

**Évaluation des risques  
spécifiques au site de la rivière  
des Outaouais**



Préparé pour :  
Oléoduc Énergie Est Itée

Préparé par :  
Stantec Consulting Ltd.  
RPS Group plc

Le 29 février 2016

## Feuille d'approbation

Le présent document intitulé *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais* a été préparé par Stantec Consulting Services Inc. (« Stantec ») pour le compte de Oléoduc Énergie Est Ltée (le « client »). La consultation du présent document par un tiers est strictement interdite. Le contenu reflète le jugement professionnel de Stantec à la lumière de la portée, du calendrier et des autres limitations qui figurent dans le document. Les opinions exprimées dans le document s'appuient sur les conditions et les renseignements connus au moment de la publication du document et ne tiennent pas compte de toute modification ultérieure. Lors de la préparation du document, Stantec n'a pas vérifié les renseignements qui lui ont été fournis par des tiers. Toute utilisation du présent document par un tiers est la responsabilité de celui-ci. Le tiers concerné accepte que Stantec ne soit pas tenue responsable à l'égard des coûts et des dommages de toute sorte, le cas échéant, subis par celui-ci ou tout autre tiers en raison de décisions ou d'actions prises en vertu du présent document.



Préparé par \_\_\_\_\_  
(signature)

**Nicole Lynass**



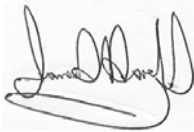
Préparé par \_\_\_\_\_  
(signature)

**Erik Page**



Révisé par \_\_\_\_\_  
(signature)

**Heidi Tillquist**



Approuvé par \_\_\_\_\_  
(signature)

**Jim Howell**

## Feuille d'approbation

© 2016 Stantec Consulting Services Inc. Tous droits réservés.

Ce document a été reproduit ou vous a été transmis par Stantec Consulting Services Inc., ou en son nom, en vertu de la loi des États-Unis sur le droit d'auteur de 1976 (United States Copyright Act) ou de la Loi uniforme sur les secrets commerciaux, édictées par les autorités compétentes. Toute reproduction, communication ou appropriation des formules, des algorithmes ou des calculs contenus dans le présent document est formellement interdite, sauf si cela est autorisé en vertu d'un contrat conclu entre Oléoduc Énergie Est et Stantec.

## Table des matières

<b>ABRÉVIATIONS</b> .....	<b>III</b>
<b>1.0 INTRODUCTION</b> .....	<b>1.1</b>
1.1 OBJECTIFS .....	1.1
1.2 CONTEXTE.....	1.1
<b>2.0 ANALYSE DE LA FRÉQUENCE ET DES VOLUMES DES DÉVERSEMENTS</b> .....	<b>2.1</b>
2.1 VOLUMES DES DÉVERSEMENTS.....	2.1
2.2 FRÉQUENCE DES DÉVERSEMENTS SPÉCIFIQUES AU SITE.....	2.1
<b>3.0 PROPRIÉTÉS ET CARACTÉRISTIQUES DU PÉTROLE BRUT</b> .....	<b>3.1</b>
3.1 BRUT LÉGER (PÉTROLE BRUT BAKKEN).....	3.1
3.2 PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE (MÉLANGE SYNTHÉTIQUE HUSKY) .....	3.1
3.3 BITUME DILUÉ (WESTERN CANADIAN SELECT) .....	3.2
3.4 SOMMAIRE DES CARACTÉRISTIQUES DES PÉTROLES BRUTS.....	3.2
<b>4.0 DEVENIR ENVIRONNEMENTAL ET COMPORTEMENT DANS L'EAU</b> .....	<b>4.1</b>
4.1 PROCESSUS DU DEVENIR ENVIRONNEMENTAL .....	4.1
4.2 COMPORTEMENT ENVIRONNEMENTAL DU PÉTROLE BRUT.....	4.3
4.2.1 Dispersion du pétrole brut.....	4.3
4.2.2 Submersion du pétrole brut.....	4.4
4.3 DEVENIR ENVIRONNEMENTAL ET COMPORTEMENT DURANT L'HIVER .....	4.6
<b>5.0 MODÈLE DE TRANSPORT EN AVAL</b> .....	<b>5.1</b>
5.1 EMBLEMES DES TRANSECTS .....	5.1
5.2 SCÉNARIOS DE DÉVERSEMENT .....	5.2
5.3 APPROCHE DE MODÉLISATION .....	5.3
5.3.1 Modèle hydrodynamique.....	5.3
5.1 RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION.....	5.7
5.2 EFFETS POTENTIELS.....	5.12
5.2.1 Ampleur des effets .....	5.12
5.2.2 Durée des effets .....	5.13
5.2.3 Études de cas.....	5.13
<b>6.0 INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT</b> .....	<b>6.1</b>
6.1 APERÇU.....	6.1
6.1.1 Programme de sécurité de TransCanada Pipelines .....	6.1
6.2 INTERVENTION D'URGENCE.....	6.4
6.2.1 Phases d'intervention d'urgence types .....	6.5
6.2.2 Notifications d'urgence.....	6.6
6.2.3 Confinement et récupération du pétrole brut.....	6.6
<b>7.0 NETTOYAGE ET ASSAINISSEMENT</b> .....	<b>7.1</b>

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

7.1	CALENDRIER.....	7.1
<b>8.0</b>	<b>COMPARAISON AVEC LE RAPPORT SAVARIA.....</b>	<b>8.1</b>
8.1	CALCUL DU VOLUME DU DÉVERSEMENT DANS LE PIRE SCÉNARIO PLAUSIBLE.....	8.1
8.2	TRANSPORT EN AVAL .....	8.2
<b>9.0</b>	<b>CONCLUSION.....</b>	<b>9.1</b>
<b>10.0</b>	<b>RÉFÉRENCES.....</b>	<b>10.1</b>

### LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2-1	Distribution des volumes de déversement de pipeline .....	2.1
Tableau 2-2	Intervalle d'occurrence par volume de déversement.....	2.2
Tableau 3-1	Propriétés physiques et chimiques des pétroles bruts représentatifs .....	3.3
Tableau 5-1	Scénarios de déversement modélisés.....	5.3
Tableau 5-2	Sommaire du débit mensuel moyen de la rivière .....	5.5

### LISTE DES FIGURES

Figure 4-1	Processus du devenir environnemental du pétrole dans l'eau libre.....	4.5
Figure 4-2	Processus du devenir environnemental du pétrole près des rives .....	4.6
Figure 5-1	Emplacements des transects.....	5.2

## Abréviations

°C	Degrés Celsius
ACPE	Association canadienne de pipelines d'énergie
API	American Petroleum Institute
bbI	Barils
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène
CCO	Centre de contrôle des opérations
COU	Centre des opérations d'urgence
É.-U.	États-Unis
EAMCU	Entente d'assistance mutuelle dans des conditions d'urgence
Énergie Est	Oléoduc Énergie Est Itée
HAP	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
km	Kilomètre
m	Mètre
m/s	Mètre par seconde
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration (États-Unis)
ONÉ	Office national de l'énergie
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
PIG	Plan d'intervention géographique
PIU	Plan d'intervention d'urgence
Projet	Projet Oléoduc Énergie Est
PVC	Polychlorure de vinyle
Règlement de l'ONÉ	<i>Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres</i>
RPS ASA	RPS Applied Science Associates
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SCI	Système de commandement des interventions
Stantec	Stantec Consulting Ltd.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
VPSD	Volume du pire scénario de déversement

# ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Introduction  
Le 15 février 2016

## 1.0 INTRODUCTION

Oléoduc Énergie Est Ltée (Énergie Est) propose de réaffecter un pipeline de gaz naturel existant actuellement en exploitation en Saskatchewan, au Manitoba et en Ontario pour l'acheminement du pétrole brut et de construire un nouveau pipeline en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick qui se greffera au pipeline réaffecté. Le pipeline qui en résultera, appelé le projet Oléoduc Énergie Est (le « projet »), sera en mesure de transporter jusqu'à 1 100 000 barils de pétrole par jour (bpj) à partir de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux raffineries dans l'Est du Canada. Dans le cadre du projet, une section du nouveau pipeline doit franchir la rivière des Outaouais près de Montréal au Québec.

### 1.1 OBJECTIFS

Énergie Est a demandé à Stantec Consulting Ltd. (Stantec) et à RPS Applied Science Associates (RPS ASA) de définir la probabilité théorique d'un déversement et 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 si un déversement survenait au point de franchissement de la rivière des Outaouais. De plus, on a demandé que Stantec examine et analyse un rapport préparé par Savaria Experts-Conseils Inc. intitulé *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada : Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*, ci-après appelé le rapport Savaria.

### 1.2 CONTEXTE

Le point de franchissement de la rivière des Outaouais du projet est situé à 33 kilomètres au nord-ouest de la pointe ouest de l'île de Montréal au Québec. La largeur du franchissement à cet endroit est d'environ 0,47 km. Plusieurs ressources sensibles sont présentes dans ce secteur de la rivière, y compris des prises d'eau potable municipales de la ville de Montréal, des puits d'eau potable municipaux, des zones écosensibles, des régions très peuplées et d'autres secteurs habités.

Au point de franchissement de la rivière des Outaouais, les spécifications du pipeline proposé comprennent une conduite à paroi épaisse avec revêtement époxyde appliqué par fusion pour une protection supplémentaire du pipeline. Énergie Est préconise activement une option de conception sans tranchée au moyen d'évaluations géotechniques, sismiques et du site proposé. Énergie Est continue de coordonner les efforts auprès des autorités locales afin d'obtenir l'approbation de terminer les dernières études sismiques au point de franchissement de la rivière et de fournir une mise à jour à l'Office national de l'énergie (ONÉ). L'évaluation de faisabilité visant à évaluer d'autres méthodes de franchissement sans tranchée et de franchissement de cours d'eau devrait être terminée en 2016.

# ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

ANALYSE DE LA Fréquence ET DES VOLUMES des déversements  
Le 15 février 2016

## 2.0 ANALYSE DE LA FRÉQUENCE ET DES VOLUMES DES DÉVERSEMENTS

### 2.1 VOLUMES DES DÉVERSEMENTS

L'examen de plus d'une décennie de données d'incidents de pipeline récents (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration [PHMSA], 2014) indique que la majorité des déversements de pipeline sont relativement petits, avec un volume de 4 barils ou moins dans 50 % des cas de déversement (**tableau 2-1**). Les volumes des déversements ont été de 50 barils ou moins dans près de 80 % des cas; de moins de 1 000 barils dans 95 % des cas et les déversements de 10 000 barils ou plus ne surviennent que dans 0,5 % des cas. Ces données démontrent que la majorité des déversements de pipeline sont relativement petits et les grands déversements de 10 000 barils ou plus sont extrêmement rares.

**Tableau 2-1 Distribution des volumes de déversement de pipeline**

Volume du déversement (baril)	% de déversements plus petits <sup>1</sup>
4	50 %
50	80 %
1 000	95 %
10 000	99,5 %

<sup>1</sup> Valeurs dérivées des données historiques des incidents de la PHMSA (2002 à 2013).

### 2.2 FRÉQUENCE DES DÉVERSEMENTS SPÉCIFIQUES AU SITE

Les bases de données sur les incidents de l'ONÉ et la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA)<sup>1</sup> ont été utilisées pour extraire les données sur la fréquence des incidents qui ont servi à la présente évaluation. D'autres bases de données existent pour les autres régions du monde, mais elles n'ont pas été jugées applicables à la présente évaluation.

Bien que l'utilisation exclusive de la base de données sur les accidents de l'ONÉ ait été envisagée, l'ensemble de données ne porte que sur 37 000 km de pipelines transportant des liquides. En comparaison, la base de données sur les accidents de la PHMSA porte sur plus de 320 000 km de pipelines transportant des liquides; elle a donc une meilleure fiabilité statistique. De plus, l'ensemble de données de la PHMSA est plus exhaustif quant aux types de données recueillies, ce qui permet d'effectuer une analyse plus détaillée des facteurs de causalité.

Aux fins de la présente évaluation, on présume que les fréquences de défaillance des pipelines américains et canadiens seraient semblables puisque la réglementation et les normes de l'industrie sont comparables.

<sup>1</sup> Bases de données sur les incidents téléchargées en avril 2014.



## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

ANALYSE DE LA Fréquence ET DES VOLUMES des déversements  
Le 15 février 2016

Par conséquent, les statistiques de l'ONÉ ont été intégrées à la base de données de la PHMSA afin de créer une base de données sur les accidents plus étendue, mais toujours applicable (ci-après « base de données combinée sur les accidents »).

De nombreux pipelines construits dans les années 1930 et auparavant sont toujours utilisés aujourd'hui. Comme la majorité des pipelines américains ont été construits dans la période prémoderne, ces fréquences de référence reflètent les taux d'accidents associés aux méthodes de conception et de construction de pipelines antérieures qui ne sont pas conformes aux exigences réglementaires ou aux pratiques exemplaires de gestion actuelles. Par conséquent, le calcul de la fréquence des déversements basé sur l'inclusion de pipelines plus anciens est conservateur et devrait surestimer la probabilité d'un déversement pour le projet.

La statistique de la fréquence d'incident du projet est de 0,00034 incident/km\*année. En se basant sur cette statistique, le point de franchissement de la rivière des Outaouais a été évalué afin de déterminer les fréquences de déversements de différents volumes. Les résultats sont présentés au **tableau 2-2**.

**Tableau 2-2 Intervalle d'occurrence par volume de déversement**

Description du tronçon	Distance (km) <sup>1</sup>	Intervalle d'occurrence (années) par volume de déversement			
		4 barils	50 barils	1 000 barils	10 000 barils
Franchissement de la rivière des Outaouais	0,802	7 375	18 475	73 745	737 475

<sup>1</sup> La longueur du franchissement comprend la largeur de la rivière (472 m), ainsi qu'une distance tampon supplémentaire pour tenir compte de l'écoulement de surface.

Comme il est mentionné à la section 2.1, Volumes des déversements, la majorité des déversements sont de 4 barils ou moins. L'intervalle d'occurrence pour un déversement de ce volume se produisant au point de franchissement de la rivière des Outaouais est d'environ une fois tous les 7 375 ans. La probabilité d'un déversement important (10 000 barils) survenant dans ce secteur est extrêmement faible, avec un intervalle d'occurrence de 737 475 ans. Ces volumes de déversement comprennent plus de 99,5 % des incidents de pipeline et offrent par conséquent une plage raisonnable de volumes de déversement potentiels.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Propriétés et caractéristiques du pétrole brut  
Le 15 février 2016

### 3.0 PROPRIÉTÉS ET CARACTÉRISTIQUES DU PÉTROLE BRUT

Divers pétroles bruts seraient transportés dans le cadre du projet. On peut les classer en trois catégories de caractéristiques générales : pétrole brut léger, pétrole brut synthétique et bitume dilué. D'après les renseignements provenant de transporteurs potentiels, Énergie Est a défini trois pétroles bruts représentatifs de ces catégories : le pétrole brut de la région de Bakken, le mélange synthétique Husky et le pétrole Western Canadian Select, respectivement.

#### 3.1 BRUT LÉGER (PÉTROLE BRUT BAKKEN)

Le pétrole brut de la région de Bakken se caractérise par sa grande proportion d'hydrocarbures légers, et quelques constituants lourds. Le pétrole brut Bakken a aussi une faible teneur en soufre, raison pour laquelle il est classé comme un pétrole brut non corrosif. Il est le plus léger des pétroles bruts représentatifs qui pourraient être transportés dans le cadre du projet.

Le pétrole brut Bakken a une densité API (American Petroleum Institute) de 42,1, ce qui signifie que le pétrole brut flottera sur l'eau (Royal Society of Canada, 2015). Il contient une fraction bien plus petite de composés moléculaires lourds que d'autres pétroles bruts à valeur API plus faible. Les pétroles à faible viscosité, comme le pétrole brut Bakken, forment des pellicules fines à la surface de l'eau qui les exposent davantage à l'environnement, intensifiant les processus d'altération, comme l'évaporation, la dispersion et la photodégradation. Comme d'autres pétroles bruts, le pétrole brut Bakken formera des émulsions avec l'eau, mais ces émulsions seront moins stables qu'avec les pétroles bruts lourds. Par conséquent, les émulsions seront transitoires et reviendront à la surface de l'eau peu de temps après leur formation.

Comparativement aux autres pétroles bruts représentatifs, le pétrole brut Bakken contient une forte proportion d'alcanes à chaînes droites et de benzène, de toluène, d'éthylbenzène et de xylènes (BTEX), ce qui est souhaitable pour la production de carburants à base de pétrole, mais qui peut causer des effets nocifs pour l'environnement en cas de déversement.

#### 3.2 PÉTROLE BRUT SYNTHÉTIQUE (MÉLANGE SYNTHÉTIQUE HUSKY)

Le bitume peut être partiellement raffiné (c.-à-d. valorisé) pour créer un pétrole brut synthétique, un processus qui élimine un grand nombre de composés moléculaires lourds présents dans le bitume (p. ex. les asphaltènes). Le pétrole brut synthétique est comparable aux pétroles bruts conventionnels mi-lourds. Le pétrole brut synthétique représentatif, mélange synthétique Husky ou HSB, a une densité API de 31,7, ce qui signifie qu'il flotte sur l'eau (Crude Monitor, 2016).

Les processus environnementaux (p. ex. la dispersion, l'évaporation et l'émulsification) seront intermédiaires par rapport aux pétroles Bakken et Western Canadian Select. En raison de ses caractéristiques intermédiaires, les effets sur l'environnement du pétrole brut synthétique seront également intermédiaires en comparaison avec les deux autres pétroles bruts représentatifs.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Propriétés et caractéristiques du pétrole brut  
Le 15 février 2016

### 3.3 BITUME DILUÉ (WESTERN CANADIAN SELECT)

Le pétrole extrait des sables bitumineux de l'Alberta s'appelle le bitume. Il est très visqueux et a la consistance du beurre d'arachide. Pour que le bitume puisse être transporté par pipeline, il doit être mélangé à un diluant<sup>2</sup> (c.-à-d. un hydrocarbure plus léger, comme un condensat ou un pétrole brut synthétique) et transporté sous forme de mélange de pétrole brut lourd appelé bitume dilué. La composition précise du bitume dilué sera déterminée par les expéditeurs et est considérée comme des renseignements commerciaux, mais il existe des bases de données accessibles au grand public qui fournissent des renseignements sur les caractéristiques essentielles de ces pétroles (p. ex., Crude Monitor, 2016; Environnement Canada, 2008). La comparaison des propriétés physiques et chimiques démontre que le bitume dilué est similaire à d'autres pétroles bruts lourds d'origine naturelle provenant de différents endroits dans le monde, comme certaines parties de la Californie, le Venezuela, le Nigeria et la Russie.

Comparé aux pétroles bruts plus légers, le pétrole Western Canadian Select contient une plus grande proportion de composés de poids moléculaires élevés comme les asphaltènes. Le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et les xylènes sont des hydrocarbures pétroliers légers qui sont hautement volatils et relativement solubles dans l'eau. Les hydrocarbures pétroliers de poids moléculaires élevés sont beaucoup moins solubles et plus persistants dans l'environnement.

Comme d'autres pétroles bruts, le pétrole Western Canadian Select<sup>3</sup> a une densité API de 20,9, ce qui signifie qu'il flotte sur l'eau. Étant donné qu'il est plus visqueux que les pétroles bruts synthétiques ou bruts légers, il se répand sur le sol et à la surface de l'eau à un rythme plus lent, réduisant la surface de contamination pour une période donnée. En raison de la plus grande proportion de composés moléculaires lourds, les émulsions de pétrole Western Canadian Select devraient être plus stables et persister plus longtemps dans l'environnement que les émulsions formées par les pétroles bruts plus légers. Les effets toxicologiques attribuables aux composés BTEX seraient moins importants que ceux observés pour le pétrole brut Bakken par unité volumétrique. Le pétrole Western Canadian Select aurait une plus grande persistance environnementale que le pétrole brut Bakken ou que le mélange synthétique Husky en raison d'une fraction plus importante d'hydrocarbures pétroliers de poids moléculaires plus élevés, bien que ces composés présentent une faible biodisponibilité.

### 3.4 SOMMAIRE DES CARACTÉRISTIQUES DES PÉTROLES BRUTS

Un sommaire des propriétés physiques et chimiques utilisées dans le modèle de comportement et de transport dans la rivière des Outaouais est présenté dans le **tableau 3-1**.

---

<sup>2</sup> Le diluant est composé d'une gamme d'hydrocarbures légers qui présentent des pourcentages de BTEX relativement élevés par volume. Il s'agit de la principale source de BTEX et d'autres constituants légers dans le bitume dilué.

<sup>3</sup> Le pétrole Western Canadian Select a une densité API d'environ 20,9. En général, les pétroles bruts ayant une densité API supérieure à 10 flotteront sur l'eau, alors que les pétroles ayant une densité inférieure à 10 auront plus tendance à s'enfoncer dans les environnements aquatiques.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Propriétés et caractéristiques du pétrole brut  
Le 15 février 2016

**Tableau 3-1 Propriétés physiques et chimiques des pétroles bruts représentatifs**

<b>Paramètre physique</b>	<b>Pétrole brut Bakken</b>	<b>Pétrole mélange synthétique Husky</b>	<b>Pétrole Western Canadian Select</b>
Type de pétrole brut	Brut léger classique	Brut synthétique	Bitume dilué
Tension superficielle (dyne/cm)	27,3	27,7	30,1
Point d'écoulement (degrés Celsius [°C])	-55,0	-42,0	-33,0
Densité API	42,1	31,7	20,9
Densité (g/cm <sup>3</sup> )	0,8165 à 16 °C	0,8691 à 15 °C	0,9258 à 15 °C
Viscosité (cp)	2,7 à 15 °C	4,5 à 38 °C	63,0 à 38 °C
BTEX (% de pétrole entier)	1,01	0,57	0,76

La chimie des contaminants des hydrocarbures est habituellement indiquée comme la concentration totale de BTEX. Aux fins de la présente étude, les BTEX ont été considérés ensemble comme un composant unique du pétrole.

### 4.0 DEVENIR ENVIRONNEMENTAL ET COMPORTEMENT DANS L'EAU

Le devenir environnemental du pétrole brut est dicté par de nombreux facteurs et sa persistance varie selon les conditions particulières du site. Les processus environnementaux qui ont une incidence sur le devenir et le comportement du pétrole brut décrits dans les sections suivantes ne tiennent compte d'aucune intervention d'urgence. La rapidité et l'efficacité du nettoyage réduiraient la durée et le volume de pétrole dans l'environnement, ce qui modifierait grandement le devenir environnemental et le comportement. En l'absence d'une intervention d'urgence, les principaux facteurs affectant le devenir environnemental du pétrole brut comprennent :

- le volume du déversement;
- le type de pétrole brut;
- le taux de dispersion du pétrole brut;
- le terrain;
- le milieu récepteur;
- les conditions météorologiques.

À la suite d'un déversement, l'environnement physique conditionne en grande partie le devenir environnemental et la persistance de la matière déversée. Le devenir, le transport et les principaux processus de dégradation du pétrole brut déversé dans l'eau sont présentés ci-dessous.

#### 4.1 PROCESSUS DU DEVENIR ENVIRONNEMENTAL

S'il est déversé dans l'eau, le pétrole brut flottera à la surface de l'eau. Si le pétrole brut est laissé à la surface de l'eau pendant une longue période, certains constituants du pétrole s'évaporeront, d'autres fractions seront dissoutes et éventuellement, certaines matières pourraient s'enfoncer dans le cours d'eau par sédimentation. Voici un sommaire des principaux processus qui s'opèrent durant la dispersion et la dégradation du pétrole brut.

- Facteurs physiques La mobilité du pétrole brut dans l'eau augmente avec le vent, la vitesse du courant et l'augmentation de la température. La plupart des pétroles bruts se déplacent à la surface de l'eau à une vitesse de 100 à 300 m l'heure (Ramade, 1978). En présence de glace en surface, le taux de dispersion du pétrole sur un cours d'eau sera considérablement réduit. Les effets du pétrole brut dans les cours d'eau en écoulement libre ont tendance à être transitoires, contrairement aux cours d'eau stagnants où le pétrole brut aurait une plus longue durée de séjour, sans égard au nettoyage. Bien que l'amincissement, la dispersion et le transport en aval diminueront en intensité sur un site donné, le pétrole brut déversé dans des eaux en écoulement libre tend à se déplacer sur des distances beaucoup plus grandes. La dispersion et l'amincissement du pétrole brut déversé dans l'eau augmentent également la surface de la nappe,

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Devenir environnemental et comportement dans l'eau  
Le 15 février 2016

intensifiant ainsi les processus qui dépendent de l'étendue comme l'évaporation, la dégradation et la dissolution.

- Dissolution La dissolution du pétrole brut dans l'eau n'est pas un véritable processus contrôlant le devenir du pétrole brut dans l'environnement, car la majorité des composants des pétroles sont relativement insolubles (Neff et Anderson, 1981). De plus, l'évaporation tend à dominer la réduction du pétrole brut avec la dissolution qui se produit lentement avec le temps. La solubilité globale des pétroles bruts a tendance à être inférieure à celle de leurs constituants, car la solubilité est limitée au fractionnement à l'interface entre le pétrole et l'eau et les composants individuels sont souvent plus solubles dans le pétrole que dans l'eau et demeurent donc prioritairement dans le pétrole. Néanmoins, la dissolution est un des principaux processus ayant une incidence sur les effets toxiques d'un déversement, particulièrement dans les cours d'eau confinés. La dissolution augmente avec la diminution du poids moléculaire, l'augmentation de la température, la diminution de la salinité et l'augmentation des concentrations de matière organique dissoutes. Une photodégradation plus importante a également tendance à intensifier la solubilité du pétrole brut dans l'eau.
- Sorption Dans l'eau, les hydrocarbures de poids moléculaires élevés se lient aux particules en suspension. Ce processus peut être particulièrement important dans des eaux d'une turbidité élevée ou eutrophiques. Les particules organiques (p. ex. le matériel biogénique) dans le sol ou en suspension dans l'eau ont tendance à être plus efficaces pour absorber les pétroles que les particules inorganiques (p. ex. les argiles). Les processus de sorption et de sédimentation réduisent la quantité d'hydrocarbures lourds présents dans la colonne d'eau et disponibles pour les organismes marins. Cependant, ces processus rendent également les hydrocarbures moins sensibles à la dégradation. Le pétrole sédimenté a tendance à être persistant et peut avoir des effets sur les rivages et les sédiments benthiques.
- Évaporation. Avec le temps, l'évaporation est le principal mécanisme de perte des constituants de poids moléculaires peu élevés et des produits des pétroles légers. À mesure que les composants plus légers s'évaporent, le pétrole brut résiduel devient plus dense et plus visqueux. L'évaporation tend à réduire la toxicité du pétrole brut, mais augmente sa persistance. Au cours d'essais de terrain, la seule évaporation du pétrole brut a représenté une réduction de près de 50 % du volume sur une période de 12 jours, et le pétrole restant pouvait toujours flotter à la surface de l'eau (Shiu *et al.*, 1988). L'évaporation augmente avec une plus grande dispersion d'une nappe, l'augmentation de la température et l'action accrue du vent et des vagues. L'évaporation est également un processus important du devenir environnemental des constituants BTEX dans la colonne d'eau.
- Photodégradation La photodégradation du pétrole brut dans les systèmes aquatiques augmente avec une plus grande intensité solaire. Elle peut représenter un facteur important pour limiter l'étendue d'une nappe, particulièrement des constituants de pétrole plus légers, mais elle sera moins importante durant les journées nuageuses et les mois d'hiver. La toxicité et la solubilité des constituants photodégradés du pétrole brut peuvent varier à mesure que les processus de photodégradation modifient la structure chimique des composés d'hydrocarbure. Une

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Devenir environnemental et comportement dans l'eau  
Le 15 février 2016

photodégradation importante, comme la dissolution, peut augmenter les effets biologiques d'un déversement.

- **Biodégradation** Immédiatement après un déversement de pétrole brut, la biodégradation naturelle du pétrole brut n'aura pas tendance à être un processus important affectant le devenir du pétrole brut dans les environnements qui n'ont jamais été exposés au pétrole. De plus, les concentrations élevées les plus près de la source peuvent causer une toxicité localisée pour les micro-organismes responsables de la biodégradation. Avec le temps, les populations microbiennes naturelles se rétabliront et se multiplieront en utilisant les hydrocarbures comme source d'énergie. Une fois ces populations établies, la biodégradation peut se produire à des rythmes appréciables. Les constituants de poids moléculaires élevés ont tendance à être résistants à la biodégradation. La biodégradation exige des nutriments et de l'oxygène et pourrait ne pas se produire dans les systèmes aquatiques pauvres en nutriments. Elle peut également épuiser les réserves d'oxygène des plans d'eau fermés, causant des effets secondaires nuisibles pour les organismes aquatiques.

### 4.2 COMPORTEMENT ENVIRONNEMENTAL DU PÉTROLE BRUT

#### 4.2.1 Dispersion du pétrole brut

Bien que le pétrole brut ne se dissolve pas dans l'eau de la même façon que le sel, par exemple, les eaux tumultueuses peuvent entraîner de petites gouttelettes de pétrole dans la colonne d'eau. Les données expérimentales suggèrent que la taille maximale de ces gouttelettes est d'environ 70 microns (micromètres) (Delvigne et Sweeney, 1988). Si les gouttelettes sont suffisamment petites, la turbulence naturelle dans l'eau empêchera le pétrole de refaire surface, tout comme la turbulence dans l'air maintient les petites particules de poussière en suspension (National Oceanographic and Atmospheric Administration [NOAA], 2013). Ce processus s'appelle la dispersion. Les conditions environnementales régissent l'importance de la dispersion. Dans les cas de déversement de pétrole dans l'eau durant un orage, la dispersion peut s'avérer le principal mécanisme d'enlèvement de la nappe. Durant les orages, la plus grande partie du pétrole peut être dispersée dans la colonne d'eau. Dans les cas de déversement dans des conditions climatiques plus normales, la dispersion est habituellement nominale et l'évaporation est le principal processus ayant une incidence sur le devenir environnemental (NOAA, 2013).

La dispersion induite chimiquement peut être considérée comme une méthode appropriée pour nettoyer des déversements de grands volumes de pétrole brut, particulièrement ceux qui se produisent dans de grands plans d'eau. Dans certains cas, les dispersants chimiques sont utilisés comme une composante du nettoyage pour améliorer la dispersion, car ils facilitent les processus naturels d'altération, comme la biodégradation et l'oxydation, réduisant ainsi l'exposition des organismes aquatiques à des concentrations élevées de pétrole. La décision d'utiliser des dispersants chimiques doit être coordonnée avec les organismes concernés.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Devenir environnemental et comportement dans l'eau  
Le 15 février 2016

### 4.2.2 Submersion du pétrole brut

Le bitume dilué, le pétrole brut synthétique et d'autres pétroles bruts qui seraient transportés par le projet ont tous des densités API supérieures à 10 et par conséquent, initialement, ils flotteront à la surface de l'eau. Tous les pétroles bruts s'altèrent (c.-à-d. que les hydrocarbures légers s'évaporent) quand ils sont exposés à l'environnement. Avec le temps, le pétrole brut résiduel devient plus dense à mesure que la proportion d'hydrocarbures légers diminue. Finalement, ce processus peut se terminer par l'enfoncement du pétrole altéré résiduel, surtout s'il est combiné à de l'eau tumultueuse. Ce processus d'altération n'est pas spécifique au bitume dilué et se produit avec tous les types de pétrole brut, sans égard à leur origine (Rymell, 2009).

Les conditions environnementales, y compris la température et la salinité de l'eau, peuvent également se répercuter sur le comportement du pétrole brut dans un environnement aquatique. Comme la viscosité du pétrole brut s'accroît à mesure que la température baisse, le pétrole brut est plus susceptible de former des globules solides et de se disperser de façon moins importante à basse température. Les fluctuations de température modifient également la densité puisque des températures plus élevées sont associées à des densités de pétrole brut plus faibles. Plusieurs déversements ont démontré que les fluctuations de température peuvent avoir des effets importants sur le comportement du pétrole brut. Dans le cas du déversement du Morris J. Berman survenu en 1994 au large des côtes de Porto Rico, on a signalé que le pétrole brut s'enfonçait sous l'eau quand les températures baissaient et qu'il remontait en surface en après-midi quand le soleil réchauffait le pétrole brut déversé (Rymell, 2009).

Des déversements récents ayant entraîné des quantités importantes de pétrole brut submergé, comme le déversement de la ligne 6B du pipeline d'Enbridge dans la rivière Kalamazoo en 2010, ont permis aux équipes d'intervention d'urgence de mettre à l'essai et d'améliorer les techniques de récupération du pétrole submergé. De nombreuses techniques conventionnelles et non conventionnelles se sont avérées assez efficaces, notamment :

- Les filets : des filets spécialisés peuvent être utilisés pour confiner les globules submergés de pétrole brut altéré durant leur migration en aval ou avec le courant.
- Les barrages de fond : ces barrages sont dotés d'un ballast lourd qui crée une barrière étanche au fond du cours d'eau et d'une chambre flottante qui se prolonge vers la surface de l'eau. Ces barrages peuvent être très efficaces pour confiner le pétrole submergé.
- Les digues : des vannes de fond et autres digues peuvent être installées au fond d'un cours d'eau pour confiner le pétrole durant sa migration en aval ou avec le courant. Les vannes de fond peuvent être fabriquées en utilisant de l'équipement d'intervention standard (c.-à-d. des sacs de sable, des pelles, des tuyaux de polychlorure de vinyle [PVC], etc.).
- Le dragage : des techniques de dragage éprouvées peuvent être extrêmement efficaces pour récupérer les pétroles submergés et ont été utilisées avec succès à la suite de déversements de pétrole brut de haute densité.
- La récupération manuelle : le pétrole submergé a tendance à s'accumuler dans les dépressions et dans les zones de faible débit où il peut être récupéré manuellement. Les techniques de



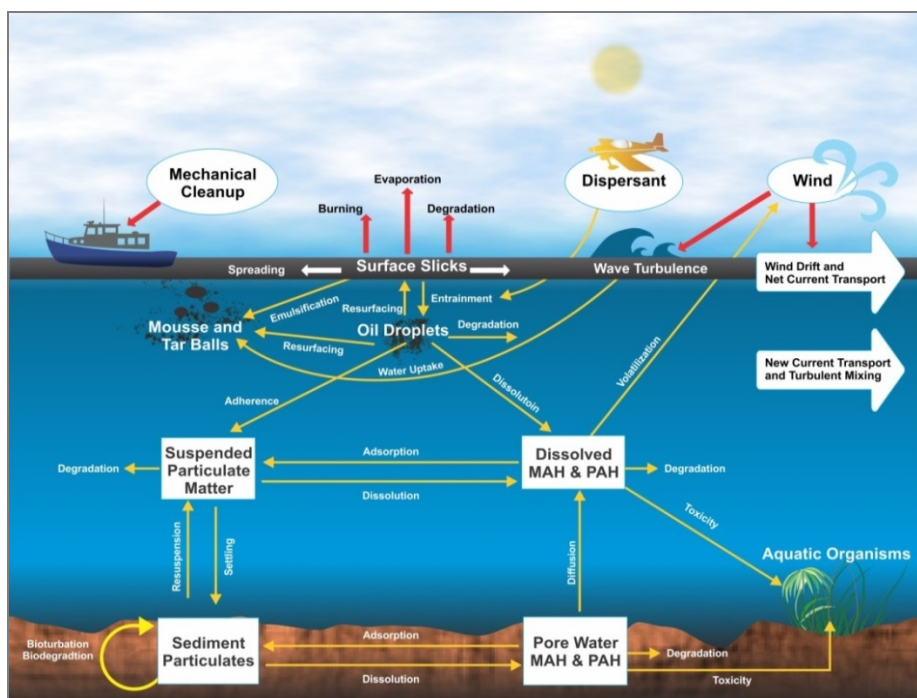
## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Devenir environnemental et comportement dans l'eau  
Le 15 février 2016

récupération manuelle (p. ex., l'aspiration) sont éprouvées et peuvent être utilisées simplement au moyen d'équipement d'intervention standard.

- L'injection d'air : le pétrole submergé peut être remonté en surface et récupéré par injection d'air d'une façon similaire aux techniques d'extraction des vapeurs du sol utilisées pour la réhabilitation des sols contaminés.

Un sommaire des processus de transport et du devenir environnemental analysés dans le présent rapport est présenté dans les **figures 4-1** et **4-2**.



**Figure 4-1**    **Processus du devenir environnemental du pétrole dans l'eau libre**

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Devenir environnemental et comportement dans l'eau  
Le 15 février 2016

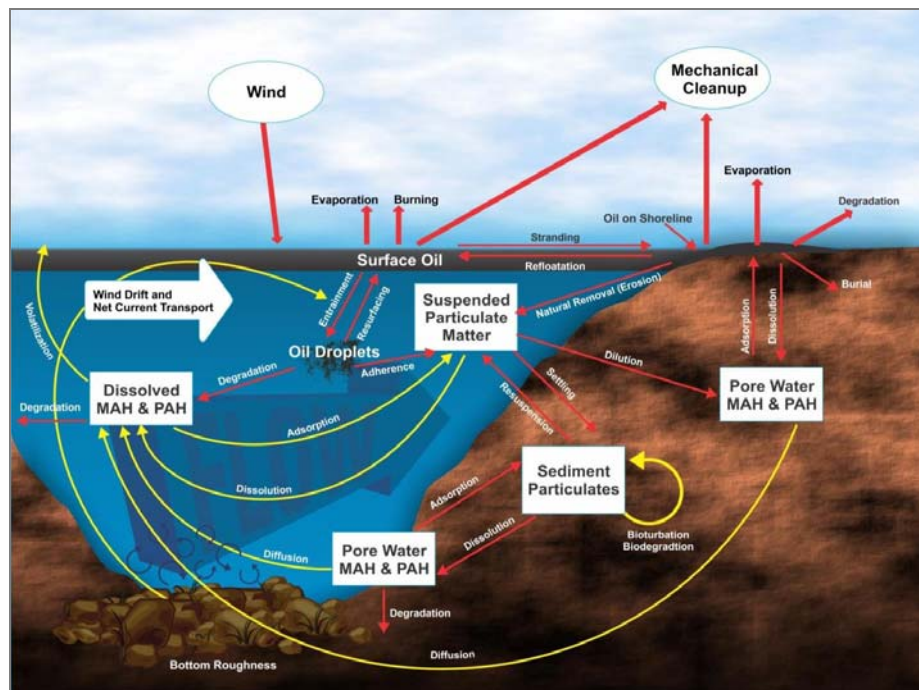


Figure 4-2 Processus du devenir environnemental du pétrole près des rives

### 4.3 DEVENIR ENVIRONNEMENTAL ET COMPORTEMENT DURANT L'HIVER

Durant l'hiver, les plans d'eau peuvent être recouverts de glace et possiblement de neige, et la surface du sol peut être partiellement ou complètement recouverte de neige. La dispersion du pétrole déversé sur le sol serait habituellement ralentie, sans être nécessairement arrêtée par la couverture neigeuse. Selon l'épaisseur de la couverture neigeuse, la température et le volume du produit déversé, le déversement peut atteindre la végétation dormante ou les terres humides, les étangs et les lacs sous-jacents. De la même façon, les déversements à la surface dans les rivières et les ruisseaux à écoulement libre seraient habituellement confinés en surface par la neige et la glace recouvrant le plan d'eau, en comparaison avec les saisons où la couverture de neige et de glace est peu importante ou inexistante. Les déversements sous la glace dans les ruisseaux, les rivières et les lacs devraient se disperser lentement étant donné que les courants sont habituellement lents en hiver et que les dépressions et les fissures dans la glace en surface agissent comme des points de confinement naturels (Dickens, 2011). Cependant, en raison de la neige et de la glace, les déversements qui se produisent en hiver peuvent être plus difficiles à détecter. Ils peuvent également être plus difficiles à confiner et à nettoyer après avoir été détectés.

Durant l'hiver, une épaisse couche de glace se forme sur la rivière des Outaouais. Cette couche de glace emprisonnerait le pétrole déversé sous la surface de la rivière et éliminerait ou réduirait grandement l'évaporation du benzène et d'autres hydrocarbures légers. Par conséquent, durant la période des glaces, la perte par évaporation serait nominale et permettrait un contact prolongé entre le pétrole brut et la colonne d'eau. Toutefois, les ondulations naturelles à l'interface eau-glace emprisonneraient le produit et

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Devenir environnemental et comportement dans l'eau

Le 15 février 2016

diminueraient sa vitesse de dispersion, limitant ainsi le mouvement du pétrole vers l'aval. Aux endroits où le pétrole est en contact avec l'eau pendant des périodes prolongées (p. ex. des jours, voire des semaines), il existe un potentiel d'effets localisés sur les organismes en contact prolongé avec l'eau proche de la surface (p. ex. le phytoplancton).

Un déversement de pétrole dans la rivière des Outaouais durant l'englacement<sup>4</sup> ou la débâcle pourrait être difficile à confiner, à récupérer et à nettoyer. La glace pourrait ne pas être assez résistante pour soutenir les travailleurs ou l'équipement. Dans les rivières, le pétrole peut être transporté sur plusieurs kilomètres sous la glace ou dans la glace fragmentée avant de pouvoir être confiné. Cependant, les conditions hivernales peuvent ralentir le transport du pétrole brut et, dans certains cas, faciliter l'intervention d'urgence, comme il est expliqué en détail à la section 6.2.3.2, Conditions hivernales.

---

<sup>4</sup> L'englacement est la période de transition à l'automne pendant laquelle les lacs et les rivières commencent à geler.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

### 5.0 MODÈLE DE TRANSPORT EN AVAL

Des simulations de modèle de trajectoire et du devenir du pétrole brut déversé d'un pipeline franchissant la rivière des Outaouais ont été effectuées afin de fournir des prévisions de l'heure de première arrivée minimale du pétrole brut et des constituants du pétrole (c.-à-d. le BTEX) à 21 endroits en aval. Le modèle de trajectoire et du devenir environnemental SIMAP de RPS ASA a été utilisé pour simuler des déversements de différentes tailles (4, 50, 1 000 et 10 000 barils) et de types de pétrole brut représentatifs (pétrole brut Bakken, mélange synthétique Husky et Western Canadian Select).

Le SIMAP est un modèle du devenir physique qui calcule le transport en aval du pétrole entier et des composants du pétrole. Le modèle SIMAP évalue les composants aromatiques de poids moléculaires moins élevés du pétrole en les divisant en groupes chimiques basés sur la volatilité, la solubilité et l'hydrophobicité. Le calcul de l'évaporation du modèle SIMAP est spécifique à chaque composant du pétrole. Les trois composants aromatiques se dissolvent dans l'eau et sont évalués séparément dans les calculs de l'évaporation et de la dissolution. Les groupes chimiques modélisés sont les suivants :

- hydrocarbures aromatiques monocycliques : BTEX et benzènes substitués;
- hydrocarbures aromatiques polycycliques bicycliques (HAP; naphtalènes);
- hydrocarbures aromatiques polycycliques tricycliques;
- aliphatiques volatils;
- aliphatiques semi-volatils;
- aliphatiques de faible volatilité; et
- fraction résiduelle (aromatiques et aliphatiques).

La fraction résiduelle du modèle est formée des composés non volatils et insolubles qui demeurent dans le « pétrole entier » qui se propage et qui peut être transporté sur la surface de l'eau, peut s'échouer sur le rivage et peut se disperser dans la colonne d'eau sous la forme de gouttelettes de pétrole, ou peut être submergé ou demeurer à la surface sous la forme de boules de goudron, selon leur densité. Il s'agit de la fraction qui compose le pétrole noir, les émulsions eau dans l'huile et l'irisation.

#### 5.1 EMPLACEMENTS DES TRANSECTS

Les prévisions de l'heure de première arrivée minimale du pétrole brut et des composés BTEX ont été fournies pour 21 transects le long de la rivière des Outaouais, de la rivière des Mille-Îles, de la rivière des Prairies et du fleuve Saint-Laurent, comme le présente la **figure 5-1**.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

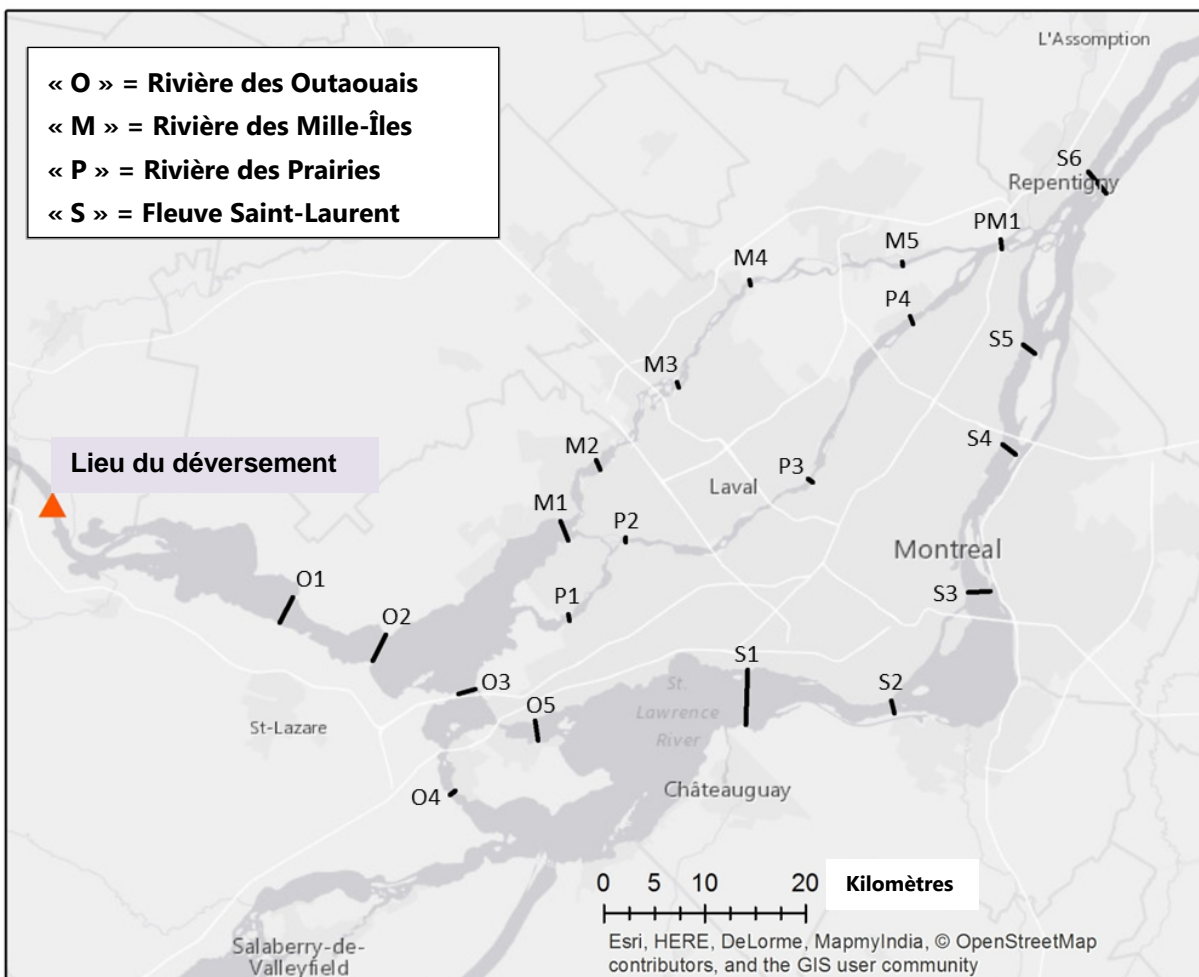


Figure 5-1 Emplacements des transects

### 5.2 SCÉNARIOS DE DÉVERSEMENT

Les scénarios de déversement modélisés intégraient les trois types de pétrole brut et quatre volumes de déversement spécifiés afin de couvrir toute la plage raisonnable de déversements possible au point de franchissement de la rivière des Outaouais. De plus, la variabilité du débit de la rivière qui se produit tout au long de l'année exige qu'une plage de conditions de débit soit intégrée afin de tenir compte de toutes les possibilités de transport en aval du pétrole déversé. La combinaison des trois types de pétrole, des quatre volumes de déversement et de trois conditions de débit de la rivière a permis d'obtenir 36 scénarios de déversement possibles. Afin d'obtenir la plage potentielle des heures d'arrivée, un sous-ensemble des 36 scénarios a été choisi et modélisé par la suite. Les déversements de pétrole brut Bakken ont été inclus dans les scénarios modélisés pour toute la plage de volumes et de conditions de débit. Les deux autres pétroles bruts sont similaires entre eux, mais différents du pétrole brut Bakken du fait qu'ils présentent une densité et une viscosité plus élevées et ont tendance à former d'épaisses nappes de surface et adhèrent plus facilement aux rivages. Par conséquent, ils seraient transportés plus lentement et

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

atteindraient les emplacements des transects en plus faibles volumes que le pétrole brut Bakken. Un total de 22 scénarios de déversement ont été choisis afin d'évaluer toute la plage des temps de transport possibles, y compris les petits déversements dans des conditions de débit faible jusqu'aux déversements de grand volume durant les crues du printemps. Le **tableau 5-1** présente les 22 scénarios de déversement modélisés.

**Tableau 5-1 Scénarios de déversement modélisés**

Condition de débit de la rivière	Type de pétrole	4 barils	50 barils	1 000 barils	10 000 barils
Débit faible (septembre)	Bakken	x	x	x	x
	HSB	x	x		
	WCS			x	x
Débit moyen (juin)	Bakken			x	x
	HSB			x	x
	WCS	x	x		
Débit élevé (avril)	Bakken	x	x	x	x
	HSB	x	x		
	WCS			x	x

Bakken = Pétrole brut Bakken; HSB = Husky Synthetic Blend (mélange synthétique Husky); WCS = Western Canadian Select.

### 5.3 APPROCHE DE MODÉLISATION

#### 5.3.1 Modèle hydrodynamique

Le système de modèle de déversement de pétrole SIMAP a été utilisé afin de déterminer le transport et le devenir des déversements dans la rivière des Outaouais au site de franchissement du pipeline et d'établir le temps de transport minimal jusqu'aux emplacements des transects en aval dans la région de Montréal. Les résultats de l'analyse fournissent l'heure de la première arrivée du pétrole.

##### 5.3.1.1 Processus de transport du pétrole

###### Vents

Les vents soufflant à la surface de l'eau se joignent aux courants pour transporter les nappes en surface. Le pétrole en surface est transporté par le vent dans la direction du vent à une vitesse équivalant à 3,5 % de la vitesse du vent (Sajjadi *et al.*, 1999). L'action éolienne cause l'accumulation du pétrole le long des rivages et dans certains cas, un vent persistant peut retenir le pétrole sur le rivage pendant de longues périodes. La vitesse et la direction du vent sont très variables dans la région de Montréal. Un déversement peut survenir dans des conditions sans vent ou durant un orage accompagné de vents violents qui peuvent stopper le transport du pétrole en surface par les courants de la rivière. Afin de calculer les concentrations d'hydrocarbures dans l'eau découlant d'un transport en aval maximal des déversements, le facteur vent n'a pas été appliqué dans les scénarios de déversements simulés.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

### Hydrodynamique

Les données hydrodynamiques définissant la vitesse et la direction du courant dans le domaine des déversements de pétrole constituaient des données requises pour le modèle de déversement de pétrole. Un modèle hydrodynamique (BFHYDRO) a été utilisé pour prévoir les courants. Le modèle hydrodynamique comprenait la rivière des Outaouais en amont du site du déversement, le fleuve Saint-Laurent au nord du lac Saint-François, la rivière des Mille-Îles et la rivière des Prairies. Les courants dans cette région sont dominés par l'apport d'eau douce, les changements d'élévation le long des chenaux de la rivière et la configuration transversale du cours d'eau. Le système est constitué d'une série de chenaux et de lacs; il comprend de nombreuses zones de rapides, de chutes et d'installations hydroélectriques. La rivière coule dans la région de Montréal à partir de la rivière des Outaouais à l'ouest et du Saint-Laurent au sud-ouest. Le volume dans le fleuve Saint-Laurent est de deux à six fois supérieur à celui de la rivière des Outaouais à la confluence de ces deux cours d'eau, selon la saison. Le volume de la rivière qui atteint le fleuve Saint-Laurent est contrôlé par la régularisation des niveaux d'eau dans le lac Ontario. Ce débit contrôlé permet l'arrivée d'un volume relativement constant dans le fleuve Saint-Laurent tout au long de l'année. Le volume de la rivière des Outaouais varie en réaction aux changements saisonniers, comme une rivière naturelle (non contrôlée). La rivière des Outaouais se jette dans le lac des Deux Montagnes, où la vitesse du courant est faible. À partir du lac des Deux Montagnes, un bras de la rivière des Outaouais coule vers l'est et se jette dans le lac Saint-Louis, un autre plan d'eau à faible débit, et l'autre partie de la rivière des Outaouais se jette dans la rivière des Prairies et la rivière des Mille-Îles.

Une grille de modèle hydrodynamique a été élaborée pour englober les tronçons de rivière à partir du point de franchissement du pipeline jusqu'aux chenaux en aval entourant Montréal où se trouvent de nombreuses prises d'eau potable. La grille du modèle a été générée afin de représenter la géométrie du chenal et a été conçue en utilisant le débit moyen de la rivière. Les données sur le débit moyen de la rivière ont été obtenues à partir des sites de mesure d'Environnement Canada suivants (Environnement Canada, 2012) :

- Fleuve Saint-Laurent à Cornwall (02MC002)
- Rivière des Outaouais au barrage de Carillon (02LB024)
- Rivière des Outaouais à la Terrasse-Vaudreuil (02OA107)
- Rivière des Outaouais à la marina de Sainte-Anne-de-Bellevue (02OA033)
- Rivière des Mille-Îles à Bois-des-Filion (02OA003)

Le débit mensuel moyen de la rivière à chaque lieu de mesure est présenté au **tableau 5-2**. Notez que la station 02OA003 n'a pas été utilisée pour concevoir le modèle. On l'a plutôt évaluée afin de comprendre la division du débit entre les rivières de la région. Le modèle a été établi à l'aide des données sur le débit de la rivière des Outaouais, juste en amont du point de franchissement du pipeline et du fleuve Saint-Laurent, en amont de Montréal. Le modèle a également été conçu avec le débit approprié du lac des Deux Montagnes vers le fleuve Saint-Laurent par les deux branches de chaque côté de l'Île-Perrot.



## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

**Tableau 5-2 Sommaire du débit mensuel moyen de la rivière**

Mois	Rivière des Outaouais au barrage de Carillon (02LB024)	Fleuve Saint-Laurent à Cornwall (02MC002)	Rivière des Mille-Îles à Bois-des-Filion (02OA003)	Rivière des Outaouais à la Terrasse-Vaudreuil (02OA107)	Rivière des Outaouais à la marina de Sainte-Anne-de-Bellevue (02OA033)
Débit mensuel moyen (m <sup>3</sup> /s)					
Janvier	1 756	6 539	176	437	629
Février	1 759	6 876	167	417	584
Mars	2 022	7 198	207	475	655
Avril	3 510	7 405	482	836	1 026
Mai	3 141	7 713	462	707	865
Juin	2 004	7 858	264	346	558
Juillet	1 425	7 740	149	180	288
Août	1 201	7 627	88	142	217
Septembre	1 144	7 528	75	137	239
Octobre	1 460	7 376	119	230	364
Novembre	1 846	7 266	178	374	562
Décembre	1 897	7 068	187	391	586
Moyenne	1 938	7 370	214	451	629

Trois scénarios de modélisation hydrodynamique différents ont été simulés représentant les conditions de débit moyen, élevé et faible. Ces scénarios englobent une plage raisonnable de conditions de débit. Le scénario de débit moyen a été basé sur le débit annuel moyen et les débits faible et élevé ont été basés sur les mois représentatifs qui ont présenté un débit relativement faible (septembre) ou élevé (avril). Notez qu'en raison de l'absence de variabilité du débit du fleuve Saint-Laurent, les mois représentatifs de faible débit et de débit élevé ont été choisis en nous basant sur la saisonnalité de la rivière des Outaouais. Des instantanés des vitesses de courant associées aux conditions de débit moyen, faible et élevé sont présentés dans les **figures 5-2, 5-3 et 5-4**, respectivement. La vitesse du courant varie considérablement dans la région, avec des vitesses de pointe (>1 m par seconde [m/s]) à proximité du point de franchissement du pipeline et dans les sections étroites du fleuve Saint-Laurent. Le changement relatif de la vitesse du courant dans le fleuve Saint-Laurent pour les différentes « saisons » est peu élevé, car le fleuve connaît très peu de variation de son débit tout au long de l'année. Les taux de débit et les vitesses de courant des autres cours d'eau subissent des changements plus importants tout au long de l'année.



# ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

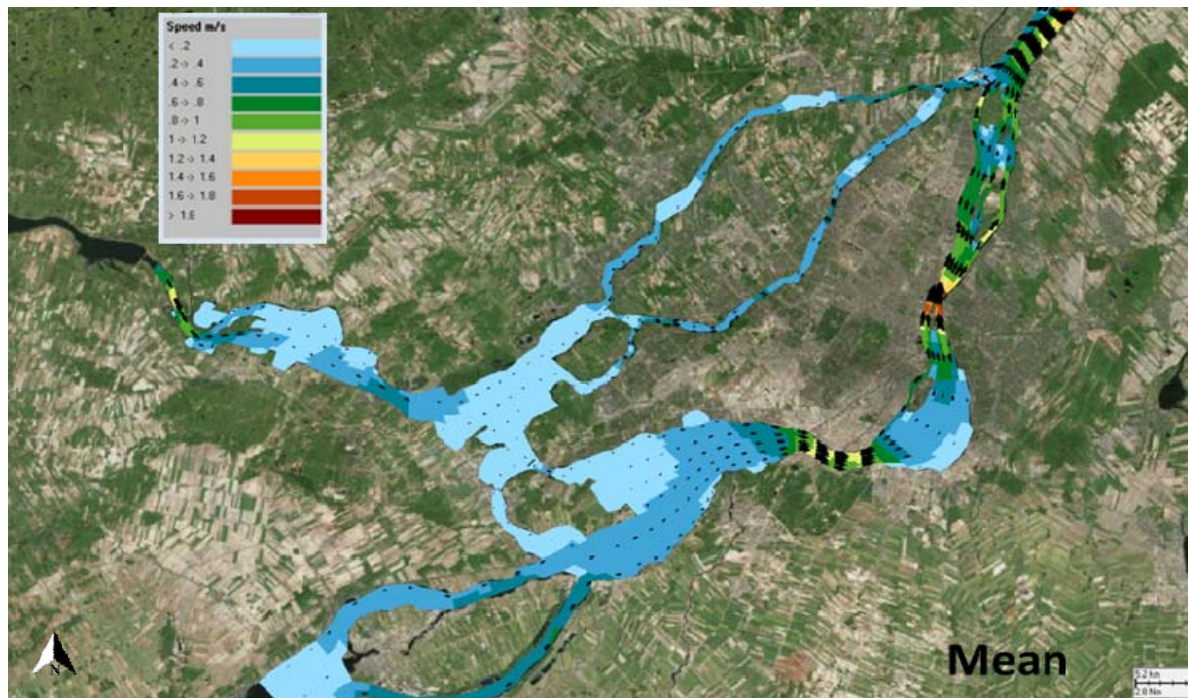
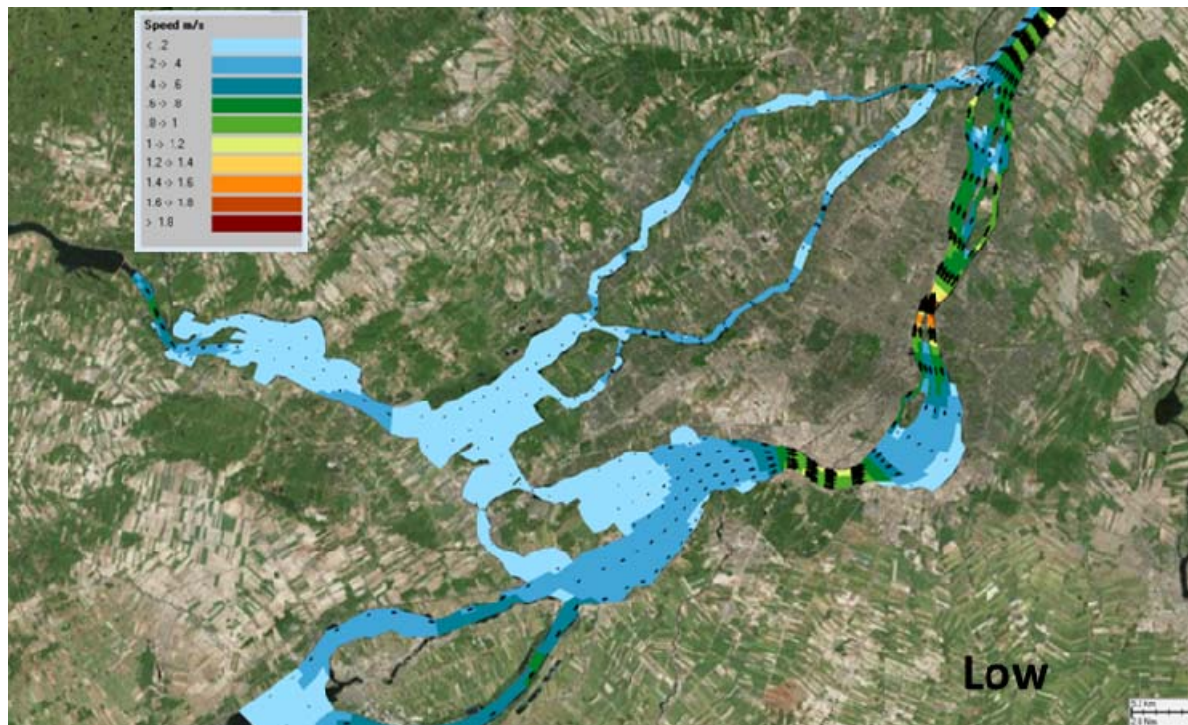


Figure 5-2 Vitesses moyennes des courants de décharge

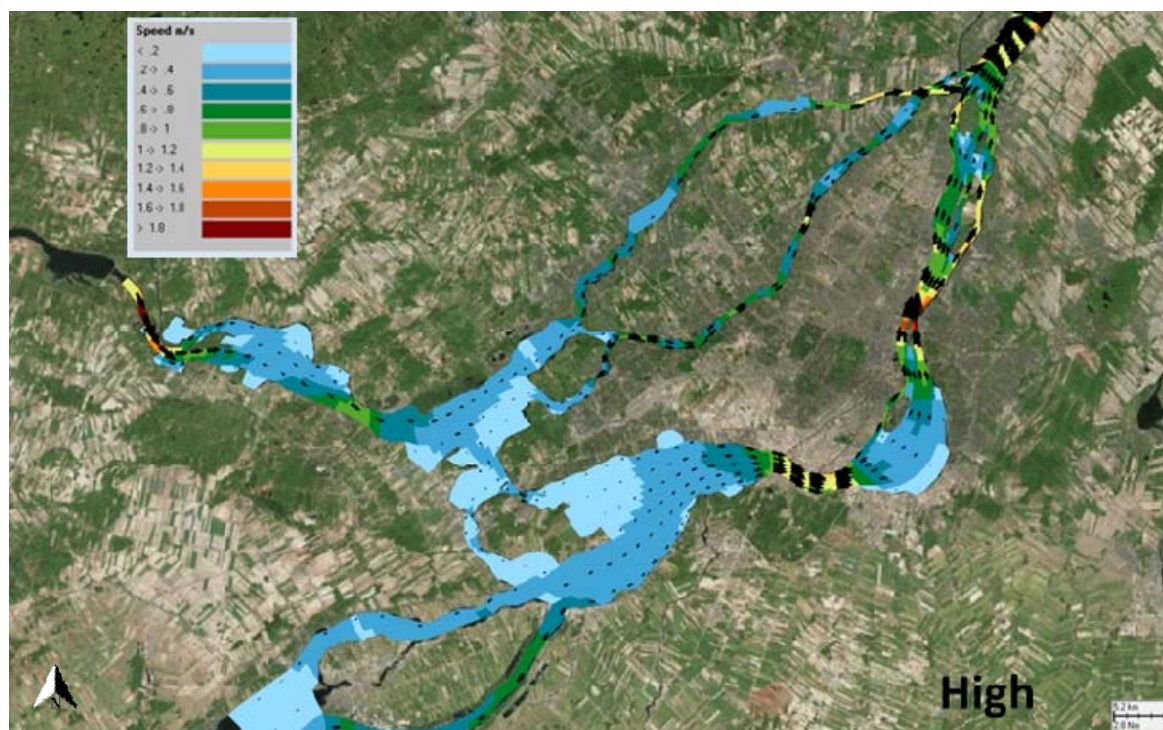




## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

**Figure 5-3 Vitesses basses des courants de décharge**



**Figure 5-4 Vitesses élevées des courants de décharge**

### 5.1 RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION

Le résultat du modèle SIMAP présente les trajectoires du pétrole en aval pour chacun des 22 scénarios de déversement modélisés. Le modèle calcule l'heure de la première arrivée pour chacun des 21 transects décrits dans la section 5.1, Emplacements des transects. Les valeurs pour l'heure de la première arrivée du pétrole sont présentées sous forme de tableau, avec un tableau pour chacun des trois cours d'eau. Chaque ligne des tableaux indique l'heure d'arrivée d'un scénario unique et en suivant la ligne, on s'aperçoit que les valeurs changent avec l'augmentation de la distance en aval. Les valeurs inscrites dans chaque colonne représentent les valeurs à un transect unique, pour tous les scénarios de déversement. La première arrivée de pétrole est en heures après le déversement. Le **tableau 5-3** présente les résultats du modèle pour le fleuve Saint-Laurent, le **tableau 5-4** présente les résultats pour la rivière des Prairies et le **tableau 5-5** présente les résultats pour la rivière des Mille-Îles.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

Dans certains cas, le pétrole brut n'atteindra pas les transects les plus éloignés ou les quantités seront négligeables ou impossibles à mesurer (moins de 5 parties par milliard). Cette situation peut être observée par les champs vides dans les **tableaux 5-3 à 5-5**. Cela peut se produire pour de nombreuses raisons, y compris la présence de turbulences en amont qui peuvent augmenter la solubilisation dans la colonne d'eau, et la morphologie du chenal, qui peut modifier les concentrations dans la colonne d'eau selon la largeur et la configuration transversale du cours d'eau. Une estimation de l'heure de la première arrivée du pétrole à n'importe quel endroit en aval peut être obtenue par interpolation entre des transects adjacents.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

**Tableau 5.3 Heure de première arrivée minimale – Fleuve Saint-Laurent**

Débit	Volume	Pétrole	Heure d'arrivée O1 (heures)	Heure d'arrivée O2 (heures)	Heure d'arrivée O3 (heures)	Heure d'arrivée O4 (heures)	Heure d'arrivée O5 (heures)	Heure d'arrivée S1 (heures)	Heure d'arrivée S2 (heures)	Heure d'arrivée S3 (heures)	Heure d'arrivée S4 (heures)	Heure d'arrivée S5 (heures)	Heure d'arrivée S6 (heures)
Faible	4	Bakken											
	50	Bakken											
	1,000	Bakken			89.2								
	10,000	Bakken	34.8	47.7	86.5								245.5
	4	HSB											
	50	HSB											
	1,000	WCS			92.5								
	10,000	WCS	34.3	47.3	88.2	241.8	163.7						246.8
Moyen	1,000	Bakken			43.8								
	10,000	Bakken	18.5	24.8	42	89.8	63.7	148.5	153				
	1,000	HSB											
	10,000	HSB			42.3	82.3	69.3		182.3				
	4	WCS											
	50	WCS											
Élevé	4	Bakken											
	50	Bakken											
	1,000	Bakken			22.2								
	10,000	Bakken	9.8	12.8	23.2		35	94.5	99.5				
	4	HSB											
	50	HSB											
	1,000	WCS			23.8								
	10,000	WCS	9.7	12.8	22.8		35.5		89				

Remarque : Les cellules vertes en surbrillance indiquent qu'une contamination mesurable n'a pas atteint le transect.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

**Tableau 5.4 Heure de première arrivée minimale – Rivière des Prairies**

Débit	Volume	Pétrole	Heure d'arrivée O1 (heures)	Heure d'arrivée O2 (heures)	Heure d'arrivée P1 (heures)	Heure d'arrivée P2 (heures)	Heure d'arrivée P3 (heures)	Heure d'arrivée P4 (heures)	Heure d'arrivée PM1 (heures)	Heure d'arrivée S6 (heures)
Faible	4	Bakken								
	50	Bakken								
	1,000	Bakken				156.2				
	10,000	Bakken	34.8	47.7	141.8	164.7	209.2	242.2	238.8	245.5
	4	HSB								
	50	HSB								
	1,000	WCS				156.2				
	10,000	WCS	34.3	47.3	144.3	140.5	194.2	221.3	240	246.8
Moyen	1,000	Bakken				95		143		
	10,000	Bakken	18.5	24.8	87.8	88.7	106.7	126.2	132.7	
	1,000	HSB						141.8		
	10,000	HSB			83.5	92.7	111.2	127.8	141.5	
	4	WCS								
	50	WCS								
Élevé	4	Bakken								
	50	Bakken								
	1,000	Bakken			37.5	42.2				
	10,000	Bakken	9.8	12.8	38.5	42.5	48.5	55.8	61.3	
	4	HSB		15.2						
	50	HSB		13.5						
	1,000	WCS			40.8	45.8				
	10,000	WCS	9.7	12.8	37	43.8	47.8	57	62.2	

Remarque : Les cellules vertes en surbrillance indiquent qu'une contamination mesurable n'a pas atteint le transect.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

**Tableau 5.5 Heure de première arrivée minimale – Rivière des Mille-Îles**

Débit	Volume	Pétrole	Heure d'arrivée O1 (heures)	Heure d'arrivée O2 (heures)	Heure d'arrivée M1 (heures)	Heure d'arrivée M2 (heures)	Heure d'arrivée M3 (heures)	Heure d'arrivée M4 (heures)	Heure d'arrivée M5 (heures)	Heure d'arrivée PM1 (heures)	Heure d'arrivée S6 (heures)
Faible	4	Bakken									
	50	Bakken									
	1,000	Bakken			122.3						
	10,000	Bakken	34.8	47.7	119.3	137.7	173.2	189.3	233.5	238.8	245.5
	4	HSB									
	50	HSB									
	1,000	WCS			123						
	10,000	WCS	34.3	47.3	119.7	137.8	187.8	211.7	233.5	240	246.8
Moyen	1,000	Bakken									
	10,000	Bakken	18.5	24.8	70.5	89	105.2	113.5	129	132.7	
	1,000	HSB									
	10,000	HSB			73.8		111.2	120.7	138	141.5	
	4	WCS									
	50	WCS									
Élevé	4	Bakken									
	50	Bakken									
	1,000	Bakken			33.5						
	10,000	Bakken	9.8	12.8	33.5		49.7	53.8		61.3	
	4	HSB									
	50	HSB									
	1,000	WCS			33.5						
	10,000	WCS	9.7	12.8	34.2		49.8	53.7	60.5	62.2	

Remarque : Les cellules vertes en surbrillance indiquent qu'une contamination mesurable n'a pas atteint le transect.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

En général, le modèle suggère qu'une fraction du pétrole de chaque scénario de déversement pourrait atteindre les trois cours d'eau; cependant, une fraction plus importante du volume total du déversement devrait s'écouler vers l'est dans la rivière des Prairies et la rivière des Mille-Îles. Dans tous les scénarios de déversement, il est prévu que le pétrole qui entre dans la rivière des Prairies s'écoulera en aval et atteindra le fleuve Saint-Laurent à l'est de Montréal. Le pétrole qui atteindrait le fleuve Saint-Laurent en aval à partir de la confluence des rivières à l'est de Montréal pourrait atteindre ce point en suivant n'importe lequel de ces trois cours d'eau.

Les modèles hydrodynamiques utilisés pour cette analyse sont des représentations perfectionnées d'un réseau hydrographique très complexe. Comme dans le cas de tous les modèles, les résultats doivent être utilisés avec prudence en raison des incertitudes dans les courants générés par le modèle hydrodynamique. La vitesse des courants dans les chenaux des cours d'eau de la région de Montréal est très variable en réponse aux changements dans les chenaux qui se produisent sur de courtes distances. On retrouve des chenaux étroits et relativement profonds suivis par des « lacs » larges et peu profonds suivis de rapides; par conséquent, le courant accélère et ralentit fréquemment. Quand le pétrole traverse des rapides, il peut se mélanger dans la colonne d'eau; cependant, quand il transite par des lacs calmes, il peut remonter vers la surface. La saisie de ce niveau de variabilité est difficile et l'absence d'observations sur le courant dans les chenaux des cours d'eau de cette région rend la validation du modèle hydrodynamique plus difficile. Malgré ces incertitudes, les résultats présentés dans le présent rapport constituent les meilleures données scientifiques disponibles.

## 5.2 EFFETS POTENTIELS

### 5.2.1 Ampleur des effets

En général, à mesure que le front avant du déversement se déplace en aval, un emplacement donné connaîtra une concentration élevée en BTEX qui augmente rapidement, puis diminue plus lentement à mesure que le panache de contamination se déplace vers l'aval.

Habituellement, les concentrations en BTEX diminueraient à mesure que le panache se déplace vers l'aval en raison de la dilution et de l'évaporation. Cependant, dans certaines circonstances, les concentrations en BTEX dans la colonne d'eau peuvent diminuer à des niveaux de traces aux endroits où la masse de pétrole est dispersée dans un grand volume d'eau dans le cours d'eau, et plus loin en aval, ces concentrations peuvent augmenter alors que la masse de pétrole s'accumule dans les endroits où le chenal est plus étroit. Les déversements de plus grands volumes entraînent normalement des concentrations plus élevées plus loin en aval que les déversements de faible volume.

Bien qu'un déversement de pétrole brut du projet directement dans la rivière des Outaouais puisse être transporté à des emplacements situés en aval au fil du temps, la possibilité d'un tel événement serait très faible, comme le démontre le chapitre 2.0, Fréquence des déversements et analyse du volume. En supposant qu'un tel déversement survienne, Énergie Est est d'avis que les prises d'eau potable en aval pourraient être temporairement affectées. Énergie Est aviserait immédiatement les municipalités en aval en cas de déversement pour permettre la fermeture préventive des prises d'eau potable jusqu'à ce que le déversement soit confiné et que la qualité de l'eau soit jugée propre à la consommation. La qualité de

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

l'eau serait évaluée et les prises d'eau potable ne seraient pas rouvertes avant que les autorités responsables ne déclarent que l'eau est de nouveau propre à l'utilisation et à la consommation humaine.

### 5.2.2 Durée des effets

Les effets sur la qualité de l'eau potable ont tendance à être transitoires à mesure que le pétrole brut se déplace plus loin en aval, comme l'a démontré le déversement de Bridger Pipeline sur la rivière Yellowstone (section 5.5.3). De plus, bien que les composés de BTEX soient relativement solubles, ils ont de courtes demi-vies dans l'eau, variant entre 3 et 6 heures (Mackay et Leinonen, 1975; Thomas, 1982). Par conséquent, bien que la qualité de l'eau puisse être affectée en cas de déversement, les effets seraient passagers.

### 5.2.3 Études de cas

Un certain nombre de déversements récents très médiatisés ont fourni d'importants renseignements sur le devenir et le comportement des déversements de pétrole brut dans de grands cours d'eau. Chaque déversement est unique et il est prudent d'éviter de formuler de grandes généralisations à partir d'un événement unique. Cependant, ces déversements fournissent des données importantes et, en combinaison avec les renseignements existants et d'autres études de cas, l'industrie et les organismes de réglementation acquièrent une compréhension plus globale du devenir, du comportement et des conséquences des déversements de pétrole.

#### **Enbridge, ligne 6B, déversement dans la rivière Kalamazoo, 2010**

Le 26 juillet 2010, la ligne 6B du pipeline d'Enbridge s'est brisée en raison de problèmes d'intégrité de conduite durant une inondation majeure. Environ 20 000 barils de bitume dilué se sont déversés dans le ruisseau Talmadge Creek, un tributaire de la rivière Kalamazoo près de la ville de Marshall, au Michigan. Ce déversement a fourni des renseignements importants concernant le devenir, le comportement et le transport en aval dans le cas du pire scénario de déversement de pétrole brut lourd (bitume dilué de Cold Lake).

Dans un délai d'environ deux semaines après le déversement, une grande quantité de pétrole brut a commencé à s'enfoncer à mesure que les hydrocarbures légers s'évaporent de la nappe en surface (Environmental Protection Agency des États-Unis, 2015). Les conditions de la rivière au moment du déversement ont également joué un rôle déterminant dans ce comportement, car la turbulence causée par l'inondation a introduit des sédiments, des roches et des débris dans le pétrole et a contribué à la formation d'émulsions de type eau-huile. Ce comportement n'est pas unique au bitume dilué, puisque tous les pétroles bruts deviennent plus denses et plus visqueux quand l'altération se produit, augmentant la probabilité d'un certain enfoncement de la matière. Un récent rapport de la Société royale du Canada (2015) analysant les propriétés physiques et chimiques du bitume dilué et d'autres pétroles bruts présentait les conclusions suivantes :



## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Modèle de transport en aval  
Le 15 février 2016

*« Le groupe d'experts a déterminé que les douzaines de types de pétrole brut transportés au Canada font partie d'un continuum chimique, allant des pétroles légers au bitume et au mazout lourd, et les propriétés uniques de chacun de ces types de pétrole (sa « signature » chimique) déterminent la rapidité à laquelle le pétrole déversé se répand, s'enfonce, se disperse, affecte les organismes aquatiques, y compris la faune, et quelle proportion se dégrade finalement dans l'environnement. Malgré l'importance du type de pétrole, le groupe d'experts a conclu que l'impact global d'un déversement de pétrole, y compris l'efficacité de l'intervention en cas de déversement de pétrole, dépend principalement de l'environnement et des conditions (climat, vagues, etc.), du lieu du déversement et du temps perdu avant les opérations d'assainissement. »*

Cette conclusion démontre que les facteurs les plus importants pour limiter les effets d'un déversement de pétrole brut sont la compréhension des conditions environnementales au moment et à l'endroit du déversement et l'organisation d'une intervention d'urgence rapide et efficace.

Malgré le fait que le déversement se soit produit dans des conditions d'inondation, alors que le débit et la vitesse d'écoulement de la rivière étaient bien au-dessus des moyennes, aucune contamination n'a été détectée au-delà de 55 km en aval (Environmental Protection Agency des États-Unis, 2015).

### **Pipeline Poplar de Bridger, rivière Yellowstone, 2015**

Le 17 janvier 2015, le pipeline Poplar s'est brisé à la suite d'une inondation majeure. L'accident s'est produit dans la rivière Yellowstone, à environ 9,6 kilomètres en amont de la ville de Glendive, au Montana, et a provoqué le déversement d'environ 700 barils de pétrole brut Bakken, qui se sont écoulés dans la rivière par une fissure dans la circonférence de la canalisation. Au moment du déversement, la rivière Yellowstone était gelée et recouverte d'une couche de glace inégale, ce qui a limité l'évaporation des hydrocarbures légers comme le BTEX et a créé de la turbulence dans l'eau. En raison de la turbulence causée par la glace fragmentée, de la faible viscosité du pétrole brut Bakken et de l'absence d'évaporation, un important processus influant sur le comportement, le pétrole s'est dispersé dans la colonne d'eau, entraînant des niveaux de benzène plus élevés que prévu.

Dans les jours qui ont suivi le déversement, du benzène a été détecté dans la source d'alimentation en eau potable de la ville de Glendive, à environ 8 km en aval du point de franchissement du pipeline. Cela était inattendu puisque la prise d'eau est située à une profondeur de 4,2 mètres, alors que le pétrole brut et ses constituants dissous se retrouvent habituellement à la surface de l'eau ou dans la couche d'eau supérieure. Cette situation a été attribuée à la dispersion plus importante que prévu causée par la présence de glace sur la rivière Yellowstone. Malgré ces effets, des échantillons d'eau ont été analysés et la source d'approvisionnement en eau potable de Glendive a été jugée propre à la consommation environ 72 heures après la détection initiale de benzène. Le point le plus éloigné où une contamination a été détectée se trouvait à environ 11 km en aval du lieu du déversement.

# ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement  
Le 15 février 2016

## 6.0 INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT

### 6.1 APERÇU

#### 6.1.1 Programme de sécurité de TransCanada Pipelines

Des mesures de sécurité et de protection environnementale seront intégrées dans la conception, la construction et l'exploitation du pipeline afin de réduire les risques d'accidents et de défaillances. Énergie Est utilisera les normes, les spécifications et les meilleures pratiques de l'industrie pour le projet. Le projet sera conforme à la réglementation du gouvernement fédéral, principalement sous la compétence de l'ONÉ. De plus, Énergie Est respectera les règlements des autres organismes fédéraux, provinciaux ou municipaux, y compris Environnement Canada, Pêches et Océans Canada et Transports Canada.

##### 6.1.1.1 Conception

Le projet sera conçu de façon à respecter ou à excéder les normes de l'industrie. La sécurité d'un pipeline commence par un choix et une conception soignés du tracé. Des mesures de prévention ont été mises en place durant la conception et seront appliquées durant la construction et l'exploitation. Les fournisseurs d'acier, les aciéries et les installations de revêtement sont préqualifiés au moyen d'un processus de qualification formel conforme à l'Organisation internationale de normalisation. Les conduites sont conçues conformément à des exigences de composition très strictes en matière de composés, comme le carbone, afin d'assurer la soudabilité durant la construction. Chaque lot de conduites est testé mécaniquement afin de vérifier la résistance, le contrôle et la propagation des fractures. Les nouvelles conduites sont soumises à un essai hydrostatique. Chaque joint de tuyau peut être retracé jusqu'au fournisseur d'acier et au quart de travail de l'usine de fabrication. Un programme formel de surveillance de la qualité est en place à l'usine sidérurgique et à l'installation de revêtement. Les conduites sont inspectées à l'usine selon des tolérances strictes en matière de rotondité et d'épaisseur nominale des parois. La préparation de la surface de la conduite est également inspectée avant l'application du revêtement. Le processus de revêtement est étroitement surveillé afin d'en contrôler la qualité. Une vérification finale de l'épaisseur de la pellicule est effectuée comme inspection finale. Pour plus de détails, se reporter à la section Demande auprès de l'ONÉ, Évaluations techniques.

La meilleure façon de réduire au minimum les effets environnementaux consiste à choisir soigneusement le tracé du projet. Pour plus de détails concernant le choix du tracé, se reporter à la section Demande auprès de l'ONÉ, volume 4, section 2.2. Pour la construction et le tracé du pipeline, Énergie Est a tenu compte de facteurs comme la topographie, l'utilisation du territoire, l'habitat des espèces rares et en péril, les ressources historiques et les centres de population.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement  
Le 15 février 2016

### 6.1.1.2 Construction

Le projet sera conçu de façon à respecter ou à excéder les normes de l'industrie. Les soudures du pipeline effectuées sur le terrain seront testées aux rayons X ou aux ultrasons. Le pipeline fera l'objet d'essais hydrostatiques à 125 % de la pression maximale de service acceptable.

Afin de réduire les effets potentiels de la corrosion sur le nouveau pipeline, Énergie Est utilisera un revêtement époxyde appliqué par fusion, soit un revêtement protecteur appliqué sur la surface externe de la conduite pour prévenir la corrosion. Un système de protection cathodique par courant imposé sera installé. Ce système appliquera un courant direct à basse tension afin de protéger le pipeline contre la corrosion. La spécification de 1 % de sédiment et d'eau par volume constitue la norme de l'industrie pour réduire au minimum le risque de corrosion interne. Un critère de qualité de 0,5 % est exigé dans l'entente de transport d'Énergie Est avec ses transporteurs, ce qui est inférieur et plus conservateur que la norme de l'industrie. Le pipeline est conçu pour être exploité dans des débits turbulents afin de réduire au minimum la déperdition d'eau, une cause potentielle de corrosion interne.

Historiquement, un des risques les plus importants associés à l'exploitation d'un pipeline de pétrole brut est le risque de dommages potentiels causés par une excavation effectuée par un tiers. Afin de réduire au minimum le risque de dommages causés par un tiers, le pipeline sera bâti à même une emprise approuvée et des marqueurs seront installés à intervalles réguliers et aux points de franchissement des routes, des chemins de fer et des cours d'eau. De plus, l'épaisseur de la couverture respectera ou excédera la réglementation fédérale.

### 6.1.1.3 Exploitation et entretien

Le projet sera exploité et entretenu de façon à respecter ou excéder les normes de l'industrie. Durant l'exploitation, le pipeline fera l'objet d'inspections, d'entretiens et d'une surveillance sur une base régulière afin d'assurer son bon état de fonctionnement. Énergie Est effectuera des inspections visuelles régulières (terrestres et aériennes) de l'emprise. Énergie Est surveillera également les activités dans la région afin de prévenir les intrusions et les accès non autorisés.

Durant l'exploitation, le pipeline sera nettoyé au besoin à l'aide d'outils de nettoyage interne. Le pipeline sera inspecté à l'aide d'outils d'inspection interne intelligents, qui mesurent et enregistrent la fissuration par corrosion sous contrainte, la perte de métal interne et externe et les enfoncements. Ceci permet à Énergie Est de gérer de façon proactive les fissures et la corrosion et tout dommage causé par une excavation effectuée par un tiers.

Le pipeline sera surveillé 24 heures par jour, 365 jours par année à partir du centre de contrôle des opérations de TransCanada à l'aide d'un système de contrôle et d'acquisition de données (SCADA) perfectionné. Énergie Est mettra en œuvre une stratégie de détection des fuites utilisant de nombreuses méthodes de détection en temps réel et en différé. Cette stratégie a recours à un large éventail de méthodes afin d'assurer des capacités de détection redondantes dans toutes les conditions d'exploitation et comprend des critères de seuils de détection des fuites et d'arrêt du pipeline. La stratégie de détection des fuites comprend :

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement

Le 15 février 2016

- Un module de modélisation du transport en temps réel et des systèmes de détection des fuites basés sur le modèle du bilan volumique modifié qui seront utilisés pour diviser le pipeline en tronçons plus petits et surveiller chacun d'eux sur une base de bilan massique. Ces systèmes peuvent détecter des fuites aussi petites que 1,5 % à 2 % du débit du pipeline en moins de deux heures.
- Ces systèmes seront appuyés par un système de surveillance de pression-débit qui fournira une couche supplémentaire de surveillance en alertant rapidement les opérateurs des déviations inattendues des combinaisons interdépendantes de pression et de débit qui pourraient indiquer des changements soudains de l'état de fonctionnement du pipeline. Le système de surveillance pression-débit sera mis en place et réglé de façon à détecter de façon fiable ces déviations à partir d'une analyse des données opérationnelles historiques.
- Les systèmes décrits seront configurés de façon à aviser les contrôleurs du centre de contrôle des opérations des problèmes potentiels au moyen du système SCADA, qui offre un ensemble complet d'écrans d'affichage pour l'analyse et l'examen des incidents, y compris les données essentielles provenant des capteurs de débit, de pression et d'autres capteurs afin de faciliter la surveillance en continu de l'état du pipeline.
- À ces systèmes en temps réel s'ajoutent les méthodes en différé suivantes :
  - Des vérifications logicielles du bilan de la canalisation permettront de surveiller les volumes de réception et de livraison et de détecter les fuites inférieures à 1,5 % du volume de débit du pipeline.
  - Les inspections internes effectuées dans le cadre du processus d'intégrité du pipeline offrent la capacité de détecter des fuites de la taille d'une pointe d'épingle.
  - Les patrouilles aériennes et terrestres procurent une surveillance périodique des installations, de l'emprise du pipeline et des zones environnantes afin de détecter des fuites et des menaces potentielles.
  - Les signalements de pétrole et d'odeurs par des tiers sont transmis à TransCanada par le programme de sensibilisation du public, ce qui constitue une surveillance supplémentaire du projet.

Dans l'éventualité du déclenchement d'une alarme (du système de détection des fuites, par exemple), indiquant une fuite potentielle, le contrôleur du centre de contrôle des opérations dispose d'un maximum de dix minutes pour expliquer de façon concluante que la cause de l'alarme n'est pas une fuite, en suivant les procédures établies. Advenant que le contrôleur ne puisse exclure une fuite, un arrêt sécuritaire du pipeline est immédiatement amorcé. Si de multiples éléments déclencheurs de fuites sont relevés au cours de ces dix minutes, l'arrêt du pipeline est immédiatement amorcé (la période de dix minutes de diagnostic est ignorée).

Il est prévu que l'arrêt du pipeline, y compris l'arrêt de la pompe et la fermeture des vannes pour isoler les sections, prendra douze minutes selon les renseignements de conception actuels. L'intervention d'urgence, y compris le déploiement du personnel sur le site, serait immédiatement amorcée par le système de gestion des urgences de TransCanada. Les vannes de contrôle du pipeline utilisées pour isoler les sections seront situées aux stations de pompage et à intervalles réguliers le long du pipeline, de même que de chaque côté des franchissements de cours d'eau importants ou à proximité des ressources sensibles.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement  
Le 15 février 2016

Le système de détection des fuites alertera les opérateurs du centre de contrôle des opérations par le système SCADA et fournira aux opérateurs du centre les renseignements concernant l'analyse de l'incident et l'enquête. De plus, un centre de contrôle des opérations redondant de secours pourra être utilisé en cas d'urgence.

Énergie Est mettra en place un programme de maintenance, d'inspection et de réparation qui respectera ou excèdera les exigences réglementaires et assurera l'intégrité du pipeline durant l'exploitation. Le programme annuel de maintenance du pipeline (PMP) de TransCanada sera conçu afin d'assurer une exploitation sécuritaire et fiable du pipeline. Le programme de maintenance du pipeline s'appuie sur un objectif à l'échelle de l'entreprise visant à s'assurer que les installations sont fiables et en service. Les données recueillies chaque année seront intégrées au processus décisionnel pour l'élaboration du programme de l'année suivante.

Énergie Est réduira les risques d'excavation par des tiers en mettant en place des programmes complets de sensibilisation du public et de prévention des dommages axés sur l'éducation et la sensibilisation. Énergie Est participera à des programmes d'appels nationaux et locaux comme Info-Excavation, Appelez avant de creuser et One Call Centres lorsqu'ils existent. Pour plus de détails sur ces sujets et d'autres mesures d'exploitation et de maintenance, se reporter à la section Demande auprès de l'ONÉ, Évaluations techniques.

Enfin, TransCanada disposera d'un plan d'intervention d'urgence pour intervenir en cas d'incident. Le plan d'intervention d'urgence comprend les manuels et les plans de formation détaillés, les exigences en matière d'équipements, les plans de ressources, ainsi que les processus de vérification, de gestion du changement et d'amélioration continue. Le système de planification des immobilisations et de gestion des actifs et le plan d'intervention d'urgence de TransCanada l'aideront à exploiter le pipeline d'une façon sécuritaire pour l'environnement.

### 6.2 INTERVENTION D'URGENCE

Le Règlement de l'ONÉ sur les pipelines terrestres décrit les exigences concernant les plans d'intervention d'urgence.

Conformément au Règlement sur les pipelines terrestres de l'ONÉ, Énergie Est devrait immédiatement aviser le Bureau de la sécurité des transports advenant un déversement de pétrole brut, quel qu'en soit le volume. En plus du Bureau de la sécurité des transports, Énergie Est transmettra des avis en temps opportun à d'autres agences, y compris aux services d'urgence locaux appropriés, aux premiers répondants, aux ministères provinciaux et aux communautés autochtones concernées. Dans de nombreux cas, les interventions lors de déversement pourraient être effectuées par Énergie Est; cependant, certains déversements pourraient nécessiter un soutien supplémentaire de la part d'entrepreneurs en intervention ou d'autres sociétés de pipeline par le biais d'ententes d'aide mutuelle et de coopération. L'ONÉ est l'organisme fédéral responsable des interventions pour les déversements de pétrole sur terre et dans les eaux intérieures. Énergie Est sera responsable du nettoyage du pétrole brut déversé pour satisfaire ou dépasser les exigences réglementaires. Conformément aux règlements applicables, Énergie Est sera

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement  
Le 15 février 2016

responsable du nettoyage du déversement de pétrole et devra respecter les niveaux de nettoyage applicables.

Les règlements fédéraux exigent que les exploitants de pipeline disposent d'un plan d'intervention d'urgence élaboré et mis en place de manière à répondre aux situations urgentes qui pourraient survenir. Les plans d'intervention d'urgence comprennent un ensemble complet de mesures à suivre en cas d'urgence. Conformément aux règlements applicables, les objectifs du plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est se définissent comme suit : 1) établir des directives et des procédures à suivre dans les situations d'urgence afin de protéger la santé et la sécurité du public et des répondants, 2) réduire au minimum les risques découlant des urgences liées au pipeline, 3) mettre en œuvre des procédures de formation des employés concernant les mesures d'urgence, et 4) établir les directives au sujet des programmes d'éducation permanente et de liaison conçus pour informer les premiers répondants et le grand public des collectivités sur les procédures à suivre pour l'identification, le signalement et l'intervention en cas de situation d'urgence.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014, TransCanada a conclu une entente d'assistance mutuelle dans des conditions d'urgence avec toutes les autres entreprises membres de l'Association canadienne de pipelines d'énergie (ACPE), qui comprend Kinder Morgan-Canada, Alliance Pipeline Ltd., Enbridge Pipelines Inc., Spectra Energy Transmission et plusieurs autres. L'entente entre les membres de l'ACPE renforce le processus d'intervention d'urgence. Cette entente officialise la pratique courante d'entraide mutuelle de l'industrie dans les situations d'urgence selon laquelle les entreprises membres partagent le personnel, l'équipement et les autres ressources, augmentant ainsi les capacités d'intervention d'urgence existantes de chacune. Cette entente d'entraide mutuelle facilite une intervention plus rapide afin de protéger les gens, l'environnement et les propriétés.

La section suivante décrira comment l'effort d'intervention est habituellement géré durant la phase d'urgence de l'intervention en cas de déversement. Pour une analyse plus détaillée, voir le volume Étude sur les effets environnementaux et socioéconomiques volume 6, section 7.3, Intervention d'urgence. Le plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est définira les étapes et les mesures précises qui seront mises en œuvre le long du tracé du pipeline. De plus, un aperçu des solutions d'assainissement disponibles sera présenté.

### 6.2.1 Phases d'intervention d'urgence types

Les activités d'intervention d'urgence s'effectuent par étape. Un déversement commence par un événement déclencheur (c.-à-d., une cause) et une perte initiale de pétrole brut s'écoulant du pipeline. Une fois la fuite détectée, l'intervention d'urgence se déroule comme suit : 1) arrêt de la station de pompage; 2) fermeture de vanne pour isoler la fuite; 3) arrêt du débit dans le pipeline et 4) début des activités de confinement et de récupération qui peuvent s'effectuer en même temps que l'arrêt du transport par l'infrastructure du pipeline.

La durée des étapes 1 à 3 détermine la quantité de pétrole brut déversée. La quatrième étape limite la migration du pétrole brut déversé et les impacts possibles. Le débit du pipeline ne sera pas rétabli avant

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement  
Le 15 février 2016

que la cause de la fuite ne soit identifiée, que l'infrastructure soit réparée et que l'approbation des organismes de réglementation et du personnel dirigeant de l'entreprise soit obtenue.

### 6.2.2 Notifications d'urgence

Les procédures de notification d'urgence sont enclenchées immédiatement après la détection d'un déversement. Habituellement, les organismes de réglementation et les services d'urgence locaux sont avisés immédiatement après la détection d'un déversement. Simultanément, les notifications internes d'Énergie Est seront émises afin d'activer une intervention d'urgence et les services pertinents conformément aux procédures de notification d'urgence préétablies.

Les répondants d'Énergie Est seront immédiatement mobilisés dès qu'un déversement sera détecté.

### 6.2.3 Confinement et récupération du pétrole brut

Énergie Est préparera un plan d'intervention géographique, spécifique à la rivière des Outaouais. Le plan d'intervention géographique comprendra l'information détaillée relative au personnel formé, à l'équipement pré-positionné disponible, aux ressources d'intervention supplémentaires et aux tactiques de déploiement spécifiques à la rivière des Outaouais. Le plan d'intervention géographique permettra aux intervenants d'urgence de déployer rapidement et efficacement l'équipement d'intervention selon un plan de déploiement détaillé spécifique au site. Le plan d'intervention géographique permet de s'assurer de la disponibilité de ressources et d'équipements en quantité suffisante pour faire face au scénario de la pire éventualité dans la rivière des Outaouais.

Les options de nettoyage de première intervention habituellement utilisées dans le cas des déversements de pétrole brut comprennent différentes méthodes de confinement combinées à des procédures de récupération, comme le pompage mécanique et le pompage à vide, l'utilisation de produits absorbants (p. ex., des tampons absorbants) et l'excavation des sols. Les agents de surface, les oxydants chimiques et la combustion du pétrole brut liquide peuvent être utilisés uniquement si les organismes de réglementation compétents le permettent.

Les efforts de confinement seront enclenchés dès que les activités d'évaluation initiale seront terminées et que le lieu du déversement sera accessible. Les technologies de confinement sont habituellement utilisées près du point de déversement du pipeline et plus loin en aval, le long des bassins et des fossés de drainage repérés. Si l'eau de surface a été contaminée, des mesures de confinement seront mises en place pour arrêter le déplacement du pétrole brut à la surface du cours d'eau. L'équipement et le matériel de confinement de base habituellement utilisés comprennent :

- Les barrages de confinement flottants pour les eaux de surface, allant de petits fossés de drainage et de ruisseaux aux rivières et aux lacs.
- Les barrages et les tampons d'absorption flottants qui absorbent le pétrole libre, retardent l'absorption par l'eau (c.-à-d., hydrophobes) et récupèrent le pétrole.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement

Le 15 février 2016

- L'équipement de terrassement, les sacs de sable et les tuyaux de PVC permettant de construire rapidement des digues de confinement en terre et des barrages de sous-verse.

Afin de faciliter une intervention d'urgence rapide sur la rivière des Outaouais, Énergie Est entreposera l'équipement d'intervention d'urgence près de la ville de Montréal, conformément au plan d'intervention géographique de la rivière des Outaouais.

### 6.2.3.1 Eaux vives

Il existe plusieurs techniques de confinement spécifiques pouvant être utilisées en eaux vives comme dans la rivière des Outaouais. Notamment :

- Barrages déversoirs inversés : Sur les ruisseaux et les rivières à plus grand débit, des tuyaux coudés seront placés dans des sacs de sable ou des digues de terre pour permettre à l'eau propre de s'écouler par le fond (permettant au pétrole en flottaison d'être bloqué à la surface).
- Barrage flottant de dérivation : Sur les rivières à débit rapide (excédant 0,5 m/s), des barrages seraient placés à angle afin de dévier le pétrole flottant en surface vers la rive. Dans certains cas, il pourrait être nécessaire d'utiliser de multiples barrages. Des efforts seront déployés pour utiliser les connaissances locales afin de profiter des remous et des points de collecte naturels.

Le plan d'intervention géographique de la rivière des Outaouais définira les tactiques précises susceptibles d'être déployées dans le cas d'un déversement. En général, le processus de récupération privilégié est le retrait mécanique du pétrole de l'environnement, en utilisant des absorbants et des écumeurs de pétrole lorsqu'il est sécuritaire et possible de le faire.

Dans le cas des petits déversements, des tampons absorbants seront déployés dans les zones les plus épaisses des nappes récupérées. Une fois les tampons saturés de pétrole, ils seront retirés à l'aide de fourches, de gaffes ou d'une benne. Des barrages absorbants seront également utilisés pour diriger le pétrole dans la zone de confinement afin d'accroître l'épaisseur de la nappe ou disposés à la manière d'une doublure, à l'intérieur des barrages flottants munis d'une jupe. Les barrages et les tampons absorbants récupérés seront mis dans des sacs doubles et placés dans des bacs chemisés afin d'éviter une contamination secondaire, puis seront éliminés conformément aux procédures en vigueur.

### 6.2.3.2 Conditions hivernales

Le temps froid aura un effet sur les interventions d'urgence et pourrait faciliter les opérations d'intervention et de récupération. La perte des fractions légères (altération) ralentit à des températures plus froides, ce qui peut décaler certains des effets de la température sur la viscosité. Le taux d'évaporation à 5 °C est environ le tiers du taux d'évaporation à 30 °C. Par conséquent, les pétroles peuvent être faciles à traiter par récupération sur une plus longue période à des températures plus froides. De plus, quand l'eau est à sa densité ou près de sa densité maximale à des températures s'approchant du point de congélation, les pétroles plus lourds sont moins susceptibles de couler. Le pétrole froid et visqueux se répandra plus lentement, offrant ainsi plus de temps pour effectuer l'intervention.



## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAI

Intervention en cas de déversement  
Le 15 février 2016

Les conditions de gel peuvent créer une plateforme de travail solide sur le pétrole et créer des barrières naturelles qui sont utilisées pour confiner et immobiliser le pétrole. De plus, le pétrole peut être rapidement emprisonné sous la glace étant donné la présence de nombreuses pochettes où le pétrole peut s'accumuler dans des dépressions naturelles, facilitant la récupération sous la glace.

La stratégie traditionnelle pour récupérer le pétrole sous la glace d'une rivière consiste à pratiquer des fentes dans la glace afin de faciliter la récupération. Les fentes peuvent être effectuées à l'aide de scies à chaîne, de scies manuelles, de vilebrequins à glace ou d'une forme quelconque de trancheuse. La barrière de diversion en contreplaqué constitue une autre variante efficace de cette technique. Cette méthode consiste à utiliser des feuilles de contreplaqué pour détourner le pétrole sous la glace vers une zone où un dispositif de récupération ou de pompage peut être installé pour récupérer le pétrole. Le plan d'intervention géographique de la rivière des Outaouais identifiera les tactiques et les endroits précis pour le déploiement de ces tactiques selon l'état de la glace et l'équipement préparé à l'avance.

Durant le travail sur la glace, Énergie Est effectuera une surveillance rigoureuse et continue des vapeurs. Comme le pétrole serait isolé sous la glace et que les vapeurs ne seraient pas exposées à l'atmosphère, elles pourraient s'accumuler et présenter un risque sérieux pour les travailleurs sur la glace qui effectuent le découpage des fentes.

### 6.2.3.3 Pétrole dans les sédiments

Dans l'éventualité d'un déversement, le pétrole pourrait entrer en contact avec les rives et, sous certaines conditions telles que les inondations avec fortes turbulences, il pourrait être submergé dans les sédiments (section 4.2.2). Si le pétrole brut demeure dans l'environnement à des concentrations élevées durant des périodes prolongées, il existe un risque d'effets à long terme. Cependant, le risque potentiel de ces effets serait réduit au minimum par le nettoyage qui restreint la quantité de pétrole dans l'environnement. Grâce à un nettoyage efficace et rapide, les rives seraient protégées de la contamination et le pétrole brut demeurerait flottant pendant le processus de récupération, limitant la quantité de pétrole qui coulerait et se lierait aux sédiments.

Advenant que le pétrole soit entraîné dans les sédiments, il existe un certain nombre de techniques de récupération et d'assainissement, y compris l'enlèvement des sols contaminés à l'aide de camions aspirateurs ou par dragage.

### 6.2.3.4 Stratégies de récupération du pétrole brut

Une récupération rapide du pétrole brut liquide à la surface du sol est essentielle pour limiter l'ampleur et la portée des effets sur la sous-surface. Les efforts de récupération du pétrole brut commenceront en même temps que les activités de confinement. Les efforts de récupération initiaux seront concentrés aux endroits où le pétrole brut est accumulé au point du déversement, ainsi que dans les zones de confinement en aval où le pétrole brut pourrait s'accumuler.

Le pétrole brut résiduel dans la section isolée du pipeline sera retiré et, selon son état, sera transporté vers une installation hors site pour le recyclage, le traitement ou l'élimination.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Intervention en cas de déversement

Le 15 février 2016

L'équipement de récupération type et les matériaux utilisés pour intervenir en cas de déversements sont :

- des barrages de confinement et absorbants;
- des camions-citernes avec pompes aspirantes (p. ex., camions aspirateurs);
- des pompes mécaniques (p. ex., centrifuge, avec impulseur, à diaphragme);
- de l'équipement de terrassement (p. ex., rétrocaveuses, chargeuses frontales, camions-bennes à essieux en tandem, pelles à main);
- des écumoires flottantes de différents types;
- du matériel de stockage portatif, y compris des réservoirs avec séparateur ou des camions-citernes de transport ou les deux;
- des embarcations.

### 7.0 NETTOYAGE ET ASSAINISSEMENT

Dans le cas d'un déversement dans la rivière des Outaouais, les premières interventions d'urgence seront axées sur la protection de la sécurité du grand public et des ressources sensibles.

Les mesures correctives seront imposées par les organismes de réglementation concernés. Les mesures correctives requises pourraient inclure un assainissement actif (p. ex. l'excavation, l'installation et l'exploitation de systèmes qui récupèrent le pétrole dans le sol, et sur la colonne d'eau ou dans celle-ci) afin de permettre au sol et à l'eau contaminés de se rétablir par des processus de devenir environnemental naturel. Les décisions concernant les méthodes de remise en état et la portée du nettoyage seront régies par la réglementation applicable et l'état du site du déversement. Des renseignements supplémentaires sur les stratégies d'assainissement sont présentés dans le volume Étude sur les effets environnementaux et socioéconomiques volume 6, section 7.4, Assainissement.

#### 7.1 CALENDRIER

Pendant et après un nettoyage, le commandant du lieu de l'incident ou le commandement unifié (comprenant l'équipe d'intervention, les organismes de réglementation et les parties prenantes) analysera les paramètres de remise en état pour le nettoyage proposé par Énergie Est. Les paramètres sont des caractéristiques de l'environnement qui sont considérées acceptables en terme d'hydrocarbures résiduels (p. ex., la quantité de pétrole vieilli le long des rives d'une rivière, la quantité d'hydrocarbures encore présents dans les sols) et les effets chroniques potentiels. À un certain point, les avantages environnementaux obtenus en poursuivant l'enlèvement des hydrocarbures résiduels sont contrebalancés par les dommages potentiels causés par les activités de nettoyage ou de traitement. Par exemple, l'enlèvement de niveaux relativement bas d'hydrocarbures vieillis pourrait exiger une perturbation importante des berges de la rivière ou des terres humides. Une perturbation trop intrusive risquerait de retarder au lieu d'accélérer la remise en état (Baker, 1995, 1997; Owens et Sergy, 2003, 2007).

Une analyse des effets environnementaux du déversement est requise afin d'évaluer les différents paramètres recommandés qui encouragent un rétablissement naturel. Une fois que les paramètres définis pour un habitat spécifique (ou substrat) sont atteints à l'aide de mesures de nettoyage et d'assainissement, les hydrocarbures résiduels pourraient continuer à se dégrader par des processus d'atténuation naturels (dégradation biologique par des microorganismes), qui réduiraient leurs niveaux avec le temps. Le site affecté sera surveillé régulièrement afin de confirmer que la réhabilitation et le rétablissement des zones affectées sont sur la bonne voie. La nécessité et la portée de la surveillance seront déterminées en consultation avec les organismes gouvernementaux et les parties prenantes, au besoin.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Comparaison avec le rapport Savaria  
Le 15 février 2016

### 8.0 COMPARAISON AVEC LE RAPPORT SAVARIA

En comparaison avec le rapport Savaria, la présente évaluation du risque spécifique au site (qui utilise les analyses de Stantec et de RPS ASA) est axée sur le scénario de déversement dans la rivière des Outaouais, car ce franchissement présente le risque le plus élevé de toucher les prises d'eau de surface de la région de Montréal en cas de déversement. Le rapport Savaria a estimé la trajectoire et le comportement du pétrole brut déversé par le projet pour les trois franchissements de rivière suivants : la rivière des Outaouais, la rivière des Mille-Îles et la rivière L'Assomption. L'analyse de la trajectoire a pris en compte le pire scénario de déversement à chaque point de franchissement.

Bien que le rapport Savaria représente une approche différente, il a trop simplifié plusieurs hypothèses et calculs critiques, comme les calculs du volume du déversement dans le pire scénario plausible et l'hydrodynamique de la rivière spécifique au site, entraînant des surestimations importantes du mouvement du pétrole et des volumes déversés. Bien que la simplification des hypothèses puisse être utilisée comme outil d'examen préalable, les résultats doivent être soigneusement interprétés en ajoutant plus de complexité et de réalisme à l'analyse avant de tirer des conclusions finales. Certaines conclusions du rapport Savaria ne sont pas appropriées compte tenu de la simplification excessive de l'analyse.

#### 8.1 CALCUL DU VOLUME DU DÉVERSEMENT DANS LE PIRE SCÉNARIO PLAUSIBLE

Le calcul du volume du déversement dans le pire scénario plausible utilisé par Savaria ne tient pas compte de facteurs critiques qui affectent grandement le volume du déversement dans le pire scénario, comme les propriétés de drainage, les emplacements réels des vannes et la topographie. Des études ont démontré que les déversements atteignent rarement les volumes du pire scénario en raison de ces facteurs et d'autres facteurs (California State Fire Marshal, 1993). La simplification excessive des calculs a généré des volumes de 103 000 barils, soit des volumes beaucoup plus importants que le plus grand déversement terrestre historique en Amérique du Nord (c.-à-d., 33 000 barils sur terre [PHMSA, 2014]).

Les analyses menées par Stantec et RPS ASA ont recours à une approche différente axée sur une plage de volumes de déversement basée sur des déversements réels. Comme il est mentionné à la section 2.1, les analyses de Stantec et RPS ASA ont utilisé une plage de volumes entre 4 et 10 000 barils, qui représente 99,5 % des déversements de pipeline depuis 2002 (PHMSA, 2014).

Bien que l'utilisation du volume de déversement du pire scénario soit d'une importance capitale à des fins de planification des interventions d'urgence, l'utilisation des volumes de déversement du pire scénario surestime une présomption raisonnable du volume probable d'un déversement. Le rapport Savaria ne reconnaît pas la faible probabilité d'un tel événement, ce qui pourrait induire le lecteur en erreur en lui faisant croire que le volume de déversement du pire scénario est une présomption raisonnable pour un déversement.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Comparaison avec le rapport Savaria  
Le 15 février 2016

### 8.2 TRANSPORT EN AVAL

Les rivières interdépendantes de la région de Montréal sont des systèmes hydrologiques complexes qui vont des rivières et des rapides aux voies navigables resserrées et aux grandes superficies ressemblant à des lacs. En raison de cette complexité, les vitesses et les courants des rivières varient grandement dans cette zone. Le rapport Savaria ne tient pas compte de cette complexité dans le calcul des temps de transit. Le rapport Savaria utilise plutôt une vitesse unique calculée selon le débit fluvial en période de crue et la largeur mouillée de la rivière des Outaouais à l'emplacement du franchissement. Cet emplacement est relativement étroit et, par conséquent, les vitesses à cet endroit seraient beaucoup plus élevées qu'à la plupart des autres endroits.

L'utilisation d'une vitesse unique peut constituer une approximation acceptable pour une évaluation préliminaire des rivières de largeur relativement constante et des surfaces de la section mouillée. Cependant, cette méthode n'est pas précise ou raisonnable pour les systèmes hydrographiques complexes qui entourent Montréal et qui sont caractérisés par des chenaux étroits relativement profonds, suivis de grands « lacs » peu profonds, entraînant des vitesses de courant qui varient fréquemment et considérablement. Par conséquent, les taux de transport calculés à partir d'une vitesse unique, identifiée au franchissement étroit de la rivière des Outaouais, surestiment de façon importante la vitesse dans tout le système et génèrent des temps de transit beaucoup plus courts qu'ils ne le seraient en réalité.

À l'opposé, Stantec a utilisé le modèle SIMAP du Groupe RPS ASA pour modéliser l'hydrodynamique des systèmes hydrographiques qui présentent toute une variété de vitesses de courant représentatives en différents endroits sur la rivière, ce qui a permis d'obtenir des temps de transit beaucoup plus réalistes vers les emplacements en aval.

En utilisant une vitesse unique, le rapport Savaria en vient à la conclusion qu'un déversement dans la rivière des Outaouais atteindrait la première prise d'eau de surface en aval dans un délai d'environ quatre heures. Le modèle plus réaliste utilisé dans le cadre du présent rapport qui tient compte de l'hydrologie complexe de la rivière conclut que, selon le volume du déversement, les conditions de la rivière et le type de pétrole brut déversé, il devrait s'écouler entre 10 et 40 heures avant qu'un déversement n'atteigne le transect O1, qui est situé au même endroit que la prise d'eau mentionnée dans le rapport Savaria. Ce temps de transit réaliste accorde suffisamment de temps aux intervenants d'urgence pour détecter, isoler, confiner et commencer le nettoyage d'un déversement potentiel.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Conclusion  
Le 15 février 2016

### 9.0 CONCLUSION

Malgré la faible probabilité d'un déversement de pétrole brut dans la rivière des Outaouais, le présent rapport a évalué le devenir et le comportement de plusieurs pétroles bruts, a utilisé un modèle hydrodynamique pour estimer le temps de transit vers les prises d'eau potable municipales en aval et a résumé les procédures de conception, d'exploitation et d'intervention d'urgence afin de réduire les effets potentiels sur les prises d'eau potable municipales situées en aval du franchissement de la rivière des Outaouais. Finalement, le rapport a comparé les conclusions du présent rapport à celles du rapport Savaria, illustrant les préoccupations contenues dans le rapport Savaria qui ont mené à des conclusions inappropriées.

#### **Principales constatations**

Un déversement du projet au franchissement de la rivière des Outaouais n'est pas susceptible d'affecter les prises d'eau de surface près de Montréal, car la probabilité d'un déversement de 4 barils ou moins au franchissement est estimée à moins d'environ une fois tous les 7 375 ans et la probabilité d'un déversement de 10 000 barils ou plus est estimée à moins d'environ une fois tous les 737 470 ans.

Dans le cas improbable qu'un déversement se produise dans la rivière des Outaouais, les effets sur la qualité de l'eau aux prises de surface de la région de Montréal sont improbables pour les raisons suivantes :

- 1) La majorité des déversements serait de 4 barils ou moins et environ 80 % des déversements seraient de 50 barils ou moins, et des concentrations mesurables de ces déversements n'atteindraient probablement pas les prises d'eau municipales à proximité de Montréal, sauf durant les périodes de haut débit d'eau.
- 2) Selon le volume du déversement, les conditions de la rivière et le type de pétrole brut déversé, il devrait s'écouler entre 10 et 40 heures avant que le pétrole n'atteigne la première prise d'eau de surface en aval (transect O1). Selon ces mêmes variables, le pétrole brut prendrait des jours à atteindre les prises d'eau municipales plus près de Montréal.
- 3) Le pétrole brut et le benzène dissous à partir du pétrole brut ont une haute capacité de flottaison. La dispersion verticale de la contamination serait nominale et confinée à la surface de l'eau. La contamination n'atteindrait pas les prises d'eau municipales.

Les tactiques d'intervention d'urgence réduiraient encore plus le risque d'effets potentiels sur la qualité de l'eau.

- 1) Le plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est exige que l'équipement d'intervention d'urgence soit entreposé à proximité de Montréal, facilitant ainsi une intervention rapide en cas de déversement.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Conclusion

Le 15 février 2016

- 2) Les temps de transit importants prévus accorderaient un délai pour la détection de la fuite, l'isolement du segment de pipeline concerné à l'aide des vannes et des clapets de retenue actionnés à distance et la mise en œuvre du plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est.
- 3) Si une fuite dans la rivière des Outaouais est détectée, le plan d'intervention d'urgence d'Énergie Est exige que les opérateurs avisent immédiatement les responsables des réseaux d'eau potable régionaux qui pourraient décider de fermer les prises d'eau municipales à titre préventif.
- 4) Les équipes d'urgence mettraient en place les barrages flottants et absorbants pour contenir le déversement aussi près que possible du site du déversement. Le plan d'intervention d'urgence déterminera l'emplacement des structures de prise d'eau de la région de Montréal et des barrages supplémentaires y seront déployés, s'il y a lieu.

Le nettoyage et l'assainissement réduiraient encore plus le risque d'effets potentiels sur la qualité de l'eau.

- 1) Des échantillons d'eau seront prélevés durant le confinement et le nettoyage afin de surveiller la qualité de l'eau et de déterminer l'étendue de la contamination de la zone.

Le rapport Savaria contient plusieurs hypothèses et méthodologies qui conduisent à des conclusions inappropriées, notamment :

- 1) Le calcul des volumes du pire scénario sans tenir compte de facteurs importants comme les propriétés de drainage, les emplacements réels des vannes ou la topographie.
- 2) L'utilisation d'une vitesse unique, calculée pour une partie étroite de la rivière des Outaouais, entraînant des temps de transit beaucoup plus courts qu'ils le seraient en réalité dans des conditions plus représentatives.

## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Références

Le 15 février 2016

### 10.0 RÉFÉRENCES

Baker, J. 1997. Differences in risk perception: How clean is clean? Proceedings of the International Oil Spill Conference, Technical Report IOSC-006. Pub. No. 4652C. American Petroleum Institute, Washington (DC).

Baker, J. 1995. Net environmental benefit analysis for oil spill response. Proceedings of the International Oil Spill Conference. Pub. No. 4620. American Petroleum Institute, Washington (DC). Accès : <http://ioscproceedings.org/doi/pdf/10.7901/2169-3358-1995-1-611>

Bates, K., Young, W., Sutton, A. 1997. Proposed Environmental Quality Standards for Naphthalene in Water. Environment Agency R&D Technical Report P54.

California State Fire Marshal. 1993. Hazardous Liquid Pipeline Risk Assessment. Sacramento (Californie). Mars 1993. Rapport préparé par EDM Services, Inc., Simi Valley (Californie).

Crude Monitor. 2016. Crude Quality Inc. Accès : <http://www.crudemonitor.ca>

Delvigne, G.A., Sweeney, C.E. 1988. Natural Dispersion of Oil. *Oil and Chemical Pollution* 4:281-310.

Dickens, D. 2011. Behavior of Oil Spills in Ice and Implications for Arctic Spill Response. Arctic Technology Conference.

Environnement Canada. 2012. Explorateur de données d'Environnement Canada, HYDAT. Version 1.0. Accès : <https://ec.gc.ca/rhc-wsc/default.asp?lang=Fr&n=9018B5EC-1>

Environnement Canada. 2008. Base de données de propriétés d'hydrocarbures. Accès : <http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/oilproperties/Default.aspx>

Environmental Protection Agency des États-Unis. 2015. EPA Response to Enbridge Spill in Michigan. Accès : <http://www3.epa.gov/region5/enbridgespill/>

[SCI] Système de commandement d'intervention Canada. 2016. Système de commandement des interventions. [consulté le 29 janvier 2016]. Accès : <http://www.icscanada.ca/fr/home.html>

Mackay, D., Leinonen, P.J. 1975. The Rate of Evaporation of Low Solubility Contaminants from Water Bodies. *Environmental Science and Technology* 9:1178-1180.

[NOAA] National Oceanic and Atmospheric Administration. 2013. ADIOS2. Outil d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures – documentation. Accès : <http://response.restoration.noaa.gov/adios>

Neff, J.M., Anderson, J.W. 1981. Response of Marine Animals to Petroleum and Specific Hydrocarbons. Londres (Royaume-Uni) : Applied Science Publishers. 177 p.



## ÉVALUATION DES RISQUES SPÉCIFIQUES AU SITE DE LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Le 15 février 2016

Owens, E.H., Sergy, G.A. 2007. Directives pour définir les critères de fin de nettoyage des rives mazoutées suite à des déversements d'hydrocarbures. Division des urgences – Sciences et technologie, Environnement Canada, Ottawa (Ontario).

Owens, E.H., Sergy, G.A. 2003. Treatment Criteria and Endpoint Standards for Oiled Shorelines and Riverbanks. Manuscript Report EE-171. Service de la protection de l'environnement, Environnement Canada.

[PHMSA] Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. 2014. Pipeline Safety Stakeholder Communications. Incident Data Access. U.S. Department of Transportation. [consulté le 31 mai 2014]. Accès : <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/sida.html?nocache=6864>

Ramade, F. 1978. Écologie appliquée : action de l'homme sur la biosphère. Paris (France) : Ediscience. Cité dans Stanislav, P., Oil Spills in the Marine Environment. 1998.

Société royale du Canada. 2015. Behaviour and Environmental Impacts of Crude Oil Released into Aqueous Environments. Novembre 2015. Accès : <https://rsc-src.ca/sites/default/files/pdf/OIW%20Report.pdf>

Rymell, M. 2009. RP595 Sunken and submerged oils – behavior and response. BMT Cordah. Février 2009. Accès : [http://www.dft.gov.uk/mca/s\\_mca\\_019\\_sunken\\_\\_and\\_\\_submerged\\_oils\\_final\\_report\\_270209\\_pub\\_1.pdf](http://www.dft.gov.uk/mca/s_mca_019_sunken__and__submerged_oils_final_report_270209_pub_1.pdf)

Sajjadi, S.G., Thomas, N.H., Hunt, J.C.R. 1999. Wind-Over-Wave Couplings: Perspective and Prospects. Oxford (Grande-Bretagne) : Clarendon Press. 243 p.

Shiu, W.Y., Maijanen, A., Ng, A.L.Y., Mackay, D. 1988. Preparation of aqueous solutions of sparingly soluble organic substances: II. Multicomponent systems – hydrocarbon mixtures and petroleum products. *Environmental Toxicology and Chemistry* 7:125-137.

Thomas, R.G. 1982. Volatilization from water. In: Lyman, W.J., et al. (éd.) Handbook of chemical property estimation methods: environmental behaviour of organic compounds. Montréal (Qc) : McGraw-Hill Book Company.

U.S. Department of Transportation. 2002. Office of Pipeline Safety: Pipeline Statistics. Accès : <http://ops.dot.gov/stats/stats.htm>