements liés les uns aux autres. La Figure 4.1 présente les différents éléments qui sont impliqués dans la transmission du risque, de l'oléoduc jusqu'aux consommateurs.

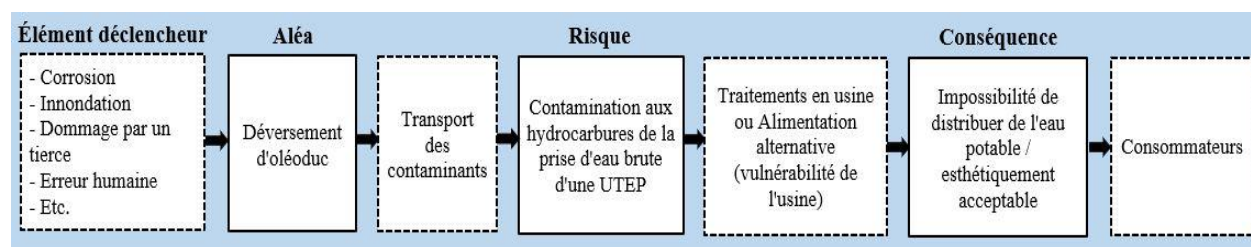


Figure 4.1: Transmission du risque entre l'oléoduc et le consommateur

Dans cette figure, les boîtes pleines représentent des événements fixes alors que les boîtes pointillées définissent les variables qui ont une influence sur ces événements. L'élément déclencheur est associé à la probabilité qu'un oléoduc génère un déversement qui atteint ultimement un cours d'eau. Le transport des contaminants dépend alors d'une série de facteurs dont le type et la quantité d'hydrocarbures déversés, l'hydrodynamique du milieu récepteur ou encore les conditions météorologiques. Si des conditions favorables sont en place et que la contamination d'une prise d'eau brute survient, l'UTEP touchée doit alors trouver un moyen de distribuer une eau de qualité adéquate. Deux options s'offrent alors, l'abattement en usine des composés problématiques ou encore le recours à une source alternative pour alimenter l'usine ou le réseau de distribution. Dans le cadre de la présente analyse de risque, si les consommateurs présents sur le réseau peuvent être alimentés adéquatement avec une eau potable, la conséquence est considérée comme nulle. Si l'usine est incapable de fournir une eau de qualité aux consommateurs, l'ampleur de la conséquence dépend ultimement du nombre d'entre eux potentiellement affectés. Il est possible de décrire cette chaîne de transmission du risque par l'équation suivante, qui servira d'ailleurs de base à l'analyse du risque :

$$\text{Risque} = P(\text{Déversement}) * P(\text{Transmission des contaminants vers la prise d'eau}) * \text{Conséquence}$$

Équation 4.1: Risque associé à l'impossibilité de distribuer une eau potable

Mentionnons ici que le risque étudié est difficilement quantifiable:

- D'une part, les banques de données qui fournissent de l'information sur les taux de déversement des oléoducs ne sont pas en mesure de renseigner adéquatement l'analyste sur les probabilités qu'un déversement survienne dans un contexte spécifique (voir section 2.3.4).
- D'autre part, puisqu'il n'existe pas de modèle hydrodynamique complet pour la région, il est actuellement impossible de prédire quantitativement le devenir des hydrocarbures à la suite d'un déversement. Cette information pourrait servir à évaluer la durée et l'amplitude d'une contamination potentielle à chacun des points où se situe une prise d'eau brute, et ce, pour une série de déversements hypothétiques d'oléoducs (modélisation stochastique). On serait ainsi en mesure de préciser quelles usines pourraient faire face à un risque important en se basant sur une analyse probabiliste.

On sait cependant que des cas de déversement d'oléoducs se produisent régulièrement au Canada et aux États-Unis, où les standards de construction et d'opération sont relativement les mêmes. Plusieurs de ces cas sont bien documentés et des incidents récents nous ont démontré que, dans un contexte similaire à celui de la région métropolitaine de Montréal, le risque de contamination d'une source d'eau utilisée par une UTEP n'est pas une situation hypothétique.

Une approche originale a donc dû être mise sur pied afin d'évaluer le risque en utilisant les informations disponibles à l'heure actuelle. L'approche prônée est semi-quantitative et est fondée sur la littérature la plus récente ainsi que sur les leçons tirées d'une série de cas antérieurs de déversement ayant eu un effet sur des sources d'eau potable. On considère qu'il s'agit d'une alternative intéressante. Dans le futur, la disponibilité d'un modèle hydrodynamique pourrait venir bonifier l'analyse en y intégrant une modélisation stochastique qui viendrait clarifier la durée d'une contamination et les concentrations potentiellement observables aux prises d'eau. Pour l'instant, les travaux s'inscrivent dans l'ordre d'idée que le manque de données techniques ne doit pas justifier une attente pour se lancer dans l'analyse d'un risque. Une analyse réalisée avec un certain degré d'imprécision demeure tout de même plus utile qu'un manque complet de documentation, surtout que l'évènement redouté peut survenir à n'importe quel moment. La méthodologie proposée offre ainsi un niveau de confiance suffisant pour justifier des prises de

décision. De plus, une bonne partie de la méthodologie proposée relative à la vulnérabilité des UTEP face à une contamination et à l'évaluation de la conséquence demeurera utile dans le futur.

4.1 Étendue de l'analyse de risque

Le Tableau 4.1 présente tous les éléments qui seront inclus. Les éléments identifiés en italique sont strictement relatifs au projet Énergie Est. Même si le projet a été abandonné, son inclusion dans l'analyse reste pertinente afin d'évaluer l'impact relatif que pourrait engendrer l'implantation de nouvelles infrastructures de transport d'hydrocarbures sur le territoire.

Tableau 4.1: Portée de l'analyse de risque

Oléoducs	• Ligne 9B d'Enbridge • Pipeline St-Laurent • Pipeline Trans-Nord • <i>Pipeline Énergie Est de Transcanada</i>	
Cours d'eau	• Rivière des Outaouais (aval du barrage de Carillon) • Lac des Deux-Montagnes • Rivière des Prairies • Rivière des Mille-Îles	• Lac St-Louis • Fleuve St-Laurent (entre Châteauguay et Contrecoeur) • <i>Rivière L'Assomption (aval de la traverse d'Énergie Est)</i>
UTEP	• Usine de filtration - Laval Chomedey • Usine de filtration - Laval Pont-Viau • Usine de filtration - Laval Sainte-Rose • Station de purification - Dorval • Station de purification - Lachine • Station de purification - Montréal (usine Atwater) • Station de purification - Montréal (usine Desbaillets) • Station de purification - Pierrefonds • Station de purification - Pointe-Claire • Station de purification - Vaudreuil-Dorion • Station de purification - Ville de L'Île-perrot • Station de purification - Régie de l'eau de L'Île-Perrot • Station de purification - Ville de Châteauguay • Station de purification - Ville de Candiac • Station de purification - Ville de La Prairie	• Station de purification - Longueuil (Le Royer) • Station de purification - Longueuil (local) • Station de purification - Longueuil (régional) • Station de purification - Régie S.E.V. Varennes • Station de purification - Municipalité de Verchères • Station de purification - Contrecoeur • Station de purification - Terrebonne, Régie intermunicipale des Moulins • Station de purification - Oka • Station de purification - Deux-Montagnes • Station de purification - St-Eustache • Station de purification - Rosemère • Station de purification - Ste-Thérèse • <i>Station de purification - Ville de Repentigny</i>

4.2 Études de cas

Dix études de cas récents de déversement d'hydrocarbures ont été réalisées afin de tirer des leçons sur les conséquences d'un tel événement. Il ne s'agit pas toujours de déversements d'oléoduc, mais ils ont en commun d'être des événements à faible probabilité et hautes conséquences et dans la majorité des cas, une source d'eau potable a été affectée. Ces études de cas ont été réalisées dans l'optique de venir combler un manque de renseignements disponibles

dans la littérature en lien avec le devenir des hydrocarbures déversés. En ce sens, les cas les mieux documentés ont été sélectionnés dans une banque en contenant une vingtaine et chacun d'entre eux présente des caractéristiques uniques qui aident à mieux comprendre la dynamique relative à un déversement. Les données brutes sur ces vingt cas sont disponibles sur demande, le format utilisé ne permettant pas une intégration au présent document. Pour chacun des cas, l'information suivante a été compilée : l'endroit du déversement, la date de survenance, l'opérateur de l'oléoduc, les caractéristiques de l'oléoduc, son débit, le mélange déversé, le volume déversé, la durée du déversement, les caractéristiques du site de déversement, les milieux contaminés, les concentrations mesurées, la cause de l'accident, les mesures de remédiation qui ont été prises, les recommandations subséquentes qui ont été émises, l'effet du déversement sur l'eau potable et finalement les coûts associés à l'évènement.

La banque initiale d'études de cas a été constituée en entreprenant des recherches approfondies chaque fois qu'un cas de déversement était mentionné dans la littérature. Une recherche d'articles journalistiques et de rapports d'incidents faisant mention d'un déversement d'hydrocarbures a de plus été effectuée. L'utilisation d'études de cas pour développer une analyse qualitative a d'ailleurs été identifiée par la Société Royale du Canada comme une alternative intéressante lorsqu'une analyse quantitative complète n'est pas réalisable (Lee et al., 2015). Un maximum d'information a été recueilli sur chacun des cas à l'aide de l'utilisation de sources multiples. Les dix cas sélectionnés (sections 4.2.1 à 4.2.10) sont présentés de manière à exposer au lecteur l'essentiel de l'information pertinente pour les travaux qui sont entrepris. Pour chaque cas, l'information suivante a été récupérée lorsqu'elle était disponible : les caractéristiques de l'élément défaillant, le type de produit déversé, les caractéristiques des milieux contaminés, les causes du déversement et les effets sur l'eau potable. Pour chacun des cas, une brève conclusion présente l'information importante à retenir.

4.2.1 Déversement d'oléoduc : Pine River, Colombie-Britannique

Date : 1^{er} août 2000

Caractéristique de l'oléoduc : Construit en 1960, opéré par Pembina Pipeline Company

Produit déversé : 985 m³ de brut léger de type BC Light.

Milieux contaminés : Près de 450 m³ de brut auraient atteint la Pine River, le reste a contaminé le sol près du point de déversement. Cette rivière est tributaire de la Peace River. Son débit moyen au mois d'août est de 200 m³/s. Des signes de contamination visuelle et olfactive étaient présents sur plus de 80 km en aval du point de déversement dans la rivière. Plus de 1 500 poissons ont été retrouvés morts dans les 50 km en aval du point de déversement. Si cela démontre les seuils alarmants de toxicité qui ont été atteints, aucune campagne d'échantillonnage n'a été effectuée dans les heures suivant le déversement pour confirmer ces seuils. Après trois semaines, des hydrocarbures étaient toujours détectés, mais sous les critères de qualité de l'eau de la province. Après un mois, les hydrocarbures présents étaient sous les limites de détection et la présence de nappes flottantes était restreinte à des zones de stagnation.

Cause : Rupture de l'oléoduc causé par un défaut de fabrication au niveau d'un joint.

Effet sur l'eau potable : La municipalité de Chetwynd (4000 habitants), située à environ 110 km en aval du point de déversement a été contrainte de fermer sa prise d'eau potable. La municipalité possédait des réserves d'eau potable pour 4 à 6 semaines. Pour subvenir à ses besoins, des camions ont transporté de l'eau brute vers la municipalité à partir d'un cours d'eau situé à 20 km. L'information sur les mesures qui ont été prises à long terme pour alimenter la municipalité n'a pas été trouvée malgré des efforts. On sait cependant qu'il a fallu trois ans avant que la municipalité recommence à utiliser la Pine River comme source d'approvisionnement. Lors de la remise en service de la prise d'eau, des détecteurs d'hydrocarbures avaient été installés en amont sur la rivière afin d'avoir un avertissement en cas d'une nouvelle contamination.

À retenir : Après avoir été affectée par un déversement, la municipalité de Chetwynd a conclu que l'installation de détecteurs d'hydrocarbures en amont de sa prise d'eau était nécessaire. Les municipalités possédant un ou des oléoducs en amont de leur prise d'eau devraient prendre exemple sur les leçons tirées par cette municipalité.

Des seuils de toxicité pour la vie aquatique peuvent être atteints dans les premiers kilomètres à la suite d'un déversement de brut léger.

Sources d'informations : (British Colombia Gouvernement website, 2016; Lee et al., 2015)

4.2.2 Déversement d'oléoduc : Ligne 6B, Marshall, Michigan

Date : 26 juillet 2010

Caractéristique de l'oléoduc : 30'' de diamètre, construit en 1970, opéré par Enbridge Canada

Produits déversés : 3191 m³ de bitume dilué. Deux mélanges différents ont été déversés. Cold Lake Blend (77.5 %), un bitume dilué avec du condensat et Western Canadian Select (22.5 %), un bitume dilué avec du brut synthétique et du condensat.

Milieux contaminés : Le produit s'est déversé dans le ruisseau Talmage (3.2 km), qui est tributaire de la rivière Kalamazoo. Le débit de la rivière était de 45 m³/s au moment du déversement. La contamination s'est poursuivie sur 60 km jusqu'au réservoir Morrow Lake. Lors de l'évènement, la rivière était inondée et sortait temporairement de son lit, cela a causé l'accumulation de pétrole sur environ un mètre de végétation lorsque le débit est revenu à la normale. L'évaporation rapide des diluants mélangés à la forte teneur en particules dans l'eau en raison des inondations a mené à la submersion d'environ 10 % des produits déversés.

Cause : Rupture de l'oléoduc sous une pression normale d'opération. La brèche de 80'' a été attribuée à une concentration de fissures liée à la corrosion sous l'enrobage de ruban en polyéthylène qui était détaché de la conduite. Le déversement n'a pas été détecté par le centre de contrôle pendant plus de 17 heures.

Effet sur l'eau potable : Ce déversement n'a pas causé la contamination de sources d'eau potable.

À retenir : Malgré l'énorme volume impliqué, la contamination ne s'est pas propagée sur une très grande distance (60 km). La toxicité aiguë dans la colonne d'eau causée par le déversement semble avoir été assez faible, aucune mort de poisson n'a été enregistrée. La majorité des composés légers potentiellement problématique pour l'eau potable étaient présents dans les diluants qui se sont probablement rapidement évaporés.

Sources d'informations : (Lee et al., 2015; National Academies of Sciences et al., 2016; National Transportation Safety Board (NTSB), 2012; United States Environmental Protection Agency (USEPA), 2010)

4.2.3 Déversement d'oléoduc : Silvertip pipeline, Laurel, Montana

Date : 1^{er} juillet 2011

Caractéristique de l'oléoduc : 12'' de diamètre, installé en tranchée ouverte, recouvrement de 4 à 5 pieds, couche protectrice de roches au-dessus du recouvrement, opéré par Exxon Mobil

Produit déversé : 240 m³ de brut léger

Milieux contaminés : Rivière Yellowstone. Des signes visibles de pétrole brut sont documentés sur la rivière jusqu'à 110 km en aval du point de déversement. La crue des eaux a favorisé l'emmagasinement de brut dans des zones de stagnation.

Cause : Lors du déversement, la rivière faisait face à une inondation d'une récurrence de 30 ans, son débit était alors de 1860 m³/s. Cette situation aurait mené à l'exposition de l'oléoduc sur une certaine longueur au fond de la rivière. La force exercée par le courant aurait aidé à la rupture de l'oléoduc. L'oléoduc traverse désormais la rivière à 40' sous son lit; son installation a été effectuée par forage directionnel.

Effet sur l'eau potable : La rivière Yellowstone au Montana est une source d'eau potable pour les communautés de Laurel, Billings, Lockwood, Hysham, Colstrip, Forsyth, Miles City, Glendive et MDU Sidney. La prise d'eau de la municipalité de Billings, située à 24 km en aval du déversement, a été la première affectée. L'Agence américaine de protection de l'environnement (USEPA) a rapidement contacté les municipalités en aval du déversement et ces dernières ont dû fermer leur prise d'eau potable. L'information sur la durée des fermetures et les données sur la qualité de l'eau dans les premières heures suivant le déversement ne sont plus disponibles.

À retenir : La rivière Yellowstone est un exemple qui démontre bien le risque accru relatif à une densité importante d'oléoducs près de prises d'eau potable. Pas moins de neuf oléoducs de pétrole brut traversent la rivière Yellowstone dans les 50 km en amont de la municipalité de Billings, un accident était donc plus susceptible de s'y produire. La situation particulière de la rivière Yellowstone a donné lieu à un autre accident majeur en 2015 (voir section 4.2.5).

Sources d'informations: (Atkins North America Inc., 2012; Montana Department of Environmental Quality, 2011; Pipelines and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), US Department of Transportation (DOT), Office of Pipeline Safety (OPS), & Region, 2012; United States Environmental Protection Agency (USEPA), 2011; USGS Water Data for the Nation, 2011)

4.2.4 Déversement d'oléoduc : Red Deer River, Alberta

Date : 7 juin 2012

Caractéristique de l'oléoduc : 12'' de diamètre en acier au carbone, recouvert d'un ruban de polyéthylène et d'une couche de béton projeté, construit en 1966, installé en tranchée ouverte, remblais minimums de 1,3 m lors de la dernière inspection, opéré par Plains Midstream Canada

Produit déversé : 465 m³ de brut léger à haute teneur en sulfure (>0.5 % masse)

Milieux contaminés : Rivière Red Deer sur 40 km jusqu'au réservoir du barrage Dickson

Cause : Lors de l'évènement, le débit de la rivière était de 500 m³/s, soit dix fois supérieur à son débit moyen. L'exposition d'une portion de l'oléoduc suite au minage sous la conduite a mené à la rupture de fatigue d'une soudure en raison de la vibration créée par le courant. L'Alberta Energy Regulator a conclu que Plains Midstream Canada avait failli à son obligation d'inspecter la conduite annuellement et avait omis de suivre son propre plan de gestion de l'intégrité de ses équipements.

Effet sur l'eau potable : Un camping de 750 lots et quelques maisons permanentes puisant leur eau dans le réservoir du barrage Dickson se sont fait livrer de l'eau par camion pour une période indéterminée. La ville de Red Deer, qui puise l'eau pour ses 100 000 habitants dans la rivière du même nom, a été épargnée par le déversement en raison de la présence du barrage Dickson.

À retenir : Lorsqu'une conduite est installée en tranchée ouverte, la possibilité d'exposition lors d'un épisode de fort débit doit être sérieusement prise en compte par l'opérateur.

La présence d'un ouvrage de rétention d'eau peut servir de barrière à une contamination étendue d'un cours d'eau.

Sources d'informations : (Alberta Energy Regulator (AER), 2014; CBC News, 2012)

4.2.5 Déversement d'oléoduc : Poplar pipeline, Glendive, Montana

Date : 17 janvier 2015

Caractéristique de l'oléoduc : 12'' de diamètre, la conduite fautive avait été remplacée en 1967 par une conduite sans soudure, le recouvrement est évalué à 8' en septembre 2011, opéré par Bridger Pipeline LCC

Produit déversé : 121 m³ de brut léger de type Bakken

Milieus contaminés : Rivière Yellowstone, point de déversement sous la rivière. Son débit était de 240 m³/s. Il y avait présence de glace sur toute la largeur de la rivière. L'étendue des impacts s'étale sur au moins 145 km en aval du point de déversement.

Cause : La cause de l'incident n'a pas été rendue publique. Suite à l'incident, des tests effectués à l'aide d'un sonar ont montré que la conduite était complètement exposée sur une distance de 110' sous la rivière, dont 22' où il existait un écart d'un pied entre la conduite et le fond de la rivière.

Effet sur l'eau potable : La municipalité de Glendive (6000 habitants) tire son eau brute de la rivière Yellowstone à l'aide d'une prise d'eau (14' sous la surface) située à 11 km en aval du point de déversement. La prise d'eau n'a pas été fermée préventivement suite au déversement, les opérateurs avaient été avertis d'être vigilants afin de cerner des signes visuels ou odorants de la présence d'hydrocarbures. Le 19 janvier, suite à des plaintes des consommateurs relativement à une odeur de pétrole dans l'eau potable, on décide d'émettre un avis de non-consommation de l'eau (de l'eau embouteillée est alors distribuée). On apprendra par la suite que l'eau était déjà contaminée par du benzène : un échantillon pris à 10 h le matin à la prise d'eau affichait une concentration de 14 µg/l. Ces résultats, qui dépassaient la norme pour l'eau potable (5 µg/l aux États-Unis), ont seulement été disponibles le lendemain. L'avis de non-consommation a été prolongé pour 5 jours. Afin de décontaminer l'usine et d'abattre les hydrocarbures, la dose de charbon activé a été augmentée jusqu'à produire de l'eau potable. Par la suite, les filtres, les réservoirs et les conduites de distribution ont été rincés avec cette eau. Les citoyens ont été avisés de la procédure à suivre afin de rincer leur réseau domestique. Il semblerait que la présence de glace ait favorisé la dissolution de composés légers volatils dans l'eau de la rivière en empêchant leur évaporation.

À partir du 26 février, de l'équipement de détection est installé à l'usine (équipement en mesure de détecter 2 µg/l de benzène dans l'eau brute). Le 14 mars, lors de la fonte des glaces, des niveaux anormaux sont détectés; on ferme alors l'usine pour 2 jours. On se sert des réserves pour alimenter les citoyens. Un système d'aération est mis en place avant la remise en fonction de l'usine.

À retenir : Suite à un déversement, il est impératif de procéder à la fermeture préventive des prises d'eau jusqu'à ce qu'on soit en mesure de déterminer avec assurance qu'il n'y a pas présence d'hydrocarbures dans l'eau brute. Si de l'équipement de détection n'est pas disponible, il faut attendre de recevoir les résultats de l'échantillonnage avant de prendre une décision. En général, au moins quelques heures sont nécessaires afin de réaliser les tests.

Les plaintes de citoyens concernant des odeurs de pétrole dans leur eau potable sont à prendre très au sérieux par les opérateurs d'usines de traitement.

La présence de glace peut favoriser la dissolution de composés légers et occasionner une contamination de la colonne d'eau en profondeur.

Sources d'informations: (Douglass, 2015; Montana Department of Environmental Quality, 2015; Montana Department of Environmental Quality (DEQ), 2015; USGS Water Data for the Nation, 2015)

4.2.6 Déversement d'oléoduc : Long Lake, Alberta

Date : 15 juillet 2015

Caractéristique de l'oléoduc : Diamètre non-précisé, double paroi, en service depuis 8 mois, opéré par Nexen Energy

Produit déversé : Environ 5 000 m³ d'émulsion de bitume (33 % de bitume et 67 % de vapeur d'eau mélangée à du sable).

Milieus contaminés : Tourbière (muskeg) sur environ 40 m par 400 m

Cause : Il n'existe pas de rapport public complet sur la cause du déversement. Le système de détection des fuites n'a pas été en mesure de détecter le problème. L'oléoduc aurait commencé à fuir quelque part entre le 29 juin et le 15 juillet.

Effets sur l'eau potable : Aucun cours d'eau n'a été touché.

À retenir : Ce cas démontre qu'un oléoduc récemment entré en fonction est quand même susceptible de connaître un déversement.

L'énorme quantité de produits déversés démontre que les systèmes de détection des fuites ne sont pas infaillibles. Plus de deux semaines se sont potentiellement écoulées avant qu'on détecte la fuite.

Sources d'informations : (Alberta Energy Regulator, 2015; The Canadian Press, 2015)

4.2.7 Déversement d'oléoduc : Rivière Saskatchewan Nord, Saskatchewan

Date : 21 juillet 2016

Caractéristique de l'oléoduc : 16'' de diamètre en acier, construit en 1997, opéré par Husky Energy

Produit déversé : Environ 225 m³ de brut lourd dilué (bitume dilué) de type HLU Blended LLB Heavy Crude Oil. Le bitume était dilué avec 12 % de condensat.

Milieus contaminés : Le déversement s'est produit sur terre à environ 160 m de la rive sud de la rivière Saskatchewan Nord. Le mélange s'est propagé avant d'atteindre la rivière où 90 m³ s'y seraient introduits. Le débit de la rivière était alors très élevé à près de 700 m³/s en raison de fortes pluies. Un grand volume de sédiments, majoritairement composé de sable, est transporté par la rivière (solides suspendus totaux : 61 mg/l en moyenne). Le panache d'hydrocarbures avait parcouru plus de 370 km quatre jours après le déversement. Un programme d'échantillonnage a immédiatement été mis en place suite au déversement, plus de 2 500 échantillons ont été analysés en laboratoire entre le 21 juillet et le 23 août sur près de 550 km. Deux dépassements du critère canadien de qualité de l'eau potable pour le benzène ont été enregistrés (21 et 22 juillet à 120 m du point de déversement) ainsi que 14 dépassements du critère fixé pour le benzo[a]pyrène (jusqu'à 380 km en aval du point de déversement). Une multitude d'autres produits potentiellement nocifs comme le toluène, l'éthylbenzène, le xylène et plusieurs HAPs ont été détectés sur plus de 200 km. L'information sur les valeurs enregistrées, la localisation et la date exacte de la prise d'échantillon ne sont pas accessibles publiquement pour l'instant.

Cause : La rupture de l'oléoduc serait le résultat d'un mouvement de sol. Ce mouvement aurait été causé par un épisode de fortes précipitations mêlé à une topographie freinant un drainage

adéquat et à un sol pré-cisaillé. La rupture ne serait pas due à des matériaux défectueux, à une déficience, ni à la corrosion.

Effet sur l'eau potable : Plusieurs municipalités possèdent une prise d'eau potable sur la rivière Saskatchewan Nord en aval du point de déversement. Suite à l'évènement, ces municipalités ont dû procéder à la fermeture préventive de leur prise d'eau, car elles ne possédaient pas d'équipement de détection des hydrocarbures. La fermeture préventive a notamment touché les municipalités de North Battleford (14 000 consommateurs) à 124 km en aval du point de déversement, de Prince Albert (35 000 consommateurs) à 380 km et Melfort (6000 consommateurs) à 546 km. L'interdiction d'utiliser la rivière Saskatchewan Nord comme source d'eau potable s'est poursuivie jusqu'au 16 septembre, soit près de deux mois après le déversement. La Water Security Agency de la Saskatchewan autorisait alors les municipalités touchées à recommencer à puiser dans la rivière. Cette décision a été prise suite à la réalisation d'une étude de risque sur la santé humaine et d'une étude sur la possibilité de recontamination aux prises d'eau. Les deux études ont été approuvées par un groupe d'experts techniques composé de membres provenant de Husky Energy, des différentes agences canadiennes de régulation impliquées et de groupes privés spécialisés dans le domaine. L'étude de risque sur la santé humaine se basait sur les résultats de l'échantillonnage d'eau pour conclure que les produits chimiques potentiellement dangereux qui se trouvaient dans la rivière ne présentaient pas un risque inacceptable pour la santé des résidents qui utilisent la rivière comme source d'eau potable. Des calculs ont de plus permis de conclure que la contamination des prises d'eau suite à la recirculation de composés dangereux s'étant déposés dans les sédiments ne représentait pas un risque assez important pour contaminer l'eau aux endroits où les prises d'eau potable sont présentes.

Pendant la fermeture préventive des prises d'eau potable, les municipalités ont dû se tourner vers des sources d'approvisionnement alternatives. La municipalité de North Battleford s'approvisionnait déjà en partie à l'aide de puits souterrains. La portion de l'approvisionnement provenant de la rivière (2 500 m³/jr en été) a été substituée temporairement par une connexion à l'usine de traitement de la ville voisine (10 km) et à plus long terme par le creusage de puits souterrains supplémentaires. De l'équipement afin de prétraiter l'eau potentiellement contaminée de la rivière a de plus été ajouté à l'usine de traitement puisant dans la rivière. Une restriction en matière d'utilisation de l'eau a été imposée aux citoyens pendant la période où la prise d'eau était

inutilisable. La municipalité de Prince Albert a, quant à elle, substitué sa source d'approvisionnement ($15\,000\text{ m}^3/\text{jr}$) par l'ajout de deux pipelines (6 et 30 km de long) puisant l'eau de surface des rivières Little Red et Saskatchewan Sud. En attendant la mise en place des pipelines, l'eau d'un bassin de rétention d'eau de pluie a été traitée et distribuée aux citoyens. Les citoyens de la municipalité devaient eux aussi respecter une restriction d'utilisation de l'eau potable. Du côté de Melfort, une ancienne prise d'eau dans une source alternative a été remise en fonction afin d'alimenter la municipalité. Pendant la crise, les établissements de santé des trois municipalités ont maintenu leurs fonctions critiques.

À retenir : Un déversement d'aussi peu que 90 m^3 dans un cours d'eau à fort débit ($700\text{ m}^3/\text{s}$) a provoqué une contamination mesurable et la fermeture de prises d'eau potable sur plus de 500 km pendant près de 2 mois. Cela démontre bien l'étendue géographique des conséquences que peut avoir un déversement d'hydrocarbures, surtout lorsqu'on considère que des déversements beaucoup plus importants en termes de quantité ont été enregistrés par le passé.

Si le déversement s'était produit en hiver, il aurait été plus difficile, voire même impossible, pour les municipalités de North Battleford et de Prince Albert de mettre en place les pipelines utilisés pour substituer leur approvisionnement. Il aurait alors fallu qu'ils soient chauffés sur toute la longueur pour éviter le gel. La mise en place d'un tel dispositif aurait sans doute grandement retardé leur mise en service.

Sources d'informations (CBC News, 2016; City of Prince Albert, 2016; Franson, 2016; Husky Energy Inc., 2016; La Presse canadienne, 2016; Saskatchewan Water Security Agency, 2016; The Canadian Press, 2016)

4.2.8 Déraillement de train : Lac Mégantic, Québec

Date : 6 juillet 2013

Produit déversé : 5980 m^3 de brut léger de type Bakken. Le brut était formé d'une combinaison complexe d'hydrocarbures paraffiniques et aromatiques avec une faible quantité de composés azotés, soufrés et oxygénés ainsi que de métaux (principalement du fer, du vanadium, du nickel, du plomb et du chrome)

Milieus contaminés : 100 m^3 de pétrole auraient atteint la rivière Chaudière. La réduction du débit du barrage Mégantic (d'environ $30\text{ m}^3/\text{s}$ à $3\text{ m}^3/\text{s}$) a permis de limiter la propagation du

pétrole vers la rivière. Il n'y a pas eu de dépassements du critère pour la qualité de l'eau potable (RQEP) pour le benzène et le benzo[a]pyrène en aval des estacades qui ont été installés à la suite du déversement. Des dépassements multiples pour le benzène en amont des estacades ont cependant été observés jusqu'au 10 juillet (maximum : 17 µg/l). Des dépassements des critères de qualité de l'eau de surface et la présence de BTEX au-dessus du seuil de détection dans plusieurs échantillons ont cependant été enregistrés sur la rivière Chaudière jusqu'à la fin juillet. Par la suite, les dépassements étaient sporadiques. Un échantillon prélevé à St-Rédempteur (environ 175 km en aval du point de déversement) a révélé la présence d'hydrocarbures pétroliers (0.4 mg/l C10 à C50) six jours après le déversement (13 juillet). Il y a eu un relargage d'hydrocarbures lors de la crue printanière de 2014. Cet épisode fut de courte durée, quelques composés ont été détectés légèrement au-dessus de la limite de détection mais les critères pour l'eau potable n'ont pas été dépassés.

Cause : Déraillement d'un train, les wagons transportant des hydrocarbures ont pris feu.

Effet sur l'eau potable : Les municipalités de Saint-Georges (85 km en aval du point de déversement), Sainte-Marie (135 km) et Lévis (180 km) ont été contraintes de fermer préventivement leur prise d'eau potable sur la rivière Chaudière jusqu'au 18 septembre (2 mois et demi après l'évènement). La même restriction a touché les entreprises Agropur (110 km) et Olymel (125 km) qui puisaient de l'eau à partir de la rivière. Une campagne d'échantillonnage effectuée par le MDDELCC à ces prises d'eau, s'étalant du 23 juillet au 13 septembre, a permis de conclure qu'on ne retrouvait pas une concentration préoccupante de contaminants pour l'approvisionnement en eau potable. Pendant la période de fermeture préventive, les municipalités touchées ont dû trouver une source d'approvisionnement alternative.

Du côté de Lévis, l'usine de Charny était touchée (50 000 personnes desservies). On a procédé au déploiement d'une conduite temporaire de 1,7 km (14 400 m³/jr) acheminant de l'eau brute à partir de la rivière Beaurivage. En plus de cette conduite, deux secteurs desservis par l'usine ont été temporairement reliés au réseau voisin de St-Romuald par des conduites de 1 et 1.4 km (2650 m³/jr et 1000 m³/jr). Ces travaux auront coûté 4 525 000 \$ à la municipalité. Des travaux sont prévus afin d'améliorer les interconnexions entre les différents réseaux de la municipalité pour qu'elle soit plus apte à faire face à une crise similaire dans le futur.

Pour ce qui est de St-Georges (24 000 personnes desservies), une ancienne prise d'eau puisant de l'eau brute dans le Lac Poulin a été remise en marche. La conduite reliant la prise d'eau à l'usine avait été gardée en état afin de faire face à une urgence. Le changement vers une source alternative a coûté 105 000 \$ à la municipalité.

À retenir : Suite au déversement, une quantité assez modeste de brut de Bakken a été en mesure de contaminer une rivière sur une distance de plus de 175 km causant la fermeture de prises d'eau potable pour 70 jours.

Comme dans le cas du déversement sur la rivière Saskatchewan Nord, si le déversement s'était produit en hiver, il aurait été très complexe de déployer une conduite temporaire afin d'acheminer de l'eau brute à l'usine de Charny.

La présence de détecteurs d'hydrocarbures aux prises d'eau aurait permis de réduire grandement le temps de la fermeture puisqu'aucun dépassement des critères du RQEP n'a été enregistré pendant la période d'échantillonnage débutant le 23 juillet.

Sources d'informations : (Galvez-Cloutier et al., 2014; Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques, 2013a, 2013b; Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), 2014, 2015b; Ville de Lévis, 2015; Ville de Saint-Georges, 2015)

4.2.9 Déraillement de train : Gogama, Ontario

Date : 7 mars 2015

Produit déversé : 2 600 m³ de pétrole brut synthétique. La quantité qui a atteint un cours d'eau est inconnue, une grande partie du produit déversé a brûlé suite à l'incident.

Milieus contaminés : La rivière Makami qui s'écoule dans le lac Minisnakwa à 4 km en aval du point de déversement.

Cause : Encore sous l'objet d'une enquête

Effet sur l'eau potable : Seulement des traces d'hydrocarbures (non spécifié) ont été détectées dans le Lac Minisnakwa suite au déversement. Une interdiction de consommation pour les résidents puisant leur eau dans le lac ou possédant un puits pouvant être affecté par ce dernier a cependant été mise en place et maintenue jusqu'au 10 juin (3 mois). Pour cette période, la

quantité d'hydrocarbures mesurée dans le lac était largement sous les normes de consommation d'eau potable, mais néanmoins détectable.

À retenir : L'intervention d'urgence rapide à la sortie de la rivière a évité une forte contamination du lac situé en aval.

Même si une faible quantité d'hydrocarbures s'est retrouvée dans le lac, il aura cependant fallu plusieurs mois avant qu'on arrête de détecter des contaminants dans ce dernier.

Sources d'informations : (Canadian National Railway Company, 2015; Gillis, 2015, 2017)

4.2.10 Bris d'une conduite d'alimentation : Longueuil, Québec

Date : 14 janvier 2015

Produit déversé : 28 m³ de carburant diesel.

Milieus contaminés : Un réservoir alimentant une pompe d'urgence pour une station de pompage d'eau brute s'est complètement vidé par une conduite lui étant reliée. Une petite partie du produit s'est infiltrée jusque dans le puits d'eau brute. Le reste s'est écoulé par un drain dans le réseau d'égout sanitaire de la ville et a été pompé jusqu'à la station d'épuration. Aucun traitement spécifique n'a été appliqué à la station d'épuration.

Cause : La conduite responsable du déversement était corrodée.

Effet sur l'eau potable : Même si des tests subséquents ont démontré que l'eau de la ville avait été potable pendant toute la durée de la crise, un avis de non-consommation d'une trentaine d'heures est entré en vigueur suite aux plaintes de citoyens relativement à une odeur d'essence dans l'eau potable. 300 000 résidents ont ainsi été privés d'eau potable. La distribution d'eau embouteillée aurait occasionné des coûts de plus de 740 000 \$.

À retenir : Aussi minimales que soient les quantités impliquées, un déversement d'hydrocarbures a le potentiel d'affecter le quotidien d'un très grand nombre de gens avec une répercussion financière très importante.

Un faible volume a traversé la filière de traitement sans être détectée. Le réseau de distribution était contaminé bien avant que les autorités de la santé publique aient émis un avis.

En plus de la contamination du puit d'eau brute, le délai avant que l'autorité compétente (Urgence Environnement) soit avisée du déversement a fait en sorte que du diesel s'est retrouvé dans le Fleuve St-Laurent sans être traité. Cet accident a montré des lacunes entre les trois paliers de gouvernement en termes de gestion de crise.

Sources d'informations : (Champagne, 2015; La Presse canadienne, 2015; Ouimet, 2015)

4.3 Méthodologie

L'objectif de l'analyse est d'identifier les UTEP du territoire qui pourraient se retrouver en position de vulnérabilité à la suite d'un déversement d'oléoduc. Cette vulnérabilité se traduit par l'impossibilité de distribuer une eau de qualité aux consommateurs desservis par le réseau de distribution. La méthodologie adoptée se divise en cinq étapes.

En premier lieu, la capacité de chacune des UTEP à faire face à une contamination aux hydrocarbures de sa source d'eau brute est évaluée. On identifie ainsi les usines qui possèdent une filière de traitement en mesure d'abattre les contaminants d'intérêt ou possédant une source alternative leur permettant d'alimenter le réseau de distribution indépendamment de leur source principale. Le risque associé à ces usines est considéré comme nul. Pour celles ne possédant pas de telles caractéristiques, l'étape 2 consiste alors en l'évaluation de l'ampleur des conséquences qu'occasionnerait l'impossibilité de distribuer une eau de qualité aux consommateurs, et ce, sur une période indéterminée. L'étape 3 consiste en l'identification des prises d'eau brute qui pourraient se voir contaminées en cas de déversement. Une approche déterministe est utilisée pour analyser une série de déversements hypothétiques selon les critères qui ont une influence sur le transport des contaminants. Des déversements à tous les points de traverse du territoire sont étudiés et l'effet sur chacune des prises d'eau situées en aval est pris en compte. L'étape 4 consiste en une évaluation qualitative de la probabilité de déversement de chacune des traverses du territoire. La dernière étape consiste en l'évaluation du risque que posent les déversements d'oléoduc pour chacune des UTEP du territoire selon l'équation 4.1.

4.3.1 Étape 1 : Vulnérabilité des UTEP

Cette étape consiste en l'identification des UTEP étant en mesure de distribuer de l'eau potable malgré la contamination aux hydrocarbures de leur source principale. Pour ces usines, la

conséquence d'une contamination est considérée nulle dans le cadre de la présente analyse de risque. Puisqu'il est impossible de prévoir la durée et la concentration d'une éventuelle contamination, une approche conservatrice a été adoptée pour l'analyse de risque. Une UTEP doit être en mesure d'abattre les hydrocarbures, peu importe leur concentration initiale à l'eau brute, ou avoir accès à une source alternative durable pour être considérée comme n'étant pas à risque. L'organigramme de la Figure 4.2 présente la réaction optimale d'une UTEP à la suite d'un déversement. Le chemin logique tient compte de toutes les avenues possibles pour réduire/contrôler les conséquences d'une contamination. Le risque de contamination de la source d'eau brute de l'UTEP est déterminé selon les résultats de l'analyse présentés à la section 4.4.

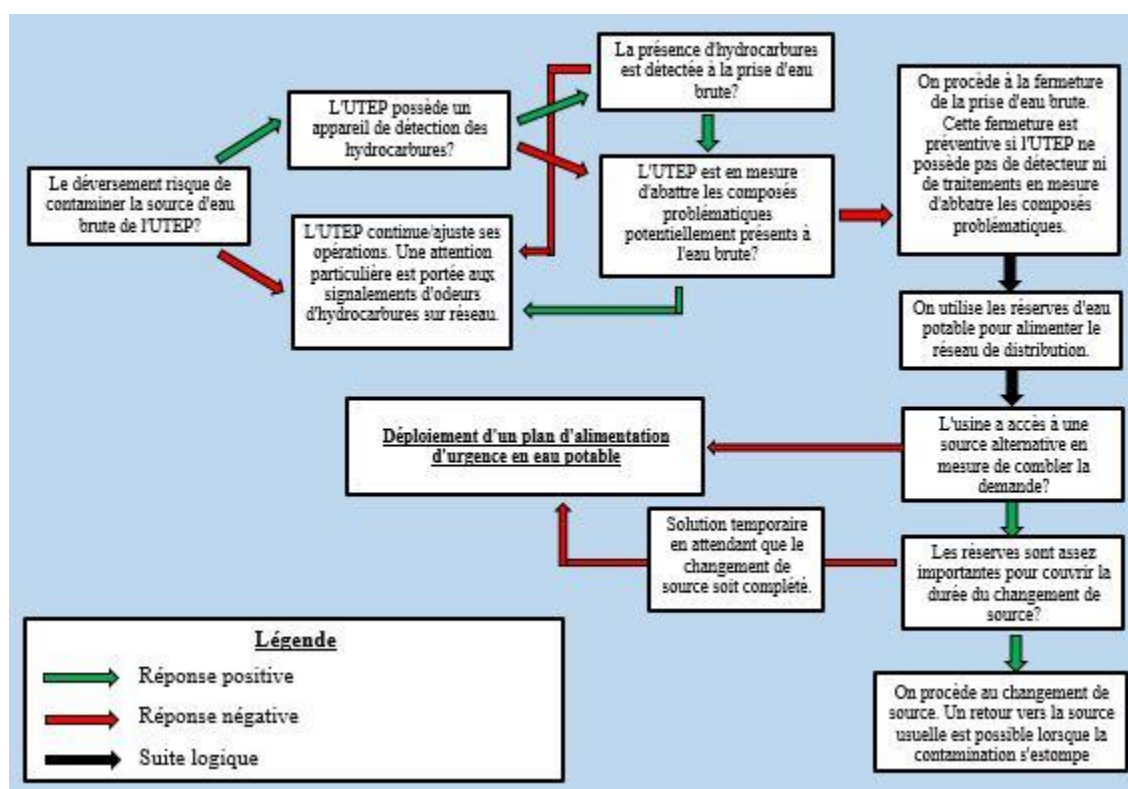


Figure 4.2: Réponse optimale d'une UTEP à la suite d'un déversement d'oléoduc

L'installation d'un instrument de détection des hydrocarbures en amont de la chaîne de traitement permet d'avertir en temps réel les opérateurs lorsque des seuils préétablis sont dépassés à l'eau brute. De nombreux détecteurs sont actuellement offerts sur le marché. Ces appareils varient à la fois en termes de coûts, mais aussi de fiabilité, de précision et de capacité à détecter différentes classes d'hydrocarbures. On considère que les BTEX sont les composés qui présentent le plus grand risque sanitaire pour l'eau potable. Un appareil capable de détecter de faibles

concentrations de BTEX, et plus particulièrement le benzène, à l'eau brute serait idéal. En effet, le benzène est le composé le plus critique en raison de sa toxicité plus élevée et des contraintes normatives sévères. De plus, il serait aussi important que l'appareil soit capable de détecter la présence à très faibles concentrations des composés susceptibles de provoquer des goûts et odeurs en réseau (TEX).

Toutefois, la détection des hydrocarbures ne réduit en rien le risque auquel fait face une UTEP, elle ne fait que fournir une alerte. Une réaction rapide peut permettre de réduire au maximum le temps de fermeture d'une prise d'eau, cela en évitant une fermeture préventive anticipée ou prolongée inutilement. Pensons ici aux déversements de la Rivière Saskatchewan Nord (section 4.2.7) ou de Lac Mégantic (section 4.2.8) où la fermeture prolongée des prises d'eau (57 et 75 jours) aurait pu être grandement écourtée puisqu'il a été démontré par la suite que la présence des contaminants aux prises d'eau n'a été que passagère, voire inexistante. Mentionnons aussi que les UTEP de Glendive (section 4.2.5) et de Chetwyn sur la Rine River (section 4.2.1) se sont équipés de tels équipements après avoir été affectés par un déversement d'oléoduc. La présence d'instruments de détection est de plus indispensable pour l'ajustement en temps réel de certains procédés de traitement permettant d'abattre les composés problématiques pour l'eau potable.

Une fois la présence d'hydrocarbures détectée, l'UTEP peut procéder à l'enlèvement des composés problématique si elle en possède la capacité. Une brève revue des procédés en mesure d'abattre ces composés a été présentée à la section 2.2.3. L'objectif poursuivi pour atteindre la potabilité est l'élimination des BTEX et du benzo[a]pyrène, ou leur réduction à des seuils sous les normes. On peut poser l'hypothèse que le benzo[a]pyrène ne devrait pas être présent en quantité importante à la suite d'un déversement en raison de sa faible présence dans les mélanges couramment transportés sur le territoire. On considère donc que pour toutes les usines du territoire, l'élimination de ce composé devrait être possible à l'aide des méthodes de traitements couramment utilisées dans la région. Pour les BTEX, il existe un seul traitement qui permettrait leur élimination complète, et ce, peu importe leur concentration initiale. Il s'agit d'un strippage à l'air optimisé pour leur élimination. Ce traitement combiné à l'utilisation d'un charbon activé permettrait d'éliminer complètement les goûts et odeurs en réseau.

S'il est impossible pour une usine de traiter les contaminants présents à sa prise d'eau brute, cette dernière doit être fermée et l'utilisation d'une source alternative doit alors être considérée. Pour

effectuer un changement de source, l'approvisionnement temporaire des consommateurs peut se faire à l'aide des réserves d'eau potable emmagasinées à l'usine et sur le réseau, si de telles réserves sont disponibles. Une source alternative peut prendre plusieurs formes : il peut s'agir d'une source souterraine, d'un cours d'eau alternatif ou encore d'une interconnexion à un réseau voisin. Ces sources alternatives peuvent permettre un approvisionnement complet ou partiel si elles ne sont pas affectées elles aussi par une contamination. Suite à la fermeture prolongée de prises d'eau suivant les déversements de la Rivière Saskatchewan Nord (section 4.2.7) et de Lac Mégantic (section 4.2.8), de telles sources alternatives ont permis l'approvisionnement complet de toutes les municipalités touchées. Pour l'analyse de risque, on considère que l'accès à une ou des sources alternatives pouvant combler la demande en réseau permet d'éviter toutes conséquences.

Les sources alternatives connues pour les usines du territoire sont présentées dans le Tableau A.5 de l'annexe A. L'information provient majoritairement de communications personnelles avec les responsables des différentes usines et non d'études officielles sur le sujet. Il est donc possible que certaines sources alternatives ne soient pas répertoriées. Lorsque l'information n'était pas disponible, le pire cas a été présumé.

Les usines étant en mesure de détecter et d'abattre les composés problématiques à leur prise d'eau brute et ce, peu importe la concentration ou encore ayant accès à une source alternative permettant de combler la demande sur leur réseau sont considérées comme n'étant pas à risque selon la méthodologie développée. Ces usines seront donc retirées de l'analyse à cette étape. Pour celles ne présentant pas ces caractéristiques, l'étape 2 permet d'évaluer l'ampleur de la conséquence en cas de contamination de la prise d'eau brute.

4.3.2 Étape 2 : Évaluation de la conséquence

L'analyse de risque s'attarde à une conséquence particulière associée à un déversement d'oléoduc, soit l'impossibilité pour une UTEP de distribuer de l'eau potable ou esthétiquement acceptable à ses consommateurs par l'intermédiaire du réseau de distribution. Lorsque cette situation survient, des mesures d'alimentation d'urgence doivent être mises en place (voir section 6). On considère que l'ampleur de la conséquence est directement liée au nombre de personnes affectées sur le réseau. Ce nombre a un effet direct sur la complexité des mesures d'alimentation d'urgence à mettre en place.

La conséquence est de plus amplifiée lorsque des personnes séjournant dans un établissement de santé sont présentes sur le réseau. Ces personnes plus vulnérables et moins mobiles sont particulièrement dépendantes de la disponibilité d'une source d'eau potable. L'émission d'un avis de non-conformité, de non consommation ou de non contact, peut résulter en une suspension des soins et activités d'établissements hospitaliers. De plus, certaines directives et normes ne permettent pas l'utilisation de l'eau considérée non potable pour les soins. L'approvisionnement en eau potable doit donc être une priorité et alourdit le processus d'urgence. Il est possible de décrire cette population vulnérable en comptabilisant le nombre de lits présents en centre hospitalier (CH) et en CHSLD sur un réseau. Pour les besoins de l'analyse de risque, on pose l'hypothèse que la présence de chaque lit équivaut à 10 personnes de plus sur le réseau. Ce choix arbitraire permet de donner un poids supplémentaire aux populations nécessitant un approvisionnement prioritaire qui mobiliserait temporairement les effectifs de gestion de crise.

En tenant compte de ces facteurs, l'ampleur de la conséquence associée à l'impossibilité de distribuer de l'eau saine aux consommateurs est décrite selon les critères suivants.

Conséquence faible : L'UTEP assure l'alimentation de moins de 50 000 personnes. Sous ce seuil, on pose l'hypothèse qu'il est possible d'alimenter la population en urgence pour plusieurs jours. L'alimentation d'urgence pourrait se faire par une source d'appoint partielle, en distribuant de l'eau embouteillée aux consommateurs ou encore en assurant la livraison d'eau par camion-citerne à des points de distribution. On considère ici qu'une personne a besoin d'un minimum de 30 litres d'eau par jour pour couvrir ses besoins en boisson, en préparation de nourriture et en hygiène personnelle (Organisation mondiale de la Santé (OMS), 2013). La demande d'une municipalité de 50 000 personnes serait donc de 1 500 000 litres par jour. Considérant en exemple une compagnie qui possède 5 camions-citernes d'une capacité de 30 000 litres chacun (L'eau-thentique, 2018), 10 voyages par jours seraient nécessaires pour chaque camion pour combler la demande minimale des consommateurs. L'alimentation serait donc possible à raison d'environ 2 heures par voyage. Cette analyse sommaire sert à illustrer qu'en cas de dernier recours, l'alimentation des consommateurs est une possibilité en distribuant de l'eau potable à un point fixe. Elle ne tient pas compte de la multitude de problèmes techniques qui pourraient potentiellement, quelques-uns de ces points sont abordés à la section 5.3.

Conséquence modérée : L'UTEP alimente entre 50 000 et 100 000 personnes. On pose l'hypothèse que la livraison d'eau seule ne serait pas en mesure de combler la demande minimale des consommateurs. La distribution d'eau potable combinée à une source d'appoint partielle (source alternative ou réserves d'eau potable) pourrait potentiellement combler la demande pour quelques jours. Dans tous les cas, si la période de contamination devait s'étirer, la situation pourrait devenir critique.

Conséquence forte : L'UTEP assure l'alimentation de plus de 100 000 personnes. L'alimentation d'urgence d'un si grand nombre de personnes nécessite au préalable la mise sur pied d'un plan d'alimentation d'urgence. L'expérience des avis d'ébullition à Montréal et Longueuil démontre la complexité d'une telle opération. Un plan d'alimentation d'urgence est d'autant plus nécessaire si l'on doit affronter une contamination prolongée.

4.3.3 Étape 3 : Probabilité de contamination des prises d'eau brute

Un modèle semi-quantitatif a été développé afin de décrire la probabilité qu'un déversement d'oléoduc en un certain point vienne contaminer une prise d'eau brute située en aval (paire oléoduc-prise d'eau). Ce modèle de transmission utilise quatre facteurs influençant le transport et le devenir des contaminants afin de prédire la contamination d'une source d'eau brute servant à la production d'eau potable, soit :

- Le débit de BTEX circulant dans l'oléoduc défaillant;
- La distance entre le point de déversement et la prise d'eau étudiée;
- Le potentiel de dilution au niveau de la prise d'eau étudiée;
- Les conditions météorologiques lors du déversement.

Chaque facteur est décrit selon une échelle allant de 1 à 5, 1 représentant les conditions associées à une faible probabilité de contamination et 5, celles associées à une forte probabilité. L'échelle incorpore la gamme complète des propriétés que les facteurs sont susceptibles de présenter sur le territoire analysé. La probabilité de contamination d'une prise d'eau est calculée en multipliant l'indice associé à chacun des facteurs selon les caractéristiques de la situation analysée (4 facteurs * pointage maximal de 5 = $X/625$). Le modèle a été validé par son application aux études

de cas de la section 4.2. La validation est présentée à la section 4.3.3.5. Il présente les limitations suivantes :

- Puisqu'il est complexe de faire des prédictions sur les volumes potentiellement impliqués lors d'un déversement, le modèle utilisé est indépendant de cette valeur. On doit cependant garder en tête que des volumes similaires à ceux impliqués dans les études de cas ($< 100 \text{ m}^3$) sont considérés. Les études de cas démontrent d'ailleurs que la contamination de la colonne d'eau est plus dépendante du type de produit déversé que du volume.
- Le modèle ne permet pas de décrire un déversement terrestre qui chemine par gravité vers un cours d'eau. Lorsque cette situation survient, on peut s'attendre à une perte de produit et à une certaine évaporation des composés problématique lors du transport terrestre. On pourrait donc s'attendre à une plus faible probabilité de contamination.
- Le modèle ne tient pas compte des mesures d'urgence théoriquement entreprises par les opérateurs d'oléoduc à la suite d'un déversement d'hydrocarbures. Des cas passés ont démontré que des retards réactionnels très importants peuvent survenir suite à une défaillance ou encore que les mesures mises en place n'ont pas été adéquates pour éviter la dispersion d'un panache d'hydrocarbures. Les cas de Marshall (section 4.2.2) et de Long Lake (4.2.6) en sont de bons exemples.

4.3.3.1 Débit de BTEX circulant dans l'oléoduc défaillant

À la suite d'un déversement, on s'attend à ce que les HAM, et plus particulièrement les BTEX qui représentent la forte majorité de ces composés, soient les principaux agents d'une contamination de la colonne d'eau. Cela s'explique en raison de leur solubilité plus élevée que les HAP et les autres hydrocarbures. La proportion de BTEX contenue dans un mélange est donc un bon indicateur de la probabilité de contamination subséquente à un déversement. Le déversement de mélanges ayant une teneur élevée en BTEX ($> 2,5 \% \text{ v/v}$) semble d'ailleurs être lié à la contamination de la colonne d'eau pour plusieurs des cas étudiés, dont Pine River (section 4.2.1), Laurel (section 4.2.3), Red Deer River (section 4.2.4), Glendive (section 4.2.5) et Lac Mégantic (section 4.2.8). Les cas de Marshall (section 4.2.2) et de la Rivière Saskatchewan Nord (section 4.2.7) démontrent quant à eux que la contamination de la colonne d'eau à des seuils importants

est peu probable lorsque le mélange déversé contient peu de BTEX ($\leq 1\%$ v/v). En combinant la proportion de BTEX présent dans un mélange au débit circulant dans un oléoduc, on peut créer une mesure permettant d'évaluer rapidement la quantité de BTEX potentiellement déversée en cas de défaillance de l'oléoduc. L'échelle suivante a ainsi été élaborée pour décrire le facteur :

[1] : L'oléoduc transporte moins de 100 litres de BTEX/minute

[2] : L'oléoduc transporte entre 100 et 250 litres de BTEX /minute

[3] : L'oléoduc transporte entre 250 et 500 litres de BTEX /minute

[4] : L'oléoduc transporte entre 500 et 1000 litres de BTEX /minute

[5] : L'oléoduc transporte plus de 1000 litres de BTEX /minute

Le choix des catégories est inspiré des études de cas et de la grande diversité dans les débits de BTEX circulant dans les oléoducs du territoire de la CMM. Il est possible de consulter ces débits au Tableau B.1 de l'annexe B pour chacun des oléoducs et selon le mélange transporté.

4.3.3.2 Distance entre le point de déversement et la prise d'eau brute

La localisation d'une prise d'eau brute par rapport aux infrastructures de transport d'hydrocarbures est un facteur de vulnérabilité important lorsqu'un déversement survient. Plus la prise d'eau est éloignée du point de déversement, plus les contaminants ont le temps de se disperser dans l'environnement par différents phénomènes de météorisation (voir section 2.3.1). On s'attend à ce que ces phénomènes réduisent la concentration des contaminants avec le temps qui passe et ainsi diminue la probabilité de contamination. La distance donne de plus un tampon aux responsables des UTEP pour réagir lorsqu'un déversement survient. L'utilisation d'une gradation basée sur le temps de transit d'un panache calculé selon les conditions hydrodynamiques en place serait idéale pour définir le facteur. L'information sur la vitesse des différents cours d'eau de la région n'est cependant pas disponible (voir section 3.3.3). Ce facteur est donc défini selon une gradation un peu moins précise qui tient seulement compte de la distance entre le point de déversement et la prise d'eau. Les cas de Pine River (section 4.2.1), Laurel (section 4.2.3), Glendive (section 4.2.5), Rivière Saskatchewan Nord (section 4.2.7) et Lac Mégantic (section 4.2.8) démontrent que pour une variété de conditions d'écoulement ($30\text{ m}^3/\text{s}$ à $1860\text{ m}^3/\text{s}$) et de volumes déversés (90 m^3 à 985 m^3), des signes visibles d'une contamination peuvent être présents sur plus de 100 km à la suite d'un déversement. L'échelle suivante permet

de décrire le facteur en considérant que le risque de contamination décroît selon la distance. Le barème qui définit le pire classement (11 km) correspond à la distance entre le point de déversement et la prise d'eau de Glendive où du benzène a été détecté à l'eau brute.

[1] : Distance point de déversement => prise d'eau brute supérieure à 100 km

[2] : Distance point de déversement => prise d'eau brute entre 50 et 99 km

[3] : Distance point de déversement => prise d'eau brute entre 25 et 49 km

[4] : Distance point de déversement => prise d'eau brute entre 12 et 24 km

[5] : Distance point de déversement => prise d'eau brute entre 0 et 11 km

Le Tableaux A.4 de l'annexe A présente la distance de chacune des prises d'eau brute du territoire de la CMM par rapport aux différents points de traverse des oléoducs. La Figure A.1 de cette même annexe présente le tracé médian qui a été utilisé afin de calculer cette distance.

4.3.3.3 Potentiel de dilution au niveau de la prise d'eau brute

Le débit du cours d'eau dans lequel se trouve une prise d'eau brute peut avoir une influence sur la probabilité de contamination. Plus ce débit est important, plus le pouvoir de dilution des contaminants est accru à la suite d'un déversement. Cela a pour effet de réduire les concentrations observables des composés problématiques à l'eau brute. Parmi les cas étudiés, les déversements de Pine River (section 4.2.1) et de Glendive (section 4.2.5) sont ceux où la plus forte présence de contaminant a été observée à la suite d'un déversement. Pour ces deux cas, le pouvoir de dilution des cours d'eau récepteurs était assez faible ($200 \text{ m}^3/\text{s}$ et $244 \text{ m}^3/\text{s}$). Les déversements de Laurel (section 4.2.3), de Red Deer River (section 4.2.4) et de la Rivière Saskatchewan Nord (section 4.2.7) ont eu un effet un peu moins prononcé sur la qualité de l'eau alors que les cours d'eau touchés présentaient un débit plus important ($1860 \text{ m}^3/\text{s}$, $500 \text{ m}^3/\text{s}$ et $700 \text{ m}^3/\text{s}$). L'ampleur d'une contamination dépend évidemment du volume et du type de mélange déversé, mais on peut quand même déceler ici une certaine tendance. La gradation du facteur est donc déterminée selon ces observations, mais aussi avec l'optique d'inclure la grande variabilité dans les débits observables de la région.

L'échelle suivante permet de décrire le facteur. Les limites des classes ont été établies afin de regrouper ensemble les cours d'eau de la région présentant des débits similaires :

[1] : La prise d'eau brute est située dans un cours d'eau avec un débit supérieur à 3000 m³/s

[2] : La prise d'eau brute est située dans un cours d'eau avec un débit allant de 1500 à 2999 m³/s

[3] : La prise d'eau brute est située dans un cours d'eau avec un débit allant de 500 à 1499 m³/s

[4] : La prise d'eau brute est située dans un cours d'eau avec un débit allant de 100 à 499 m³/s

[5] : La prise d'eau brute est située dans un cours d'eau avec un débit inférieur à 100 m³/s

Pour chacune des UTEP du territoire, le Tableau A.4 de l'annexe A présente la localisation de la prise d'eau brute alors que la section 3.3.2 contient l'information sur le débit des cours d'eau à différents moments de l'année. Pour les prises d'eau situées à la sortie du Lac des Deux Montagnes (Vaudreuil-Dorion) et à l'entrée du Lac St-Louis (Ville et Régie Île-Perrot), le débit de la rivière des Outaouais est utilisé pour évaluer le potentiel de dilution en raison du manque d'informations sur les conditions d'écoulement en ces points.

4.3.3.4 Conditions météorologiques lors du déversement

Les conditions météorologiques en place lorsqu'un déversement survient peuvent avoir un impact marqué sur la probabilité de contamination d'une prise d'eau brute. Les phénomènes de météorisation sont grandement affectés par la météo, particulièrement les phénomènes de dissolution et d'évaporation. Des conditions météorologiques favorisant la dissolution des contaminants augmentent la probabilité qu'une contamination survienne aux prises d'eau tandis que des conditions favorisant l'évaporation la réduisent. Il est complexe de quantifier l'effet des conditions météo sur le bilan entre l'évaporation et la dissolution, mais il est possible de cibler les situations extrêmes. Lorsqu'un déversement survient sous un couvert de glace, comme dans le cas de Glendive (section 4.2.5), l'évaporation est quasi inexistante. Au contraire, lorsqu'un déversement survient lors d'une journée ensoleillée et venteuse, on doit s'attendre à ce que les taux d'évaporation soient à leur plus haut niveau. On considère ici que l'effet de la température affecte les deux phénomènes de manière proportionnelle puisque l'information sur la variation des constantes en lien avec la température n'est pas disponible.

En se basant sur ces informations, l'échelle suivante a été élaborée pour décrire le facteur :

[1] : Le déversement survient lors d'une journée ensoleillée et venteuse qui favorise l'évaporation des contaminants.

[3] : Le déversement survient lors d'une journée pluvieuse et peu venteuse. Cela représente des conditions médianes entre les deux extrêmes.

[5] : Le déversement survient sous un couvert de glace qui favorise la dissolution des contaminants.

4.3.3.5 Validation du modèle

Le modèle développé a été validé en l'appliquant à sept des cas présentés à la section 4.2. Ces cas comportaient suffisamment d'informations pour pouvoir associer une valeur à chacun des quatre facteurs. Il s'agit de cas où il y a eu soit contamination d'une prise d'eau, contamination sévère de la colonne d'eau, la fermeture préventive d'une prise d'eau ou encore aucune contamination. Il existe une incertitude sur certaines données, mais cette incertitude n'est pas suffisante pour faire varier grandement les résultats. Suite à une série d'itérations entre les valeurs utilisées par le modèle et l'application de ces valeurs aux études de cas, un modèle fonctionnel a pu être proposé. Le modèle final, qui utilise les valeurs décrites dans les sections précédentes, démontre une gradation croissante entre les cas où il n'y a pas eu de contamination, ceux où il y a eu fermeture préventive d'une prise d'eau (signe d'une possible contamination) et ceux où une contamination a été enregistrée. Les résultats associés à la validation du modèle peuvent être consultés dans le Tableau C.1 de l'annexe C. Les résultats obtenus nous permettent de tirer les conclusions suivantes pour une paire oléoduc-prise d'eau :

- Indice cumulatif entre 1 et 45 : On ne devrait pas s'attendre à une contamination significative de la prise d'eau brute.
- Indice cumulatif entre 45 et 125 : Il s'agit d'une zone grise, on sait que les prises d'eau exposées à des indices similaires ont été fermées. Il est cependant impossible de savoir si la fermeture était justifiée ou préventive. Par souci de précaution, on considère que la contamination de la prise d'eau brute est possible pour ces valeurs.
- Indice cumulatif supérieur à 125 : On doit s'attendre à la contamination de la prise d'eau brute.

4.3.4 Étape 4 : Probabilité de défaillance des oléoducs

L'état d'une traverse réfère à sa probabilité de défaillance entraînant un déversement d'hydrocarbures. L'état actuel des différentes traverses du territoire est très inégal. L'utilisation d'une fréquence unique de déversement ne serait donc pas représentative et viendrait fausser l'évaluation du risque. De plus, les statistiques sur les déversements présentées dans les banques de données ne sont généralement pas assez détaillées pour être appliquées à d'autres contextes (voir section 2.3.4). Dans cette optique, il devient donc intéressant d'utiliser une approche où chacune des traverses du territoire est étudiée individuellement. Plusieurs caractéristiques relatives aux oléoducs permettent de prédire qualitativement la probabilité de défaillance d'une traverse par rapport à une autre. Voici un aperçu de ces caractéristiques :

Mode de traverse utilisé : Une traverse d'oléoduc peut être installée selon différentes méthodes qui la rendent plus ou moins vulnérable à une défaillance entraînant la contamination d'une source d'eau. Des travaux effectués à l'École Polytechnique ont d'ailleurs passé en revue les différentes méthodes disponibles (Polytechnique Montréal, 2015) en décrivant leurs avantages et leurs inconvénients. Les techniques utilisant une tranchée viennent déposer l'oléoduc sous le cours d'eau pour ensuite le recouvrir d'une couche d'épaisseur prédéterminée. Le recouvrement minimal est fixé à 1,5 m (Canadian Standards Association, 2015). Ce type de traverse est particulièrement vulnérable à l'affouillement et doit donc faire l'objet d'une analyse supplémentaire tenant compte du mouvement du lit du cours d'eau afin d'ajuster la profondeur d'enfouissement. Les déversements de Laurel (section 4.2.3), Red Deer (section 4.2.4) et Glendive (section 4.2.5) sont tous survenus à la suite de l'exposition de la conduite, notamment en période de grandes crues pour les deux premiers. Les techniques utilisant le forage pour poser un oléoduc permettent quant à elles un enfouissement avec un couvert beaucoup plus important (plusieurs dizaines de mètres). Ce couvert devrait permettre d'éviter la contamination d'un cours d'eau en cas de défaillance de l'oléoduc présent sous ce dernier. Cette hypothèse se base sur le fait qu'aucune étude de cas de déversement n'a été recensée une contamination à partir d'un oléoduc enfoui par forage. Finalement, la traverse d'un cours d'eau peut s'effectuer à l'intérieur d'un tunnel. Cette technique, qui est sans doute la plus sécuritaire, permet d'éviter toute contamination de l'environnement en cas de défaillance de l'oléoduc. En cas de déversement d'une conduite, les hydrocarbures vont simplement s'accumuler dans le tunnel qui pourra par la suite être nettoyé.

Longueur de la traverse : La longueur de la traverse sous un cours d'eau joue un rôle important dans la probabilité de défaillance : plus une traverse est longue, plus un incident est susceptible de se produire.

Type de conduite : Le diamètre de la conduite, l'épaisseur de sa paroi, le type de matériaux utilisé, le recouvrement extérieur ou encore la présence d'une protection cathodique sont tous des facteurs qui contribuent à son intégrité. L'information complète relative à ces caractéristiques pour les oléoducs de la région est généralement difficile à obtenir.

État de dégradation : Comme toutes les infrastructures, les oléoducs se dégradent avec le temps, notamment en raison de la corrosion. Cette dégradation les rend plus vulnérables à une défaillance. Il est complexe d'obtenir l'information exacte sur l'état de dégradation des oléoducs traversant le territoire de la CMM. Le nombre d'années d'exploitation peut alors être un bon indice. Il faut cependant garder en tête que l'âge d'un oléoduc est un facteur contributif à sa dégradation, mais qu'elle ne représente en rien une valeur absolue. On peut ici penser au déversement de Long Lake (section 4.2.6) où une infrastructure pratiquement neuve a subi une défaillance.

Antécédents en matière de sécurité : Lorsque des incidents surviennent à répétition sur un tronçon d'oléoduc, des mesures drastiques doivent être prises immédiatement sans quoi on doit s'attendre à l'amplification du phénomène.

En se basant sur ces critères, toutes les traverses de cours d'eau importants de la région ont été passées en revue afin d'émettre un jugement critique sur leur probabilité de défaillance. Chacune d'entre elles est associée à un indice qui permet de décrire cette probabilité de façon qualitative :

[1] : La probabilité d'un déversement affectant un cours d'eau est presque inexistante.

[2] : La probabilité d'un déversement affectant un cours d'eau est faible.

[3] : Un déversement affectant un cours d'eau est susceptible de se produire à long terme.

[4] : Un déversement affectant un cours d'eau est susceptible de se produire à moyen terme.

[5] : Un déversement affectant un cours d'eau pourrait survenir de façon imminente.

La Figure B.1 de l'annexe B présente la localisation de toutes les traverses étudiées sur le territoire. Les Tableaux B.2 et B.3 de cette même annexe présentent les caractéristiques de ces

traverses et définissent l'indice associé à chacune d'entre elles en y présentant une brève explication.

4.3.5 Étape 5 : Évaluation du risque

L'évaluation du risque débute sur une approche déterministe. Ce type d'approche permet de se pencher sur l'impact d'un évènement qu'on impose et qu'on définit comme étant probable, cela dans l'optique de démontrer si les conséquences sont présentement gérables ou nécessiteraient l'implantation de certaines mesures d'atténuation (Poljanšek et al., 2017). Ainsi donc, on impose des déversements d'oléoduc à chaque point de traverse du territoire et en se basant sur le modèle décrit en 4.3.3, on calcule la probabilité de contamination de chacune des prises d'eau brute situées en aval du point de déversement. Les déversements imposés sont fondés sur cinq scénarios distincts qui permettent de voir comment les conditions en place lors du déversement et le type de produit déversé influencent la contamination potentielle des prises d'eau brute.

Scénario 1 : Déversement de brut léger (pour les oléoducs transportant des produits bruts), d'essence (pour les oléoducs transportant des produits raffinés) ou de carburacteur (Trans-Nord vers l'aéroport) en période d'étiage, journée pluvieuse et peu venteuse. Ce scénario permet de décrire le pire cas de déversement en période libre de glace.

Scénario 2 : Déversement de brut léger ou d'essence sous la glace. Ce scénario permet de décrire le pire cas de déversement lorsque les cours d'eau sont glacés.

Scénario 3 : Déversement de brut léger ou d'essence en période de crue, journée ensoleillée et venteuse. Ce scénario permet d'étudier le comportement d'un déversement dans la situation la plus favorable pour éviter une contamination.

Scénario 4 : Déversement de brut léger ou d'essence avec débit annuel moyen, journée ensoleillée et peu venteuse. Ce scénario permet d'étudier le comportement d'un déversement dans des conditions moyennes.

Scénario 5 : Déversement de bitume dilué ou de diesel avec débit annuel moyen, journée ensoleillée et peu venteuse. Ce scénario permet d'étudier le comportement des différents produits transportés sur le territoire.

Selon l'information recueillie, on choisit un scénario représentatif pour continuer l'analyse de risque. La probabilité de contamination associée à chaque paire UTEP – traverse, qui est basée sur l'indice cumulatif des facteurs présentés aux sections 4.3.3.1 à 4.3.3.4 (voir section 4.3.3.5), est alors comparée à la conséquence (voir section 4.3.2) selon la matrice suivante :

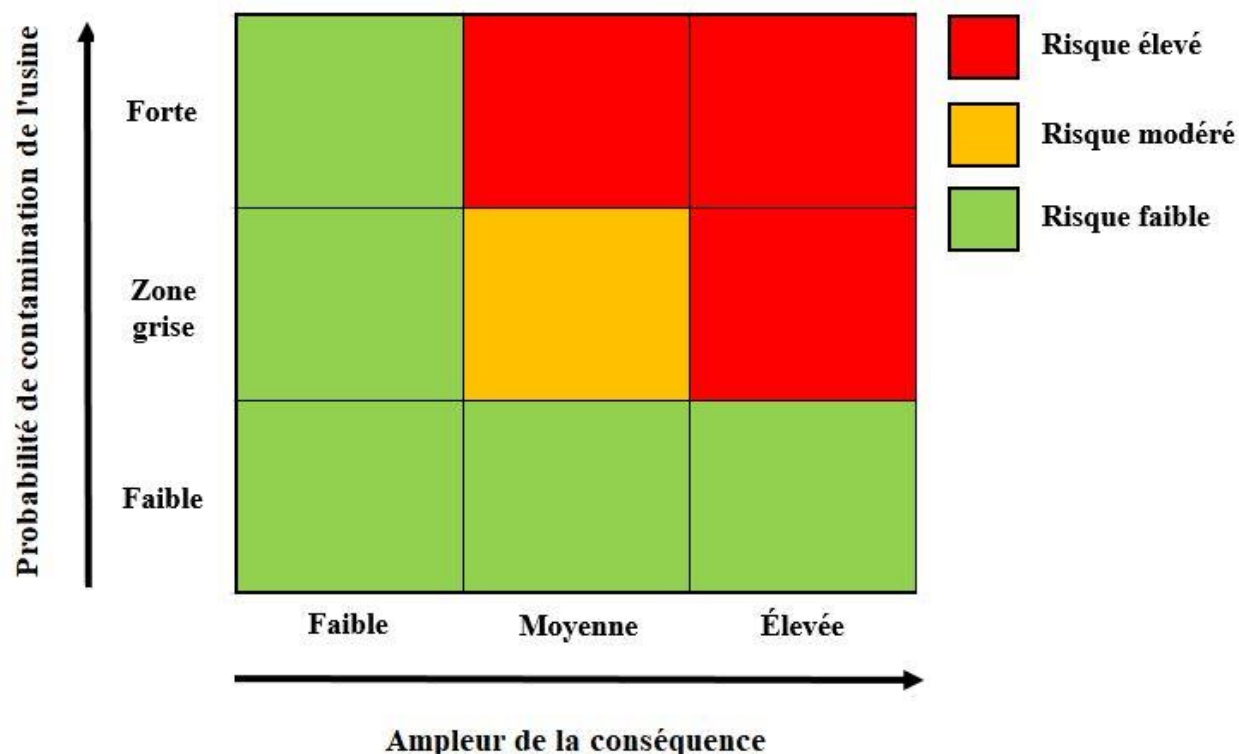


Figure 4.3: Croisement entre la probabilité de contamination et la conséquence

L'utilisation de ce type de matrice est reconnue comme une solution intéressante lorsqu'il est impossible de quantifier une problématique en raison d'un manque de données (Fingas, M. F., 2015; Poljanšek et al., 2017). Le risque déterminé ici ne tient pas compte de la probabilité de déversement de la traverse étudiée. La matrice permet donc de résoudre la deuxième portion de l'équation 4.1. On peut ainsi déterminer le risque que représente un déversement pour chaque prise d'eau brute du territoire.

$$\text{Risque} = P(\text{Déversement}) * \underbrace{P(\text{Transmission des contaminants vers la prise d'eau}) * \text{Conséquence}}_{\text{Risque en cas de déversement}}$$

Équation 4.2: Risque en cas de déversement

Pour évaluer le risque global, une deuxième matrice est utilisée. Le risque en cas de déversement est alors comparé à l'indice définissant la probabilité de défaillance de la traverse (section 4.3.4) pour offrir une solution complète à l'équation.

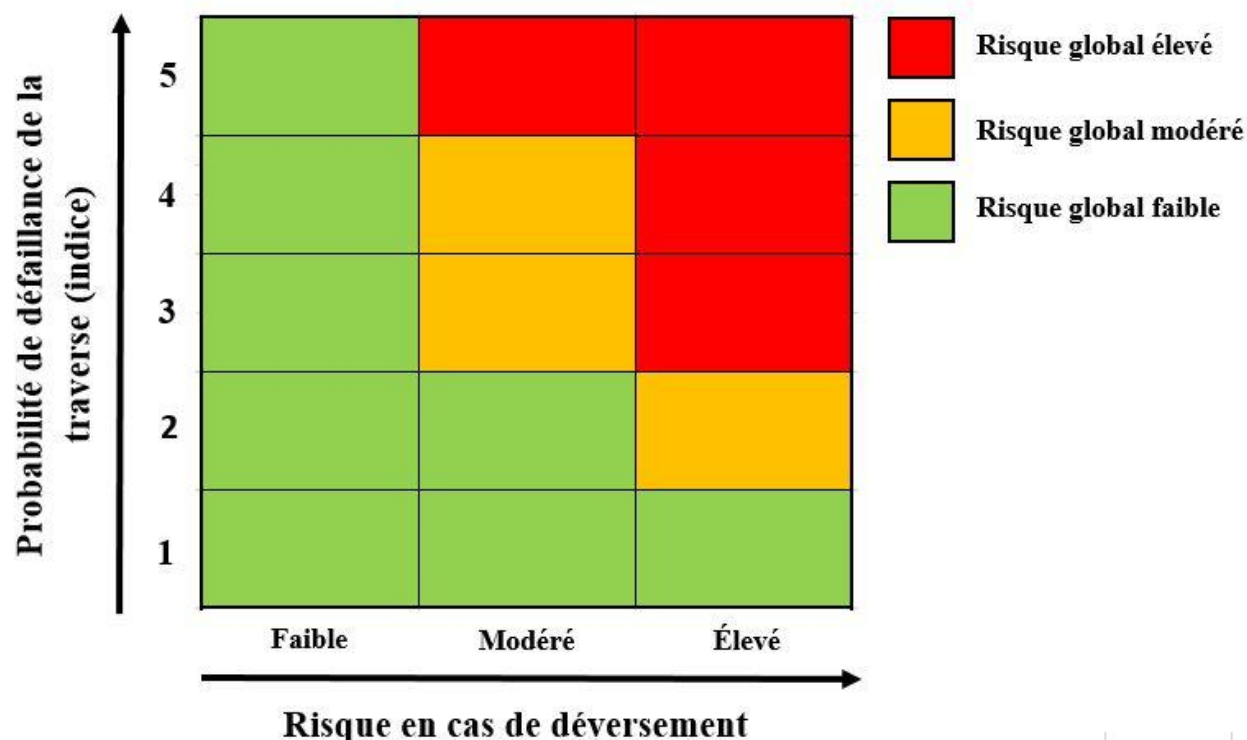


Figure 4.4: Croisement entre la probabilité de défaillance et le risque en cas de déversement

L'échelle de risque fait référence à une paire traverse – UTEP. Certaines UTEP doivent cependant composer avec la présence de plusieurs traverses en amont de leur prise d'eau brute. Comme le cas de Laurel (section 4.2.3) le démontre bien, une densité importante d'oléoducs en amont d'une prise d'eau augmente le risque. L'étape suivante de l'analyse consiste donc en l'identification des UTEP qui sont vulnérables face à plusieurs traverses. Pour les usines qui présentent plus d'une paire traverse - UTEP à risque global modéré ou élevé, on rehausse le niveau de risque d'une catégorie. La création d'une nouvelle catégorie est alors nécessaire :

Risque global très élevé.

La dernière étape de l'analyse consiste en l'interprétation du niveau de risque auquel font face chacune des UTEP. Les descriptions suivantes permettent alors de décrire les différents niveaux de risque :

Risque global nul : Les usines étant en mesure de détecter et d'abattre les composés problématiques à leur prise d'eau brute et ce, peu importe la concentration ou encore ayant accès à une source alternative permettant de combler la demande sur leur réseau sont considérées comme n'étant pas à risque selon la méthodologie développée

Risque global faible : L'UTEP devrait être en mesure de distribuer une eau de qualité aux consommateurs, peu importe le scénario de déversement qui survient.

Risque global modéré : Une contamination importante de la source d'eau brute de l'usine n'est pas susceptible de se produire. Le niveau de risque encouru par l'UTEP peut devenir acceptable si les options d'alimentation d'urgence sont passées en revue.

Risque global élevé : Une contamination importante de la source d'eau brute de l'usine est susceptible de se produire et pourrait affecter une forte population pour une durée indéterminée. Le niveau de risque encouru par l'UTEP n'est pas acceptable. La recherche de sources alternatives et la mise sur pied d'un plan d'alimentation d'urgence doivent être complétées dans les plus brefs délais par les municipalités concernées.

Risque global très élevé : Ce niveau de risque est similaire au précédent, mais les sources de risque sont multiples. L'UTEP est donc exposée à une plus grande fréquence de contamination de sa source.

4.4 Résultats et analyse

Étape 1 : Cette étape vient cibler les UTEP qui seraient en mesure de faire face à une contamination de leur prise d'eau brute en cas de déversement d'oléoduc (voir section 4.3.1). Le Tableau 4.2 présente les UTEP du territoire selon cette caractéristique.

Tableau 4.2: Capacité des UTEP à faire face à une contamination de leur source d'eau brute

UTEP	Capacité de faire face à une contamination			Retrait de l'analyse
	Possibilité d'abattre les contaminants?	Alimentation alternative durable?	Autre	
Chomedey	Non	Non		
Pont-Viau	Non	Reste à déterminer		
Sainte-Rose	Non	Reste à déterminer		
Dorval	Partielle (CAP)	Reste à déterminer		
Lachine	Non	Reste à déterminer		
Atwater	Non	Non		
Desbaillets	Non	Non		
Pierrefonds	Non	Reste à déterminer		
Pointe-Claire	Partielle (CAP)	Reste à déterminer		
Vaudreuil-Dorion	Non	Reste à déterminer		
Ville de L'Île-perrot	Non	Non		
Régie de l'eau de L'Île-Perrot	Non	Non		
Ville de Châteauguay	Non	Reste à déterminer	On considère que la localisation des prises d'eau brute au sud du Fleuve St-Laurent permettra d'éviter une contamination	✓
Ville de Candiac	Non	Oui		✓
Ville de La Prairie	Non	Reste à déterminer		
Longueuil (Le Royer)	Partielle (CAP)	Reste à déterminer		
Longueuil (Local)	Partielle (CAP)	Oui		✓
Longueuil (Régional)	Partielle (CAP)	Oui		✓
Régie S.E.V. Varennes	Partielle (CAP)	Non		
Municipalité de Verchères	Non	Non		
Contrecoeur	Non	Reste à déterminer		
Ville de Repentigny	Partielle (CAP)	Reste à déterminer		
Régie intermunicipale des Moulins	Non	Reste à déterminer		
Oka	Non	Reste à déterminer		
Deux-Montagnes	Non	Oui		✓
St-Eustache	Partielle (CAP)	Oui		✓
Rosemère	Partielle (CAP)	Reste à déterminer		
Ste-Thérèse	Partielle (CAP)	Non		

On considère que 6 des 28 UTEP (identifiées par un « ✓ ») seraient en mesure de continuer à distribuer une eau de qualité aux consommateurs advenant un déversement d'oléoduc, et ce peu importe la durée ou l'ampleur de la contamination. Aucune UTEP du territoire ne possède les procédés de traitement nécessaires à l'élimination des contaminants. Cinq d'entre elles ont accès à une source alternative à l'abri de la contamination qui permettrait de combler complètement la

demande du réseau. L'UTEP de Châteauguay ne risque pas d'être contaminé en raison de sa localisation. Ces UTEP sont retirées de l'analyse par souci d'alléger les travaux. Certaines usines seraient potentiellement en mesure d'abattre de faibles quantités de BTEX à l'aide de CAP, mais des études plus poussées seraient nécessaires pour confirmer cette thèse. Les usines dont la possibilité d'une alimentation alternative durable reste à déterminer sont celles qui possèdent une source alternative qui reste à être adéquatement caractérisée.

Étape 2 : Pour les 22 usines restantes, on se penche sur la conséquence que pourrait engendrer l'impossibilité de distribuer une eau de qualité aux consommateurs. Le Tableau 4.3 présente l'ampleur de la conséquence associée à chaque UTEP selon sa population effective tel que présenté à la section 4.3.2.

Tableau 4.3: Ampleur de la conséquence associée à l'impossibilité de distribuer une eau de qualité

UTEP	Population desservie par le réseau	Nombre de lits sur le réseau	Population effective	Conséquence potentielle
Chomedey	212400	1868	231080	Forte
Pont-Viau	111200	0	111200	Forte
Sainte-Rose	88700	181	90510	Modérée
Dorval	18800	0	18800	Faible
Lachine	60800	42	61220	Modérée
Atwater	875800	10967	985470	Forte
Desbaillets	729600	9136	820960	Forte
Pierrefonds	123215	224	125455	Forte
Pointe-Claire	79600	510	84700	Modérée
Vaudreuil-Dorion	29200	335	32550	Faible
Ville de L'Île-perrot	9900	0	9900	Faible
Régie de l'eau de L'Île-Perrot	22000	0	22000	Faible
Ville de La Prairie	18200	0	18200	Faible
Longueuil (Le Royer)	117300	315	120450	Forte
Régie S.E.V. Varennes	56300	0	56300	Modérée
Municipalité de Verchères	5100	0	5100	Faible
Contrecoeur	5600	0	5600	Faible
Ville de Repentigny	80500	0	80500	Modérée
Régie intermunicipale des Moulins	111700	976	121460	Forte
Oka	2000	0	2000	Faible
Rosemère	33200	0	33200	Faible
Ste-Thérèse	116900	377	120670	Forte

Étape 3 : L'étape suivante consiste en l'évaluation du risque en cas de déversement pour chaque paire traverse – prise d'eau du territoire selon le modèle semi-quantitatif présenté à la section 4.3.3. Les 5 scénarios présentés à la section 4.3.5 sont considérés. Le risque en cas de déversement est déterminé selon la matrice présentée à la Figure 4.4. Les Tableaux 4.4 à 4.7 présentent ce risque pour le scénario 1 qui représente le pire cas en période libre de glace. Les résultats associés aux autres scénarios sont présentés dans les Tableaux D.1, D.2, D.3 et D.4 de l'annexe D.

Tableau 4.4: Risque en cas de déversement de la ligne 9B (scénario 1 : pire cas en période libre de glace)

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 1					
				Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement
Ligne 9B	Outaouais	Municipalité de Verchères	5100	4	1	1	3	12	
Ligne 9B	Outaouais	Oka	2000	4	4	3	3	144	
Ligne 9B	Outaouais	Rosemère	33200	4	2	5	3	120	
Ligne 9B	Outaouais	Ste-Thérèse	120670	4	2	5	3	120	
Ligne 9B	Outaouais	Ville de L'Île-perrot	9900	4	3	3	3	108	
Ligne 9B	Outaouais	Contrecoeur	5600	4	1	1	3	12	
Ligne 9B	Outaouais	Dorval	18800	4	2	1	3	24	
Ligne 9B	Outaouais	Lachine	61220	4	2	1	3	24	
Ligne 9B	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	120450	4	2	1	3	24	
Ligne 9B	Outaouais	Atwater	985470	4	2	1	3	24	
Ligne 9B	Outaouais	Desbaillets	820960	4	2	1	3	24	
Ligne 9B	Outaouais	Pierrefonds	125455	4	3	3	3	108	
Ligne 9B	Outaouais	Pointe-Claire	84700	4	3	1	3	36	
Ligne 9B	Outaouais	Régie de l'eau de L'Île-Perrot	22000	4	3	3	3	108	
Ligne 9B	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	50300	4	1	1	3	12	
Ligne 9B	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	32550	4	3	3	3	108	
Ligne 9B	Outaouais	Ville de La Prairie	18200	4	2	1	3	24	
Ligne 9B	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	121460	4	2	5	3	120	
Ligne 9B	Outaouais	Chomedey	231080	4	2	3	3	72	
Ligne 9B	Outaouais	Pont-Viau	111200	4	2	3	3	72	
Ligne 9B	Outaouais	Sainte-Rose	90510	4	2	5	3	120	
Ligne 9B	Prairies	Municipalité de Verchères	5100	4	4	1	3	48	
Ligne 9B	Prairies	Contrecoeur	5600	4	3	1	3	36	
Ligne 9B	Mille Îles	Municipalité de Verchères	5100	4	4	1	3	48	
Ligne 9B	Mille Îles	Contrecoeur	5600	4	3	1	3	36	

Tableau 4.5: Risque en cas de déversement de l'oléoduc St-Laurent (scénario 1 : pire cas en période libre de glace)

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 1					
				Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement
St-Laurent	St-Laurent	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	3	60	
St-Laurent	St-Laurent	Contrecoeur	5600	5	3	1	3	45	
St-Laurent	St-Laurent	Régie S.E.V. Varennes	50300	5	5	1	3	75	

Tableau 4.6: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Trans-Nord (scénario 1 : pire cas en période libre de glace)

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 1					
				Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement
Trans-Nord	Mille Îles	Municipalité de Verchères	5100	5	3	1	3	45	
Trans-Nord	Mille Îles	Rosemère	33200	5	5	5	3	375	
Trans-Nord	Mille Îles	Ste-Thérèse	120670	5	5	5	3	375	
Trans-Nord	Mille Îles	Contrecoeur	5600	5	2	1	3	30	
Trans-Nord	Mille Îles	Régie intermunicipale des Moulins	121460	5	4	5	3	300	
Trans-Nord	Mille Îles	Sainte-Rose	90510	5	5	5	3	375	
Trans-Nord	Outaouais	Municipalité de Verchères	5100	5	2	1	3	30	
Trans-Nord	Outaouais	Rosemère	33200	5	3	5	3	225	
Trans-Nord	Outaouais	Ste-Thérèse	120670	5	3	5	3	225	
Trans-Nord	Outaouais	Ville de L'Île-perrot	9900	5	4	3	3	180	
Trans-Nord	Outaouais	Contrecoeur	5600	5	2	1	3	30	
Trans-Nord	Outaouais	Dorval	18800	5	3	1	3	45	
Trans-Nord	Outaouais	Lachine	61220	5	3	1	3	45	
Trans-Nord	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	120450	5	2	1	3	30	
Trans-Nord	Outaouais	Atwater	985470	5	3	1	3	45	
Trans-Nord	Outaouais	Desbaillets	820960	5	3	1	3	45	
Trans-Nord	Outaouais	Pierrefonds	125455	5	4	3	3	180	
Trans-Nord	Outaouais	Pointe-Claire	84700	5	4	1	3	60	
Trans-Nord	Outaouais	Régie de l'eau de L'Île-Perrot	22000	5	4	3	3	180	
Trans-Nord	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	50300	5	2	1	3	30	
Trans-Nord	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	32550	5	4	3	3	180	
Trans-Nord	Outaouais	Ville de La Prairie	18200	5	3	1	3	45	
Trans-Nord	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	121460	5	3	5	3	225	
Trans-Nord	Outaouais	Chomedey	231080	5	3	3	3	135	
Trans-Nord	Outaouais	Pont-Viau	111200	5	3	3	3	135	
Trans-Nord	Outaouais	Sainte-Rose	90510	5	3	5	3	225	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Municipalité de Verchères	5100	2	3	1	3	18	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Contrecoeur	5600	2	2	1	3	12	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Chomedey	231080	2	5	3	3	90	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Pont-Viau	111200	2	5	3	3	90	
Trans-Nord	Prairies (raffineries)	Municipalité de Verchères	5100	5	3	1	3	45	
Trans-Nord	Prairies (raffineries)	Contrecoeur	5600	5	3	1	3	45	

Tableau 4.7: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Énergie Est (scénario 1 : pire cas en période libre de glace)

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 1					
				Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement
Énergie Est	L'Assomption	Ville de Repentigny	80500	5	5	5	3	375	
Énergie Est	L'Assomption	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	3	60	
Énergie Est	L'Assomption	Contrecoeur	5600	5	3	1	3	45	
Énergie Est	Mille Îles	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	3	60	
Énergie Est	Mille Îles	Contrecoeur	5600	5	3	1	3	45	
Énergie Est	Outaouais	Municipalité de Verchères	5100	5	1	1	3	15	
Énergie Est	Outaouais	Oka	2000	5	4	3	3	180	
Énergie Est	Outaouais	Rosemère	33200	5	2	5	3	150	
Énergie Est	Outaouais	Ste-Thérèse	120670	5	2	5	3	150	
Énergie Est	Outaouais	Ville de L'Île-perrot	9900	5	3	3	3	135	
Énergie Est	Outaouais	Contrecoeur	5600	5	1	1	3	15	
Énergie Est	Outaouais	Dorval	18800	5	2	1	3	30	
Énergie Est	Outaouais	Lachine	61220	5	2	1	3	30	
Énergie Est	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	120450	5	2	1	3	30	
Énergie Est	Outaouais	Atwater	985470	5	2	1	3	30	
Énergie Est	Outaouais	Desbaillets	820960	5	2	1	3	30	
Énergie Est	Outaouais	Pierrefonds	125455	5	3	3	3	135	
Énergie Est	Outaouais	Pointe-Claire	84700	5	3	1	3	45	
Énergie Est	Outaouais	Régie de l'eau de L'Île-Perrot	22000	5	3	3	3	135	
Énergie Est	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	50300	5	1	1	3	15	
Énergie Est	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	32550	5	3	3	3	135	
Énergie Est	Outaouais	Ville de La Prairie	18200	5	2	1	3	30	
Énergie Est	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	121460	5	2	5	3	150	
Énergie Est	Outaouais	Chomedey	231080	5	2	3	3	90	
Énergie Est	Outaouais	Pont-Viau	111200	5	2	3	3	90	
Énergie Est	Outaouais	Sainte-Rose	90510	5	2	5	3	150	
Énergie Est	Prairies	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	3	60	
Énergie Est	Prairies	Contrecoeur	5600	5	3	1	3	45	

Plusieurs observations intéressantes peuvent être faites à partir des résultats présentés pour les cinq scénarios:

- L'indice cumulatif décrivant la probabilité de contamination varie entre 5 et 625. Cela démontre le caractère hétérogène des conditions pour la région à l'étude.
- Les UTEP présentant une forte probabilité de contamination en cas de déversement se situent principalement sur la rivière des Mille-Îles et la rivière des Prairies, et ce, pour les cinq scénarios étudiés. Le faible potentiel de dilution de ces deux cours d'eau semble être le facteur ayant la plus grande influence sur l'augmentation du risque. La proximité entre les prises d'eau et les oléoducs joue elle aussi un rôle important.
- Les scénarios 1 et 2 (pires conditions en période libre de glace et avec couvert de glace) représentent les pires conditions en cas de déversement. Dans les deux cas, la majorité des prises d'eau brute de la région pourraient être contaminées à la suite d'un déversement. Les prises d'eau situées en aval hydraulique de Pointe-Claire sont les moins à risque, notamment en raison du fort pouvoir de dilution du Fleuve St-Laurent.
- Les usines Atwater et Desbaillets pourraient être affectées par un déversement en présence de glace (scénario 2). La valeur du risque cumulé est cependant très près d'une probabilité faible de contamination.
- Sous des conditions avantageuses (scénario 3 : conditions favorables pour éviter une contamination), on s'attend à une faible probabilité de contamination pour toutes les prises d'eau brute, excepté celles sur la rivière des Prairies et la rivière des Mille-Îles, qui pourraient être toutes contaminées en série.
- Sous des conditions moyennes (scénario 4), la probabilité de contamination diminue un peu par rapport aux pires scénarios, mais ce n'est pas suffisant pour réduire le niveau de risque.
- Les déversements de diesel et de bitume dilué (scénario 5) sont beaucoup moins susceptibles d'entraîner une contamination que ceux de brut léger ou d'essence. Si l'on considère les oléoducs existants du territoire, seulement une UTEP présente un niveau de risque élevé relativement à un déversement de ce type.

- Un déversement de carburéacteur à la traverse de Trans-Nord vers l'aéroport pourrait entraîner la contamination des deux UTEP situées en aval sur la rivière des Prairies. Il faut cependant être très prudent quant à l'interprétation de ces résultats puisque peu d'information est disponible sur le comportement réel du carburéacteur à la suite d'un déversement. Il est probable que sa composition le prédispose à une évaporation rapide avant même d'assister à une dissolution des contaminants.

En se basant sur ces observations, le scénario 1 est retenu pour continuer l'analyse de risque. L'utilisation du scénario représentant le pire cas permet d'éviter une sous-évaluation du risque. La probabilité de contamination associée à ce scénario est légèrement plus faible que pour le scénario 2 (couvert de glace). Toutefois, il faut mentionner que les conditions associées à sa survenance sont beaucoup plus probables puisque les cours d'eau de la région sont sous un couvert de glace complet pour une courte période entre les mois de janvier et mars (variable). Le choix du scénario est donc conservateur tout en tentant de représenter des conditions de survenance probables.

Étape 4 : En combinant l'indice définissant la probabilité de défaillance de la traverse au risque en cas de déversement, on obtient le risque global pour chaque paire traverse – UTEP. Ce risque est défini selon la matrice présentée à la Figure 4.5. Les résultats sont présentés dans les Tableaux D.5, D.6, D.7 et D.8 de l'annexe D.

Étape 5 : La dernière étape de l'analyse consiste en l'agrégation des résultats pour déterminer le niveau de risque de chacune des UTEP du territoire. Le risque combiné tient alors compte du nombre de traverses présentes en amont de chaque UTEP. L'oléoduc Énergie Est n'est pas pris en compte dans cette étape puisqu'on tente de déterminer le risque auquel les UTEP sont actuellement exposées. Le résultat final de l'analyse est ainsi présenté dans le Tableau 4.8.

Tableau 4.8: Niveau de risque associé à une contamination résultante d'un déversement d'oléoduc pour les UTEP du territoire de la CMM

Prise d'eau	Nombre de traverses en amont	Oléoduc	Traverse	Risque global	Risque combiné
Chomedey	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
Pont-Viau	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
Sainte-Rose	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Mille Îles		
Dorval	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Lachine	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Atwater	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Desbaillets	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Pierrefonds	2	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
Pointe-Claire	2	Ligne 9B	Outaouais		Élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
Vaudreuil-Dorion	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Ville de L' Île-perrot	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Régie de l'eau de L'Île-Perrot	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Ville de La Prairie	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Longueuil (Le Royer)	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Régie S.E.V. Varennes	3	Ligne 9B	Outaouais		Modéré
		St-Laurent	St-Laurent		
		Trans-Nord	Outaouais		
Municipalité de Verchères	8	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Ligne 9B	Prairies		
		Ligne 9B	Mille Îles		
		St-Laurent	St-Laurent		
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
		Trans-Nord	Prairies (raffineries)		
Contrecoeur	8	Trans-Nord	Mille Îles		Faible
		Ligne 9B	Outaouais		
		Ligne 9B	Prairies		
		Ligne 9B	Mille Îles		
		St-Laurent	St-Laurent		
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
Régie intermunicipale des Moulins	3	Trans-Nord	Prairies (raffineries)		Très élevé
		Trans-Nord	Mille Îles		
		Ligne 9B	Outaouais		
		Trans-Nord	Outaouais		
Oka	1	Ligne 9B	Outaouais		Faible
Rosemère	3	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Mille Îles		
Ste-Thérèse	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Mille Îles		

L'information présentée dans le Tableau 4.8 est reportée sur la carte présentée à la Figure 4.5.

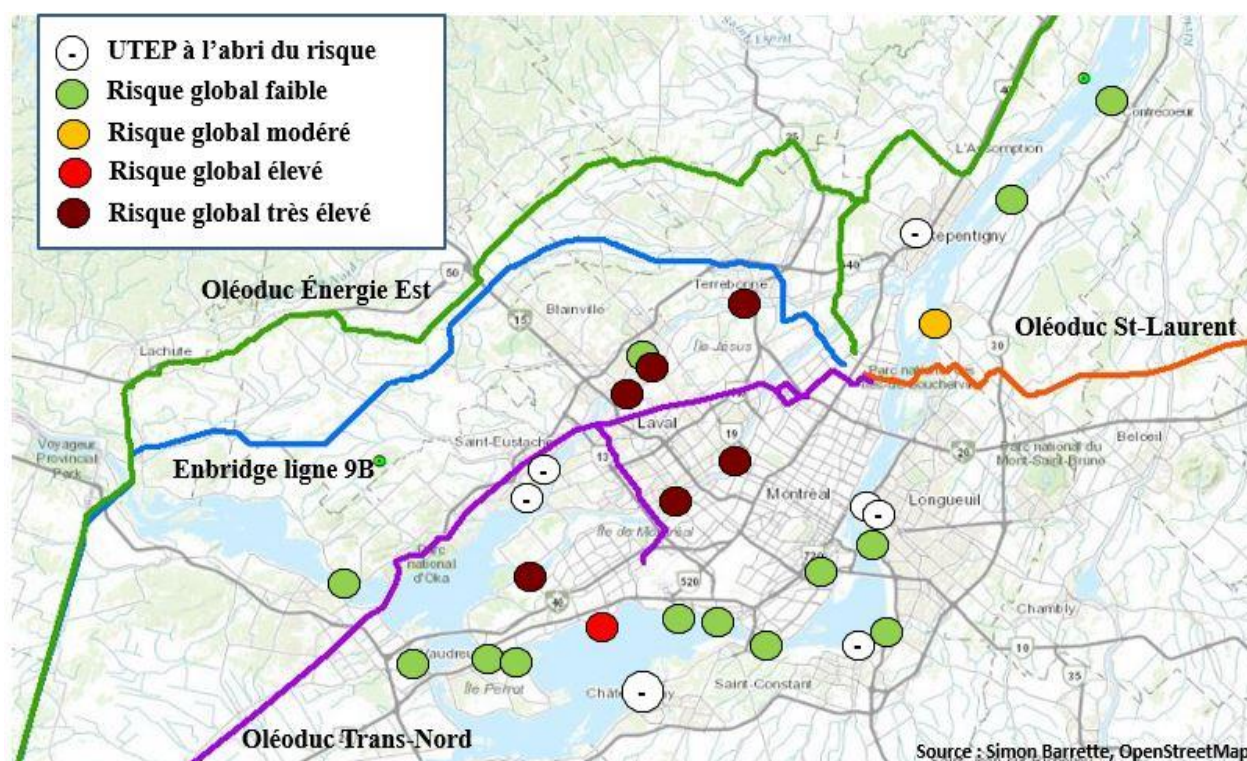


Figure 4.5: Niveau de risque des UTEP du territoire

Les conclusions suivantes peuvent être tirées des deux dernières étapes de l'analyse de risque :

- L'oléoduc Trans-Nord est le plus grand vecteur de risque pour la région, notamment en raison de sa proximité avec les prises d'eau brute et son état de dégradation qui augmente la probabilité de déversement à court terme. Sa présence cause un risque global élevé pour 7 UTEP du territoire (Ste-Thérèse, Terrebonne, Ste-Rose, Pierrefonds, Pointe-Claire, Chomedey et Pont-Viau).
- La ligne 9B d'Enbridge est source de risque modéré ou élevé pour 6 UTEP (Ste-Thérèse, Terrebonne, Pierrefonds, Chomedey, Pont-Viau et Ste-Rose). Le risque encouru est moins important que pour l'oléoduc Trans-Nord, notamment en raison de l'état plus acceptable de l'oléoduc et de sa plus grande distance par rapport aux prises d'eau.
- Le risque lié à la présence de l'oléoduc St-Laurent est généralement faible sauf pour l'UTEF de Varennes qui présente un risque global modéré. Ce niveau de risque

s'explique par les faibles débits transportés dans l'oléoduc et sa localisation sous le fleuve St-Laurent qui favoriserait une grande dilution des contaminants en cas de déversement.

- Si l'on considère seulement les traverses de cours d'eau majeures du territoire (traversés par tunnel et par forages dirigé en profondeur), l'implantation de l'oléoduc Énergie Est n'aurait pas entraîné une augmentation substantielle du risque sur le territoire. Seule l'UTEP de Repentigny se serait retrouvée en position de vulnérabilité par rapport à cet oléoduc. Cela s'explique en majorité par les modes de traverses qui auraient été sélectionnés : le choix d'un tunnel ou de forages dirigés en profondeur permet de grandement réduire le risque de contamination d'un cours d'eau en cas de défaillance sous ce dernier. L'analyse de risque s'arrête cependant aux traverses majeures. Le fait de considérer un déversement dans un cours d'eau à faible débit étant tributaire d'un cours d'eau majeur aurait augmenté substantiellement le risque en raison des forts volumes transportés par l'oléoduc.
- Les UTEP situées sur la rivière des Prairies et la rivière des Mille-Îles (excepté celle de Rosemère) présentent toutes un risque global très élevé. Une multitude de scénarios de déversement à différents points pourraient entraîner une contamination de la source d'eau de ces usines qui desservent des populations importantes. Des mesures de mitigation du risque doivent être entreprises en priorité pour ces UTEP. La situation de l'île de Laval est particulièrement inquiétante puisque ses trois prises d'eau brutes pourraient être contaminées simultanément advenant un déversement et son isolation rend difficile l'accès à une source alternative.
- Les UTEP de Pointe-Claire et de Varennes font face à un certain niveau de risque, mais ce risque provient d'une seule source. Des mesures de mitigation du risque devraient être implantées, mais on ne doit pas s'attendre à des conséquences aussi importantes que pour les UTEP situées sur les rivières des Mille-Îles et des Prairies.

Le tableau D.9 et la figure D.1 de l'annexe D présentent les résultats de l'analyse de risque si le scénario 2 avait été retenu, soit un déversement en présence d'un couvert de glace. Par rapport au scénario 1, de telles conditions font augmenter le niveau de risque pour les UTEP de Lachine, Atwater, Desbaillets et Pointe-Claire. Rappelons ici que la probabilité de contamination des UTEP de Lachine, Atwater et Desbaillets est très près d'un niveau faible selon le modèle

développé. Le niveau de risque élevé leur étant associé pour ce scénario doit donc être nuancé. Si en plus de ce facteur, on tient compte de l'énorme pouvoir de dilution du fleuve St-Laurent, il serait surprenant qu'on assiste à une contamination de ces UTEP à des seuils élevés, et ce, même en présence de glace.

4.5 Discussion

Cette section présente une série de commentaires critiques sur l'approche d'évaluation du risque qui a été utilisée.

L'effet des lacs comme tampon à la contamination : L'énorme pouvoir de dilution du lac des Deux-Montagnes et du Lac St-Louis n'est pas considéré dans l'analyse du risque. On peut cependant poser l'hypothèse que ces masses d'eau viendraient grandement ralentir et diluer les contaminants. Ainsi donc, on devrait s'attendre à ce qu'un déversement qui surviendrait à l'une des traverses de la rivière des Outaouais ait un impact moindre que celle calculée dans l'analyse de risque. Cette considération est surtout rassurante pour les usines Atwater et Desbaillets qui présentent une probabilité faible, mais existante de contamination en cas de déversement sous la glace.

Modèle de transmission des contaminants : Le nombre de cas utilisés pour valider le modèle est assez faible (7). Il n'existe cependant pas assez de cas bien documentés pour étoffer cette validation. Il faut donc garder en tête les limitations de la validation lorsqu'on interprète les résultats associés à son utilisation. En cas de déversement sur le territoire de la CMM, il serait important de procéder à une collecte exhaustive de données afin de valider son utilité.

Contamination simultanée de plusieurs prises d'eau : L'analyse de risque ne tient pas compte des problèmes logistiques qui pourraient survenir dans le cas où plusieurs prises d'eau du territoire seraient affectées simultanément. La disponibilité de l'eau potable embouteillée et la livraison d'eau par camion-citerne pourraient rapidement atteindre leur limite si plusieurs municipalités se battent pour la même ressource. Une alimentation partielle à partir d'un réseau voisin pourrait de plus devenir impossible si ce même voisin est lui aussi incapable de produire une eau de qualité à partir de sa source usuelle. Une approche régionale concertée est donc de mise afin de bien planifier la réponse d'urgence, ce sujet est abordé à la section 5.3.

Présence de contaminants n'étant pas normés : L'analyse de risque n'a considéré que la présence des contaminants faisant l'objet de normes et recommandations de potabilité. Il ne s'agit cependant pas des seuls contaminants pouvant avoir un impact sur la santé humaine qui sont présents dans les hydrocarbures. La présence de certains HAP, de dérivés du benzène (autre que les TEX) et d'autres composés mal caractérisés pourrait avoir un effet sur la toxicité de l'eau et sur la présence de goûts et odeurs en réseau. L'effet cumulatif ou associatif entre plusieurs contaminants pourrait avoir le même effet. Cette problématique est d'ailleurs soulevée par la Société Royale du Canada (Lee et al., 2015) et particulièrement pour le cas du bitume dilué qui est composé de plusieurs composés polaires mal caractérisés, notamment ceux contenant de l'azote. On mentionne que pour le bitume dilué, une analyse basée seulement sur la présence de BTEX doit être considérée comme incomplète. Il faut donc rester prudent dans l'analyse des résultats présentés en considérant que la présence des BTEX et du benzo[a]pyrène à une prise d'eau est un indicateur de la présence potentielle de plusieurs autres contaminant dangereux pour la santé humaine.

Interaction des hydrocarbures avec la matière organique : En plus du danger d'une toxicité interactive, la présence d'une quantité importante de matière organique dans un cours d'eau pourrait agir comme dispersant et ainsi favoriser la solubilisation des hydrocarbures (Lee et al., 2015). Les tributaires de la rivière des Outaouais pourraient être propices à ce phénomène et le risque de contamination des prises d'eau se verrait ainsi augmenté. Des études supplémentaires seraient cependant nécessaires afin de confirmer le phénomène qui n'est actuellement pas tout à fait caractérisé.

La contamination de l'eau potable par rapport aux autres conséquences : Les présents travaux se concentrent seulement sur la contamination de sources d'eau brute à la suite d'un déversement d'oléoduc. Il s'agit ici d'une des multiples conséquences potentiellement associées à ce type d'évènement. Plusieurs autres ont déjà été mentionnées comme la toxicité aigüe ou chronique pour les organismes vivants dans la colonne d'eau, la contamination du lit d'un cours d'eau ou encore le salissage des berges. Il faut donc garder en tête que les conditions critiques de déversement qui sont associées à la contamination des sources d'eau brute ne représentent pas nécessairement les conditions engendrant le niveau de risque le plus élevé. Une étude multidisciplinaire sur le sujet serait nécessaire pour tirer des conclusions valides en combinant l'effet de chacune des conséquences à la suite de différents scénarios de déversement.

Applicabilité de la méthodologie d'analyse à d'autres situations : La méthodologie présentée dans le mémoire a été développée dans l'optique de mieux caractériser le risque sur le territoire de la CMM. Le territoire à l'étude présente une hétérogénéité très importante. On y retrouve une grande variabilité dans les débits des cours d'eau, dans l'ampleur et dans le mode de fonctionnement des UTEP ainsi que dans les débits et dans les types de produits transportés par oléoduc. Cette variabilité est représentative de la gamme complète des conditions qui peuvent se présenter dans une analyse de risque similaire. On peut donc s'attendre à ce que la méthodologie soit en mesure de décrire adéquatement le risque que pose un oléoduc pour une prise d'eau potable dans un contexte différent.

En terminant, il est important de rappeler que la méthodologie développée constitue un premier pas dans l'analyse des déversements d'hydrocarbures sur le territoire. La présentation du processus complet d'analyse permet de présenter les hypothèses qui sont faites et ainsi d'exposer la méthodologie à la critique. Cette façon de procéder a l'avantage d'être transparente et permettra sans doute une amélioration de la méthode dans le cas où des incohérences seraient découvertes ou encore si des avancées scientifiques permettent de préciser certains éléments mal caractérisés. Toutefois, la méthodologie développée demeure pour l'instant un outil relativement simple d'utilisation pour les municipalités et elle permet d'émettre un diagnostic assez précis pour justifier l'implantation de mesures de mitigation.

CHAPITRE 5 MESURES DE MITIGATION

L'analyse a permis d'exposer le niveau de risque auquel sont confrontés les UTEP du territoire de la CMM relativement aux déversements accidentels d'oléoduc. Pour certaines de ces usines, le niveau de risque encouru justifie la mise en place rapide d'un plan de réduction des risques. Des mesures de mitigation doivent être mises de l'avant afin de réduire la vulnérabilité de ces UTEP. La réduction du risque peut se faire de trois façons :

1. Il est possible de réduire la probabilité de défaillance des oléoducs présents sur le territoire en s'assurant d'un entretien adéquat.
2. En cas de déversement, il est possible de réduire la probabilité de transport des contaminants vers les prises d'eau brute en s'assurant que les mesures d'intervention d'urgence sont adéquates pour éviter la propagation d'un panache.
3. En cas de contamination d'une prise d'eau brute, il est possible de réduire l'ampleur des conséquences potentielles. Cela peut se faire en améliorant la capacité des UTEP à traiter/substituer leur source d'eau brute ou, lorsque ce n'est pas possible de le faire, en préparant un plan d'alimentation d'urgence des citoyens.

Chacune de ces avenues requiert la participation d'acteurs différents. La Figure 5.1 présente ces acteurs ainsi qu'une série de mesures concrètes qui peuvent être appliquées aux différentes étapes de la transmission du risque. Chacune de ces mesures sera couverte dans le présent chapitre. La réduction du risque à la source demeure évidemment la meilleure option. Il serait cependant imprudent pour les UTEP de ne considérer que la réduction de la probabilité de contamination permettrait de les prémunir par rapport au risque. Il apparaît indispensable de prendre les précautions nécessaires en considérant la contamination aux hydrocarbures de leur source comme probable, particulièrement celles identifiées comme à risque élevé. Puisque les municipalités concernées ont généralement peu de pouvoir sur les mesures de réduction de la probabilité de contamination de leur source, l'accent sera mis sur les mesures de réduction de la conséquence. En terminant, mentionnons que le présent chapitre est exploratoire et devrait servir de base à une analyse exhaustive réalisée par chacune des UTEP. Cette analyse devrait tenir compte du niveau de risque et du contexte particulier dans lequel elle évolue.

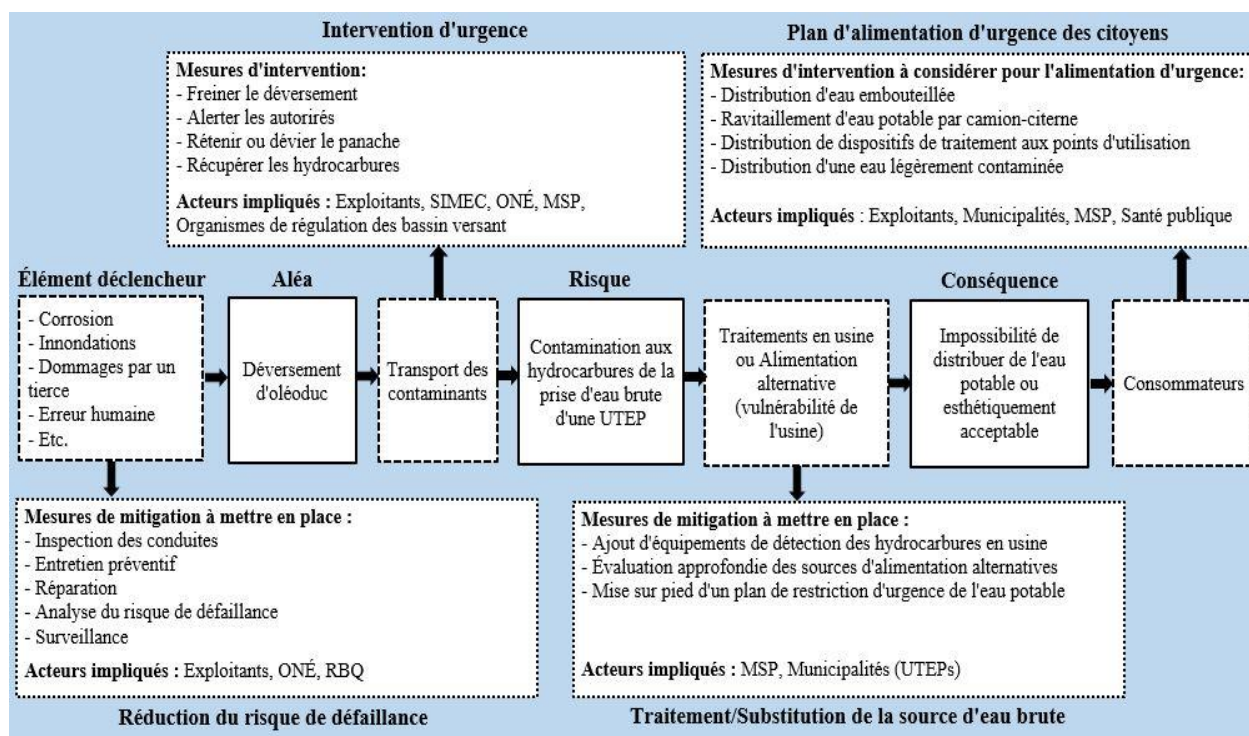


Figure 5.1: Mesures de mitigation du risque

5.1 Réduction du risque de défaillance des oléoducs

La réduction du risque de défaillance est la responsabilité de l'exploitant, qui doit s'assurer d'une surveillance et d'un entretien adéquats de ses infrastructures. L'ONÉ et la RBQ s'assurent de leur côté que les exploitants exercent cette responsabilité, notamment en imposant le respect de la norme CSA Z662. Les municipalités concernées par un éventuel déversement d'oléoduc ont très peu de pouvoir sur la réduction du risque de défaillance, mis à part celui d'exercer de la pression sur les autorités responsables pour que le suivi des opérations de surveillance et d'entretien soit bien exécuté.

Il est impératif que l'ONÉ et la RBQ reconnaissent le fait que la région métropolitaine de Montréal est différente des autres secteurs d'exploitation. Un déversement d'oléoduc pourrait être désastreux en raison de la grande densité de prises d'eau brute de surface sur le territoire. Ces prises d'eau desservent des millions de consommateurs. Les municipalités concernées devraient ainsi demander une augmentation du nombre d'inspections internes des conduites du territoire ainsi qu'une surveillance accrue de l'état des traverses (épaisseur du couvert, stabilité des pentes, couche de renforcement, etc.). On doit de plus s'assurer de leur intégrité à la suite d'événements

extraordinaires (crue inhabituelle, glissement de terrain, tremblement de terre, etc.). Les municipalités devraient exiger que les résultats des campagnes de surveillance et d'entretien soient du ressort public afin d'être mieux informées sur leur niveau de vulnérabilité. Une augmentation du niveau de transparence des compagnies exploitantes assurerait sans doute une plus grande responsabilisation de ces dernières.

5.2 Amélioration de l'intervention en cas d'urgence

La mise sur pied de plans de mesures d'urgence et l'application de ces derniers revient aux compagnies exploitantes. L'ONÉ et le MSP sont chargés d'approuver ces plans, de coordonner les exercices de simulation et d'encadrer les mesures d'urgence lorsqu'un déversement survient. Les municipalités possèdent encore une fois peu d'influence sur l'encadrement des mesures d'urgence, et ce, même si elles sont directement concernées.

Les plans de mesures d'urgence disponibles publiquement (Enbridge et Trans-Nord) ne tiennent actuellement pas compte de la localisation des prises d'eau potable du territoire. Cette situation est tout simplement inacceptable, d'autant plus que l'ONÉ exige de la part des exploitants que ces documents incluent la présence des prises d'eau brute et les mesures de protection des réserves d'eau potable en cas de contamination (voir section 2.5.1). Les exploitants sont de plus tenus de procéder à la modélisation de scénarios de déversement. Si Trans-Nord se plie actuellement à cette demande, il faut cependant se poser des questions sur les multiples hypothèses émises par la compagnie lorsque des déversements sont modélisés, notamment sur les faibles quantités d'hydrocarbures impliquées (voir section 3.1.1.2). Enbridge ne présente pas de telles modélisations dans son plan de mesure d'urgence. En résumé, ils semblent que ces deux compagnies évitent volontairement le sujet des prises d'eau brute du territoire. Les municipalités sont donc en droit de demander à l'ONÉ des comptes sur ces omissions qui sont actuellement tolérées. Pour ce qui en est de l'oléoduc St-Laurent, peu de critiques peuvent être émises puisque la compagnie n'est pas tenue de rendre public son plan de mesures d'urgence.

Un sujet qui n'est pas couvert dans les plans de mesure d'urgence et qui mériterait une analyse approfondie est celui de l'utilisation des ouvrages de rétention du territoire pour stopper ou ralentir la propagation d'un panache d'hydrocarbures. Les cas de Red Deer (section 4.2.4) et de Lac Mégantic (section 4.2.8) nous démontrent que les barrages sont des outils très intéressants

pour éviter une contamination étendue. Plusieurs ouvrages présents sur le territoire de la CMM pourraient servir à cet effet. Il serait intéressant que les organismes de régulation des débits se penchent, de concert avec les exploitants, sur la possibilité d'utiliser ces ouvrages afin de mitiger la propagation des contaminants en cas de déversement.

5.3 Réduction de la conséquence

Le constat est clair : les municipalités qui possèdent une UTEP ont peu de pouvoir sur la réduction de la probabilité de contamination de leurs prises d'eau brute. Ces dernières, particulièrement celles identifiées comme étant à risque en cas de déversement, sont cependant responsables d'atténuer les conséquences d'un tel événement s'il survenait. Malgré le manque de reconnaissance du danger de la part de l'industrie, les municipalités et la sécurité publique seront tenues responsables de la gestion de crise en cas de contamination. Dans ce contexte, la présente section se penche sur les différentes options qui s'offrent aux municipalités pour réduire la conséquence. L'objectif est de cibler les mesures les plus performantes et idéalement de faible coût. Mentionnons que plusieurs des mesures de mitigation explorées dans la présente section pourraient avoir une incidence positive sur la réduction du niveau de vulnérabilité des UTEP de la région allant au-delà des risques liés aux déversements accidentels d'oléoducs.

5.3.1 Ajout de filières de traitement aux UTEP

L'ajout de filières de traitement aux usines possédant une prise d'eau brute à risque représenterait un investissement considérable. Puisqu'il est actuellement impossible de se prononcer sur l'ampleur d'une éventuelle contamination, le choix d'une filière adéquate serait difficile. La filière la plus efficace pour abattre les BTEX est le stippage. Toutefois, l'investissement requis pour l'ajout de ce type de traitement ne peut être justifié pour un risque à faible probabilité de survenance tel qu'un déversement d'oléoduc. Les usines qui possèdent déjà un traitement au CAP seraient possiblement en mesure d'abattre une partie des BTEX; des tests à l'échelle devraient cependant être effectués. Reste la problématique des autres contaminants possiblement présents à l'eau brute. On en connaît trop peu sur leur comportement pour assurer qu'une eau de qualité serait distribuée même si les contaminants normés (et faisant l'objet de recommandations) sont éliminés. La précaution est donc de mise.

Verdict : L'ajout d'une filière de traitement pour les usines à risque n'est pas justifiable en raison du coût trop élevé pour faire face un risque de faible survenance.

5.3.2 Augmentation de la capacité de stockage

La capacité de stockage d'eau potable confère une certaine autonomie en cas de fermeture d'une prise d'eau brute. Puisque l'on n'est pas en mesure d'évaluer la durée exacte d'une potentielle contamination, on ne peut s'attendre à ce que les réserves d'eau soient suffisantes pour y faire face. On doit voir l'utilisation des réserves d'eau potable comme une mesure transitoire en cas d'urgence. L'utilisation des réserves peut notamment servir à l'approvisionnement temporaire des consommateurs en attendant un changement de source ou encore pendant la mise sur pied d'un plan de distribution d'eau embouteillée. Il est possible d'évaluer grossièrement le temps d'autonomie d'une usine en divisant le stockage total disponible par sa production journalière moyenne. Cette information est présentée dans le Tableau A.5 de l'annexe A pour toutes les UTEP du territoire. L'autonomie peut de plus être prolongée grandement en implantant des mesures de restriction sur l'utilisation de l'eau potable qui visent à réduire la demande (voir section 5.3.6). Il revient donc à chacune des UTEP du territoire de déterminer si ses réserves sont suffisantes selon la situation particulière dans laquelle elle se trouve. Terminons en mentionnant que l'ajout de capacité de stockage est très onéreux, on l'évalue à environ 750 \$/m³ pour un ouvrage de rétention.

Verdict : L'utilisation des réserves pourrait, dans certains cas, permettre de faire face à une contamination de courte durée. Il existe cependant trop d'incertitudes sur la durée d'une contamination aux hydrocarbures pour justifier une augmentation de la capacité de stockage.

5.3.3 Distribution d'une eau dépassant les normes et recommandations

L'idée de ne pas fermer une prise d'eau brute en cas de contamination et de distribuer une eau contaminée pourrait se justifier de deux façons. Des conséquences subséquentes sont cependant à prévoir.

En cas de léger dépassement des normes et recommandations, la consommation pourrait possiblement être autorisée pour une courte période. Par légère contamination, on entend des dépassements au-dessus des normes et recommandations québécoises et canadiennes, mais en deçà des normes et des lignes directrices fixées par d'autres organismes de réglementation

reconnus comme l'USEPA ou l'OMS (voir section 2.2.2). On pourrait par exemple penser à autoriser la présence de benzène jusqu'à 10 µg/l (OMS) ou encore la présence de benzo[a]pyrène jusqu'à 0,2 µg/l (USEPA). La santé publique est l'autorité ayant le pouvoir de se prononcer sur une telle mesure en établissant des seuils d'acceptabilité. Ces derniers devraient de plus tenir compte de la présence probable de contaminants mal caractérisés et potentiellement dangereux pour la santé humaine. On doit finalement penser à l'impact d'une telle décision sur la confiance des consommateurs envers l'eau potable qui pourrait être gravement affectée, notamment s'il devait y avoir présence de goûts et odeurs en réseau.

En cas de contamination, une UTEP ne possédant aucune source alternative et ayant épuisé toutes ses réserves d'eau potable serait contrainte de rouvrir sa prise d'eau pour assurer la protection incendie sur le territoire. Une telle mesure pourrait engendrer des conséquences graves et difficiles à évaluer. D'un côté, on en connaît très peu sur la façon de nettoyer les infrastructures une fois qu'elles ont été contaminées. Le rinçage à l'eau ou l'utilisation d'un surfactant pourraient être des avenues intéressantes (Shaw Environmental Inc., 2008), mais aucun protocole de référence n'est actuellement validé. D'un autre côté, il existe la possibilité du relargage des contaminants une fois qu'ils ont été en contact avec les conduites de distribution et les réseaux internes résidentiels et industriels. Ce relargage qui a le potentiel d'entraîner une contamination au-dessus des normes en place, pourrait durer, plusieurs jours, voire plus d'une semaine selon le type de conduite affectée (Huang et al., 2017).

Verdict : En cas de contamination, la fermeture de la prise d'eau brute est recommandée. La distribution d'une eau légèrement ou fortement contaminée doit demeurer une mesure de dernier recours.

5.3.4 Ajout d'instruments de détection des hydrocarbures aux UTEP

La détection des hydrocarbures en temps réel présente plusieurs avantages pour une UTEP :

- Elle permet d'éviter une fermeture préventive de la prise d'eau brute à la suite d'un déversement et d'accélérer la réouverture dès que la présence des contaminants n'est plus détectée.
- Elle permet d'éviter la contamination de l'usine et du réseau advenant une contamination rapide et non anticipée. Cette situation ne s'applique pas seulement pour les déversements

d'oléoducs, mais bien pour toutes les sources d'hydrocarbures susceptibles de causer une contamination de la prise d'eau.

- Elle permet de s'assurer qu'il n'y a pas de relargage des contaminants accumulés dans l'environnement à la suite d'un déversement.
- Les données recueillies sur l'état général des cours d'eau avant et après un évènement peuvent servir de preuve quant à la cause d'une contamination. Il serait regrettable de se retrouver devant une situation où un opérateur d'oléoduc tente de se décharger d'un blâme en mentionnant que la présence des hydrocarbures était antérieure à un déversement.

Le choix de l'équipement peut cependant être complexe, les détecteurs offerts sur le marché ne détectent pas tous les mêmes hydrocarbures, présentent un degré de précision et un coût très variable. Une étude est en cours de réalisation à l'École Polytechnique afin de statuer sur l'équipement le plus adapté aux conditions d'utilisation sur le territoire de la CMM (Nguyen, Deshommes, Nour, & Prévost, 2017). La possibilité d'installer de l'équipement de détection en amont d'une série de prises d'eau vulnérables pourrait aussi être étudiée. Puisque les instruments ne détectent pas la gamme complète des hydrocarbures, la présence de certains composés non désirables pourrait être observée même en cas de non-détection par l'instrument. Il faudrait donc s'assurer d'effectuer des tests approfondis lorsqu'on suspecte une contamination. Les plaintes des consommateurs relativement à la présence de goûts et odeurs peuvent aussi être utiles à cet égard. Les cas de Glendive (section 4.2.5) et de Longueuil (section 4.2.10) ont montré que l'on doit prendre ces plaintes très au sérieux.

Verdict : L'ajout d'une capacité de détection des hydrocarbures permettrait d'éviter la fermeture préventive d'une prise d'eau en cas de déversement. La réduction du temps de fermeture pourrait dans certains cas éviter une crise majeure. Les UTEP identifiées comme étant à risque global élevé ou très élevé devraient sérieusement considérer l'acquisition de tels équipements.

5.3.5 Évaluation approfondie des sources alternatives disponibles

Certaines UTEP de la région auraient possiblement accès à une source alternative partielle ou complète en cas de fermeture de leur prise d'eau brute (voir section 4.4). Dans la mesure où ces sources sont à l'abri d'une contamination, une caractérisation détaillée incluant le débit disponible ou encore la possibilité d'utilisation selon la saison serait de mise. L'acquisition de

nouvelles sources d'appoint devrait de plus être évaluée par les municipalités. Il faut faire preuve de créativité dans l'analyse des options! Les communications avec les UTEP montrent qu'il n'y a pas suffisamment d'efforts déployés pour bien caractériser ces sources. Les sources alternatives doivent être considérées comme une solution à long terme pour augmenter la résilience des UTEP, pas seulement dans l'optique de faire face à un déversement d'hydrocarbures. La caractérisation et l'acquisition de nouvelles sources peuvent (parfois) se faire à un coût relativement faible si l'on prend en compte l'ensemble des bénéfices potentiels. On peut supposer que moyennant des restrictions à la consommation, plusieurs des UTEP seraient en mesure d'alimenter leur population en urgence à l'aide d'une source alternative partielle. Une analyse approfondie pourrait donc constituer une solution efficace à la problématique associée aux potentiels déversements d'hydrocarbures.

Verdict : L'évaluation des sources alternatives disponibles et l'acquisition de nouvelles pourraient permettre à certaines municipalités d'augmenter leur niveau de résilience en matière de distribution d'eau potable. Il s'agit d'une mesure de mitigation qui devrait être étudiée en priorité puisqu'elle permettrait de répondre à des problématiques potentielles allant bien au-delà des déversements d'oléoduc.

5.3.6 Mise sur pied d'un plan de restriction d'urgence à l'utilisation de l'eau potable

Il est primordial que les UTEP qui risquent une contamination de leur prise d'eau brute se dotent d'un plan de restriction d'urgence en cas de fermeture de cette dernière. Ce plan pourrait être utilisé de concert avec une alimentation partielle provenant d'une source alternative pour affronter un épisode de contamination. Il peut aussi permettre de grandement réduire l'utilisation des réserves afin de se garder un tampon pour la protection incendie. Un tel plan peut passer par le délestage des secteurs industriels gourmands en eau potable ou encore par l'implantation de mesure touchant directement les citoyens. Une évaluation du coût d'arrêt de production pour les industries pourrait être incluse dans le plan. Des mesures compensatoires devraient être envisagées advenant l'évènement. Cette charge financière incomberait alors à la compagnie responsable du déversement. Des mesures d'économie ont d'ailleurs été implantées dans les municipalités de Prince Albert et de North Battleford à la suite du déversement sur la rivière

Saskatchewan Nord (section 4.2.7). Les mesures suivantes avaient été imposées pour éviter le gaspillage et les contrevenants se voyaient remettre une amende sévère :

- Fermeture des laves auto, des buanderies et des grues d'eau municipales
- Interdiction de procéder à l'irrigation des terrains (sauf pour l'eau récupérée)
- Interdiction de laver les trottoirs, les entrées et autres endroits pavés, les patios, la pelouse ou les jardins
- Fermeture des parcs d'attractions utilisant de l'eau
- Les restaurants devaient éviter de servir de l'eau potable sauf en cas de demande du client
- Interdiction de remplir les piscines, les spas et les fontaines
- Interdiction de laver les voitures, les camions, les remorques et autres véhicules

Cet exemple démontre qu'il est possible d'implanter des mesures d'économie de l'eau potable rapidement. L'efficacité d'un tel plan repose cependant sur sa planification avant que l'inévitable ne se produise. Il pourrait être beaucoup plus complexe de faire circuler l'information et de faire respecter les restrictions pour une municipalité desservant des centaines de milliers de consommateurs que pour une municipalité de taille moyenne comme Prince Albert (35 000 habitants).

Verdict : La mise sur pied d'un plan de restriction à l'usage est une mesure efficace qui pourrait réduire grandement les conséquences en cas de fermeture d'une prise d'eau brute.

5.3.7 Distribution d'eau embouteillée ou par camion-citerne

Pour une municipalité qui se retrouverait dans l'impossibilité de combler la demande en eau potable par son réseau, la distribution d'eau embouteillée ou par camion-citerne devient une situation de dernier recours. S'il est important pour les municipalités d'évaluer cette possibilité, elle ne doit pas être considérée comme avenue intéressante si d'autres options d'alimentation sont disponibles. Dans le cas d'une contamination étendue du territoire, on pose l'hypothèse que des conflits d'usages pourraient rapidement survenir puisque les ressources sont limitées. On doit donc prôner une approche concertée sur le territoire en s'assurant que même les municipalités qui possèdent une faible population mettent de l'effort sur la recherche de sources alternatives d'urgence. Cela permettrait de concentrer les ressources disponibles pour les municipalités qui

n'ont pas d'autres options. Une analyse approfondie serait nécessaire pour confirmer cette hypothèse.

5.3.8 Distribution de systèmes de traitement aux points d'utilisation

Pour certaines municipalités, la distribution d'eau potable embouteillée ou par camion-citerne en cas de dernier recours est difficilement envisageable en raison d'une population trop importante. On peut penser ici à l'île de Laval qui ne possède pas de source alternative et où une contamination touchant les rivières des Prairies et des Mille-Îles affecterait l'alimentation de plus de 400 000 personnes. La distribution à tous les ménages de systèmes de filtration des BTEX pour douches et robinets pourrait alors être envisagée pour continuer la distribution d'eau. Une étude est en cours à l'École Polytechnique pour mieux caractériser ces systèmes. Leur utilisation permettrait de s'assurer que l'eau distribuée aux consommateurs est exempte de tous les composés normés et faisant l'objet de recommandations de la part de Santé Canada (on considère l'élimination préalable du benzo[a]pyrène en usine). La potentielle présence des contaminants mal caractérisés demeurerait cependant en suspens. Il s'agit ici d'une option en cas d'extrême vulnérabilité. Le coût d'acquisition des systèmes, la disponibilité d'espaces de rangement et la logistique de distribution devraient faire l'objet d'études préalables. Il faut de plus penser aux coûts de décontamination de l'UTEP et du réseau suite à la circulation d'une eau contaminée aux BTEX (voir section 5.3.3).

En résumé, la responsabilité de prévoir des mesures d'urgence en cas de fermeture de la prise d'eau principale revient à toutes les municipalités, peu importe le niveau de risque auquel elles sont confrontées. La distribution d'eau potable embouteillée ou par camion-citerne doit demeurer une solution de dernier recours. Une combinaison d'une utilisation judicieuse des réserves d'eau potable, de la mise en place de mesures de restriction à l'usage et d'utilisation des sources alternatives disponibles doit être priorisée. Une évaluation complète de ces mesures doit être complétée par toutes les UTEP du territoire. On peut penser que plusieurs d'entre elles possèdent déjà les ressources nécessaires afin de se prémunir contre le risque. Les UTEP présentant un risque important devraient quant à elles penser à l'acquisition rapide d'instruments de détection des hydrocarbures. Rappelons que la majorité des mesures énoncées s'inscrivent dans un processus de réduction de la vulnérabilité des UTEP qui ne se limite pas seulement aux conséquences engendrées par un déversement d'hydrocarbures.

CHAPITRE 6 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Les travaux entrepris ont permis de déterminer le niveau de risque auquel sont exposées les UTEP du territoire de la CMM. Ce risque se base sur l'état des oléoducs, la transmission des contaminants à la suite d'un déversement et les conséquences qu'engendrerait la contamination d'une prise d'eau brute. En l'absence d'un protocole établi, une méthode originale d'évaluation du risque a été développée. L'utilisation d'études de cas de déversement d'hydrocarbures a permis de combler certaines lacunes au niveau de la littérature. Les mesures de mitigation pouvant être mises en place ont été explorées de façon préliminaire afin d'identifier les avenues de réduction du risque les plus intéressantes. Le principe de précaution sous-tend l'entièreté de l'analyse : en cas de doute, un jugement scientifique basé sur la prudence a été effectué. Si certaines incertitudes demeurent, ce principe rappelle qu'en cas de risque de dommages graves ou irréversibles, l'absence de certitude scientifique absolue ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives (Nations Unies, 1992). Plusieurs recommandations découlent des constats qui ont été faits dans le présent document. Ces recommandations sont faites avec l'objectif de réduire la vulnérabilité des UTEP du territoire, mais aussi de faciliter la circulation de l'information entre les différents intervenants. Les recommandations émises ont été classées en ordre de priorité.

Recommandations

1. Pour les UTEP présentant un risque global élevé ou très élevé, l'ajout d'instruments de détection des hydrocarbures est recommandé. Les UTEP Chomedey, Pont-Viau, Sainte-Rose, Pierrefonds, Pointe-Claire, Lachine, Ste-Thérèse et la régie intermunicipale des Moulins sont touchées par cette recommandation. La détection des hydrocarbures permettrait de réduire au maximum le temps de fermeture des prises d'eau brute en cas de déversement. L'ajout d'instruments devrait minimalement se faire aux usines de Ste-Thérèse, Pierrefonds, Chomedey et Pointe-Claire. Ces usines sont placées stratégiquement sur le territoire par rapport aux différentes traverses d'oléoduc. Les autres usines situées en aval pourraient donc profiter d'un avertissement d'urgence en cas de contamination. Il faut mentionner ici que cet avertissement est conditionnel à la mise sur pied d'un réseau de communication efficace entre toutes les UTEP du territoire et les différents organismes impliqués dans la réaction d'urgence. Un tel réseau favoriserait notamment le partage de

- données entre les UTEP et permettrait d'augmenter la résilience du réseau dans son entièreté.
2. Toutes les UTEP du territoire ne l'ayant pas déjà fait devraient procéder à une analyse approfondie des moyens alternatifs d'approvisionnement qui sont à leur portée. Les solutions présentant un faible coût de mise en place devraient être implantées immédiatement. Cela permettrait d'éviter des conflits résultants d'une disponibilité limitée des ressources en cas de contamination étendue sur le territoire. Cette recommandation demande une collaboration entre les usines du territoire qui doivent réévaluer les échanges possibles entre réseaux voisins. Ce type d'analyse devrait impliquer les ressources internes des municipalités pour profiter de la connaissance détaillée du milieu. Les mesures adoptées serviront à augmenter la résilience des réseaux, pas seulement en lien avec les déversements d'hydrocarbures.
 3. Pour les municipalités qui jugent ne pas avoir accès à une source alternative pouvant combler la demande minimale des citoyens, la mise sur pied d'un plan d'alimentation d'urgence est de mise. Cette recommandation s'applique particulièrement aux usines qui présentent une probabilité de contamination modérée ou forte en cas de déversement. Les municipalités devraient compléter de manière concertée un inventaire complet des ressources en eau embouteillée et des camions-citernes du territoire afin d'éviter les conflits d'usage. Les municipalités desservant une population trop importante pour effectuer une livraison d'eau en continu devraient envisager l'acquisition et l'entreposage de systèmes de traitement aux points d'utilisation.
 4. Les compagnies exploitantes se doivent de respecter leurs obligations en matière de mesures d'urgence et faire preuve d'une plus grande transparence. La reconnaissance de la présence de multiples prises d'eau brute sur le territoire ainsi que la composition détaillée et la proportion des mélanges transportés doivent au minimum être incluses dans les plans offerts publiquement. L'ONÉ doit être consultée afin de rendre des comptes sur ces omissions qu'elle tolère. Pour les oléoducs de juridiction provinciale, un mécanisme de divulgation publique similaire à celui de l'ONÉ doit être envisagé. Il faut s'assurer que le nouveau règlement sur l'exploitation des pipelines tient compte d'un tel mécanisme. Finalement, il serait intéressant pour les deux paliers de gouvernement de rendre publiques toutes les données relatives aux inspections et aux mesures d'entretien des

oléoducs. Les instances responsables devraient de plus reconnaître le caractère particulier du territoire de la CMM relativement à la proximité entre les oléoducs et les prises d'eau brute. Cette reconnaissance devrait être accompagnée de l'imposition de mesures d'inspection accrues pour les compagnies exploitantes. De telles mesures forceraient certainement la main aux exploitants qui se verraient tenus d'exercer les plus hauts standards afin d'éviter une confrontation sur la place publique.

5. La santé publique devrait se prononcer sur la possibilité de distribuer de l'eau à la suite d'une contamination aux hydrocarbures d'une prise d'eau. Elle devrait préciser la tolérance relative aux différents contaminants en termes de concentration et de durée d'exposition. Avant qu'un incident survienne, il est de plus important que la santé publique produise un avis de risque sanitaire relativement à la possible présence de contaminants mal caractérisés. Ces contaminants ne font pas l'objet de normes et recommandations pour l'eau potable, certains d'entre eux pourraient tout de même être dangereux pour l'humain. Une eau exempte de BTEX et de benzo[a]pyrène elle est automatiquement sécuritaire pour les consommateurs? Peut-on tolérer des dépassements pour ces composés? Quels autres contaminants devraient être suivis pour assurer la distribution d'une eau saine? Vaut-il mieux éviter à tout prix la distribution en cas de contamination aux hydrocarbures d'une prise d'eau brute? Ces questions mériteraient certainement une attention particulière préalable à ce que des municipalités soient confrontées à une situation d'urgence. Terminons en mentionnant que l'avis des différentes directions régionales de santé publique devrait être concertée afin d'éviter un certain niveau de confusion pour les municipalités.
6. Le développement d'un modèle hydrodynamique pour la région est indispensable afin de mieux prédire le comportement des hydrocarbures à la suite d'un déversement. En l'absence d'un tel modèle, on doit s'en tenir à une évaluation semi-quantitative du comportement des hydrocarbures qui repose sur une série d'hypothèses conservatrices. La modélisation de déversements d'hydrocarbures n'est qu'un exemple de l'utilité d'un tel modèle, une multitude d'autres applications existent. Pour cette raison et puisqu'il est développé avec l'argent des contribuables, il est indispensable qu'une fois complété, ce modèle soit offert en données ouvertes et qu'il soit maintenue à jour par des autorités compétentes. Les exploitants auront alors le devoir de réaliser des études exhaustives sur

le mouvement et le devenir des contaminants en cas de déversement. L'information recueillie permettra d'optimiser la réaction d'urgence et pourrait même démontrer que certaines prises d'eau du territoire sont à l'abri d'une contamination. En attendant le développement du modèle, on doit envisager l'ajout ou la remise en fonction de stations hydrométriques sur le territoire. Les deux stations fonctionnelles de la région sont nettement insuffisantes afin de caractériser en temps réel les conditions d'écoulement d'un système si complexe. Le Québec accuse un sérieux retard à ce sujet par rapport à son voisin ontarien. Si l'on désire prédire adéquatement le parcours des hydrocarbures suite à un déversement, des stations actives fournissant des données sur les débits sont nécessaires aux endroits suivants :

- Rivière des Outaouais en aval du barrage Carillon
 - Rivière des Prairies
 - Aux deux points d'écoulement du lac des Deux-Montagnes vers le fleuve St-Laurent
 - Rivière L'Assomption
 - La portion du fleuve St-Laurent en amont de la Grande Île
7. La création d'une banque de données publique qui centraliserait l'information sur les cours d'eau du territoire devrait être envisagée. Cette banque de données devrait contenir l'information disponible sur la biodiversité, les infrastructures, la qualité de l'eau et surtout l'hydrodynamique en place. La collecte de ces données est actuellement fastidieuse et nécessite un investissement en temps qui pourrait être évité. Lorsqu'une collecte d'information si exhaustive est laissée à la discrétion d'un promoteur privé pour mettre sur pied un projet ou procéder à l'élaboration de plans de mesures d'urgence, on doit s'attendre à ce que des oublis soient faits, qu'ils soient volontaires ou non. De plus, la centralisation des données permettrait d'avoir un portrait fixé dans le temps de l'état du milieu. Un tel outil est indispensable afin d'évaluer adéquatement les dommages à la suite d'un déversement. Sa mise sur pied permettrait finalement d'identifier rapidement les besoins en recherche afin d'approfondir notre connaissance du milieu.

L'externalisation des coûts de la part des compagnies exploitantes est une thématique récurrente dans les recommandations. L'achat, l'installation, l'entretien et la formation des employés à l'utilisation des instruments de détections ou encore l'acquisition et l'entreposage de systèmes de

traitement aux points d'utilisation sont deux exemples où la charge revient aux municipalités concernées. Ces dernières doivent investir l'argent des contribuables afin de se prémunir face à un risque créé par une industrie qui se décharge de ses responsabilités en ignorant l'impact potentiel d'un déversement pour les UTEP. Ces coûts se doivent d'être internalisés. Dans cet ordre d'idée, les municipalités sont donc en droit de réclamer aux exploitants les coûts nécessaires à l'adaptation de leurs infrastructures pour faire face au risque de déversement. Les entreprises créant un risque supplémentaire pour la région doivent être celles qui défraient les coûts associés à leurs actions. Si ces dernières veulent se décharger de cette responsabilité, il est de leur devoir de démontrer hors de tout doute qu'un déversement n'aurait pas de conséquences sur les UTEP de la région.

Le présent document démontre qu'il existe un potentiel de recherche dans plusieurs domaines associés à la contamination aux hydrocarbures des UTEP :

- Les techniques de décontamination des usines et des réseaux ne sont pas adéquatement caractérisées. La mise sur pied d'un protocole de décontamination utilisable par les municipalités devrait être envisagée. Ce protocole devrait tenir compte de la possibilité de relargage des contaminants qui reste à être étudiée à grande échelle.
- L'effet de la présence des composés autres que les BTEX et le benzo[a]pyrène sur la qualité de l'eau potable mériterait une analyse approfondie. L'inventaire et la caractérisation des composés présents dans les différents mélanges d'hydrocarbures restent incomplets, particulièrement dans les mélanges émergents comme le brut de Bakken et les bitumes dilués. Il serait de plus intéressant d'étudier l'interaction des différents composés une fois libérés dans l'environnement et avec les différents procédés de traitement.
- Si un déversement devait survenir sur le territoire, il faut s'assurer qu'une équipe est en place et dispose des fonds nécessaires afin d'étudier en détail le devenir des hydrocarbures. L'étude des cas de déversement démontre que trop peu de données sont recueillies pour tirer des leçons valables lorsqu'un déversement survient. Ces données pourraient être réutilisées dans la réalisation d'analyses de risque pour d'autres secteurs. La planification d'une telle opération demeure la clé de son succès puisque les premiers échantillons doivent être prélevés rapidement.

Terminons en mentionnant que l'analyse de risque qui a été réalisée pourrait servir aux municipalités pour bonifier leur analyse de vulnérabilité des sources d'eau potable qui doit être rendue en 2021. L'approche prônée dans les travaux pourrait de plus permettre à ces dernières d'évaluer le niveau de risque que posent d'autres moyens de transport et l'entreposage des hydrocarbures pour leur source d'eau potable.

BIBLIOGRAPHIE

- Accufacts Inc. (2013). *Report on pipeline safety for Enbridge's line 9B. Application to NEB.*
- Alberta Energy Regulator. (2015). Nexen Long Lake Pipeline Failure. Tiré de <https://www.aer.ca/compliance-and-enforcement/nexen-long-lake>
- Alberta Energy Regulator. (2018). Pipeline Performance Report. Tiré de https://www2.aer.ca/t/Production/views/PipelinePerformanceReport/PipelinePerformanceReport?%3Aembed=top&%3Adisplay_count=no&%3AshowShareOptions=true
- Alberta Energy Regulator (AER). (2013). *Report 2013-B: Pipeline performance in Alberta, 1990-2012* (Rapport n° Report 2013-B). Calgary, AB, Canada: Tiré de www.aer.ca
- Alberta Energy Regulator (AER). (2014). *Plains Midstream Canada ULC. NPS 12 Rangeland South. Pipeline failure and release into the red deer river. Licence n0. 5844, line 1, June 7, 2012* (Rapport n° AER investigation report). Calgary, AB, Canada: Tiré de www.aer.ca
- Atkins North America Inc. (2012). *Yellowstone river conservation district council. Yellowstone river pipeline risk assessment and floodplain reclamation planning project. Final report.* Bozeman, MT, USA: Tiré de www.atkinsglobal.com/northamerica
- Boudreau, L., Sinotte, M., & Defo, M. A. (2015). *Développement de critères de qualité d'eau de surface pour les hydrocarbures pétroliers* (Rapport n° Étude AENV14). Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), Direction du suivi de l'état de l'environnement.
- BPR Bechtel. (2006). *Inspection de la conduite sous fluviale entre Boucherville et Montréal-Est. Rapport technique d'évaluation* (Rapport n° BPR-Bechtel projet N0 5443M25).
- British Columbia Government website. (2016). Past Spill Incidents. Tiré de <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/environment/air-land-water/spills-environmental-emergencies/spill-incidents/past-spill-incidents>
- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). (2007). *Projet de construction de l'oléoduc. Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est. Rapport d'enquête et d'audience publique* (Rapport n° Rapport 243). Ville de Québec, QC, Canada: Gouvernement du Québec. Tiré de <http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/rapports/publications/bape243.pdf>
- Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. (2016). *Projet Oléoduc Énergie Est - section québécoise - Documentation.* Tiré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/liste_cotes.htm
- Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). (2016). *Crude oil forecast, markets and transportation.* Tiré de <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/284950>
- Canadian Energy Pipeline Association. (2017). *About pipelines map : Enbridge.* Tiré de <http://aboutpipelinesmap.com>

- Canadian National Railway Company. (2015). Gogama, Ontario - Get the facts. Tiré de <http://www.cngogamainfo.ca/en/index.asp>
- Canadian Standards Association. (2015). Z662-15 : *Oil and Gas Pipeline Systems*.
- CBC News. (2012). Oil spill worries Albertans - Red Deer River supplies thousands of Albertans with drinking water. Tiré de <http://www.cbc.ca/news/canada/calgary/oil-spill-worries-albertans-1.1206786>
- CBC News. (2016). It's somewhat of a miracle: Emergency water sources in place for Prince Albert. Tiré de <http://www.cbc.ca/news/canada/saskatchewan/prince-albert-water-sources-1.3708117>
- Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec (CEAEQ). (2015). *Hydrocarbures pétroliers : caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale. Études GENV22 et GENV23 Évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures*. Québec, CANAD: Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. Tiré de <https://mern.gouv.qc.ca/energie/filiere-hydrocarbures/etudes/GENV22-23.pdf>
- Champagne, S. (2015). Crise de l'eau à Longueuil: un rapport sur les coûts déposé ce soir. *La Presse*. Tiré de <http://www.lapresse.ca/actualites/regional/201502/17/01-4844817-crise-de-leau-a-longueuil-un-rapport-sur-les-couts-depose-ce-soir.php>
- Chao, X., Shankar, N. J., & Wang Sam, S. Y. (2003). Development and application of oil spill model for singapore coastal waters. *Journal of Hydraulic Engineering*, 129(7), 495-503. doi:10.1061/(ASCE)0733-9429(2003)129:7(495)
- City of Prince Albert. (2016). North Saskatchewan River Oil Spill. Tiré de <http://citypa.ca/Home/North-Saskatchewan-River-Oil-Spill>
- Committee for a Study of Pipeline Transportation of Diluted Bitumen, Transportation Research Board, Board on Energy and Environmental Systems, Board on Chemical Sciences and Technology, & National Research Council. (2013). *Effects of diluted bitumen on crude oil transmission pipelines* (Rapport n° TRB Special Report 311). Washington, DC, USA: The National Academies Press. Tiré de <http://www.nap.edu/catalog/18381/trb-special-report-311-effects-of-diluted-bitumen-on-crude-oil-transmission-pipelines>
- Communauté Métropolitaine de Montréal. (2016). *La CMM et le projet oléoduc Énergie Est - État de la situation*. Montréal: Tiré de <http://cmm.qc.ca/champs-intervention/environnement/dossiers-en-environnement/transcanada-projet-de-construction-dun-nouvel-oleoduc-energie-est/>
- Communauté Métropolitaine de Montréal (CMM). (2016). *Prévisions budgétaires 2016*. Montréal, QC, CANADA: Tiré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/Budget2016.pdf
- Crude Monitor. (2018). Monthly Reports. Tiré de <http://www.crudemonitor.ca/report.php>
- Dorner, S. (2013). *Impacts et adaptations aux changements climatiques des infrastructures municipales en eau de la rivière des prairies*. Polytechnique Montréal, Université de Sherbrooke, INRS – Eau, Terre, Environnement,.

- Douglass, E. (2015). Yellowstone oil spills expose threat to pipelines under rivers nationwide. *Inside Climate News*. Tiré de <https://insideclimatenews.org/news/06022015/yellowstone-oil-spills-expose-threat-pipelines-under-rivers-nationwide>
- Enbridge Pipelines Inc. (2014a). *Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9. Plan de gestion des franchissements de cours d'eau. Déposé en vertu de la condition 18 de l'ordonnance XO-E101-003-2014 de l'Office national de l'énergie*.
- Enbridge Pipelines Inc. (2014b, 14 novembre). [Réponse d'Enbridge à la lettre du 12 septembre envoyée à l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), et à la lettre du 18 septembre envoyée à Enbridge par M. Denis Coderre, maire de Montréal et président de la Communauté métropolitaine de Montréal].
- Enbridge Pipelines Inc. (2017). *Integrated Contingency Plan, Eastern Region, Response Zone* (Rapport n° Version Core 4.0 / Annex 3.1). Edmonton, AB, CANADA: Tiré de <http://www.enbridge.com/Projects-and-Infrastructure/Public-Awareness/Emergency-Response-Action-Plans>
- Energy East Pipeline Ltd. (2016). *Energy East project. Consolidated Application. Volume 13: Detailed route maps Québec segment*. Calgary, AB, CANADA: Submitted to: National Energy Board.
- Environment Canada. (2018). Oil Properties Database. Tiré de <http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/oilproperties/>
- Environmental Defence Canada, Transition Initiative Kenora, & The Council of Canadians. (2016). *Energy East: A risk to our drinking water*. Toronto, ON, Canada: Tiré de <http://canadians.org/energyeast-drinking-water>
- Fingas, M. (2016). *Oil spill science and technology*: Gulf professional publishing.
- Fingas, M. F. (2015). *Handbook of oil spill science and technology*: Wiley.
- Fondation David Suzuki (DSF), Société pour la nature et les parcs (SNAP), & WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière? Cartographie des risques et des impacts potentiels de la multiplication des projets de transport de pétrole sur les écosystèmes et l'économie du Saint-Laurent*. Tiré de http://snapqc.org/uploads/DSF_SNAP_WWF_pipelines_Rapport-final.pdf
- Franson, J. (2016). Prince Albert, Sask., shuts down water intake in wake of oil spill. *The Globe and Mail*. Tiré de <https://www.theglobeandmail.com/news/national/prince-albert-sask-shuts-down-water-intake-in-wake-of-oil-spill/article31094749/>
- French-McCay, D. P. (2004). Oil spill impact modeling: Development and validation. *Environmental Toxicology and Chemistry*, 23(10). doi:10.1897/03-382
- Galvez-Cloutier, R., Guesdon, G., & Fonchain, A. (2014). Lac-Mégantic : analyse de l'urgence environnementale, bilan et évaluation des impacts. *Revue canadienne de génie civil*, 41(6), 531-539. doi:10.1139/cjce-2014-0011
- Gazette officiel du Québec. (2017). *Projet de règlement. Loi sur les hydrocarbures (2016, chapitre 35). Licences d'exploration, de production et de stockage d'hydrocarbures et autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline*.

- Gillis, L. (2015). Water advisory finally lifted in Gogama derailment area. *Timmins Press*. Tiré de <http://www.timminspress.com/2015/06/10/water-advisory-finally-lifted-in-gogama-derailment-area>
- Gillis, L. (2017). CN is on the right track for Gogama clean-up according to environmental study. *Timmins Press*. Tiré de <http://www.timminspress.com/2017/04/21/cn-is-on-the-right-track-for-gogama-clean-up-according-to-environmental-study>
- Goeury, C., Hervouet, J.-M., Baudin-Bizien, I., & Thouvenel, F. (2014). A Lagrangian/Eulerian oil spill model for continental waters. *Journal of Hydraulic Research*, 52(1), 36-48. doi:10.1080/00221686.2013.841778
- Gouvernement du Canada. (2018a). Données climatiques historiques. Tiré de <http://climat.meteo.gc.ca/>
- Gouvernement du Canada. (2018b). Niveau d'eau et débit. Tiré de <https://eau.ec.gc.ca/>
- Gouvernement du Québec. (2011). *Règlement sur la qualité de l'eau potable. Loi sur la qualité de l'environnement*. Québec, Canada: Éditeur officiel du Québec 2011
- Grafton, R. Q., & Little, L. R. (2017). Risks, Resilience, and Natural Resource Management: Lessons from Selected Findings†. *Natural Resource Modeling*, 30(1), 91-111. doi:10.1111/nrm.12104
- Gros, J., Nabi, D., Wurz, B., Wick, L. Y., Brussaard, C. P., Huisman, J., . . . Arey, J. S. (2014). First day of an oil spill on the open sea: Early mass transfers of hydrocarbons to air and water. *Environmental Science & Technology*, 48(16), 9400-9411. doi:10.1021/es502437e
- Hibbs, D. E., & Gulliver, J. S. (1999). Processes controlling aqueous concentrations for riverine spills. *Journal of Hazardous Materials*, 64(1), 57-73. Tiré de <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/10337393>
- Hibbs, D. E., Gulliver, J. S., Voller, V. R., & Chen, Y. F. (1999). An aqueous concentration model for riverine spills. *Journal of Hazardous Materials*, 64(1), 37-53. Tiré de <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/10337392>
- Horn, M., & French-McCay, D. (2015). *Trajectory and fate modeling with acute effects assessment of hypothetical spills of diluted bitumen*. Communication présentée à Thirty-Eighth AMOP Technical Seminar, Ottawa, ON, CANADA (p. 549-581). Tiré de https://www.researchgate.net/profile/Deborah_French-Mccay/publication/282763646_Trajectory_and_fate_modeling_with_acute_effects_assessment_of_hypothetical_spills_of_diluted_bitumen_into_rivers/links/5a5ece3e458515c03ee0beef/Trajectory-and-fate-modeling-with-acute-effects-assessment-of-hypothetical-spills-of-diluted-bitumen-into-rivers.pdf
- Huang, X., Andry, S., Yaputri, J., Kelly, D., Ladner, D. A., & Whelton, A. J. (2017). Crude oil contamination of plastic and copper drinking water pipes. *Journal of hazardous materials*, 339, 385-394. doi:10.1016/j.jhazmat.2017.06.015
- Husky Energy Inc. (2016). *North Saskatchewan river water source risk assessment*.
- JP Lacoursière Inc. (2006). *Étude de risques pipeline Saint-Laurent. Préparé pour Ultramar Ltée* (Rapport n° P00227. Rapport final).

- L'eau-thentique. (2018). Transport d'eau par camion citerne: Location de citernes. Tiré de <http://www.leauthentiquetransport.com/nos-citernes>
- La Presse canadienne. (2015). Un bris d'équipement cause un déversement d'hydrocarbures à Longueuil. *Le Devoir*. Tiré de <http://www.ledevoir.com/societe/environnement/428912/deversement-d-hydrocarbures-cause-par-un-bris-d-equipement-a-longueuil>
- La Presse canadienne. (2016). Les eaux de Prince Albert souillées par un déversement de pétrole. Tiré de <http://www.lapresse.ca/environnement/201607/24/01-5004097-les-eaux-de-prince-albert-souillees-par-un-deversement-de-petrole.php>
- Lee, K., Boufadel, M., Foght, J., Hodson, P., Swanson, S., & Venosa, A. (2015). *Expert panel report on the behaviour and environmental impacts of crude oil released into aqueous environments* (Rapport n° EPR 15-1). Ottawa, ON, Canada: Royal Society of Canada (RSC). Tiré de <http://www.rsc.ca/en/expert-panels/rsc-reports/behaviour-and-environmental-impacts-crude-oil-released-into-aqueous>
- Lompe, K., Sollic, M., Rivas Gongora, M., Peldszus, S., & Barbeau, B. (2017, Nov 12-15). *Selecting a single pac against multiple threats: taste & odour, hydrocarbons and toxins*. Communication présentée à American Water Works Association-Water Quality Technology Conference (WQTC), Portland, OR, USA (p. 28).
- Marcotte, G., Bourgouin, P., Mercier, G., Gauthier, J.-P., Pellerin, P., Smith, G., . . . Brown, C. W. (2016). *Canadian oil spill modelling suite: An overview*. Communication présentée à Thirty-ninth AMOP Technical Seminar. Environment and Climate Change Canada (p. 1026-1034).
- McCay, D. F. (2003). Development and application of damage assessment modeling: example assessment for the North Cape oil spill. *Marine Pollution Bulletin*, 47(9-12), 341-359. doi:10.1016/s0025-326x(03)00208-x
- Mediterranean Decision Support System for Marine Safety. (2017). Weathering Processes. Tiré de <http://www.medess4ms.eu/marine-pollution/attachment/weathering-processes>
- Ministère de la Santé et des Services Sociaux. (2017). Rapports statistiques annuels des CH, CHSLD et CLSC 2016-2017. Tiré de <http://publications.msss.gouv.qc.ca/msss/document-001972/>
- Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). (2015). *Guide de réalisation des analyses de vulnérabilité des sources destinées à l'alimentation en eau potable au Québec*. Québec, Canada: Gouvernement du Québec. Tiré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/prelevements/analyse-vulnerabilite.htm>
- Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques. (2013a). Barrage Mégantic - Fichiers historiques des niveaux. Tiré de https://www.cehq.gouv.qc.ca/hydrometrie/historique_donnees/fiche_station.asp?NoStation=023409
- Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques. (2013b). Tragédie ferroviaire à Lac-Mégantic. Tiré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/lac-megantic/index.htm>

- Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques. (2016a). Répertoire des installations municipales de distribution d'eau potable. Tiré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/potable/distribution/index.asp>
- Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques. (2016b). Répertoire des installations municipales de production d'eau potable approvisionnées en eau de surface. Tiré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/potable/production/index.asp>
- Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). (2014). *Tragédie ferroviaire à Lac-Mégantic. Rapport du Comité expert sur la contamination résiduelle de la rivière Chaudière par les hydrocarbures pétroliers - Constats - Recommandations - Actions proposées*. Gouvernement du Québec. Tiré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/lac-megantic/chaudiere.htm>
- Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). (2015a). *Détermination des solides en suspension totaux et volatils: méthode gravimétrique* (Publication n° MA. 115 – S.S. 1.2, Rév. 3). Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec (CEAEQ). Tiré de <http://www.ceaeq.gouv.qc.ca/methodes/pdf/MA115SS12.pdf>
- Ministère du Développement durable de l'Environnement et Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). (2015b). *Tragédie ferroviaire de Lac-Mégantic. Deuxième rapport du Comité expert sur la contamination résiduelle de la rivière Chaudière par les hydrocarbures pétroliers - Constats - Recommandations - Actions proposées pour 2015-2017*. Gouvernement du Québec. Tiré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/lac-megantic/chaudiere.htm>
- Montana Department of Environmental Quality. (2011). Silvertip Oil Spill. Tiré de <http://deq.mt.gov/Land/statesuperfund/silvertipoilspill>
- Montana Department of Environmental Quality. (2015). Bridger Pipeline's Oil Spill on the Yellowstone River near Glendive. Tiré de <http://deq.mt.gov/DEQAdmin/dir/postresponse/yellowstonespill2015>
- Montana Department of Environmental Quality (DEQ). (2015). *Bridger poplar pipeline response after action review 1/17/15 to 4/10/15*. Tiré de <http://bloximages.chicago2.vip.townnews.com/mtstandard.com/content/tncms/assets/v3/editorial/1/57/15791922-6bc1-539e-bf29-c4d78847ee19/56466e95ccb7c.pdf.pdf>
- National Academies of Sciences, E., Medicine, Committee on the Effects of Diluted Bitumen on the, E., & National Academies, P. (2016). *Spills of diluted bitumen from pipelines : a comparative study of environmental fate, effects, and response*. Washington, DC, USA: The National Academies Press.
- National Transportation Safety Board (NTSB). (2012). *Pipeline accident report. Enbridge incorporated hazardous liquid pipeline.Rupture and Release Marshall, Michigan July 25, 2010* (Rapport n° NTSB/PAR-12/01). Washington, DC, USA: Tiré de <http://www.ntsbt.gov/investigations/AccidentReports/Reports/PAR1201.pdf>

- National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) Office of Response and Restoration. (2018). Response Tools for Oil Spills Tiré de <https://response.restoration.noaa.gov/oil-and-chemical-spills/oil-spills/response-tools/response-tools-oil-spills.html>
- Nations Unies. (1992). *Déclaration de Rio sur l'environnement et le développement*. Communication présentée à Conférence des Nations Unies sur l'Environnement et le Développement (p. 182).
- Nguyen, M. T. K., Deshommes, E., Nour, S., & Prévost, M. (2017, Nov 12-16). *Comparing on-line sensors for the rapid detection of hydrocarbons (HCs) in surface water*. Communication présentée à American Water Works Association-Water Quality Technology Conference (WQTC), Portland, OR, USA (p. 35).
- Office national de l'énergie (ONE). (2014). *Motifs de décision relativement à Pipelines Enbridge Inc. Demande datée du 29 novembre 2012 concernant le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9* (Rapport n° OH-002-2013). Calgary, AB, Canada:
- Office national de l'énergie. (2017). Demandes visant Énergie Est, la cession d'actifs et le réseau principal Est (OH-002-2016). Tiré de <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/%C3%89%C3%A9ment/Afficher/2540913>
- Office national de l'énergie. (2018a). Bilan du rendement sur le plan de la sécurité et de l'environnement. Tiré de <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/dshbrd/dshbrd-fra.html>
- Office national de l'énergie. (2018b). Notes d'orientation concernant le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres. Tiré de <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrg/gnnb/nshrppln/gdncntnshrpplnrgltn-fra.html#nnxa>
- Office national de l'énergie (ONE). (2016). *Lettre de décision: Ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010* (Publication n° OF-Surv-Gen-T217 01). Calgary, AB, CANADA:
- Office national de l'énergie (ONE). (2016-2018). REGDOCS. Montreal Pipe Line Limited. Tiré de <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/%C3%89%C3%A9ment/Afficher/2949727>
- Office national de l'énergie (ONE). (2017a). Le réseau pipelinier du Canada 2016. Pipeline de Montréal de Pipe-lines Montréal Ltée. Tiré de <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprtn/2016/grp2cmpns/lndlqds/mntrl-pp-ln-lmtd-mntrl-pp-ln-fra.html>
- Office national de l'énergie (ONE). (2017b). *Ordonnance MO-002-2017 – Publication obligatoire des renseignements relatifs au programme de gestion des situations d'urgence sur les sites Web des sociétés* (Publication n° OF-Surv-Gen-04). Calgary, AB, CANADA:
- Oléoduc Énergie Est Ltée, & l'environnement, B. d. a. p. s. (2016). *Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise. Titre de l'engagement : tableau des caractéristiques physico-chimiques*.
- Organisation mondiale de la Santé (OMS). (2013). *Fiches techniques eau, hygiène et assainissement en situation d'urgence : Quelle est la quantité d'eau nécessaire en*

- situation d'urgence.* Leicestershire, UK: Tiré de http://www.who.int/water_sanitation_health/publications/2011/09_quantite_eau_urgence.pdf
- Ouimet, L.-P. (2015, janv. 22). Déversement de diesel à Longueuil : le tuyau était rouillé. *Radio-Canada Nouvelles*. Tiré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/703428/deversement-eau-longueuil-tuyau-rouille>
- Overstreet, R., & Galt, J. A. (1995). *Physical processes affecting the movement and spreading of oils in inland waters. Prepared for the U.S. Environmental Protection Agency, Region V* (Rapport n° HAZMAT Report 95-7). Seattle, WA, USA: NOAA / Hazardous Materials Response and Assessment Division.
- Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. (2017). Pipeline Incident 20 Year Trends. Tiré de <https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/pipeline-incident-20-year-trends>
- Pipelines and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA), US Department of Transportation (DOT), Office of Pipeline Safety (OPS), & Region, W. (2012). *ExxonMobil Silvertip pipeline crude oil release into the Yellowstone River in Laurel, MT on 7/1/2011*. Tiré de http://www.phmsa.dot.gov/staticfiles/PHMSA/DownloadableFiles/Files/Other%20files/ExxonMobil_HL_MT_10-2012.pdf
- Plan d'action St-Laurent. (2015). Programme de prévision numérique environnementale sur le Saint-Laurent. Tiré de http://planstlaurent.qc.ca/fr/prevision_environnementale/depliant.html
- Poljanšek, K., Marin Ferrer, M., De Groeve, T., & Clark, I. (2017). *Science for disaster risk management 2017: Knowing better and losing less*. Luxembourg: Publications Office of the European Union. Tiré de <http://drmkc.jrc.ec.europa.eu/>
- 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*. Montréal, QC, CANADA: Préparé pour le Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles du Québec (MERN).
- Ressources naturelles Canada. (2016). Régime de réglementation des pipelines du Québec. Tiré de <http://www.rncan.gc.ca/energie/infrastructure/regimes-reglementation-pipelines/16455>
- Robitaille, J. (1999). *Bilan régional Portion Lac des Deux Montagnes. Zone d'intervention prioritaire 24*. Environnement Canada – région du Québec, Conservation de l'environnement, Centre Saint-Laurent.
- RPS-ASA. (2018). SIMAP Integrated Oil Spill Impact Model System. Tiré de <http://asascience.com/software/simap/>
- Santé Canada. (2009). *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada. Document technique - Benzène*. Ottawa, ON, CANADA: Comité fédéral-provincial-territorial sur l'eau potable du Comité fédéral-provincial-territorial Tiré de <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/publications/vie-saine/recommandations-pour-qualite-eau-potable-canada-document-technique-benzene.html>

- Santé Canada. (2014). *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada. Document technique - Le toluène, l'éthylbenzène et les xylènes*. Ottawa, ON, Canada: Comité fédéral-provincial-territorial sur l'eau potable du Comité fédéral-provincial-territorial sur la santé et l'environnement. Tiré de www.santecanada.gc.ca
- Santé Canada. (2016). *Recommandations pour la qualité de l'eau potable au Canada. Document technique - Le benzo[a]pyrène*. Comité fédéral-provincial-territorial sur l'eau potable du Comité fédéral-provincial-territorial sur la santé et l'environnement. Tiré de <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/publications/vie-saine/recommandations-pour-qualite-eau-potable-canada-document-technique-benzo-pyrene.html>
- Saskatchewan Water Security Agency. (2016). News Releases - July 2016. Tiré de <https://www.wsask.ca/About-WSA/News-Releases/2016/July/>
- Savaria Experts Environnement. (2015). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada. Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal* (Rapport n° Premier rapport technique). Sainte-Julie, QC, Canada: Savaria Experts-Conseils inc. Tiré de <http://cmm.qc.ca/actualites/derniere-nouvelle/projet-transcanada-rapport-sur-les-impacts-dun-eventuel-deversement-petrolier-sur-le-territoire-de-la-cmm/>
- Shaw Environmental Inc. (2008). *Pilot-scale tests and systems evaluation for the containment, treatment, and decontamination of selected materials from T&E building pipe loop equipment for U.S. Environmental Protection Agency* (Rapport n° EPA/600/R-08/016). Cincinnati, OH, USA:
- Stantec Consulting Ltd., & RPS Group plc. (2016). *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*. Préparé pour Oléoduc Énergie Est ltée.
- The Canadian Press. (2015, Mar 11). Nexen says Alberta oil pipeline started leaking as early as June 29. *Global News*. Tiré de <https://globalnews.ca/news/2124589/nexen-to-provide-update-on-large-oil-spill-in-northern-alberta>
- The Canadian Press. (2016). Saskatchewan oil spill: Drinking water could be unsafe for months, government warns. *Huffington Post Canada*. Tiré de http://www.huffingtonpost.ca/2016/07/25/saskatchewan-oil-spill_n_11181258.html
- Trans Northern Pipelines Inc. (2017). *Our Pipelines* : Montreal. Tiré de <http://tnpi.ca/our-pipelines/>
- Trans Northern Pipelines Inc. (TNPI). (2017). *Emergency response plan*. Richmond Hill, ON, Canada: Tiré de <http://tnpi.ca/emergency-services/>
- Ultramar Ltée. (2006). *Projet Pipeline Saint-Laurent - Étude d'impact sur l'environnement*. Document déposé au Bureau d'Audience Publiques sur l'Environnement (BAPE) du Québec. Tiré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/pipeline_st_laurent/documents/liste_doc-DA-DB-DC.htm#DA
- United States Environmental Protection Agency (USEPA). (2010). *Fact Sheet: Water issues. Enbridge oil spill. Marshall, Michigan*. Tiré de

https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/enbridge_fs_20100819wq.pdf

- United States Environmental Protection Agency (USEPA). (2011). *Silvertip pipeline incident: Update*. Tiré de <https://deq.mt.gov/portals/112/Land/StateSuperFund/Documents/Silvertip/EPA%20Documents/FactSheets/july23factsheet.pdf>
- USEPA. (2017). National Primary Drinking Water Regulations. Tiré de <https://www.epa.gov/ground-water-and-drinking-water/national-primary-drinking-water-regulations>
- USGS Water Data for the Nation. (2011). USGS 06214500 Yellowstone River at Billings MT. Tiré de <https://waterdata.usgs.gov/nwis>
- USGS Water Data for the Nation. (2015). USGS 06327500 Yellowstone River at Glendive, MT. Tiré de <https://waterdata.usgs.gov/nwis>
- Ville de Lévis. (2015). *Contamination aux hydrocarbures d'une source d'eau brute – Travaux temporaire en urgence et solution permanente*.
- Ville de Saint-Georges. (2015). *Déversement d'hydrocarbures à Lac Mégantic - Le cas de la prise d'eau de Saint-Georges*.
- Walker, A. H., Scholz, D., & McPeck, M. (2016). *Consensus ecological risk assessment of potential transportation-related bakken and dilbit crude oil spills in the delaware bay area: Comparative evaluation of response actions. A report to the U.S. Coast guard, Sector Delaware bay*. SEA Consulting Group.
- World Health Organization (WHO). (2011). *Guidelines for drinking-water quality (Fourth Edition)*. Geneva, Switzerland: Tiré de http://www.who.int/water_sanitation_health/publications/2011/dwq_guidelines/en/index.html
- Yates, J. (2016, 10 fevr.). Un pipeline construit en 1952 qui inquiète. *Journal Métro*. Tiré de <http://journalmetro.com/actualites/national/914986/un-pipeline-construit-en-1952-qui-inquiete>

**ANNEXE A CARACTÉRISTIQUES DES UTEP DU TERRITOIRE DE
LA CMM**

Tableau A.1: Caractéristiques des UTEP

Municipalité	UTEP	Capacité (m ³ /jour)	Production moyenne (m ³ /jour)	Stockage		Population desservie	Nombre de lits	
				Usine (m ³)	Réseau (m ³)		CH	CHSLD
Laval	Chomedey	250 000	110 600	24 600	0	412 315	621	1247
Laval	Pont-Viau	135 000	57 900	17 000	0		0	0
Laval	Sainte-Rose	110 000	46 200	15 500	0		0	181
Dorval	Dorval	68 000	30 000	4 500	10 900	18 767	0	0
Montréal	Lachine	100 000	65 000	17 900	9 500	60 809	0	42
Montréal	Atwater	1 363 600	1 835 000	250 000	621 000	1 605 476	7991	12 112
Montréal	Desbaillets	1 136 000		455 000				
Montréal	Pierrefonds	168 000	80 000	23 000	20 500	123 215	0	224
Pointe-Claire	Pointe-Claire	182 700	60 000	30 900	15 400	79 618	257	253
Vaudreuil-Dorion	Vaudreuil-Dorion	40 000				29 186	0	335
L'Île-Perrot	Ville de L'Île-perrot	10 000	5 800	2 700	800	9 857	0	0
Notre-Dame-de-l'Île-Perrot	Régie de l'eau de L'Île-Perrot	18 200	8 500	4 500	3 100	21 963	0	0
Châteaugay	Ville de Châteaugay	80 000	35 000	0	3 800	53 355	317	333
Candiac	Ville de Candiac	76 100	37 200	6 000	18 000	69 252	0	76

Tableau A.1: Caractéristiques des UTEP (suite)

Municipalité	UTEP	Capacité (m ³ /jour)	Production moyenne (m ³ /jour)	Stockage		Population desservie	Nombre de lits	
				Usine (m ³)	Réseau (m ³)		CH	CHSLD
La Prairie	Ville de La Prairie	27 700	11 500	2 500	7 800	18 150	0	0
Saint-Lambert	Longueuil (Le Royer)	137 500	221 200	17 400	22 000	117 339	0	315
Longueuil	Longueuil (Local)	40 000		9 000	0	34 800	0	0
Longueuil	Longueuil (Régional)	265 000		55 000	150 000	238 100	911	1328
Varenes	Régie S.E.V. Varenes	72 000	26 300	7 000	10 500	56 278	0	0
Verchères	Municipalité de Verchères	5 700	2 200	1 500	0	5 075	0	0
Contrecoeur	Contrecoeur	12 300				5 600	0	0
Repentigny	Ville de Repentigny	87 500	29 900	8 800	0	80 548	0	0
Terrebonne	Régie intermunicipale des Moulins	120 000	60 000	18 000	20 000	111 668	283	693
Oka	Oka	2 200	900	500	0	2000	0	0
Deux-Montagnes	Deux-Montagnes		9000	5 000		17 600	0	76
Saint-Eustache	St-Eustache	56 000	22 000	2 100	12 000	40 000	261	269
Rosemère	Rosemère	35 000	13 400	5 000	0	33 245	0	0
Sainte-Thérèse	Ste-Thérèse	128 000	60 500	19 000		116 891	0	377

Tableau A.2: Procédés de traitement et équipements de détection des UTEP

Municipalité	UTEP	Traitements disponibles							Équipement de détection des hydrocarbures
		Strippage à l'air	Filtration	CAP	CAG mode biologique	Ozonation	Rayonnement Ultra-violet	Chloration	
Laval	Chomedey		✓			✓		✓	
Laval	Pont-Viau		✓			✓		✓	
Laval	Sainte-Rose		✓		✓	✓		✓	
Dorval	Dorval		✓	✓				✓	
Montréal	Lachine		✓			✓		✓	
Montréal	Atwater		✓					✓	✓
Montréal	Desbaillets		✓			✓		✓	✓
Montréal	Pierrefonds		✓			✓		✓	
Pointe-Claire	Pointe-Claire		✓	✓				✓	
Vaudreuil-Dorion	Vaudreuil-Dorion		✓			✓		✓	
L'Île-Perrot	Ville de L'Île-perrot		✓			✓		✓	
Notre-Dame-de-l'Île-Perrot	Régie de l'eau de L'Île-Perrot		✓			✓		✓	
Châteaugay	Ville de Châteaugay					✓	✓	✓	
Candiac	Ville de Candiac		✓			✓		✓	

Tableau A.2: Procédés de traitement et équipements de détection des UTEP (suite)

Municipalité	UTEP	Traitements disponibles							Équipement de détection des hydrocarbures
		Strippage à l'air	Filtration	CAP	CAG mode biologique	Ozonation	Rayonnement Ultra-violet	Chloration	
La Prairie	Ville de La Prairie		✓					✓	
Saint-Lambert	Longueuil (Le Royer)		✓	✓				✓	
Longueuil	Longueuil (Local)		✓	✓				✓	✓
Longueuil	Longueuil (Régional)		✓	✓				✓	✓
Varenes	Régie S.E.V. Varenes		✓	✓		✓		✓	
Verchères	Municipalité de Verchères		✓					✓	
Contrecoeur	Contrecoeur		✓					✓	
Repentigny	Ville de Repentigny		✓	✓		✓		✓	
Terrebonne	Régie intermunicipale des Moulins		✓		✓	✓	✓	✓	
Oka	Oka		✓			✓		✓	
Deux-Montagnes	Deux-Montagnes		✓				✓	✓	
Saint-Eustache	St-Eustache		✓	✓		✓	✓	✓	
Rosemère	Rosemère		✓	✓				✓	
Sainte-Thérèse	Ste-Thérèse		✓	✓		✓		✓	

Tableau A.3: Sources alternatives des UTEP²

UTEP	Sources alternatives			% de la demande de l'UTEP disponible à partir des sources alternatives
	Source souterraine	Cours d'eau alternatif	Interconnexions à d'autres réseaux	
Chomedey			Le réseau de l'île de Laval est bouclé. La demande de Ste-Rose ou Pont-Viau pourrait être comblée par les deux autres usines en cas de fermeture. La demande partielle pouvant être comblé par d'autres combinaisons n'est pas connue.	Indéterminé (> 0)
Pont-Viau				Indéterminé (> 0)
Sainte-Rose				Indéterminé (> 0)
Dorval			Multiples interconnexions entre les réseaux des six usines de l'Île de Montréal. Le volume exact qu'il est possible de transférer entre les réseaux n'est cependant pas connu.	Indéterminé (> 0)
Lachine				Indéterminé (> 0)
Atwater				Indéterminé (> 0)
Desbaillets				Indéterminé (> 0)
Pierrefonds				Indéterminé (> 0)
Pointe-Claire				Indéterminé (> 0)
Vaudreuil-Dorion	Information non disponible			
Ville de L' Île-perrot			Les réseaux des deux usines de l'Île-Perrot sont reliés en trois points (conduites 8", 12" et 14"). Le volume exact qu'il est possible de transférer entre les réseaux n'est cependant pas connu.	0, les deux prises d'eau seraient affectées presque simultanément en cas de contamination
Régie de l'eau de L'Ile-Perrot				

² Les informations contenues dans le tableau proviennent de communications personnelles avec les responsables des différentes UTEP. Il est possible que certaines sources alternatives n'y soient pas répertoriées.

Tableau A.3: Sources alternatives des UTEP (suite)

UTEP	Sources alternatives			% de la demande de l'UTEP disponible à partir des sources alternatives
	Source souterraine	Cours d'eau alternatif	Interconnexions à d'autres réseaux	
Ville de Châteauguay	L'eau brute provient d'une source souterraine rechargée par le lac St-Louis			Indéterminé, on doit savoir si une contamination du Lac St-Louis aurait un effet sur l'eau brute
Ville de Candiac		Prise d'eau d'urgence dans la voie maritime	Deux conduites de 150 mm relient le réseau à celui de La Prairie. Le volume transférable est inconnu.	100% en considérant que la voie maritime n'est pas affectée
Ville de La Prairie			Deux conduites de 150 mm relient le réseau à celui de Candiac. Le volume transférable est inconnu.	Indéterminé (> 0)
Longueuil (Le Royer)			14 liens entre les réseaux de l'usine local et de l'usine régional. L'usine régional est en mesure de combler la demande du réseau de l'usine local. Il existe un ou deux lien entre le réseau de l'usine régional et de l'usine Le Royer pour permettre l'alimentation d'urgence de l'hôpital (usine régional). Il existe 3 autres liens entre ces deux réseaux, le volume transférable est inconnu.	Indéterminé (> 0)
Longueuil (Local)		Prise d'eau d'urgence dans la voie maritime		100% en considérant que la voie maritime n'est pas affectée
Longueuil (Régional)				
Régie S.E.V. Varennes			Une connexion entre les réseaux de Varennes et Verchère, le volume transférable est inconnu mais probablement faible. Varennes possède de plus une connexion de faible débit avec Beloeil.	< 10%, les débits transférables par interconnexion sont trop faibles pour alimenter une part non négligeable des réseaux
Municipalité de Verchères				
Contrecoeur	Information non disponible			

Tableau A.3: Sources alternatives des UTEP (suite)

UTEP	Sources alternatives			% de la demande de l'UTEP disponible à partir des sources alternatives
	Source souterraine	Cours d'eau alternatif	Interconnexions à d'autres réseaux	
Ville de Repentigny			Une connexion bidirectionnelle entre Repentigny et Terrebonne, une connexion unidirectionnelle de Terrebonne vers Repentigny et 4 connexions unidirectionnelles de Repentigny vers Terrebonne. Volumes transférables maximaux inconnus.	Indéterminé (> 0)
Régie intermunicipale des Moulins (Terrebonne)				Indéterminé (> 0)
Oka			60% de la population d'Oka est alimentée par une source souterraine. En cas d'urgence, cette source pourrait servir d'appoint mais, puisqu'elle est rechargée en partie par le Lac des Deux-Montagnes, il est impossible de savoir si cette dernière serait elle aussi contaminée.	On doit déterminer si la contamination de la source souterraine est possible à la suite d'un déversement
Deux-Montagnes			Une connexion (400 mm) avec Ste-Marthe-sur-le-Lac qui tire son eau à partir d'une source souterraine. Le volume transférable serait en mesure de combler la demande en cas d'urgence.	100%
St-Eustache		Un plan est en place pour utiliser la rivière des Chênes comme source alternative en cas de contamination de la rivière des Mille-Îles. Une conduite temporaire viendrait pomper l'eau à la hauteur du barrage.	Une connexion entre St-Eustache et Rosemère (8") et possiblement une autre entre St-Eustache et Deux-Montagnes. Les volumes transférables sont inconnus.	100%
Rosemère	Information non disponible			Indéterminé (> 0)
Ste-Thérèse				0

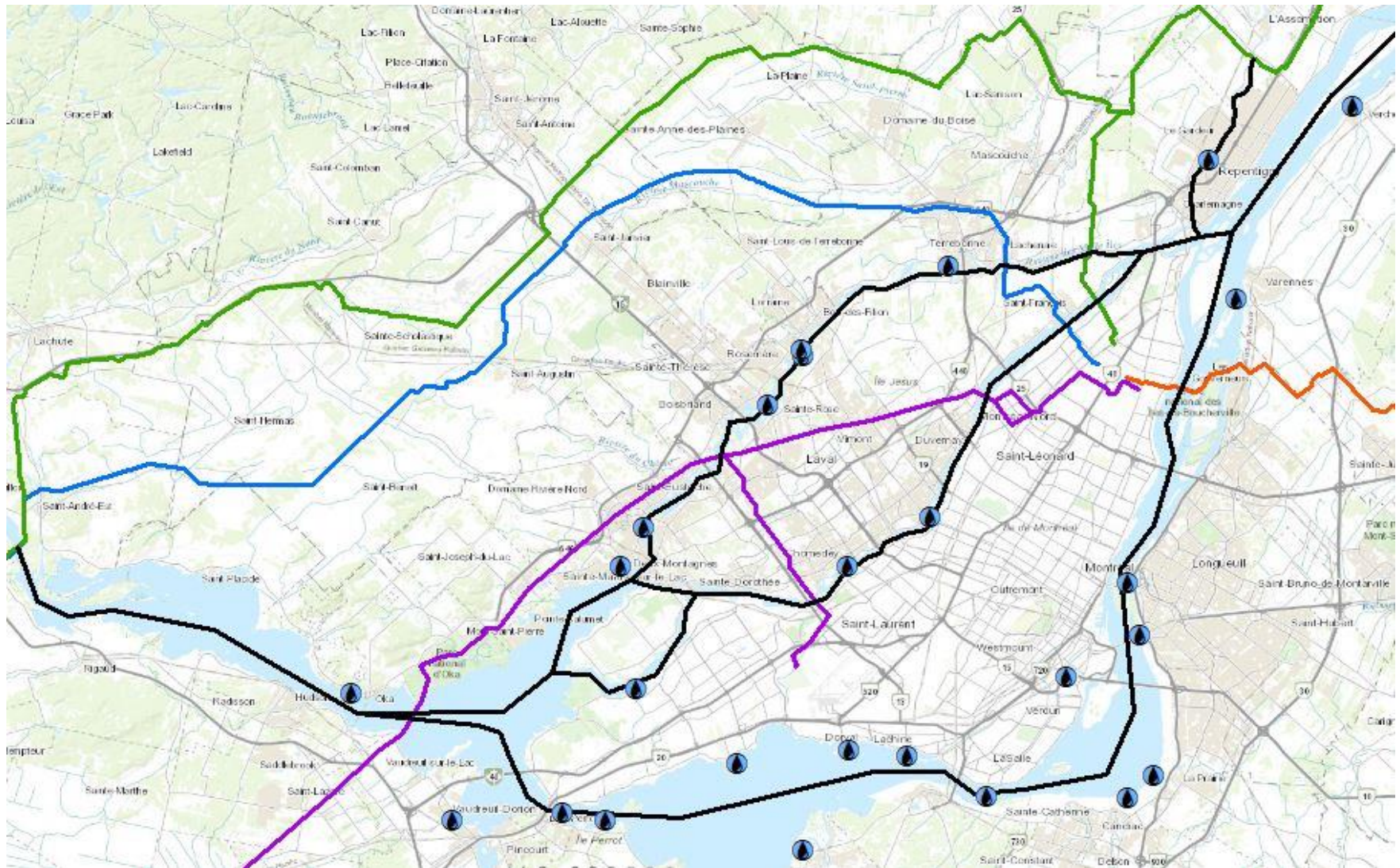


Figure A.1: Tracé médian pour l'évaluation de la distance

Tableau A.5 : Autonomie des UTEP

UTEP	Production moyenne (m ³ /jour)	Stockage			Autonomie (heures)
		Usine (m ³)	Réseau (m ³)	Total (m ³)	
Chomedey	110600	24600	0	24600	5.34
Pont-Viau	57900	17000	0	17000	7.05
Sainte-Rose	46200	15500	0	15500	8.05
Dorval	30000	4500	10900	15400	12.32
Lachine	65000	17900	9500	27400	10.12
Atwater	1001043	250000	338772	588772	14.12
Desbaillets	833957	455000	282228	737228	21.22
Pierrefonds	80000	23000	20500	43500	13.05
Pointe-Claire	60000	30900	15400	46300	18.52
Vaudreuil-Dorion					?
Ville de L'Île-perrot	5800	2700	800	3500	14.48
Régie de l'eau de L'Île-Perrot	8500	4500	3100	7600	21.46
Ville de Châteauguay	35000	0	3800	3800	2.61
Ville de Candiac	37200	6000	18000	24000	15.48

Tableau A.5: Autonomie des UTEP (suite)

UTEP	Production moyenne (m ³ /jour)	Stockage			Autonomie (heures)
		Usine (m ³)	Réseau (m ³)	Total (m ³)	
Ville de La Prairie	11500	2500	7800	10300	21.50
Longueuil (Le Royer)	68734	17400	22000	39400	13.76
Longueuil (Local)	19995	9000	0	9000	10.80
Longueuil (Régional)	132470	55000	150000	205000	37.14
Régie S.E.V. Varennes	26300	7000	10500	17500	15.97
Municipalité de Verchères	2200	1500	0	1500	16.36
Contrecoeur					?
Ville de Repentigny	29900	8800	0	8800	7.06
Régie intermunicipale des Moulins	60000	18000	20000	38000	15.20
Oka	900	500	0	500	13.33
Deux-Montagnes	9000	5000		5000	13.33
St-Eustache	22000	2100	12000	14100	15.38
Rosemère	13400	5000	0	5000	8.96
Ste-Thérèse	60500	19000		19000	7.54

ANNEXE B CARACTÉRISTIQUES DES TRAVERSES D'OLÉODUC

Tableau B.1: Débit de BTEX circulant dans les oléoducs

Oléoduc	Débit (l/min)	Mélange transporté	Proportion de benzène (%vol)	Proportion de TEX (%vol)	Débit BTEX (l/min)	Classement 4.3.3.1
St-Laurent	11040	Gasoline 87	0.46	20.44	2307	5
		Diésel no. 2	0.01	0.38	43	1
		Carburéacteur	0.01	0.57	64	1
Trans-Nord	19090	Gasoline 87	0.46	20.44	3990	5
		Diésel no. 2	0.01	0.38	74	1
		Carburéacteur	0.01	0.57	111	2
Ligne 9B	33120	Bakken	0.28	2.65	970	4
		Brut lourd	0.13	0.65	258	3
		WCS (bitume dilué)	0.16	0.64	265	3
Énergie Est	121450	Bakken	0.28	2.65	3558	5
		Brut lourd	0.13	0.65	947	4
		WCS (bitume dilué)	0.16	0.64	972	4

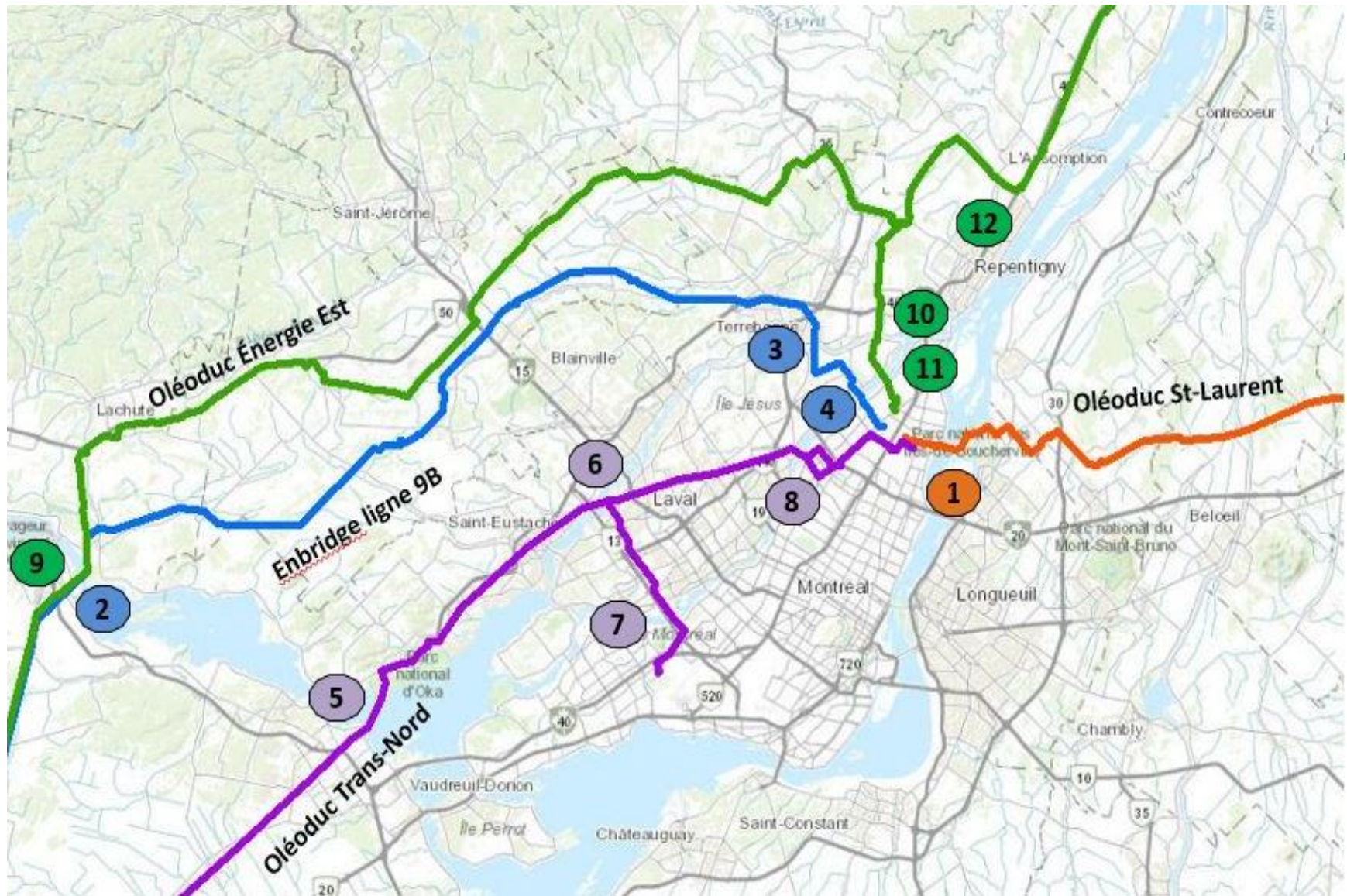


Figure B.1: Traverses de cours d'eau du territoire

Tableau B.2: Caractéristiques et indices de défaillance des traverses d'oléoduc

#	Oléoduc	Traverse	Mode de traverse	Recouvrement	Longueur (m)	Mise en fonction	Commentaires	Indice de défaillance
1	St-Laurent	St-Laurent	Tranchée, conduite entourée de béton	1.5m à 4.9m au-dessus de la conduite	4600 (1600m sous des îles)	2005 (construit en 1968)	Points forts : Une étude réalisée en 2005 par BPR-Bechtel a jugée la conduite comme étant en bonne condition. Points faibles : Faible recouvrement à certains endroits et traverse excessivement longue.	3
2	Ligne 9B	Outaouais	Tranchée, conduite entourée de béton	Couverture minimale de 1.9m (avril 2016)	500	1976	Un étude déposée à l'ONÉ par l'opérateur démontre que le couvert minimal au-dessus de la rivière des Outaouais n'est pas suffisant pour éviter une exposition de la conduite lors d'une crue de 50 ans (Pipelines Enbridge inc., 2014). Les mesures récentes mise en place par l'opérateur semble adéquates afin de protéger ses infrastructures mais elles sont vieillissantes.	3
3	Ligne 9B	Mille-Îles	Tranchée, conduite entourée de béton	Couverture minimale de 1.8m (avril 2016)	160	1976		3
4	Ligne 9B	Prairies	Tunnel en béton	Couverture minimale de 6.2m (avril 2016)	325	1976	L'utilisation d'un tunnel comme mode de traverse réduit grandement le risque de déversement dans un cours d'eau.	1
5	Trans-Nord	Outaouais	?	?	2325	1952	De multiples avis de sécurité ont été émis par l'ONÉ envers Trans-nord (voir section 3.1.1) ce qui soulève des doutes majeurs sur l'intégrité de leurs infrastructures. Le manque d'information sur le recouvrement des traverses vient de plus grandement ajouter à l'incertitude.	5
6	Trans-Nord	Mille-Îles	?	?	275	1952		4
7	Trans-Nord	Prairies (Aéroport)	?	?	450	1952		4
8	Trans-Nord	Prairies (Raffineries)	?	?	700	1952		4
9	Énergie Est	Outaouais	Indéterminé		500	-	On pose l'hypothèse que la rivière des Outaouais aurait été traversée par un tunnel. La profondeur d'enfouissement des conduites par forage directionnel réduit grandement le risque de contamination d'un cours d'eau en cas de défaillance.	1
10	Énergie Est	Milles-Îles	Forage directionnel	58m (selon étude de faisabilité)	250	-		2
11	Énergie Est	Prairies	Forage directionnel	22.5m (selon étude de faisabilité)	750	-		2
12	Énergie Est	L'Assomption	Forage directionnel	18m (selon étude de faisabilité)	100	-		2

ANNEXE C VALIDATION DU MODÈLE DE TRANSMISSION

Tableau C.1: Validation du modèle de transmission des contaminants

Cas	Contamination de la colonne d'eau?	Débit oléoduc (l/min)	%v/v BTEX	Débit BTEX (l/min)	Indice BTEX	Distance (km)	Indice distance	Débit cours d'eau (m ³ /s)	Indice dilution	Météo	Indice météo	Incertitudes	Indice cummulatif
Pine River	Mort de poissons (50 km)	30000	2.68	804	4	24	4	200	4	Été	2	Débit de l'oléoduc, météo	128
Kalamazoo	Pas de contamination	33000	0.7	231	2	60	2	45	5	Été, Inondations	2	Météo	40
Laurel	Prise d'eau fermée préventivement (24 km)	11000	2.68	295	3	24	4	1860	2	Été, Inondations	2	Produit déversé, débit de l'oléoduc, météo	48
Red Deer	Prise d'eau fermée préventivement (40 km)	11000	2.68	295	3	40	3	500	4	Été, Inondations	2	Produit déversé, débit de l'oléoduc, météo	72
Glendive	Contamination d'une prise d'eau brute (11km)	11000	2.93	322	3	11	5	240	4	Cours d'eau sous la glace	5	Débit de l'oléoduc	300
Rivière Saskatchewan Nord	Contamination trace selon les données prélevées. Fermeture préventive d'une prise d'eau brute (124 km)	19000	0.47	89	1	124	1	700	3	Été, inondations	2	Débit de l'oléoduc, météo	6
Lac Mégantic	Contamination trace selon les données prélevées. Fermeture préventive d'une prise d'eau brute (85 km)	280	2.93	8	1	85	2	30	5	Été	2	Débit basé sur 100 m ³ déversé en 6h, météo	20

ANNEXE D RÉSULTATS DE L'ANALYSE DE RISQUE

Tableau D.1: Risque en cas de déversement de la ligne 9B

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 2						Scénario 3						Scénario 4						Scénario 5					
				Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement
Ligne 9B	Outaouais	Municipalité de Verchères	5100	4	1	1	5	20		4	1	1	1	4		4	1	1	2	8		3	1	1	2	6	
Ligne 9B	Outaouais	Oka	2000	4	4	2	5	160		4	4	1	1	16		4	4	2	2	64		3	4	2	2	48	
Ligne 9B	Outaouais	Rosmère	33200	4	2	4	5	160		4	2	4	1	32		4	2	4	2	64		3	2	4	2	48	
Ligne 9B	Outaouais	Ste-Thérèse	120670	4	2	4	5	160		4	2	4	1	32		4	2	4	2	64		3	2	4	2	48	
Ligne 9B	Outaouais	Ville de L'Île-Perrot	9900	4	3	2	5	120		4	3	1	1	12		4	3	2	2	48		3	3	2	2	36	
Ligne 9B	Outaouais	Contrecoeur	5600	4	1	1	5	20		4	1	1	1	4		4	1	1	2	8		3	1	1	2	6	
Ligne 9B	Outaouais	Dorval	18800	4	2	1	5	40		4	2	1	1	8		4	2	1	2	16		3	2	1	2	12	
Ligne 9B	Outaouais	Lachine	61220	4	2	1	5	40		4	2	1	1	8		4	2	1	2	16		3	2	1	2	12	
Ligne 9B	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	120450	4	2	1	5	40		3	2	1	1	6		3	2	1	2	12		3	2	1	2	12	
Ligne 9B	Outaouais	Atwater	985470	4	2	1	5	40		4	2	1	1	8		4	2	1	2	16		3	2	1	2	12	
Ligne 9B	Outaouais	Desbaillets	820960	4	2	1	5	40		4	2	1	1	8		4	2	1	2	16		3	2	1	2	12	
Ligne 9B	Outaouais	Pierrefonds	125455	4	3	3	5	180		4	3	2	1	24		4	3	3	2	72		3	3	3	2	54	
Ligne 9B	Outaouais	Pointe-Claire	84700	4	3	1	5	60		4	3	1	1	12		4	3	1	2	24		3	3	1	2	18	
Ligne 9B	Outaouais	Régie de l'eau de L'Île-Perrot	22000	4	3	2	5	120		4	3	1	1	12		4	3	2	2	48		3	3	2	2	36	
Ligne 9B	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	50300	4	1	1	5	20		4	1	1	1	4		4	1	1	2	8		3	1	1	2	6	
Ligne 9B	Outaouais	Vandreuil-Donon	32550	4	3	2	5	120		4	3	1	1	12		4	3	2	2	48		3	3	2	2	36	
Ligne 9B	Outaouais	Ville de La Prairie	18200	4	2	1	5	40		4	2	1	1	8		4	2	1	2	16		3	2	1	2	12	
Ligne 9B	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	121460	4	2	4	5	160		4	2	4	1	32		4	2	4	2	64		3	2	4	2	48	
Ligne 9B	Outaouais	Chomedey	231080	4	2	3	5	120		4	2	2	1	16		4	2	3	2	48		3	2	3	2	36	
Ligne 9B	Outaouais	Pont-Viau	111200	4	2	3	5	120		4	2	2	1	16		4	2	3	2	48		3	2	3	2	36	
Ligne 9B	Outaouais	Sainte-Rose	90510	4	2	4	5	160		4	2	4	1	32		4	2	4	2	64		3	2	4	2	48	
Ligne 9B	Prairies	Municipalité de Verchères	5100	4	4	1	5	80		4	4	1	1	16		4	4	1	2	32		3	4	1	2	24	
Ligne 9B	Prairies	Contrecoeur	5600	4	3	1	5	60		4	3	1	1	12		4	3	1	2	24		3	3	1	2	18	
Ligne 9B	Mille Îles	Municipalité de Verchères	5100	4	4	1	5	80		4	4	1	1	16		4	4	1	2	32		3	4	1	2	24	
Ligne 9B	Mille Îles	Contrecoeur	5600	4	3	1	5	60		4	3	1	1	12		4	3	1	2	24		3	3	1	2	18	

Scénario 2 : Pire cas avec couvert de glace; Scénario 3 : Conditions favorables pour éviter une contamination; Scénario 4 : Conditions mitoyennes; Scénario 5 : Déversement de bitume dilué ou de diésel, conditions mitoyennes

Tableau D.2: Risque en cas de déversement de l'oléoduc St-Laurent

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 2						Scénario 3						Scénario 4						Scénario 5					
				Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement
St-Laurent	St-Laurent	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	5	100		5	4	1	1	20		5	4	1	2	40		1	4	1	2	8	
St-Laurent	St-Laurent	Contrecoeur	5600	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
St-Laurent	St-Laurent	Régie S.E.V. Varennes	50300	5	5	1	5	125		5	5	1	1	25		5	5	1	2	50		1	5	1	2	10	

Scénario 2 : Pire cas avec couvert de glace; Scénario 3 : Conditions favorables pour éviter une contamination; Scénario 4 : Conditions moyennes; Scénario 5 : Déversement de bitume dilué ou de diesel, conditions moyennes

Tableau D.3: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Trans-Nord

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 2						Scénario 3						Scénario 4						Scénario 5					
Trans-Nord	Mille Îles	Municipalité de Verchères	5100	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
Trans-Nord	Mille Îles	Rosemère	33200	5	5	4	5	500		5	5	4	1	100		5	5	4	2	200		1	5	4	2	40	
Trans-Nord	Mille Îles	Ste-Thérèse	120670	5	5	4	5	500		5	5	4	1	100		5	5	4	2	200		1	5	4	2	40	
Trans-Nord	Mille Îles	Contrecoeur	5600	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		1	2	1	2	4	
Trans-Nord	Mille Îles	Régie intermunicipale des Moulins	121460	5	4	4	5	400		5	4	4	1	80		5	4	4	2	160		1	4	4	2	32	
Trans-Nord	Mille Îles	Sainte-Rose	90510	5	5	4	5	500		5	5	4	1	100		5	5	4	2	200		1	5	4	2	40	
Trans-Nord	Outaouais	Municipalité de Verchères	5100	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		1	2	1	2	4	
Trans-Nord	Outaouais	Rosemère	33200	5	3	4	5	300		5	3	4	1	60		5	3	4	2	120		1	3	4	2	24	
Trans-Nord	Outaouais	Ste-Thérèse	120670	5	3	4	5	300		5	3	4	1	60		5	3	4	2	120		1	3	4	2	24	
Trans-Nord	Outaouais	Ville de L'Île-perrot	9900	5	4	2	5	200		5	4	1	1	20		5	4	2	2	80		1	4	2	2	16	
Trans-Nord	Outaouais	Contrecoeur	5600	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		1	2	1	2	4	
Trans-Nord	Outaouais	Dorval	18800	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
Trans-Nord	Outaouais	Lachine	61220	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
Trans-Nord	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	120450	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		1	2	1	2	4	
Trans-Nord	Outaouais	Atwater	985470	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
Trans-Nord	Outaouais	Desbaillets	820960	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
Trans-Nord	Outaouais	Pierrefonds	125455	5	4	3	5	300		5	4	2	1	40		5	4	3	2	120		1	4	3	2	24	
Trans-Nord	Outaouais	Pointe-Claire	84700	5	4	1	5	100		5	4	1	1	20		5	4	1	2	40		1	4	1	2	8	
Trans-Nord	Outaouais	Régie de l'eau de L'Île-Perrot	22000	5	4	2	5	200		5	4	1	1	20		5	4	2	2	80		1	4	2	2	16	
Trans-Nord	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	50300	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		1	2	1	2	4	
Trans-Nord	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	32550	5	4	2	5	200		5	4	1	1	20		5	4	2	2	80		1	4	2	2	16	
Trans-Nord	Outaouais	Ville de La Prairie	18200	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
Trans-Nord	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	121460	5	3	4	5	300		5	3	4	1	60		5	3	4	2	120		1	3	4	2	24	
Trans-Nord	Outaouais	Chomedey	231080	5	3	3	5	225		5	3	2	1	30		5	3	3	2	90		1	3	3	2	18	
Trans-Nord	Outaouais	Pont-Viau	111200	5	3	3	5	225		5	3	2	1	30		5	3	3	2	90		1	3	3	2	18	
Trans-Nord	Outaouais	Sainte-Rose	90510	5	3	4	5	300		5	3	4	1	60		5	3	4	2	120		1	3	4	2	24	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Municipalité de Verchères	5100	2	3	1	5	30		2	3	1	1	6		2	3	1	2	12		2	3	1	2	12	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Contrecoeur	5600	2	2	1	5	20		2	2	1	1	4		2	2	1	2	8		2	2	1	2	8	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Chomedey	231080	2	5	3	5	150		2	5	2	1	20		2	5	3	2	60		2	5	3	2	60	
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Pont-Viau	111200	2	5	3	5	150		2	5	2	1	20		2	5	3	2	60		2	5	3	2	60	
Trans-Nord	Prairies (raffineries)	Municipalité de Verchères	5100	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	
Trans-Nord	Prairies (raffineries)	Contrecoeur	5600	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		1	3	1	2	6	

Scénario 2 : Pire cas avec couvert de glace; Scénario 3 : Conditions favorables pour éviter une contamination; Scénario 4 : Conditions mitoyennes; Scénario 5 : Déversement de bitume dilué ou de diésel, conditions mitoyennes

Tableau D.4: Risque en cas de déversement de l'oléoduc Énergie Est

Oléoduc	Traverse	UTEP	Population	Scénario 2						Scénario 3						Scénario 4						Scénario 5					
				Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement	Indice BTEX	Indice distance	Indice dilution	Indice météo	Indice cumulatif	Risque en cas de déversement
Énergie Est	L'Assomption	Ville de Repentigny	80500	5	5	5	5	625		5	5	5	1	125		5	5	5	2	250		4	5	5	2	200	
Énergie Est	L'Assomption	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	5	100		5	4	1	1	20		5	4	1	2	40		4	4	1	2	32	
Énergie Est	L'Assomption	Contrecoeur	5600	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		4	3	1	2	24	
Énergie Est	Mille Îles	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	5	100		5	4	1	1	20		5	4	1	2	40		4	4	1	2	32	
Énergie Est	Mille Îles	Contrecoeur	5600	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		4	3	1	2	24	
Énergie Est	Outaouais	Municipalité de Verchères	5100	5	1	1	5	25		5	1	1	1	5		5	1	1	2	10		4	1	1	2	8	
Énergie Est	Outaouais	Oka	2000	5	4	2	5	200		5	4	1	1	20		5	4	2	2	80		4	4	2	2	64	
Énergie Est	Outaouais	Rosemère	33200	5	2	4	5	200		5	2	4	1	40		5	2	4	2	80		4	2	4	2	64	
Énergie Est	Outaouais	St-Thérèse	120670	5	2	4	5	200		5	2	4	1	40		5	2	4	2	80		4	2	4	2	64	
Énergie Est	Outaouais	Ville de L'Île-Perrot	9900	5	3	2	5	150		5	3	1	1	15		5	3	2	2	60		4	3	2	2	48	
Énergie Est	Outaouais	Contrecoeur	5600	5	1	1	5	25		5	1	1	1	5		5	1	1	2	10		4	1	1	2	8	
Énergie Est	Outaouais	Dorval	18800	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		4	2	1	2	16	
Énergie Est	Outaouais	Lachine	61220	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		4	2	1	2	16	
Énergie Est	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	120450	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		4	2	1	2	16	
Énergie Est	Outaouais	Atwater	985470	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		4	2	1	2	16	
Énergie Est	Outaouais	Desbaillets	820960	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		4	2	1	2	16	
Énergie Est	Outaouais	Pierrefonds	125455	5	3	3	5	225		5	3	2	1	30		5	3	3	2	90		4	3	3	2	72	
Énergie Est	Outaouais	Pointe-Claire	84700	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		4	3	1	2	24	
Énergie Est	Outaouais	Régie de l'eau de L'Île-Perrot	22000	5	3	2	5	150		5	3	1	1	15		5	3	2	2	60		4	3	2	2	48	
Énergie Est	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	50300	5	1	1	5	25		5	1	1	1	5		5	1	1	2	10		4	1	1	2	8	
Énergie Est	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	32550	5	3	2	5	150		5	3	1	1	15		5	3	2	2	60		4	3	2	2	48	
Énergie Est	Outaouais	Ville de La Prairie	18200	5	2	1	5	50		5	2	1	1	10		5	2	1	2	20		4	2	1	2	16	
Énergie Est	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	121460	5	2	4	5	200		5	2	4	1	40		5	2	4	2	80		4	2	4	2	64	
Énergie Est	Outaouais	Chomedey	231080	5	2	3	5	150		5	2	2	1	20		5	2	3	2	60		4	2	3	2	48	
Énergie Est	Outaouais	Pont-Viau	111200	5	2	3	5	150		5	2	2	1	20		5	2	3	2	60		4	2	3	2	48	
Énergie Est	Outaouais	Sainte-Rose	90510	5	2	4	5	200		5	2	4	1	40		5	2	4	2	80		4	2	4	2	64	
Énergie Est	Prairies	Municipalité de Verchères	5100	5	4	1	5	100		5	4	1	1	20		5	4	1	2	40		4	4	1	2	32	
Énergie Est	Prairies	Contrecoeur	5600	5	3	1	5	75		5	3	1	1	15		5	3	1	2	30		4	3	1	2	24	

Scénario 2 : Pire cas avec couvert de glace; Scénario 3 : Conditions favorables pour éviter une contamination; Scénario 4 : Conditions mitoyennes; Scénario 5 : Déversement de bitume dilué ou de diésel, conditions mitoyennes

Tableau D.5: Risque global associé à la ligne 9B

Oléoduc	Traverse	UTEP	Indice prob. défaillance traverse	Scénario 1	Risque global
				Risque en cas de déversement	
Ligne 9B	Outaouais	Municipalité de Verchères	3		
Ligne 9B	Outaouais	Oka	3		
Ligne 9B	Outaouais	Rosemère	3		
Ligne 9B	Outaouais	Ste-Thérèse	3		
Ligne 9B	Outaouais	Ville de L' Île-perrot	3		
Ligne 9B	Outaouais	Contrecoeur	3		
Ligne 9B	Outaouais	Dorval	3		
Ligne 9B	Outaouais	Lachine	3		
Ligne 9B	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	3		
Ligne 9B	Outaouais	Atwater	3		
Ligne 9B	Outaouais	Desbaillets	3		
Ligne 9B	Outaouais	Pierrefonds	3		
Ligne 9B	Outaouais	Pointe-Claire	3		
Ligne 9B	Outaouais	Régie de l'eau de L'Ile-Perrot	3		
Ligne 9B	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	3		
Ligne 9B	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	3		
Ligne 9B	Outaouais	Ville de La Prairie	3		
Ligne 9B	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	3		
Ligne 9B	Outaouais	Chomedey	3		
Ligne 9B	Outaouais	Pont-Viau	3		
Ligne 9B	Outaouais	Sainte-Rose	3		
Ligne 9B	Prairies	Municipalité de Verchères	1		
Ligne 9B	Prairies	Contrecoeur	1		
Ligne 9B	Mille Îles	Municipalité de Verchères	3		
Ligne 9B	Mille Îles	Contrecoeur	3		

Tableau D.6: Risque global associé à l'oléoduc St-Laurent

Oléoduc	Traverse	UTEP	Indice prob. défaillance traverse	Scénario 1	Risque global
				Risque en cas de déversement	
St-Laurent	St-Laurent	Municipalité de Verchères	3		
St-Laurent	St-Laurent	Contrecoeur	3		
St-Laurent	St-Laurent	Régie S.E.V. Varennes	3		

Tableau D.7: Risque global associé à l'oléoduc Trans-Nord

Oléoduc	Traverse	UTEP	Indice prob. défaillance traverse	Scénario 1	Risque global
				Risque en cas de déversement	
Trans-Nord	Mille Îles	Municipalité de Verchères	4		
Trans-Nord	Mille Îles	Rosemère	4		
Trans-Nord	Mille Îles	Ste-Thérèse	4		
Trans-Nord	Mille Îles	Contrecoeur	4		
Trans-Nord	Mille Îles	Régie intermunicipale des Moulins	4		
Trans-Nord	Mille Îles	Sainte-Rose	4		
Trans-Nord	Outaouais	Municipalité de Verchères	5		
Trans-Nord	Outaouais	Rosemère	5		
Trans-Nord	Outaouais	Ste-Thérèse	5		
Trans-Nord	Outaouais	Ville de L' Île-perrot	5		
Trans-Nord	Outaouais	Contrecoeur	5		
Trans-Nord	Outaouais	Dorval	5		
Trans-Nord	Outaouais	Lachine	5		
Trans-Nord	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	5		
Trans-Nord	Outaouais	Atwater	5		
Trans-Nord	Outaouais	Desbaillets	5		
Trans-Nord	Outaouais	Pierrefonds	5		
Trans-Nord	Outaouais	Pointe-Claire	5		
Trans-Nord	Outaouais	Régie de l'eau de L'Ile-Perrot	5		
Trans-Nord	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	5		
Trans-Nord	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	5		
Trans-Nord	Outaouais	Ville de La Prairie	5		
Trans-Nord	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	5		
Trans-Nord	Outaouais	Chomedey	5		
Trans-Nord	Outaouais	Pont-Viau	5		
Trans-Nord	Outaouais	Sainte-Rose	5		
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Municipalité de Verchères	4		
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Contrecoeur	4		
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Chomedey	4		
Trans-Nord	Prairies (aéroport)	Pont-Viau	4		
Trans-Nord	Prairies (raffineries)	Municipalité de Verchères	4		
Trans-Nord	Prairies (raffineries)	Contrecoeur	4		

Tableau D.8: Risque global associé à l'oléoduc Énergie Est

Oléoduc	Traverse	UTEP	Indice prob. défaillance traverse	Scénario 1	Risque global
				Risque en cas de déversement	
Énergie Est	L'Assomption	Ville de Repentigny	2		
Énergie Est	L'Assomption	Municipalité de Verchères	2		
Énergie Est	L'Assomption	Contrecoeur	2		
Énergie Est	Mille Îles	Municipalité de Verchères	2		
Énergie Est	Mille Îles	Contrecoeur	2		
Énergie Est	Outaouais	Municipalité de Verchères	1		
Énergie Est	Outaouais	Oka	1		
Énergie Est	Outaouais	Rosemère	1		
Énergie Est	Outaouais	Ste-Thérèse	1		
Énergie Est	Outaouais	Ville de L'Île-perrot	1		
Énergie Est	Outaouais	Contrecoeur	1		
Énergie Est	Outaouais	Dorval	1		
Énergie Est	Outaouais	Lachine	1		
Énergie Est	Outaouais	Longueuil (Le Royer)	1		
Énergie Est	Outaouais	Atwater	1		
Énergie Est	Outaouais	Desbaillets	1		
Énergie Est	Outaouais	Pierrefonds	1		
Énergie Est	Outaouais	Pointe-Claire	1		
Énergie Est	Outaouais	Régie de l'eau de L'Ile-Perrot	1		
Énergie Est	Outaouais	Régie S.E.V. Varennes	1		
Énergie Est	Outaouais	Vaudreuil-Dorion	1		
Énergie Est	Outaouais	Ville de La Prairie	1		
Énergie Est	Outaouais	Régie intermunicipale des Moulins	1		
Énergie Est	Outaouais	Chomedey	1		
Énergie Est	Outaouais	Pont-Viau	1		
Énergie Est	Outaouais	Sainte-Rose	1		
Énergie Est	Prairies	Municipalité de Verchères	2		
Énergie Est	Prairies	Contrecoeur	2		

Tableau D.9 : Risque combiné des UTEP du territoire de la CMM en présence d'un couvert de glace

Prise d'eau	Nombre de traverses en amont	Oléoduc	Traverse	Risque global	Risque combiné
Chomedey	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
Pont-Viau	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
Sainte-Rose	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Mille Îles		
Dorval	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Lachine	2	Ligne 9B	Outaouais		Élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
Atwater	2	Ligne 9B	Outaouais		Élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
Desbaillets	2	Ligne 9B	Outaouais		Élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
Pierrefonds	2	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
Pointe-Claire	2	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
Vaudreuil-Dorion	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Ville de L' Île-perrot	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Régie de l'eau de L'Ile-Perrot	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Ville de La Prairie	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Longueuil (Le Royer)	2	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
Régie S.E.V. Varennes	3	Ligne 9B	Outaouais		Modéré
		St-Laurent	St-Laurent		
		Trans-Nord	Outaouais		
Municipalité de Verchères	8	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Ligne 9B	Prairies		
		Ligne 9B	Mille Îles		
		St-Laurent	St-Laurent		
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
		Trans-Nord	Prairies (raffineries)		
Contrecoeur	8	Trans-Nord	Mille Îles		Faible
		Ligne 9B	Outaouais		
		Ligne 9B	Prairies		
		Ligne 9B	Mille Îles		
		St-Laurent	St-Laurent		
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Prairies (aéroport)		
Régie intermunicipale des Moulins	3	Trans-Nord	Prairies (raffineries)		Très élevé
		Trans-Nord	Mille Îles		
		Ligne 9B	Outaouais		
		Trans-Nord	Outaouais		
Oka	1	Ligne 9B	Outaouais		Faible
Rosemère	3	Ligne 9B	Outaouais		Faible
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Mille Îles		
Ste-Thérèse	3	Ligne 9B	Outaouais		Très élevé
		Trans-Nord	Outaouais		
		Trans-Nord	Mille Îles		

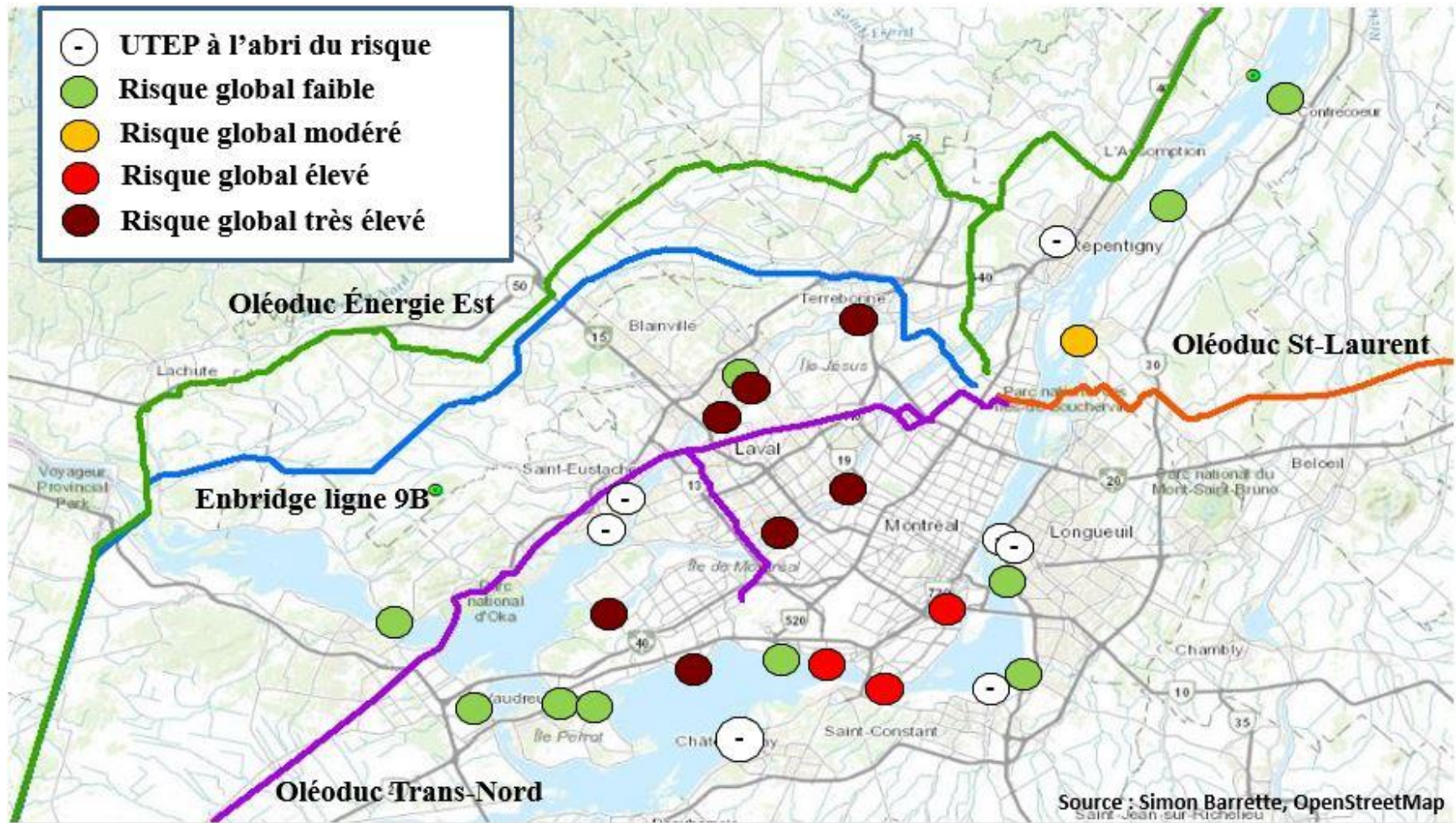


Figure D.1 : Niveau de risque des UTEP du territoire en présence d'un couvert de glace