

**Annexe Vol 1-1**  
**Évaluation des risques du pipeline**



## **Projet Oléoduc Énergie Est**

Évaluation des risques du pipeline :  
Identification et catégorisation des  
tronçons affluents présentant un danger  
potentiel pour les récepteurs très  
sensibles

Décembre 2015

*Préparé pour :*

**Oléoduc Énergie Est Itée**

Calgary (Alberta)

*Préparé par :*

**Stantec Consulting Ltd.**

Calgary (Alberta)

Numéro de projet : 123511564 et 121811800



## Feuille de suivi et d'approbation de haut niveau

### Brève orientation

**Colonne 1** Auteur/Réviseur : le suivi commence avec le nom de l'auteur initial (première ligne). Par la suite, c'est le nom d'un réviseur qui est indiqué.

**Colonne 2** REMARQUES : l'auteur peut indiquer ce qui manque ou ce qui doit être achevé; le réviseur formule des commentaires de haut niveau.

**Colonne 3** MÉDIA : le réviseur indique si des modifications et des commentaires figurent dans le suivi des modifications, dans des courriels ou dans des annotations sur papier.

**Colonne 4** DATE : date de transmission de la révision.

**Colonne 5** ENVOYÉ À : l'auteur initial ou le réviseur indique à qui est envoyé le fichier pour l'étape subséquente.

Utiliser la mention « s.o. » dans les cellules qui ne s'appliquent pas.

1	2	3	4	5
Auteur/Réviseur	Remarques	Média	Date	Envoyé à
Erik Page	Auteur	Fichier de projet	Le 19 octobre 2015	Darren Green
Darren Green	Examen du SIG	Fichier de projet	Le 25 octobre 2015	Deb Thompson
Deb Thompson	Production de document	Fichier de projet	Le 28 octobre 2015	Cory McLean
Darren Green	Résolution des commentaires	Fichier de projet	Le 18 novembre 2015	Nicole Lynass
Nicole Lynass	Examen des pairs	Fichier de projet	Le 18 novembre 2015	Jean Decker
Jean Decker	Examen indépendant	Fichier de projet	Le 18 novembre 2015	Chuck Herrmann
Chuck Herrmann	Examen de haut niveau/de la qualité	Fichier de projet	Le 19 novembre 2015	Deb Thompson
Darren Green	Résolution des commentaires	Fichier de projet	Le 20 novembre 2015	Deb Thompson
Deb Thompson	Production de document	Fichier de projet	Le 20 novembre 2015	Cory McLean
Cory McLean	Examen par le client	Fichier de projet	Le 30 novembre 2015	Erik Page
Erik Page	Révisions de l'auteur	Fichier de projet	Le 1 <sup>er</sup> décembre 2015	Cory McLean
Cory McLean	Examen par le client	Fichier de projet	Le 2 décembre 2015	Erik Page
Erik Page	Révisions finales	Fichier de projet	Le 2 décembre 2015	

Tous droits réservés © 2015. 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 TransCanada et Stantec.





## Acronymes

AEM	Assemblage d'espèces multiples
ASA	Applied Science Associates
bbl	Barils
CFR	Code of Federal Regulations
CPS	Tronçon affluent
CSA	Association canadienne de normalisation
É.-U.	États-Unis
Énergie Est	Oléoduc Énergie Est Itée
FBE	Époxyde appliqué par fusion
ILI	Inspection interne
km	Kilomètre
LEP	<i>Loi sur les espèces en péril</i>
LPEN	<i>Loi sur la protection des eaux navigables</i>
m	Mètre
m/s	Mètres par seconde
ONÉ	Office national de l'énergie
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
Projet	Projet Oléoduc Énergie Est
RHN	Réseau hydro national
RNCan	Ressources naturelles Canada
RTS	Récepteur très sensible
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SIG	Système d'information géographique
Stantec	Stantec Consulting Ltd.
TOT	Temps de transit
USA	Zone anormalement sensible
WCD	Déversement dans le pire scénario plausible



## Table des matières

<b>1</b>	<b>BUT</b> .....	<b>1-1</b>
<b>2</b>	<b>CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE</b> .....	<b>2-1</b>
2.1	STATUT ACTUEL .....	2-1
<b>3</b>	<b>DÉFINITION DES RÉCEPTEURS TRÈS SENSIBLES</b> .....	<b>3-1</b>
3.1	ZONES HABITÉES .....	3-2
3.2	COURS D'EAU COMMERCIALEMENT NAVIGABLES .....	3-2
3.3	ZONES PARTICULIÈREMENT SENSIBLES .....	3-3
3.3.1	Zones particulièrement sensibles d'eau potable .....	3-3
3.3.2	Zones écologiques particulièrement sensibles .....	3-4
<b>4</b>	<b>MÉTHODOLOGIE</b> .....	<b>4-1</b>
4.1	ÉVALUATION INITIALE – IDENTIFICATION DES TRONÇONS AFFLUENTS DU PIPELINE .....	4-1
4.1.1	Identification des tronçons affluents .....	4-2
4.1.2	Délimiter les tronçons affluents.....	4-5
4.1.3	Identification des RST et tronçons affluents correspondants .....	4-6
4.1.4	Version du tracé du projet.....	4-7
4.2	CATÉGORISATION DE L'ÉVALUATION DU DANGER INITIALE .....	4-7
4.2.1	Quantification de la catégorisation du danger .....	4-8
4.3	MODÉLISATION DÉTAILLÉE DE LA TRAJECTOIRE DES DÉVERSEMENTS .....	4-11
4.4	ANALYSE DES TRONÇONS AFFLUENTS RÉVISÉE .....	4-12
4.4.1	Création du trajet d'écoulement.....	4-12
4.4.2	Délimitation des tronçons affluents.....	4-12
4.5	CATÉGORISATION DU DANGER RÉVISÉE .....	4-12
4.6	ANALYSE DE LA FRÉQUENCE DES ACCIDENTS .....	4-13
<b>5</b>	<b>RÉSULTATS</b> .....	<b>5-1</b>
5.1	CATÉGORISATION DE L'ÉVALUATION DU DANGER INITIALE .....	5-1
5.2	ÉVALUATION RÉVISÉE DE L'ANALYSE DES TRONÇONS AFFLUENTS .....	5-2
5.2.1	Section de la station de pompage de Stittsville à Iroquois .....	5-2
5.2.2	Section de station de pompage de Lévis à L'Islet .....	5-3
5.3	ANALYSE RÉVISÉE DE LA CATÉGORISATION DU DANGER .....	5-4
5.4	ANALYSE DE LA FRÉQUENCE DES ACCIDENTS .....	5-5
<b>6</b>	<b>RÉFÉRENCES</b> .....	<b>6-1</b>

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4-1	Résumé des vitesses du courant pour les régions physiographiques traversées par le projet .....	4-4
Tableau 4-2	Cours d'eau individuels avec vitesses calculées supérieures à la moyenne de la région physiographique.....	4-5
Tableau 4-3	Comparaison des critères de déclaration des accidents de pipeline.	4-14
Tableau 4-4	Fréquences d'accidents de référence et intervalles d'occurrences ....	4-14
Tableau 4-5	Facteurs de modification et justification pour le nouveau pipeline et le pipeline de conversion .....	4-16
Tableau 4-6	Fréquences modifiées d'accident et intervalles d'occurrences – Nouveau pipeline .....	4-18
Tableau 4-7	Fréquences modifiées d'accident et intervalles d'occurrences – Pipeline de conversion.....	4-18
Tableau 5-1	Tableau sommaire des tronçons affluents combinés de Stittsville à Iroquois.....	5-2
Tableau 5-2	Tableau sommaire des tronçons affluents combinés de Lévis à L'Islet ...	5-3
Tableau 5-3	Quantité de RTS dans chaque niveau de danger – Toutes les voies de transport .....	5-4
Tableau 5-4	Stittsville à Iroquois <sup>1</sup> Analyse de la fréquence d'accident combinée ....	5-5
Tableau 5-5	Lévis à L'Islet <sup>1</sup> Analyse de la fréquence d'accident combinée .....	5-6

## LISTE DES FIGURES

Figure 3-1	Exemple d'une zone tampon appliquée à un RTS .....	3-1
Figure 5-1	Résultat de la catégorisation initiale du danger .....	5-1

# 1 BUT

---

Afin d'appuyer les programmes d'intervention en cas d'urgence et de gestion de l'intégrité du système de pipelines à liquide de TransCanada, Stantec Consulting Ltd. (Stantec) a élaboré une méthode pour identifier et évaluer les risques liés aux sections des stations de pompage les plus dangereuses<sup>1</sup> à partir d'un groupe de 12 sections retenues pour une évaluation effectuée par Oléoduc Énergie Est ltée (Énergie Est). Ce processus a été divisé en plusieurs phases. Durant la première phase, Stantec a eu recours à sa méthodologie de catégorisation des dangers standard pour identifier les récepteurs très sensibles (RTS)<sup>2</sup> qui pourraient être potentiellement affectés par un déversement des tronçons affluents<sup>3</sup> dans les 6 heures suivant un déversement. Ces tronçons affluents ont ensuite été classés parmi les 12 sections retenues afin d'identifier les deux sections de stations de pompage les plus dangereuses. À la suite du processus de sélection, l'Applied Science Associates (ASA) a utilisé une modélisation détaillée de la trajectoire des déversements sur les sections sélectionnées pour prédire la zone qui pourrait être affectée par le pétrole brut dans les 6 heures suivant un déversement hypothétique. Stantec a utilisé ces trajectoires pour délimiter et établir des tronçons affluents révisés de 6 heures à l'intérieur des deux sections de stations de pompage les plus dangereuses.

La première partie du présent document résume les raisons justifiant la sélection des RTS et les données évaluées pour identifier les RTS dans la zone du projet Oléoduc Énergie Est (le projet), tandis que la seconde présente les méthodologies utilisées par Stantec et l'ASA pour prédire les trajectoires de pétrole brut et identifier et classer les tronçons affluents. Plus précisément, ce document identifie les deux sections de stations de pompage les plus dangereuses sur la liste des 12 sections retenues et leurs RTS là où le pétrole brut pourrait atteindre les RTS si un déversement se produisait.

---

<sup>1</sup> Une section de station de pompage est définie comme le tronçon de pipeline situé entre deux stations de pompage adjacentes.

<sup>2</sup> Aux fins du présent rapport, les RTS sont définis comme étant des zones dans lesquelles un déversement de pétrole pourrait entraîner d'importants effets sur les économies locales, la santé publique ou les espèces ayant un statut particulier ou leur habitat. Les RTS englobent les zones habitées, les cours d'eau commercialement navigables, les prises d'eau municipales, les zones écosensibles et les RTS définis par les exploitants.

<sup>3</sup> Les tronçons affluents constituent les tronçons dans lesquels se trouvent des voies de passage qui pourraient permettre au pétrole brut d'atteindre un RTS, si un déversement se produisait.



## 2 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

---

### 2.1 Statut actuel

Au Canada, l'Office national de l'énergie (ONÉ) régit les exploitants de pipelines interprovinciaux et internationaux dans l'intérêt public. L'ONÉ évalue les exploitants de pipelines qui relèvent de son autorité en procédant à des inspections, à des audits et à des examens des accidents. En outre, les services du Bureau de la sécurité des transports (BST), qui est responsable d'examiner tout accident relatif aux pipelines de l'ONÉ, seront retenus dans le cadre des enquêtes portant sur les accidents. Énergie Est a également pris en considération les normes techniques établies par l'Association canadienne de normalisation (CSA), plus particulièrement la norme CSA Z662-15 (norme relative aux réseaux de pipelines pétroliers et gaziers). La norme CSA Z662-15 présente en profondeur les normes relatives à la conception, à la construction, à l'exploitation et à l'entretien des pipelines pétroliers et gaziers industriels. L'article 10 de la norme CSA Z662-15 concerne particulièrement les pipelines à liquide et les RTS identifiés, car il porte sur les inspections, l'état de préparation en cas d'urgence et l'environnement.

Bien que la réglementation fédérale sur les pipelines du Canada (c.-à-d. le Règlement sur les pipelines terrestres de l'ONÉ) n'ait pas besoin spécifiquement des services d'un exploitant de pipelines pour identifier les RTS et quantifier les dangers liés à ces zones, le processus d'identification et de catégorisation des RTS est fondé sur les méthodes de l'industrie et s'appuie principalement sur les réglementations imposées par l'administration de la sécurité des pipelines et matières dangereuses (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration [PHMSA]) des États-Unis, l'organisme qui réglemente la sécurité et l'intégrité des pipelines interétatiques de pétrole brut aux États-Unis. Aux États-Unis, le principal règlement fédéral assurant l'exploitation sécuritaire des pipelines pétroliers par leur conception, leur construction, leur exploitation et leur entretien est le règlement fédéral sur le transport des liquides dangereux par pipeline (49 Code of Federal Regulations (CFR) Part 195 —Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline) : Normes de sécurité fédérales minimales.

Les RTS sont des zones dans lesquelles d'importants effets sur les récepteurs pourraient se produire en cas de déversement; celles-ci comprennent les zones très peuplées, les cours d'eau commercialement navigables<sup>4</sup> et les zones qui sont plus particulièrement sensibles aux dommages causés à l'environnement (zones écosensibles et prises d'eau potable municipales).

L'identification d'un RTS n'empêche pas un pipeline de traverser la zone des RTS puisque Énergie Est a examiné et mis en œuvre des méthodes supplémentaires pour atténuer les risques potentiels associés au pipeline pour réduire le danger potentiel du projet à ces endroits.

---

<sup>4</sup> Aux fins de la présente analyse, les cours d'eau commercialement navigables ont été définis comme des plans d'eau importants qui sont navigables et qui ont le potentiel de soutenir le trafic commercial, tel qu'il est identifié par le ministre des Transports. Des informations complémentaires sont fournies à la section 3.2 – Cours d'eau commercialement navigables.

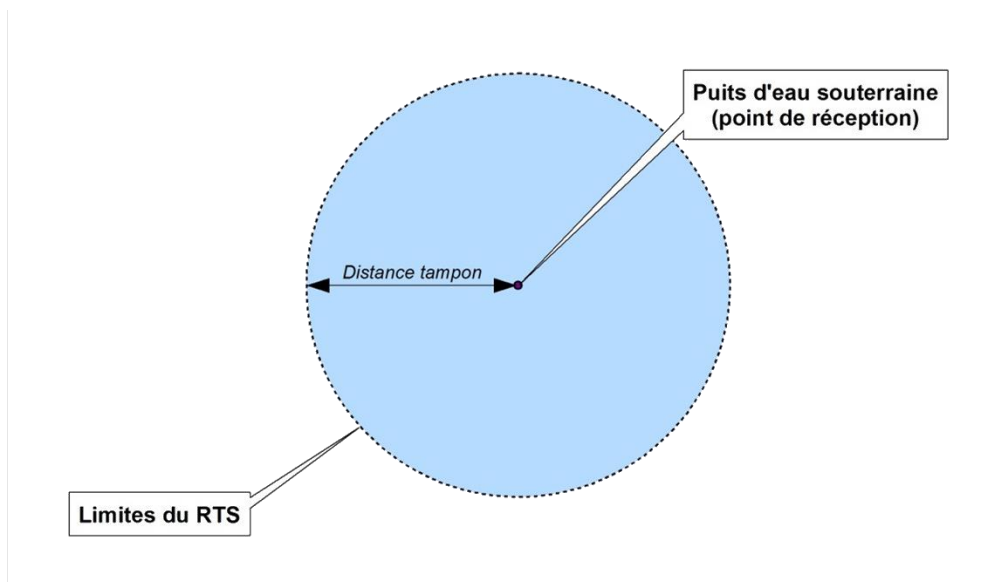




### 3 DÉFINITION DES RÉCEPTEURS TRÈS SENSIBLES

Les conséquences entraînées par des déversements de pipelines à la suite d'accidents ou de défaillances peuvent varier grandement en fonction de l'endroit où se produit le déversement et du volume ou de la taille du déversement. Le présent document justifie l'identification des zones dans lesquelles un déversement de pétrole aurait de graves conséquences sur l'économie, la santé publique et l'environnement. Les RTS englobent les zones habitées, les cours d'eau commercialement navigables, les prises d'eau municipales, les zones écosensibles et les RTS définis par les exploitants. Les données relatives aux RTS proviennent de diverses sources, notamment des organismes fédéraux et provinciaux (p. ex. organismes provinciaux responsables de l'eau potable et Environnement Canada). Il se pourrait que les déversements qui atteignent un RTS n'engendrent pas d'importants effets sur les ressources sensibles; cependant, les organismes de réglementation peuvent inciter les exploitants de pipelines à réaliser des analyses détaillées étant donné la sensibilité de la région.

Par définition, un RTS doit être une zone ou une caractéristique du polygone. Dans les situations où le récepteur est lui-même un point (p. ex. un puits d'eau souterraine), une zone tampon est appliquée conformément aux lignes directrices de la PHMSA pour les analyses de conséquences graves. L'étendue de la zone tampon devient la limite définie du RTS. Les distances de la zone tampon sont appliquées en prenant en compte la façon dont le récepteur serait touché par un déversement. Ainsi, si un déversement atteignait la limite d'un RTS, le récepteur sensible serait considéré comme touché. La **figure 3-1** montre un exemple de la façon dont une zone tampon est ajoutée à un récepteur pour créer un RTS.



**Figure 3-1 Exemple d'une zone tampon appliquée à un RTS**

### 3.1 Zones habitées

Les RTS liés à la population sont classés selon les critères relatifs aux zones habitées établis par la PHMSA (49 CFR 195.450) et s'appuient sur les données du Recensement 2011 du Canada. Les RTS liés à la population sont divisés en trois catégories :

1. **Zone très peuplée** : zone urbanisée qui renferme 50 000 habitants ou plus et dont la densité est d'au moins 400 personnes par kilomètre carré (km).
2. **Autre zone peuplée** : agglomération qui renferme au moins 1 000 habitants, dont la densité est d'au moins 150 personnes par km carré et qui ne correspond pas à la définition d'une zone très peuplée ci-dessus.
3. **Réserve de la Première Nation** : zone officiellement reconnue comme terres autochtones ou réserve indienne, comme définie par Ressources naturelles Canada (RNC) (2015a).

#### **ZONES NON CONSIDÉRÉES COMME ÉTANT HABITÉES**

Les zones habitées sont reconnues comme des RTS en fonction des problèmes de santé publique potentiels et des dommages directs ou indirects aux économies régionales et locales qui pourraient se produire dans les zones densément peuplées ou sur les terres des réserves de la Première Nation. Les zones habitées ont été classées comme telles uniquement en fonction des critères ci-dessus.

Les zones suivantes ont été évaluées comme des RTS potentiels, mais n'ont finalement pas été prises en compte pour la présente analyse :

- Zones à utilisation traditionnelle par les Premières Nations
- Aires de rassemblement (p. ex. campings)
- Installations où la capacité de sortir est restreinte

Bien que chacune de ces zones non incluses soit importante, l'ampleur des effets a été considérée comme moindre que celle des zones de RTS, où l'ampleur des effets serait la plus élevée.

### 3.2 Cours d'eau commercialement navigables

Les cours d'eau commercialement navigables sont définis comme des cours d'eau essentiels au commerce interprovincial et étranger. Les rivières commerciales et la circulation maritime (ports) permettent de fournir des ressources indispensables à de nombreuses collectivités. Tous les cours d'eau navigables énumérés dans la *Loi sur la protection de la navigation* ont été considérés comme commercialement navigables. Cette liste comprend 97 lacs, 62 rivières et 3 océans.

#### **ZONES NON CONSIDÉRÉES COMME ÉTANT DES COURS D'EAU COMMERCIALEMENT NAVIGABLES**

Les plans d'eau ne faisant pas partie de la *Loi sur la protection de la navigation* n'ont pas été pris en considération dans le cadre de cette analyse.

### 3.3 Zones particulièrement sensibles

Certaines ressources d'eau potable municipales ou zones de ressources écologiques qui sont particulièrement sensibles aux dommages environnementaux causés par un déversement de pétrole (zones anormalement sensibles) peuvent être des RTS. Les critères utilisés pour définir ces RTS sont les mêmes que ceux établissant les zones à conséquences graves aux États-Unis, conformément au 49 CFR 195.450.

#### 3.3.1 Zones particulièrement sensibles d'eau potable

Sont considérées comme étant des RTS (49 CFR 195.6) les prises d'eau municipales à source unique ou les prises d'eau de surface communautaires permanentes (classe I ou IIa) ainsi que les terrains karstiques. Afin d'être considérée comme permanente, une prise d'eau communautaire doit approvisionner au moins 25 personnes pendant six mois, au minimum. Les têtes de puits desservant moins de 15 résidences (p. ex. têtes de puits individuels privés) ne sont pas classées comme étant des RTS. Bien que ces sites puissent avoir d'importantes conséquences pour une ou plusieurs personnes, ces effets, sur le plan de la santé publique, ne sont pas d'une aussi grande ampleur que les effets sur les puits municipaux qui desservent de nombreuses résidences.

De nombreux organismes ont été contactés et plusieurs bases de données ont été passées en revue afin de recueillir des renseignements sur les sources d'alimentation en eau potable municipales, comme identifié ci-dessus. Les prises d'eau en surface et les puits d'eau souterraine municipaux ont été tamponnés pour créer des polygones de RTS. Au fur et à mesure de l'obtention de renseignements supplémentaires, l'information relative au temps de transit pourrait être utilisée pour modifier la distance de la zone tampon pour les RST d'eau souterraine.

#### ***ZONES NON CONSIDÉRÉES COMME ÉTANT DES RTS DE PRISES D'EAU POTABLE MUNICIPALES***

Un RTS de prises d'eau potable municipales est axé sur la prise réelle (dotée d'une zone tampon raisonnable) plutôt que sur la source d'approvisionnement en eau (p. ex. un aquifère complet). Comme il a été mentionné ci-dessus, les RTS portent surtout sur les sources municipales d'approvisionnement en eau plutôt que sur celles approvisionnant des résidences ou de petits groupes. Les zones qui ont été évaluées, mais qui n'ont finalement pas été considérées comme des RTS comprennent :

- les têtes de puits qui desservent des résidences ou un petit nombre de personnes (moins de 15 résidences);
- les bassins versants, y compris ceux qui approvisionnent les prises d'eau municipales;
- les aquifères, y compris ceux qui agissent à titre de ressources en eau;
- les aires de recharge.

Bien que chacune de ces zones non incluses soit importante, l'ampleur des effets à ces endroits a été considérée comme moindre que celle des zones de RTS, où l'ampleur des effets serait la plus élevée.

### 3.3.2 Zones écologiques particulièrement sensibles

Les RTS écologiques représentent un sous-ensemble de ressources écologiques désignées RTS sur lesquelles un déversement accidentel d'un pipeline pourrait avoir une incidence grave. Les zones RTS écologiques ont été recensées grâce à des sources de données publiques et respectent les orientains des critères américains (49 CFR 195.6).

Les règles qui s'appliquent aux espèces inscrites dans la *Loi sur les espèces en péril* (LEP) aux fins de la désignation et de l'élaboration de RTS comprennent notamment :

- Les espèces menacées et les espèces en voie de disparition de niveau fédéral, aussi connues comme espèces menacées et en voie de disparition visées par la LEP, sont considérées comme des RTS.
- Les données sur la présence des espèces inscrites dans la LEP qui ont plus de 10 ans au moment de l'analyse ne sont pas considérées comme des RTS. Par défaut, les données sur la présence qui ne comportent pas de date précise d'enregistrement sont comprises.
- Les données sur la présence des espèces aviaires inscrites dans la LEP comprennent les données sur la présence qui sont documentées pendant une saison de reproduction de l'espèce. Par défaut, les données sur la présence qui ne comportent pas de date précise d'enregistrement sont comprises.

Les zones écologiques particulièrement sensibles comprennent les espèces inscrites dans la LEP et celles qui ne le sont pas, comme il est décrit ci-dessous.

#### **RTS ÉCOLOGIQUES D'ESPÈCES INSCRITES DANS LA LEP**

- L'habitat essentiel désigné dans un ou plusieurs plans d'action ou une stratégie de rétablissement d'une espèce, dans le cas des espèces menacées et en voie de disparition au niveau fédéral au sens de la LEP (aucune zone tampon ne s'applique).
- Les données sur la présence des plantes inscrites dans la LEP visées par une zone tampon appropriée.
- Les données sur la présence des espèces coloniales ou semi-coloniales inscrites dans la LEP visées par une zone tampon appropriée.
- Les données sur les sites de reproduction (lek) des Tétrins des armoises visés par une zone tampon appropriée.
- Les données sur la présence des espèces aquatiques ou semi-aquatiques inscrites dans la LEP visées par des zones tampon appropriées.
- Les assemblages d'espèces multiples (AEM) sont les zones où au moins trois espèces inscrites dans la LEP sont présentes, les zones de concentration d'oiseaux migrateurs, l'habitat essentiel inscrit dans la LEP, ou les zones où des espèces de mammifères marins en déclin se trouvent à 804,7 m l'une de l'autre. Une zone tampon appropriée est ajoutée aux regroupements afin de créer la limite des AEM.

**RTS ÉCOLOGIQUES NON INSCRITS DANS LA LEP**

- Les zones comportant une pêche commerciale à grande échelle où une économie régionale subirait d'importants effets financiers (aucune zone tampon ne s'applique).
- Les zones de concentration d'oiseaux migrateurs, où un déversement pourrait avoir des effets négatifs sur une population (aucune zone tampon ne s'applique).
- Des zones de concentration ou des habitats clés, ou une zone où des espèces de mammifères marins en déclin où les espèces sont aquatiques, dépendent des zones aquatiques, ou sont terrestres et ont une aire de répartition limitée (aucune zone tampon ne s'applique).

**ZONES NON CONSIDÉRÉES DES RTS ÉCOLOGIQUES**

L'exposition à du pétrole brut peut entraîner des effets négatifs pour les récepteurs écologiques en raison du mazoutage direct de plantes et d'oiseaux ou entraîner des effets toxicologiques pour les espèces aquatiques et la base alimentaire au sein d'habitats essentiels. Les RTS écologiques se concentrent sur les zones où d'importants effets écologiques peuvent survenir, notamment des effets négatifs pour des individus d'espèces menacées ou en voie de disparition ou leur habitat essentiel, ou des effets pour une partie importante de la population d'une espèce. Les autres zones qui ont été évaluées, mais qui, en fin de compte, n'ont pas été considérées comme des RTS, comprennent notamment :

- Zones d'intérêt particulier
- Zones d'habitat et de migration du caribou
- Terres protégées
- Réserves de la Couronne
- Aires d'hivernage des cerfs
- Zonage de l'utilisation des terres du versant est
- Réserves écologiques
- Aires d'importance environnementale
- Zones d'exploitation restreintes
- Terres du Fonds de développement de la pêche et de la faune
- Zones de protection des forêts
- Zones de chasse au gibier (Manitoba)
- Pâturages patrimoniaux
- Parcs historiques
- Présence d'individus d'espèces menacées ou en voie de disparition (données publiques ou recueillies sur le terrain) concernant des espèces terrestres, étant donné qu'elles peuvent être présentes ou non en cas de déversement
- Parcs nationaux
- Réserve nationale de faune

- Aires naturelles
- Parc de milieu naturel
- Pâturage collectif de l'administration du rétablissement agricole des Prairies
- Terres protégées privées
- Parcs provinciaux
- Pâturages provinciaux
- Zones récréatives provinciales
- Espèces terrestres et aquatiques provinciales visées par la LEP
- Zones de gestion des animaux à fourrure
- Réserves écologiques représentatives
- Aires de nature sauvage
- Parcs de nature sauvage
- Protection de l'habitat faunique
- Refuges fauniques

Certaines portions de ces zones exclues peuvent constituer des RTS si d'autres critères en matière de RTS sont remplis. Bien que chacune de ces zones non incluses soit importante, l'ampleur des effets à ces endroits a été considérée comme moindre que celle des zones de RTS, où l'ampleur des effets serait la plus élevée.

## 4 MÉTHODOLOGIE

---

L'ONÉ a demandé à Énergie Est d'identifier les critères des RTS et de déterminer les endroits où les défaillances de pipeline potentielles pourraient affecter les RTS. Tel qu'il est décrit dans les sections suivantes, Énergie Est utilise le processus de TransCanada pour identifier les portions de son système de pipelines qui, en cas de défaillance, pourraient affecter un RTS par le biais du déversement d'un produit<sup>5</sup> directement dans le RTS, ou à la suite d'un écoulement de surface, d'un écoulement souterrain ou du transport en aval de produits vers le RTS à partir de l'emplacement de déversement. La méthodologie choisie pour identifier les tronçons affluents associés au projet qui pourraient potentiellement affecter les RTS est en accord avec les autres systèmes de pipelines à liquide de TransCanada.

En raison des variations dans les facteurs environnementaux pendant toute la durée du projet, une méthodologie proposant des paramètres et des hypothèses conservatrices a été employée pour la première phase d'évaluation de l'analyse, pendant laquelle les tronçons affluents ont été définis et classés pour faciliter la sélection des sections des stations de pompage les plus dangereuses. L'évaluation était fondée sur une analyse de transport par un SIG qui a utilisé les attributs de l'environnement physique (p. ex. le relief, les voies navigables) et le jugement professionnel combinés à une expérience considérable et une quantité raisonnable de conservatisme.

Les deux sections des stations de pompage les plus dangereuses ont été soumises à la modélisation détaillée de la trajectoire des déversements par l'ASA pour mieux comprendre les effets potentiels et permettre à Stantec d'affiner la délimitation des tronçons affluents en s'appuyant sur ce modèle plus précis.

### 4.1 Évaluation initiale – Identification des tronçons affluents du pipeline

Une partie du pipeline qui pourrait potentiellement affecter un RTS est considéré comme un tronçon affluent. La première étape pour isoler les sections des stations de pompage les plus dangereuses était d'identifier les tronçons affluents sur chacune de ces sections. Les 12 sections des stations de pompage retenues par Énergie Est sont les suivantes :

#### 1. Région de Trout Lake

- a. Station de pompage 48-49 – De North Bay à Mattawa

#### 2. Région de Rideau

- a. Station de pompage 52-53 – De Arnprior à Stittsville
- b. Station de pompage 53-54 – De Stittsville à Iroquois

#### 3 Fleuve Saint-Laurent (région de Montréal)

- a. Station de pompage 55-56 – De Glengarry à Lachute
- b. Station de pompage 56-57 – De Lachute à Mascouche

---

<sup>5</sup> Aux fins de la présente analyse, le produit était présumé être le pétrole brut de marque Access Western Blend.



#### 4. Rivière Saint-Maurice (Trois-Rivières)

- a. Station de pompage 58-59 – De Maskinongé à Trois-Rivières

#### 5. Fleuve Saint-Laurent (région de Québec)

- a. Station de pompage 59-60 – De Trois-Rivières à Donnacona
- b. Station de pompage 60-61 – De Donnacona à Lévis
- c. Station de pompage 61-62 – De Lévis à L'Islet

#### 6. Rivière Iroquois

- a. Station de pompage 64-65 – De Picard à Dégelis

#### 7. Bassin versant de la rivière Tobique

- a. Station de pompage 65-66 – De Dégelis à Saint-Léonard

#### 8. Baie de Fundy

- a. Station de pompage 70-71 – De Hampton au terminal de Saint John

Les sections ci-dessous présentent la méthodologie utilisée pour identifier les tronçons affluents préliminaires sur chacune des sections de ces stations de pompage.

### 4.1.1 Identification des tronçons affluents

Pour cette évaluation, un tronçon du pipeline était identifié comme un tronçon affluent si : 1) il a un contact direct avec un RTS (c.-à-d. que le pipeline traverse un RTS), ou 2) une voie de déversement viable (voie d'acheminement) a été identifiée à la suite d'un écoulement de surface, d'un écoulement souterrain ou du transport en aval. Pour être considérée comme viable, la voie d'acheminement doit atteindre le RTS à proximité du projet et la voie d'acheminement ne doit pas rencontrer d'obstacles importants à cause du terrain, du débit des cours d'eau, des digues, des retenues ou d'autres obstructions. À l'aide des données du SIG et du Réseau hydro national (RHN), le terrain entourant le pipeline a été examiné pour identifier les voies physiques, y compris les particularités, qui pourraient accroître ou réduire le transport à partir d'un lieu de déversement hypothétique. Les quatre façons dont un tronçon affluent peut potentiellement affecter un RTS – le contact avec un RTS, un écoulement de surface, un écoulement souterrain ou le transport en aval – sont décrites en détail dans les sections suivantes. Cette méthode de contribution a été utilisée pour chaque tronçon affluent pendant l'analyse du SIG.

#### 4.1.1.1 Contact avec un RTS

Les emplacements où le projet entre directement en contact avec un RTS représentent la possibilité la plus immédiate qu'un déversement potentiel affecte un RTS.

#### **4.1.1.2 Écoulement de surface**

Un écoulement de surface est constitué de la dispersion latérale en surface d'un déversement. En général, les déversements d'un pipeline sont rares et la plupart sont relativement petits (quatre barils ou moins [ÉES, volume 6, section 2]). Sur un terrain plat, les déversements ont tendance à être largement contenus dans les sols moins compacts de la tranchée du pipeline. Les déversements sur un terrain en pente et les déversements importants (10 000 barils ou plus) ont un plus grand potentiel de se propager au-delà de la tranchée, bien que le transport terrestre de pétrole brut est, en majeure partie, limité à environ 100 m ou moins.

#### **4.1.1.3 Écoulement souterrain**

Un écoulement souterrain de pétrole brut se produit lorsqu'un déversement se propage sous terre, et peut potentiellement affecter les ressources en eaux souterraines à proximité. En général, le taux de transport du pétrole brut dans les sols est très lent. Le mouvement du pétrole brut est généralement limité par l'adsorbance à des particules du sol, le taux d'écoulement des eaux souterraines et l'atténuation naturelle (c.-à-d. la dégradation microbienne) (Fetter, 1993; Freeze et Cherry, 1979). Des études ont démontré que le transport des déversements d'hydrocarbures pétroliers est très limité, avec 90 % des panaches d'hydrocarbure s'étendant sur 95 m ou moins (Newell et Connor, 1998; US Geological Survey [USGS], 1998). Les données provenant de plus de 600 sites ont déterminé que le plus long panache d'hydrocarbures mesurait 920,5 m (Newell et Connor, 1998; US Geological Survey [USGS], 1998). Stantec a appliqué un tampon en se référant aux lignes directrices de la PHMSA concernant l'eau souterraine aux États-Unis qui présentent des distances de transport en subsurface plus longues que prévu pour délimiter les tronçons affluents selon l'écoulement souterrain. Ce tampon sert à ajouter du conservatisme à l'analyse.

#### **4.1.1.4 Transport en aval**

Le transport en aval d'un déversement peut se produire le long des franchissements de cours d'eau comme les rivières et les ruisseaux ainsi que les fossés et les tuyaux de drainage. Le pétrole brut peut également se propager latéralement dans les plans d'eau comme les lacs et les milieux humides. Le taux de transport en aval dans les cours d'eau à débit permanent est affecté par la vitesse du débit du cours d'eau et la quantité de temps précédant le confinement effectué grâce aux activités d'intervention en cas d'urgence.

Afin d'identifier les RTS potentiellement affectés par le transport en aval d'un déversement, une analyse en trois étapes a été réalisée. La première étape consistait à déterminer une distance de transport en aval maximale raisonnable. La deuxième étape a été une analyse SIG permettant d'identifier les voies de transport potentielles qui mènent aux RTS à l'intérieur de la distance en aval spécifiée. La troisième étape a été de délimiter et de quantifier certains aspects de ces tronçons affluents selon leurs voies de transport connexes et leurs RTS.

La distance de transport en aval a été estimée en utilisant la vitesse d'écoulement et la quantité maximale de temps requis pour initialiser les activités de confinement lors des interventions en cas d'urgence. Énergie Est a un temps de réponse maximal de 6 heures en cas de déversement. Ainsi, un temps de réponse d'urgence de 6 heures a été pris en compte pour le calcul de la distance de transport en aval.

Pour déterminer la vitesse d'écoulement, la capacité d'évacuation maximale a été recueillie à partir d'une variété de fluviomètres dans la zone du projet (Division des relevés hydrologiques du Canada, 2011). Puisque la grande majorité des cours d'eau permanents et intermittents traversés par le projet n'ont pas de données enregistrées d'écoulement, les meilleures données disponibles ont été obtenues pour chaque région physiographique et ont été présumées être représentatives de la capacité d'évacuation maximale rencontrée dans les cours d'eau de la région.

Les données de vitesse ont été calculées à partir de la capacité d'évacuation maximale obtenue grâce à 35 fluviomètres situés près de la route du projet. Pour rester conservateur (c.-à-d. pêcher par excès de prudence), la vitesse maximale pour chaque fluviomètre a été totalisée et ensuite la moyenne des vitesses maximales a été calculée pour chaque région physiographique traversée par le projet. La moyenne des vitesses maximum a été multipliée par le temps de réponse d'urgence de 6 heures maximum pour définir une distance de transport en aval unique pour chacune de ces régions physiographiques. Le calcul de la distance de transport en aval par région physiographique permet davantage de réalisme et de précision par rapport à l'utilisation d'une valeur unique pour le projet, car on peut s'attendre à ce que les rivières et les ruisseaux provenant de la même région physiographique soient dotés de propriétés similaires. Par conséquent, les cours d'eau situés à l'intérieur d'une certaine région physiographique auront tendance à avoir une vitesse semblable.

Les résultats des calculs de la distance de transport en aval sont résumés dans le **tableau 4-1**. Au cours de l'analyse du SIG permettant d'identifier les RTS potentiellement affectés, chaque cours d'eau avait été assigné à une distance de transport en aval selon la région physiographique où la rivière ou le ruisseau est situé.

**Tableau 4-1 Résumé des vitesses du courant pour les régions physiographiques traversées par le projet**

Région physiographique	Longueur approximative traversée (km)	Nombre évalué	Vitesse du courant, moyenne du maximum (m/s)	Déplacement de 6 heures, moyenne du max (km)
Plaines intérieures	1 329,0	13	1,26	27,3
Bouclier canadien	1 807,9	10	1,58	34,2
Région des Appalaches	636,9	6	2,10	37,7
Grands Lacs – Basses-terres du Saint-Laurent	785,9	6	2,19	39,4

m/s = mètres par seconde.

Dans le cadre de cette analyse, les distances de transport en aval propres à un cours d'eau ont plutôt été utilisées au lieu des valeurs de la région physiographique lorsque les vitesses individuelles du courant calculées étaient supérieures à la moyenne du maximum pour une région donnée. Vous trouverez une liste de ces cours d'eau et de leurs vitesses et distances de transport en aval associées au **tableau 4-2**.

**Tableau 4-2 Cours d'eau individuels avec vitesses calculées supérieures à la moyenne de la région physiographique**

Région physiographique	Nom du cours d'eau	Vitesse maximum (m/s)	Déplacement de 6 heures (km)
Plaines intérieures	Rivière Red Deer	2,19	47,3
	Ruisseau Swift Current	1,92	41,4
Bouclier canadien	Rivière Missinaibi	2,81	50,6
	Rivière de Kapuskasing	1,93	34,7
	Rivière Rideau	1,98	35,6
Basses-terres du Saint-Laurent	Rivière L'Assomption	2,27	40,8

***IDENTIFICATION DES RST EN AVAL ET DES VOIES D'ÉCOULEMENT***

Les RST qui pourraient être touchés par le transport en aval d'un déversement de pipeline ont été identifiés à l'intérieur d'une zone tampon du tracé du pipeline au moyen de l'analyse SIG de l'ensemble de données RHN du Canada (RHN, 2015c). La zone tampon est déterminée en fonction de la distance de transport en aval qui a été calculée pour chaque région physiographique ou réseau d'une rivière donnée.

Tous les cours d'eau de surface représentés dans le RHN qui traversaient la zone tampon du pipeline ou s'y trouvaient ont été évalués. Les cours d'eau qui croisaient le tracé du pipeline ont été identifiées comme étant des points de franchissement. Les cours d'eau qui ne traversaient pas directement le pipeline, mais qui se trouvaient dans la zone tampon, ont été évalués d'après la possibilité que la topographie adjacente conduise un déversement vers ou dans le cours d'eau à cause d'un écoulement de surface.

Chaque point de franchissement de cours d'eau de surface a été examiné pour déterminer si un RST se trouvait en aval à l'intérieur des paramètres définis pour le transport en aval (km de rivière), conformément aux périodes de déplacement de 6 heures figurant aux **tableaux 4-1** et **4-2**. Pour déterminer si une voie de transport est viable, la voie d'écoulement a été examinée pour y déceler les obstacles substantiels au transport en aval. Les voies d'écoulement viables qui ont rencontré un RTS à l'intérieur de la distance définie pour le transport en aval ont été délimitées comme des voies d'écoulement possibles dans l'éventualité d'un déversement.

**4.1.2 Délimiter les tronçons affluents**

Après avoir identifié les RST qui pourraient être touchés par un déversement du pipeline, les tronçons affluents associés ont été délimités et catégorisés d'après plusieurs facteurs, y compris la méthode de contribution du déversement, le nombre de RST potentiellement touchés et la périodicité (c.-à-d. permanent, intermittent ou éphémère) de la voie d'écoulement. La délimitation a été réalisée à l'intérieur du logiciel du SIG en utilisant les données topographiques tirées du service de cartes Web Toporama (RHN, 2015b) dans le but de déterminer la direction de la migration de surface d'un déversement potentiel provenant du tronçon.

Le tracé du pipeline a été divisé en tronçons contributeurs et tronçons non contributeurs d'après le potentiel d'un tronçon donné d'affecter un RST ou plus par l'intermédiaire d'un contact direct avec un RST, un écoulement de surface, un écoulement hypodermique ou un transport en aval. La longueur des tronçons affluents a été déterminée par l'intermédiaire de plusieurs facteurs, y compris le terrain, la pente, l'aspect et la présence d'obstacles.

#### **4.1.3 Identification des RST et tronçons affluents correspondants**

L'attribution de chaque tronçon affluent dans le SIG dépend du fait si un déversement du pipeline contribue ou non par l'intermédiaire d'un contact avec un RST, un écoulement de surface, un transport en aval ou un écoulement souterrain hypodermique. Pour les tronçons affluents dont l'attribution mentionne qu'ils contribuent par l'intermédiaire d'un transport en aval, un tronçon de pipeline tampon a été inclus de chaque côté du cours d'eau dans le but de tenir compte d'un écoulement de surface potentiel dans le cours d'eau.

Chaque paire de tronçon affluent-RST a été évaluée dans le but de déterminer si l'impact potentiel au RST, ultimement, surviendra par un écoulement de surface, un écoulement souterrain ou les deux. Les tronçons affluents qui peuvent affecter les puits d'eaux souterraines (zones anormalement sensibles d'eau potable) ont été désignés comme étant « hypodermiques ». Les tronçons affluents qui peuvent toucher seulement les zones très peuplées, les autres zones peuplées, les réserves des Premières Nations, les cours d'eau commercialement navigables, les zones écologiques particulièrement sensibles et les prises d'eau de surface (zones d'eau potable particulièrement sensibles) ont été désignées « surface ». Les tronçons affluents qui peuvent affecter un mélange des deux groupes ont été désignés « les deux » (de surface et souterrains).

##### **4.1.3.1 Convention d'appellation des RST et des tronçons affluents**

On a attribué un code alphanumérique unique aux RST qui pourraient être affectés par le projet. Les identifications de groupe RST ont été attribués aux RST individuels ou aux groupes de RST situés le long de toute la ligne. Si un seul RST a été potentiellement touché, on lui a attribué son propre numéro d'identification de groupe. Quand les RST se superposaient les uns les autres, ils étaient regroupés et nommés d'après leur position le long du projet en fonction de l'identification de groupe précédente. Les identifications de groupe de RST ont commencé au groupe 01 au début du projet dans chaque province et la séquence a augmenté jusqu'à ce qu'une nouvelle province soit atteinte. Les tronçons affluents ont été appelés en utilisant les identifications de groupe des RST qu'ils pourraient affecter. Le code RST unique représente l'emplacement (la province), l'identification de groupe RST et un numéro individuel unique s'il fait partie d'un groupe RST.

Les tronçons affluents se sont faits attribuer un code alphanumérique conformément aux identifications de groupe RST auparavant décrites, puis ils se sont faits attribuer un numéro unique à la fin. Ce numéro unique indique l'emplacement des tronçons affluents, qui ressemble aux numéros de RST.

Les RST et les tronçons affluents à venir seront identifiés en continuant le système numérique existant. Ce système numérique est flexible et il offre la capacité d'effectuer un suivi historique, deux caractéristiques importantes pour les futurs utilisateurs.

#### 4.1.4 Version du tracé du projet

L'identification des RST et des tronçons affluents correspondants le long du projet est un processus dynamique pendant la phase de conception et de tracé. Dans l'éventualité où des sections de pipeline suivent un nouveau tracé, l'analyse doit être rajustée afin d'identifier tout nouveau RST qui pourrait se trouver dans les limites modifiées de proximité et de la voie. Les RST existants doivent aussi être évalués dans le but de déterminer s'ils se trouvent encore à l'intérieur des limites modifiées; sinon, ils ne doivent pas être considérés dans l'analyse. Les tronçons affluents doivent ensuite être identifiés et modifiés en vue de correspondre aux données de RST rajustées.

En date de publication de ce rapport, de nouveaux tracés sont toujours envisageables pour les sections à construire (p.ex. sans pipeline existant). Cette analyse sera mise à jour à différentes étapes en tenant compte de changements et, soulignons-le, en utilisant le tracé tel que construit.

#### 4.2 Catégorisation de l'évaluation du danger initiale

Suite à l'identification des tronçons affluents du pipeline sur les sections potentielles de la station de pompage, les tronçons ont été classés d'après leur niveau de danger, suivant la description ci-dessous, dans le but de déterminer quelles sont les sections de station de pompage qui présenteraient le niveau de danger le plus élevé pour l'être humain et l'environnement en cas de déversement.

Au sujet des voies d'écoulement de surface ou de transport en aval, les facteurs du niveau de danger d'un tronçon comprennent :

- la longueur des tronçons affluents;
- la proximité des tronçons affluents aux RTS (c.-à-d., la longueur de la voie de transport du « trajet d'écoulement »);
- le nombre de RTS possiblement touchés;
- la viabilité de la voie de transport (p. ex., écoulement de surface, écoulement souterrain ou transport en aval);
- pour les tronçons affluents qui ont le potentiel d'affecter les RTS des eaux souterraines, la distance entre le tronçon affluent et le RTS des eaux souterraines le plus proche;
- la périodicité des plans d'eau de surface servant de voies de transport; et
- l'écoulement prévu selon le pire scénario pour le tronçon affluent.

Au sujet de l'écoulement souterrain qui pourrait affecter les tronçons affluents, les facteurs du niveau de danger d'un tronçon comprennent :

- la longueur des tronçons affluents;
- le nombre de RTS d'eaux souterraines possiblement touchés;
- la périodicité des plans d'eau de surface servant de voies de transport; et
- l'écoulement prévu selon le pire scénario pour le tronçon affluent.

### 4.2.1 Quantification de la catégorisation du danger

La quantification de la catégorisation du danger a été effectuée pour l'analyse des voies de surface, de la voie souterraine et de l'analyse combinée. La description visant à déterminer les niveaux de danger pour les voies de surface est présentée à la section 4.2.1.1. La description pour les niveaux de danger pour la voie souterraine se trouve à la section 4.2.1.2.

Les niveaux de danger combinés des tronçons affluents ont été déterminés en identifiant le niveau de priorité le plus élevé (valeur numérique la plus basse) des analyses des voies de surface et des voies souterraines, puis en attribuant la valeur de ce niveau aux tronçons affluents combinés.

#### 4.2.1.1 Quantification du danger des voies de surface

Les résultats de la quantification du danger des tronçons affluents ont été déterminés en faisant la somme des résultats du facteur de danger pour la longueur du tronçon affluent, le nombre de RST potentiellement affectés, la distance entre cet endroit et le RST et l'écoulement prévu selon le pire scénario, puis en multipliant la somme par les résultats de la quantification du danger pour la viabilité des voies de surface vers les RST des eaux souterraines, le type de voie de surface et la périodicité du cours d'eau.

Les résultats ont été déterminés pour chaque tronçon affluent, puis classifiés dans quatre niveaux de danger en fonction des quartiles. Une cinquième catégorie a été ajoutée pour ces tronçons affluents qui affecteraient uniquement les RST d'eaux souterraines plus que le prévoit les critères de proximité pour un écoulement hypodermique, et qui requerraient donc une voie de surface pour atteindre le RST souterrain et l'infiltrer. Ces voies d'écoulement de surface menant à des RST souterrains représentent un danger potentiel à long terme pour une ressource d'eaux souterraines, contrairement aux impacts potentiels immédiats associés aux voies d'écoulement de surface menant à d'autres RST.

Les tronçons affluents qui se trouvent dans certains niveaux de danger de surface ont fréquemment une caractéristique ou plus de ce niveau, suivant la description ci-dessous.

##### Niveau = 1

- Plusieurs RTS pourraient être affectés par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est supérieur à plusieurs autres endroits.
- Le tronçon affluent croise un RTS.
- La longueur du tronçon affluent est supérieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est inférieur.
- Le transport en aval est effectué par un plan d'eau permanent.
- Une voie de transport prête et viable (c.-à-d. une voie de transport en aval, et non de surface; le RST est situé près du pipeline).

**Niveau = 2**

- Plusieurs RTS pourraient être affectés par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est moyen à grand si on le compare à plusieurs autres endroits.
- Le tronçon affluent est proche d'un RTS.
- La longueur du tronçon affluent est supérieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est inférieur.
- Le transport en aval est effectué par un plan d'eau permanent ou intermittent.
- Une voie de transport prête et viable (c.-à-d. une voie de transport en aval, et non de surface; le RTS est situé près du pipeline).

**Niveau = 3**

- Un nombre limité de RTS pourraient être affectés par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est petit à moyen si on le compare à plusieurs autres endroits.
- Le tronçon affluent n'est pas proche d'un RTS.
- La longueur du tronçon affluent est inférieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est supérieur.
- Le transport en aval est effectué par un plan d'eau intermittent ou éphémère.
- Une voie de transport moyennement viable (c.-à-d. une voie de transport en aval ou de surface).

**Niveau = 4**

- Souvent, un seul RTS pourrait être affecté par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est généralement petit si on le compare à plusieurs autres endroits.
- Le tronçon affluent est souvent éloigné d'un RTS.
- La longueur du tronçon affluent est inférieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est supérieur.
- Le transport en aval est effectué par un plan d'eau intermittent ou éphémère.
- Une voie de transport moyennement viable (c.-à-d. une voie de transport en aval ou de surface).

**Niveau = 5**

- Un mécanisme de transport viable pour atteindre les RST des eaux souterraines n'est pas probable en raison d'une dépendance sur le transport souterrain plus grande que prévue d'après les critères de proximité pour les écoulements souterrains. Le niveau de danger 5 ne veut pas dire un risque inférieur aux autres catégories. Il s'agit plutôt d'un danger potentiel à long terme pour une ressource d'eaux souterraines, contrairement aux impacts immédiats associés aux voies de surface.



### **4.2.1.2 Quantification du danger posé par une voie souterraine**

La méthodologie de la catégorisation du danger pour les tronçons affluents d'une voie souterraine ressemble à celle utilisée pour la catégorisation pour les tronçons des voies de surface. Les résultats de la quantification du danger des tronçons affluents ont été déterminés en faisant la somme des résultats du facteur de danger pour la longueur du tronçon affluent, le nombre de RST potentiellement affectés et l'écoulement prévu selon le pire scénario, puis ils ont été classifiés dans quatre niveaux de danger en fonction des quartiles.

Les tronçons affluents qui se trouvent dans certains niveaux de danger de sous la surface ont fréquemment une caractéristique ou plus de ce niveau, suivant la description ci-dessous.

#### **Niveau = 1**

- Plusieurs RTS d'eaux souterraines pourraient être affectés par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est supérieur à plusieurs autres endroits.
- La longueur du tronçon affluent est souvent supérieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est inférieur.

#### **Niveau = 2**

- Plusieurs RTS d'eaux souterraines pourraient être affectés par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est moyen à grand si on le compare à plusieurs autres endroits.
- La longueur du tronçon affluent est souvent supérieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est inférieur.

#### **Niveau = 3**

- Un nombre limité de RTS d'eaux souterraines pourraient être affectés par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est petit à moyen si on le compare à plusieurs autres endroits.
- La longueur du tronçon affluent est souvent inférieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est supérieur.

#### **Niveau = 4**

- Souvent, un seul RTS d'eaux souterraines pourrait être affecté par un déversement à l'intérieur du tronçon affluent.
- À l'intérieur d'un tronçon affluent, l'écoulement prévu maximal selon le pire scénario est généralement petit si on le compare à plusieurs autres endroits.
- La longueur du tronçon affluent est souvent inférieure aux tronçons affluents dont le risque de danger est supérieur.

### 4.2.2.3 Quantification du danger de la section de la station de pompage

Les résultats globaux du danger posé par une section d'une station de pompage sont déterminés par l'équation suivante :

$$\text{COEFFICIENT DU RISQUE POSÉ PAR LA SECTION} = [(\text{Longueur totale du tronçon affluent de niveau de danger 1}) * 1,00] + [(\text{Longueur totale du tronçon affluent de niveau de danger 2}) * 0,75] + [(\text{Longueur totale du tronçon affluent de niveau de danger 3}) * 0,5] + [(\text{Longueur totale du tronçon affluent de niveau de danger 4}) * 0,25]$$

Cette approche a utilisé la longueur totale du tronçon affluent du pipeline à chaque niveau de danger, en pondérant chaque niveau de danger graduellement, par ordre de gravité, pour créer les résultats pour la section. Les coefficients de risque globaux de la station de pompage ont permis de comparer directement le danger posé par chaque section, de sorte qu'on pouvait identifier les sections de la station de pompage qui présentaient le niveau de danger le plus élevé.

## 4.3 Modélisation détaillée de la trajectoire des déversements

Des déversements de pétrole brut hypothétiques (Access Western Blend) provenant des deux sections de stations de pompage les plus dangereuses (station de pompage 53-54, Stittsville à Iroquois, et station de pompage 61-62, Lévis à L'Islet) ont été modélisés afin de déterminer le devenir des déversements sur les terres, dans les ruisseaux et dans l'estuaire du Saint-Laurent. Des déversements provenant des deux sections de pipeline ont été modélisés par l'Applied Science Associates (ASA) à des intervalles d'environ 100 m à l'aide du modèle OILMAP Land pour déterminer les voies de déversement terrestres et à la surface du réseau des cours d'eau. Pour les déversements qui atteindraient le fleuve Saint-Laurent, un deuxième système de modélisation, SIMAP, a été utilisé pour déterminer la trajectoire et le devenir du pétrole transporté par le courant du fleuve et le vent. Une approche stochastique a été employée pour ces scénarios afin de déterminer une empreinte probable pour le pétrole en surface. Aux fins de cette analyse, le modèle a prédit le devenir et le transport du pétrole brut au cours d'une période de 6 heures.

## 4.4 Analyse des tronçons affluents révisée

Stantec a fait appel à des panaches OILMAP Land pour délimiter des tronçons affluents au temps de transport de 6 heures pour les sections de station de pompage les plus dangereuses.

### 4.4.1 Création du trajet d'écoulement

Stantec a généré des trajets d'écoulement terrestres et des trajets de transport en aval basés uniquement sur des polygones de panaches OILMAP Land. Les trajets d'écoulement ont été commencés aux points d'origine du déversement OILMAP Land et ont généralement suivi la partie centrale des panaches, ce qui a permis de garantir que tous les RTS touchés par les panaches ont également été traversés par les trajets d'écoulement. La simplification des panaches polygonaux en trajets d'écoulement polygones a permis de calculer les distances de transport entre le pipeline et les RTS potentiellement touchés. Les trajets d'écoulement ont été dessinés afin de connaître la distance la plus courte pour chaque RTS touché. Les panaches qui pouvaient déjà être associés à un cours d'eau (en comparant des photographies aériennes et le réseau hydro national) ont été identifiés comme trajets de transport en aval, tandis que tous les autres panaches ont été identifiés comme trajets d'écoulement terrestres.

Dans les cas où les trajets d'écoulement ont atteint l'estuaire du Saint-Laurent dans un temps de transport de 6 heures, Stantec a utilisé les résultats de la modélisation stochastique SIMAP pour déterminer la distance qu'un trajet d'écoulement pouvait parcourir dans l'estuaire avant d'atteindre la limite de temps de transport de 6 heures ainsi que la ou les directions qu'il pouvait emprunter.

### 4.4.2 Délimitation des tronçons affluents

OILMAP Land effectue une modélisation de déversements potentiels continus à certains points d'origine à intervalles réguliers (c.-à-d. des intervalles de 100 m) le long du pipeline ainsi qu'à des emplacements configurés manuellement, comme des cours d'eau. Pour analyser les sections de station de pompage, le projet a été séparé en sous-sections aux points centraux entre les points d'origine définis. Cela a permis à Stantec d'évaluer ces travées individuelles du pipeline afin de déterminer si les panaches provenant de chaque travée étaient en mesure de toucher un RTS. Des travées de pipeline qui se déversaient dans un RTS par contact, mais qui n'ont pas touché d'autres RTS au moyen d'autres voies de transport, ont été combinées afin de former une seule travée. Comme OILMAP Land a modélisé les points d'origine au point de départ et au point d'arrivée de chaque station de pompage, la délimitation des tronçons affluents a eu pour effet de prolonger la ligne médiane afin de comprendre la pleine portée du panache de déversement associé.

## 4.5 Catégorisation du danger révisée

À la suite de l'évaluation et de l'attribution des tronçons affluents en fonction des résultats de modélisation de OILMAP Land et SIMAP, Stantec a employé la méthode décrite à la section 4.2, Première évaluation de la catégorisation du danger, afin de mener une évaluation du danger ne prenant pas en compte la périodicité. En raison de la méthode de modélisation de OILMAP Land, les données portant sur la périodicité des trajectoires des déversements étaient déjà prises en compte et, par conséquent, n'étaient pas appliquées à l'évaluation.

L'équation appliquée à l'évaluation du danger pour les tronçons affluents souterrains demeurerait la même.

Le processus de catégorisation du danger sépare la plage de notation du danger pour chacune des voies (en surface et souterraine) en quartiles afin d'assigner des niveaux de danger à chaque tronçon affluent.

Une catégorisation de 1 représente le danger le plus élevé, et une catégorisation de 4 représente le danger le moins élevé. Une fois que les niveaux de danger ont été assignés aux tronçons affluents de chaque type de voie, une cote de risque combinée a été assignée à chaque tronçon affluent selon une comparaison de la cote de risque des voies en surface et de la cote de risque des voies en subsurface. La voie avec le niveau de danger le plus élevé (valeur la moins élevée) a reçu la priorité par défaut et est devenue le niveau de danger « combiné » pour les tronçons affluents.

#### 4.6 Analyse de la fréquence des accidents

Une analyse de la fréquence et du volume des accidents a été menée afin d'estimer la probabilité de déversements d'ampleurs variées se produisant dans des tronçons de différents niveaux de danger. Une analyse statistique des bases de données relatives à l'historique des accidents impliquant les substances contenues dans des pipelines de l'Office national de l'énergie (ONÉ) et de la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) confirme que le volume de l'accident le plus courant est faible et implique quatre barils ou moins, bien que les accidents potentiels peuvent varier de petites fuites à des ruptures complètes du pipeline. Bien qu'une grande partie des déversements se produisent sur le site des infrastructures et touchent uniquement la propriété de l'exploitant, aux fins de cette analyse, les risques relatifs aux infrastructures sont ajoutés aux risques associés

Les bases de données sur les accidents de l'ONÉ et de la PHMSA ont été utilisées à titre de source concernant la fréquence des accidents qui ont servi à cette évaluation. D'autres bases de données existent pour les autres régions du monde, mais elles n'ont pas été considérées comme étant 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 seulement 37 000 km de pipelines à liquide. En comparaison, la base de données sur les accidents de la PHMSA porte sur plus de 320 000 km de pipelines à liquide; elle a ainsi 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, il a été assumé que les fréquences de défaillance des pipelines américains et canadiens seraient semblables puisque la réglementation et les normes de l'industrie sont comparables. 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 »).

Les fréquences des accidents calculées pour d'autres projets TransCanada (p. ex. la partie américaine du projet Keystone) sont différentes de celles présentées aux présentes en raison des changements apportés aux critères de déclaration de la PHMSA. En 2002, la PHMSA a instauré une limite de déclaration de 5 gallons (18,9 litres). Avant ce changement, seuls les déversements de plus de 50 barils (1575 gallons [5962 litres]) étaient déclarés. Bien que les critères de déclaration sont 315 fois inférieurs, seulement 2,4 fois plus d'accidents ont eu lieu.

Pour ce projet, les données relatives aux accidents terrestres de la PHMSA de 2002 à 2013 ont été utilisées pour prendre en compte la limite de déclaration de 5 gallons (18,9 litres) et pour maintenir une certaine prudence. Les données recueillies avant 2002 n'ont pas été utilisées dans cette analyse.

Le **tableau 4-3** présente une définition et une comparaison des critères de déclaration des accidents de pipeline de l'ONÉ et de la PHMSA.

**Tableau 4-3 Comparaison des critères de déclaration des accidents de pipeline**

Catégorie	Canada – Base de données des accidents de l'ONÉ	États-Unis – Base de données des accidents de la PHMSA
Volume de déversement	Déversement dépassant 1,5 m <sup>3</sup> (9,4 barils)	Déversement de 5 gallons ou plus (0,1 baril)
Dommages ou accidents mortels	Décès ou blessure grave	Décès ou blessure grave
Incendie ou explosion	Incendie ou explosion	Incendie ou explosion
Importance	Effet indésirable important sur l'environnement	Un événement important aux yeux de l'exploitant
Dépassement des limites de conception	Exploitation d'un pipeline au-delà de ses limites de conception	S.O.
Dommages matériels	S.O.	Dommages matériels de 50 000 \$ ou plus

Les fréquences d'accidents de référence déterminées dans le **tableau 4-4** ont été générées à partir de la base de données des accidents combinée (ONÉ, 2013; PHMSA, 2013) en divisant le nombre d'accidents causés par chaque menace par la longueur totale du pipeline. Les fréquences des accidents sont exprimées en accidents par km de pipeline par année (c.-à-d. accidents/km-année).

**Tableau 4-4 Fréquences d'accidents de référence et intervalles d'occurrences**

Catégorie de menace	Fréquence d'accidents (accidents/km-années) <sup>1</sup>	Intervalle d'occurrence (années)
Corrosion et fissuration par corrosion sous contrainte	2,74E-04	3 651
Matériau, soudage et équipement	4,60E-04	2 172
Dommages par excavation	1,18E-04	8 470
Mauvais fonctionnement	1,17E-04	8 556
Force de la nature	4,84E-05	20 659
Autre force externe	1,77E-05	56 468
Toutes les autres causes	1,45E-04	6 886
Cumulatif	0,00118	847

<sup>1</sup> Les fréquences d'accidents sont exprimées en notation scientifique. Une valeur de 2,74E-04 accidents/km-année est équivalente à 0,000274 accident/km-année, ce qui équivaut à environ 1 accident tous les 3 651 ans.

La fréquence d'accident cumulative a été calculée en ajoutant la probabilité de chaque catégorie de menace individuelle énumérée dans le **tableau 4-4**.

Environ 65 % des pipelines américains ont été construits avant 1970 (pipelines prémodernes), dont bon nombre d'entre eux immédiatement après la Deuxième Guerre mondiale afin d'éviter le transport de pétrole par navires<sup>6</sup>. 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 respectent pas les exigences réglementaires ou les pratiques exemplaires de gestion actuelles. De plus, ces données antérieures ne prennent pas en compte les mesures de protection supplémentaires recommandées.

En ajustant les fréquences d'accidents de référence afin de prendre en compte les technologies et les pratiques améliorées, cette analyse offre une estimation plus précise de la fréquence d'accidents prévue que les fréquences de référence non modifiées. Les facteurs de modification conventionnels qui ont été utilisés ont entraîné des fréquences d'accidents qui surestimaient les risques d'accidents.

Les fréquences d'accidents de référence ont été ajustées au moyen d'un facteur de modification variant entre 0,1 et 0,8. Par exemple, un facteur de modification de 0,3 indique que la fréquence d'accident a été multipliée par 0,3, ce qui a pour résultat de réduire la fréquence d'accident de 70 %. Des facteurs de modification semblables ont été approuvés par les organismes de réglementation pour d'autres projets de pipeline, y compris :

- Projet de pipeline de la côte du golfe du Mexique de TransCanada
- Projet latéral à Houston de TransCanada
- Projet de pipeline de Keystone de TransCanada
- Projet de Dry Creek à Beaver Lodge de BakkenLink
- Pipeline de Pascagoula de Plains All American

En résumé, les fréquences d'accidents cumulatives ont été calculées en additionnant la probabilité de chaque catégorie de menace modifiée.

$$f_{\text{cumulative}} = (f_{\text{co}} * \text{adj}) + (f_{\text{ex}} * \text{adj}) + (f_{\text{mf}} * \text{adj}) + (f_{\text{ms}} * \text{adj}) + (f_{\text{fn}} * \text{adj}) + (f_{\text{fe}} * \text{adj}) + (f_{\text{ac}} * \text{adj})$$

Où :

$f_{\text{cumulative}}$	=	fréquence d'accident cumulative
$f_{\text{co}}$	=	fréquence d'accident en raison de corrosion
$f_{\text{ex}}$	=	fréquence d'accident en raison d'excavation
$f_{\text{mf}}$	=	fréquence d'accident en raison d'un mauvais fonctionnement
$f_{\text{ms}}$	=	fréquence d'accident en raison de bris de matériau, de soudage ou d'équipement
$f_{\text{fn}}$	=	fréquence d'accident en raison de forces naturelles
$f_{\text{fe}}$	=	fréquence d'accident en raison de force externe
$f_{\text{ac}}$	=	fréquence d'accident en raison de toute autre cause
adj	=	facteur ou facteurs de modification pour la catégorie de menace (consulter le <b>tableau 4-5</b> )

Le **tableau 4-5** résume les facteurs de modification et le raisonnement associé à chaque facteur pour le nouveau pipeline et le pipeline de conversion.

<sup>6</sup> On suppose que l'infrastructure canadienne est plus jeune que les pipelines américains moyens.

**Tableau 4-5 Facteurs de modification et justification pour le nouveau pipeline et le pipeline de conversion**

Catégorie de menace	Nouveau pipeline		Pipeline de conversion	
	Facteur de modification	Justification	Facteur de modification	Justification
Corrosion et fissuration par corrosion sous contrainte	0,06	Le revêtement époxyde appliqué par fusion de haute performance, les méthodes de construction afin de minimiser les dommages durant l'installation du revêtement, l'utilisation d'une protection cathodique et de tarifs de l'eau et des sédiments qui résultent en un produit propre au moment de l'expédition et une inspection interne de référence qui doit être terminée dans un délai d'un an après la date d'entrée en service, le jugement professionnel en matière d'ingénierie et la possibilité de répondre ou dépasser les normes de l'industrie au moment de la construction entraîneraient moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents.	0,12	Les divers types de revêtement (époxyde appliqué par fusion ou revêtement d'époxy liquide pour la plupart des tuyaux), l'utilisation d'une protection cathodique et de tarifs de l'eau et des sédiments qui résultent en un produit propre au moment de l'expédition, le programme d'inspection interne qui doit être terminé dans un délai d'un an avant l'entrée en service avec inspection continue pendant l'exploitation, la connaissance de l'historique du pipeline, le jugement professionnel en matière d'ingénierie et la possibilité de répondre ou dépasser les normes de l'industrie au moment de la construction entraîneraient moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents.
Matériau, soudage et équipement	0,1	Les exigences réglementaires applicables en vigueur, les mesures d'atténuation et l'assurance qualité de la construction et le plan de contrôle d'Énergie Est, y compris les efforts visant à réduire les défauts de matériau et de construction entraîneraient moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents.	0,24	Les exigences réglementaires applicables au moment de la construction diminuent le risque d'erreurs de fabrication et de construction, la période prolongée de services de distribution de gaz, le processus de soudure éprouvé et l'inspection des indications linéaires entraîneraient moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents. 100 % des soudures ont été passées aux rayons x. L'équipement des stations de pompage sera neuf. Les vannes seront neuves ou remises à neuf.
Excavation	0,05	Les mesures d'atténuation en matière d'excavation telles que l'épaisseur de la couverture, les marqueurs de pipeline de ligne de visée, des patrouilles régulières et la haute résistance du tuyau au poinçonnement entraîneraient moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents.	0,12	Les mesures d'atténuation en matière d'excavation telles que l'épaisseur de la couverture, les marqueurs de pipeline de ligne de visée, des patrouilles régulières, la présence de tuyaux à paroi épaisse selon un critère d'emplacement, et la haute résistance du tuyau au poinçonnement entraîneraient moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents.

**Tableau 4-5 Facteurs de modification et justification pour le nouveau pipeline et le pipeline de conversion**

Catégorie de menace	Nouveau pipeline		Pipeline de conversion	
	Facteur de modification	Justification	Facteur de modification	Justification
Mauvais fonctionnement	0,5	Les essais hydrostatiques, le système Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), la protection contre la surpression, d'autres normes de l'industrie et les meilleures méthodes de l'industrie. La formation des opérateurs entraînerait également moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents.	0,5	Tous les tuyaux ont été l'objet d'essais hydrostatiques. Le système SCADA, la protection contre la surpression, d'autres normes de l'industrie, les meilleures méthodes de l'industrie et la formation des opérateurs entraîneraient également moins d'accidents que la base de données combinée sur les accidents. L'historique des opérations est connu.



Ces facteurs de modification ont été appliqués aux fréquences d'accident de référence. Les **tableaux 4-6** et **4-7** résument les fréquences modifiées d'accident qui en résultent pour les nouveaux pipelines et les tronçons de conversion.

**Tableau 4-6 Fréquences modifiées d'accident et intervalles d'occurrences – Nouveau pipeline**

Catégorie de menace	Fréquence d'accident de référence (accidents/km-années <sup>1</sup> )	Fréquence modifiée d'accidents (accidents/km-années <sup>1</sup> )	Intervalles d'occurrences par km (années)
Corrosion et fissuration par corrosion sous contrainte	2,74E-04	1,64E-05	60 849
Matériau, soudage et équipement	4,60E-04	4,60E-05	21 718
Dommages par excavation	1,18E-04	5,90E-06	169 404
Mauvais fonctionnement	1,17E-04	5,84E-05	17 112
Force de la nature	4,84E-05	4,84E-05	20 659
Autre force externe	1,77E-05	1,77E-05	56 468
Toutes les autres causes	1,45E-04	1,45E-04	6 886
Cumulatif	0,00118	0,00034	2 957

<sup>1</sup> Pour le nouveau pipeline, le réglage de la fréquence d'accident modifie la fréquence totale d'accident par un facteur de 3,49 par rapport au taux d'accident de référence d'origine.

**Tableau 4-7 Fréquences modifiées d'accident et intervalles d'occurrences – Pipeline de conversion**

Catégorie de menace	Fréquence d'accident de référence (accidents/km-années <sup>1</sup> )	Fréquence modifiée d'accidents (accidents/km-années <sup>1</sup> )	Intervalles d'occurrences par km (années)
Corrosion et fissuration par corrosion sous contrainte	2,74E-04	3,29E-05	30 425
Matériau, soudage et équipement	4,60E-04	1,11E-04	9 049
Dommages par excavation	1,18E-04	1,42E-05	70 585
Mauvais fonctionnement	1,17E-04	5,84E-05	17 112
Force de la nature	4,84E-05	4,84E-05	20 659
Autre force externe	1,77E-05	1,77E-05	56 468
Toutes les autres causes	1,45E-04	1,45E-04	6 886
Cumulatif	0,00118	0,00043	2 340

<sup>1</sup> Pour le tuyau de conversion, le réglage des fréquences d'accident modifie la fréquence totale d'accident par un facteur de 2,76 par rapport au taux d'accident de référence d'origine.

Les intervalles d'occurrence, soit la période de temps prévue entre les accidents pour tout kilomètre de pipeline, sont calculés en trouvant l'inverse d'une fréquence d'accident. Les intervalles d'occurrence peuvent être calculés pour des menaces individuelles ou, comme il est illustré ci-dessous, pour toutes les catégories de menaces.

$$O_{\text{cumulative}} = 1/(f_{\text{cumulative}})$$

Où :

$$O_{\text{cumulative}} = \text{intervalle d'occurrence pour les accidents dans toutes les causes}$$

$$f_{\text{cumulative}} = \text{fréquence d'accident cumulative}$$

Les intervalles d'occurrence pour des tronçons précis du pipeline (p. ex. un tronçon du pipeline dans une même province) peuvent être déterminés en intégrant la longueur (km) dans le calcul.

$$O_{\text{tronçon}} = 1 / (f_{\text{cumulative}} \text{ km}_{\text{tronçon}})$$

Où :

$$O_{\text{tronçon}} = \text{intervalle d'occurrence pour les accidents, peu importe leur cause, pour un tronçon précis du pipeline}$$

$$f_{\text{cumulative}} = \text{fréquence d'accident cumulative}$$

$$\text{km}_{\text{tronçon}} = \text{longueur du tronçon précis du pipeline}$$



## 5 RÉSULTATS

### 5.1 Catégorisation de l'évaluation du danger initiale

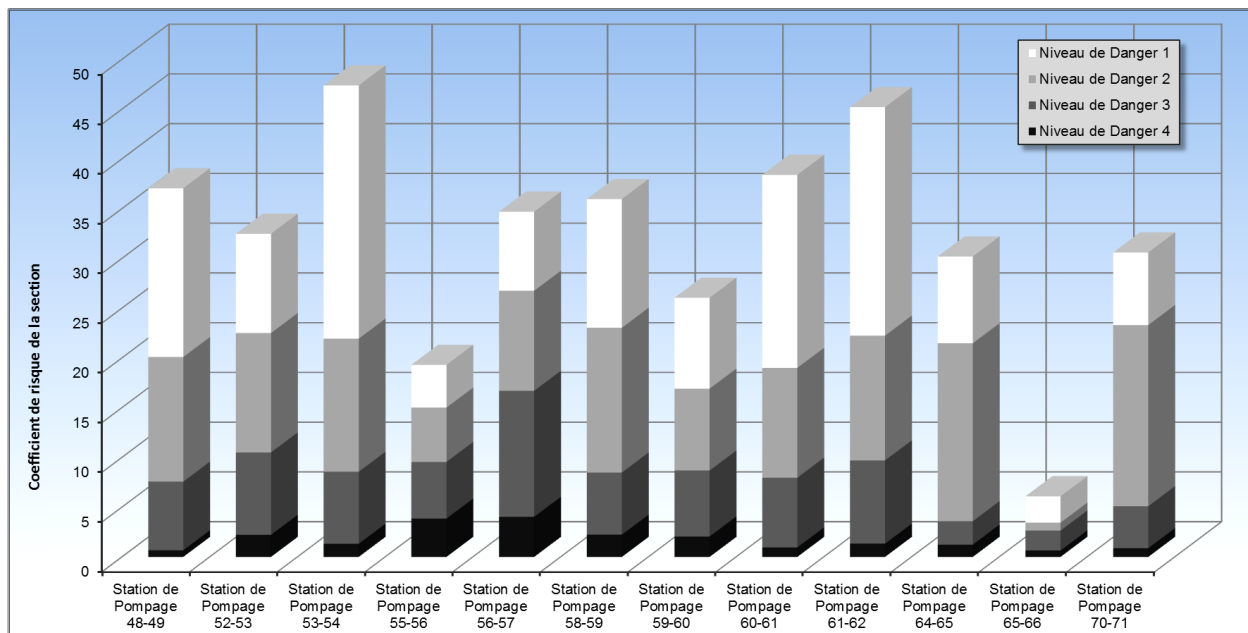
Le processus initial de catégorisation des dangers a identifié deux sections de stations de pompage très dangereuses qui étaient une exception par rapport aux sites retenus. Il s'agit de ce qui suit :

- Station de pompage 53-54 – De Stittsville à Iroquois
- Station de pompage 61-62 – De Lévis à L'Islet

L'évaluation du danger pour les sections des stations de pompage 53-54 et 61-62 était d'environ 18 % plus élevée que la section avec la deuxième évaluation de danger la plus élevée. En se fondant sur la séparation nette entre ces sections et le reste du groupe, Stantec a recommandé leur sélection pour la modélisation détaillée de la trajectoire des déversements à l'aide du modèle OILMAP Land et pour les analyses subséquentes des tronçons affluents.

Les résultats de l'évaluation initiale de la section de la station de pompage sont disponibles à la figure 5-1.

**Figure 5-1** Résultat de la catégorisation initiale du danger



## 5.2 Évaluation révisée de l'analyse des tronçons affluents

### 5.2.1 Section de la station de pompage de Stittsville à Iroquois

#### 5.2.1.1 Résumé des tronçons affluents du pipeline pour toutes les voies de transport

Les résultats de l'analyse (**tableau 5-1**) ont identifié 63,55 km de tronçons affluents où, dans l'improbable éventualité d'un déversement, il existe une voie potentielle permettant au pétrole brut d'atteindre un RTS. Des 63,55 km identifiés (84,31 % de la section de station de pompage de Stittsville à Iroquois), la longueur moyenne des tronçons affluents est de 0,19 km.

**Tableau 5-1 Tableau sommaire des tronçons affluents combinés de Stittsville à Iroquois**

Méthode de contribution	Catégorie de RTS affectés	Longueur (km)	% de la section	Nombre de tronçons affluents <sup>1</sup>
Contact avec les RTS/Écoulement de surface/Transport en aval (voies de surface)	Surface	24,46	32,44	70
	Subsurface	11,03	14,64	84
	Les deux	14,86	19,72	165
	<b>Total</b>	<b>50,35</b>	<b>66,80</b>	<b>319</b>
Voie souterraine	Eaux souterraines	51,79	68,71	273
Tronçons affluents du pipeline – Total dans la section		63,55	84,31	335
<b>Longueur totale du pipeline dans la section</b>		<b>75,38</b>		

<sup>1</sup>Le nombre de tronçons affluents dépend de la méthode d'analyse (c.-à-d. combinée, voies de surface ou voie de subsurface)

#### 5.2.1.2 Résumé des tronçons affluents pour les voies de surface

Les résultats de cette analyse ont identifié 50,35 km de tronçons affluents des voies de surface là où, dans l'improbable éventualité d'un déversement, du pétrole brut pourrait atteindre un RTS. La longueur totale des tronçons affluents des voies de surface représente donc 66,80 % du total de la longueur de la section de la station de pompage (75,38 km). La longueur moyenne des tronçons affluents des voies de surface est de 0,19 km. À l'opposé du mouvement lent d'un écoulement souterrain, ces modes de transport de surface représentent des menaces potentielles immédiates pour les RTS présents dans leurs voies.

#### 5.2.1.3 Résumé des tronçons affluents pour les voies souterraines

L'écoulement souterrain a été analysé séparément, car le temps de transport est beaucoup plus long (mesuré en années et en décennies) par rapport à l'écoulement de surface et le transport en aval (mesurés en heures). Les méthodes de nettoyage et d'assainissement peuvent également différer substantiellement de celles des voies d'écoulement de surface et de transport en aval.

Les résultats de cette analyse ont permis d'identifier 51,79 km de tronçons affluents des voies souterraines là où, dans l'improbable éventualité d'un déversement, du pétrole brut pourrait atteindre un RTS d'eau souterraine situé à 1,61 km. La longueur totale des tronçons affluents des voies de subsurface représente donc 68,71 % du total de la longueur de la section de la station de pompage (75,38 km). La longueur moyenne des tronçons affluents de subsurface est de 0,94 km.

## 5.2.2 Section de station de pompage de Lévis à L'Islet

### 5.2.2.1 Résumé des tronçons affluents du pipeline pour toutes les voies de transport

Les résultats de cette analyse (**tableau 5-2**) ont permis d'identifier 69,51 km de tronçons affluents là où, dans l'improbable éventualité d'un déversement, il existe une voie potentielle permettant au pétrole brut d'atteindre un RTS. Des 69,51 km identifiés (87,31 % de la section de la station de pompage de Lévis à L'Islet), la moyenne de la longueur des tronçons affluents est de 0,14 km.

**Tableau 5-2 Tableau sommaire des tronçons affluents combinés de Lévis à L'Islet**

Méthode de contribution	Catégorie de RTS affectés	Longueur (km)	% de la section	Nombre de tronçons affluents <sup>1</sup>
Contact avec les RTS/Écoulement de surface/Transport en aval (voies de surface)	Surface	68,05	85,48	466
	Subsurface	0,00	0,00	0
	Les deux	1,46	1,84	24
	<b>Total</b>	<b>69,51</b>	<b>87,31</b>	<b>490</b>
Voie souterraine	Eaux souterraines	9,56	12,01	82
Tronçons affluents du pipeline – Les sections de toutes les stations de pompage		69,51	87,31	490
<b>Longueur totale du pipeline dans la section</b>		<b>79,61</b>		

<sup>1</sup>Le nombre de tronçons affluents dépend de la méthode d'analyse (c.-à-d. combinée, voies de surface ou voie de subsurface)

### 5.2.2.2 Résumé des tronçons affluents pour les voies de surface

Les résultats de cette analyse ont identifié 69,51 km de tronçons affluents des voies de surface là où, dans l'improbable éventualité d'un déversement, du pétrole brut pourrait atteindre un RTS. La longueur totale des tronçons affluents des voies de surface représente donc 87,31 % du total de la longueur de la section de la station de pompage (79,61 km). La longueur moyenne des tronçons affluents des voies de surface est de 0,15 km. À l'opposé du mouvement lent d'un écoulement souterrain, ces modes de transport de surface représentent des menaces potentielles immédiates pour les RTS présents dans leurs voies.

### 5.2.2.3 Résumé des tronçons affluents pour les voies souterraines

L'écoulement souterrain a été analysé séparément, car le temps de transport est beaucoup plus long (mesuré en années et en décennies) par rapport à l'écoulement de surface et le transport en aval (mesurés en heures). Les méthodes de nettoyage et d'assainissement peuvent également différer substantiellement de celles des voies d'écoulement de surface et de transport en aval.

Les résultats de cette analyse ont permis d'identifier 9,56 km de tronçons affluents des voies de subsurface là où, dans l'improbable éventualité d'un déversement, du pétrole brut pourrait atteindre un RTS d'eau souterraine situé à 1,61 km. La longueur totale des tronçons affluents pour les voies de subsurface représente donc 12,01 % du total de la longueur de la section de la station de pompage (79,61 km). La longueur moyenne des tronçons affluents souterrains est de 0,43 km.

### 5.3 Analyse révisée de la catégorisation du danger

Selon les hypothèses formulées dans le présent rapport, la majorité des déversements qui pourraient se produire le long des sections des stations de pompage de Stittsville à Iroquois et de Lévis à L'Islet sont capables d'atteindre des RTS par le biais de voies de transport de surface ou de subsurface. En supposant l'absence d'intervention en cas d'urgence, 84,31 % des tronçons du pipeline sur la section de la station de pompage d'Iroquois à Stittsville et 87,31 % des tronçons du pipeline sur la section de la station de pompage de Lévis à L'Islet affecteront probablement un ou plusieurs RTS dans les 6 heures suivant un déversement. Toutefois, les programmes de contrôle et de surveillance pourraient identifier les fuites, permettant ainsi à TransCanada d'entamer les procédures d'intervention en cas d'urgence, ce qui permettrait de confiner le déversement et de réduire le risque qu'un déversement atteigne un RTS.

L'analyse a identifié un total de 63,55 km de pipeline sur la section de la station de pompage de Stittsville à Iroquois et 69,51 km de pipeline sur la section de la station de pompage de Lévis à L'Islet qui pourraient affecter un ou plusieurs RTS dans le cas peu probable d'un déversement. Le **tableau 5-3** indique les niveaux de danger de RTS combinés qui ont été déterminés en prenant le niveau de priorité le plus élevé (valeur numérique la plus basse) à partir des analyses des voies de surface et des voies souterraines et en assignant cette valeur aux RTS combinés.

**Tableau 5-3 Quantité de RTS dans chaque niveau de danger – Toutes les voies de transport**

Section de la station de pompage	Niveau de danger des RTS des voies de subsurface	Pourcentage de la section totale de la station de pompage	Longueur totale des tronçons affluents combinés (km)
SP 53-54 : De Stittsville à Iroquois	1	38,42	28,96
	2	17,09	12,88
	3	16,73	12,61
	4	10,18	7,67
	5	1,90	1,43
	N'est pas affluent	15,69	11,83
	<b>Tronçons affluents du pipeline – Total dans la section</b>	<b>84,31</b>	<b>63,55</b>
	<b>Longueur totale du pipeline dans la section</b>		<b>75,38</b>
SP 61-62 : De Lévis à L'Islet	1	41,89	33,35
	2	16,98	13,52
	3	16,34	13,01
	4	12,10	9,63
	5	0,00	0,00
	N'est pas affluent	12,69	10,09
	<b>Tronçons affluents du pipeline – Total dans la section</b>	<b>87,31</b>	<b>69,51</b>
	<b>Longueur totale du pipeline dans la section</b>		<b>79,61</b>
Toutes les sections des stations de pompage	<b>Tronçons affluents du pipeline – Toutes les sections</b>	<b>85,85</b>	<b>133,06</b>
	<b>Longueur du pipeline – Toutes les sections</b>		<b>154,99</b>

La longueur totale des tronçons affluents classés au niveau de danger 1 représente 38,42 % de la section de la station de pompage de Stittsville à Iroquois et 41,89 % de la section de la station de pompage de Lévis à L'Islet (**tableau 5-3**).

La gestion de l'intégrité et la planification des interventions en cas d'urgence devraient se concentrer sur les zones à danger potentiel les plus élevés afin de minimiser le risque de déversement dans ces zones et, si un déversement devait survenir, d'assurer une réponse rapide et efficace par le biais d'un personnel bien équipé et qualifié.

#### 5.4 Analyse de la fréquence des accidents

Bien que les événements à venir ne peuvent être prévus avec certitude, on peut cependant recourir à la fréquence des accidents antérieurs pour estimer avec prudence le nombre (surestimation) d'événements qui pourraient se produire pendant une période donnée. Fondée sur les données de la PHMSA et de l'ONÉ, l'analyse de la fréquence des déversements a permis de révéler une fréquence d'accidents prudente de 0,00034 accident/km-année pour un nouveau pipeline. Pour tout segment de 1 km, la probabilité est équivalente à 1 déversement tous les 2 957 ans.

Pour la conversion d'une partie du projet, l'analyse de la fréquence de déversement a révélé une fréquence d'accident prudente de 0,00043 accident/km-année. Pour tout segment de 1 km, la probabilité est équivalente à 1 déversement tous les 2 340 ans.

Le **tableau 5-4** montre les intervalles d'occurrence associés aux tronçons affluents de chaque niveau de danger pour toutes les voies de transport dans la section de station de pompage de Stittsville à Iroquois.

**Tableau 5-4 Stittsville à Iroquois<sup>1</sup> Analyse de la fréquence d'accident combinée**

Niveau de danger	Longueur totale des tronçons affluents combinés (km)	Intervalle d'occurrence par volume de déversement (années)			
		4 barils	50 barils	1 000 barils	10 000 barils
1	28,96	160	400	1 620	16 160
2	12,88	360	910	3 630	36 340
3	12,61	370	930	3 710	37 120
4	7,67	610	1 530	6 100	61 020
5	1,43	3 270	8 180	32 730	327 300
N'est pas affluent	11,83	400	990	3 960	39 560

<sup>1</sup> La section de station de pompage de Stittsville à Iroquois fait partie de la partie « pipeline de conversion » du projet.

Le **tableau 5-5** montre les intervalles d'occurrence associés aux tronçons affluents de chaque niveau de danger pour toutes les voies de transport dans la section de station de pompage de Lévis à L'Islet.



**Tableau 5-5 Lévis à L'Islet<sup>1</sup> Analyse de la fréquence d'accident combinée**

Niveau de danger	Longueur totale des tronçons affluents combinés (km)	Intervalle d'occurrence par volume de déversement (années)			
		4 barils	50 barils	1 000 barils	10 000 barils
1	33,35	180	440	1 770	17 740
2	13,52	440	1 100	4 380	43 750
3	13,01	460	1 140	4 550	45 460
4	9,63	610	1 540	6 140	61 420
5	0,00	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
N'est pas affluent	10,09	590	1 470	5 860	58 620

1

La section de station de pompage de Lévis à L'Islet fait partie de la partie « pipeline de conversion » du projet.

Les données relatives au volume des déversements provenant de réels accidents de pipeline déclarés entre 2002 et 2013 indiquent que la majorité des déversements impliquent 4 barils ou moins (PHMSA, 2013). Dans le cas peu probable d'un déversement, on s'attend à ce que la taille de celui-ci soit beaucoup plus petite que le volume de déversement maximal.

## 6 RÉFÉRENCES

---

- Code of Federal Regulations. 2015. High Consequence Areas 49 CFR §195.450. U.S. Department of Transportation. Accès : [http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=8fe9198e26d242cf2c264ae1da51f977&mc=true&node=sg49.3.195\\_1446.sg0&rgn=div7](http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=8fe9198e26d242cf2c264ae1da51f977&mc=true&node=sg49.3.195_1446.sg0&rgn=div7)
- Code of Federal Regulations. 2015. Unusually Sensitive Areas 49 CFR §195.6. U.S. Department of Transportation. Accès : [http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=6a99c7db53641340795b65177ee271e4&mc=true&node=se49.3.195\\_16&rgn=div8](http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=6a99c7db53641340795b65177ee271e4&mc=true&node=se49.3.195_16&rgn=div8) [consulté le 18 novembre 2015].
- Fetter, C.W. 1993. Applied Hydrology. 2<sup>e</sup> éd. Columbus (Ohio) : Merrill Publishing Company. 458 p.
- Freeze, R.A., Cherry, J.A. 1979. Groundwater, 1979. New Jersey : Prentice Hall.
- FWP issues fish-consumption advisory below oil spill. 2011, 25 juillet. Montana Fish, Wildlife and Parks. Accès : [http://fwp.mt.gov/news/newsReleases/fishAndWildlife/nr\\_0291.html](http://fwp.mt.gov/news/newsReleases/fishAndWildlife/nr_0291.html)
- Integrated Taxonomic Information System. 2013.
- Geoke, J. 2010, décembre. Professeur émérite, Université Lincoln. Expert en matière d'hydrogéologie de l'aquifère d'Ogallala. Présentation donnée lors de l'audition spéciale sur les ressources naturelles du corps législatif du Nebraska.
- Gouvernement du Canada. 2012. *Loi de 2012 sur l'emploi et la croissance*. Accès : [http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/LoisAnnuelles/2012\\_31/](http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/LoisAnnuelles/2012_31/)
- Hedman, E.R., Osterkamp, W.R. 1982. Streamflow Characteristics Related to Channel Geometry of Streams in Western United States. United States Geological Survey Water-Supply Paper 2193. 17 p.
- Newell, C.J., Connor, J.A. 1998. Characteristics of Dissolved Petroleum Hydrocarbon Plumes: Results from Four Studies. API Soil / Groundwater Technical Task Force.
- [ONÉ] Office national de l'énergie. 2013. Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada. Accès : <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmpdct/stt/stmtdprdctn-fra.html>
- [PHMSA] Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. 2013. Pipeline Safety Stakeholder Communications. Incident Data Access. U.S. Department of Transportation. Accès : <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/sida.html?nocache=6864>
- [RNCAN] Ressources naturelles Canada. 2015a. Terres autochtones. GéoBase, Ressources naturelles Canada et Secteur des sciences de la Terre. Gouvernement du Canada. Accès : [http://wmsmir.cits.rncan.gc.ca/index.html/pub/geobase/official/al\\_ta/doc/Terres\\_autochtones.pdf](http://wmsmir.cits.rncan.gc.ca/index.html/pub/geobase/official/al_ta/doc/Terres_autochtones.pdf)
- [RNCAN] Ressources naturelles Canada. 2015b. Service de cartes Web Toporama. GéoBase, Ressources naturelles Canada et Secteur des sciences de la Terre. Gouvernement du Canada. Accès : <https://www.rncan.gc.ca/sciences-terre/geographie/information-topographique/donnees-gratuites-geogratis/services-web-geogratis/17294#g4>

[RNCan] Ressources naturelles Canada. 2015c. Réseau hydro national (RHN). GéoBase, Ressources naturelles Canada et Secteur des sciences de la Terre. Gouvernement du Canada. Accès : [http://ftp2.cits.rncan.gc.ca/pub/geobase/official/nhn\\_rhn/doc/RHN.pdf](http://ftp2.cits.rncan.gc.ca/pub/geobase/official/nhn_rhn/doc/RHN.pdf)

Relevés hydrologiques du Canada. 2011. Environnement Canada. Gouvernement du Canada. Accès : <http://www.ec.gc.ca/rhc-wsc/default.asp?lang=Fr&n=4EED50F1-1>

[USGS] United States Geological Survey. 1998. Ground Water Contamination by Crude Oil near Bemidji, Minnesota. Accès : <http://mn.water.usgs.gov/projects/bemidji/results/fact-sheet.pdf>

## **Annexe Vol 1-2**

### **Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables - Oléoduc**

# **Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables – Oléoduc**

Préparé pour

Oléoduc Énergie Est Ltd.

Projet Énergie Est

par

Triox Urgences Environnementales



Octobre 2015

## Table des matières

Sommaire Exécutif.....	iii
Introduction.....	1
Profil corporatif .....	1
Scénarios de déversement et évaluation des coûts.....	2
Hypothèses .....	4
Scénario 1: Déversement de la rivière Jock, Ontario .....	6
Gestion de l’incident.....	7
Confinement et récupération.....	7
Opérations aériennes .....	8
Évaluation de la contamination des rives (SCAT) .....	8
Traitement des rives.....	8
Gestion des déchets .....	9
Protection de la faune .....	10
Scénario 2: Déversement de la rivière Etchemin, Québec.....	10
Gestion de l’incident.....	12
Confinement et récupération.....	12
Opérations aériennes .....	13
Évaluation de la contamination des rives (SCAT) .....	13
Traitement des rives.....	14
Gestion des déchets .....	15
Protection de la faune .....	16
Scénario 3: Déversement d’une vanne de sectionnement .....	16
Gestion de l’incident.....	17
Confinement et récupération.....	18
Gestion des déchets .....	18
Tableau résumé .....	19

List of figures

Figure 1	Rivière Jock .....	6
Figure 2	Rivière Etchemin .....	11
Figure 3	Emplacement du scénario de petit déversement .....	17

List of tables

Tableau 1	Résumé du devenir du pétrole dans la rivière Jock.....	7
Tableau 2	Niveaux de contamination le long des rives de la rivière Jock.....	9
Tableau 3	Coûts des interventions pour le scénario 1 : Jock River .....	10
Tableau 4	Résumé du devenir du pétrole dans la rivière Etchemin et le fleuve Saint-Laurent.....	12
Tableau 5	Niveaux de contamination le long des rives de la rivière Etchemin.....	15
Tableau 6	Niveaux de contamination le long des rives du fleuve Saint-Laurent .....	15
Tableau 7	Coûts des interventions pour le scénario 2: rivière Etchemin et fleuve Saint-Laurent.....	16
Tableau 8	Coûts des interventions pour le scénario 3: petit déversement .....	18

## Sommaire Exécutif

Oléoduc Énergie Est Ltd. (Énergie Est) a retenu les services de TRIOX Urgences environnementales inc. pour évaluer les coûts potentiels occasionnés par les opérations de réponse et de nettoyage de trois scénarios de déversements. Deux des scénarios correspondent à des cas de déversements dans les conditions les plus défavorables possibles tout en étant réalistes, et l'un à un type d'incident plus petit mais plus probable, tels que déterminé par Énergie Est. Les scénarios évalués sont les suivants :

- Scénario 1 : Un déversement de 19,806 barils (3,148 m<sup>3</sup>) de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB) atteignant la rivière Jock près d'Ottawa, Ontario;
- Scénario 2 : Un déversement de 22,817 barils (3,628m<sup>3</sup>) de pétrole lourd de type AWB dans la rivière Etchemin (atteignant éventuellement le fleuve Saint-Laurent) dans la municipalité de Lévis, Québec;
- Scénario 3 : Un plus petit déversement de 50 barils (8 m<sup>3</sup>) à l'emplacement d'une vanne de sectionnement. Dans ce cas, on suppose que tout le produit déversé sera confiné aux limites clôturées du site (12.5m X 23m).

Pour estimer les coûts, TRIOX a identifié les méthodes et stratégies d'intervention qu'il faudrait normalement utiliser pour intervenir efficacement dans chacun des trois scénarios d'incident. L'évaluation des coûts tient compte des éléments suivants :

- Les activités de gestion de l'incident;
- Le confinement et récupération;
- Les opérations aériennes;
- L'évaluation de la contamination des rives (SCAT);
- Le traitement des rives contaminées;
- La récupération du pétrole submergé;
- La gestion des déchets et;
- La protection de la faune.

Cette étude estime les coûts de d'intervention du premier scénario à \$44,756,090, du second scénario à \$203,744,576 et du plus petit scénario à \$924,618.



## Introduction

Oléoduc Énergie Est Oléoduc Ltd. (Énergie Est) a retenu les services de TRIOX Urgences Environnementales pour développer un profil d'évaluation de coûts pour les trois scénarios de déversement. Deux d'entre eux représentent des cas extrêmes, peu probables, et représentant les conditions les plus défavorables possibles. Le troisième scénario représente un cas de déversement plus petit mais plus probable, identifié par Énergie Est. Ce document fournit donc une estimation des coûts d'intervention pour les trois scénarios en tenant compte d'informations spécifiques au projet, ainsi que d'hypothèses opérationnelles conservatrices. Il est important de noter que les coûts réels des activités de réponse à un incident peuvent varier en fonction de divers facteurs qui peuvent influencer l'étendue spatiale et la durée du déversement ainsi que les délais de l'intervention. Les principaux facteurs qui peuvent avoir un impact sur les coûts comprennent, selon les circonstances : les sensibilités environnementales et sociales des zones touchées par le déversement; la difficulté d'accès au site du déversement pour les équipes d'intervention; les conditions de débit et vitesse de courant des cours d'eau impactés; les conditions météorologiques et la nature de l'hydrocarbure déversé. Dans ce document, l'estimation des coûts pour chacun des scénarios est basée sur plusieurs hypothèses opérationnelles dans le but de simuler des conditions de déversement représentatives et réalistes. Il ne faut pas oublier que le but de cette étude est de fournir une estimation brute des coûts d'intervention pour chacun des scénarios présentés selon les meilleures méthodes et techniques utilisables, et non de fournir une évaluation de la possibilité d'occurrence de ces types d'incidents ni de mesurer l'efficacité des opérations d'intervention et de restauration.

Dans tous les scénarios présentés dans ce document, les déversements proviennent de sites et d'installation d'Énergie Est. Par conséquent, pour les besoins de cette analyse, TRIOX considère qu'Énergie Est est la partie responsable et dirige donc l'ensemble des opérations.

Pour obtenir plus de détails sur le plan de préparation et intervention en cas d'urgence utilisé par Énergie Est, veuillez-vous référer au volume 7, section 6 du dépôt réglementaire présenté à l'Office national de l'énergie. Veuillez aussi vous référer au rapport supplémentaire no.5, appendice volume 1 : évaluation des risques.

## Profil corporatif

TRIOX offre des services couvrant tous les besoins liés aux déversements de pétrole ou de produits chimiques incluant : la préparation, la formation et l'intervention en cas d'incident. Son principal domaine d'expertise consiste à élaborer des plans de mesures d'urgences adaptés aux besoins de chaque client,

incluant: l'évaluation de la capacité d'intervention; l'identification des stratégies et tactiques d'intervention; l'élaboration et la provision de programmes de formations; la mise sur pieds d'exercices d'intervention et; la provision de conseils scientifiques et technique et stratégiques lors des activités de réponses à des incidents.

### Scénarios de déversement et évaluation des coûts

Dans le cadre de son analyse de risques détaillée du Projet, Énergie Est a identifié deux scénarios hypothétiques de cas déversement accidentels extrêmes, peu probables, et représentant les conditions les plus défavorable possibles. TRIOX a analysé chacun de ces scénarios pour estimer les coûts d'intervention qui tiennent compte d'informations spécifiques au Projet, tout en utilisant des hypothèses opérationnelles conservatrices. Les deux scénarios représentant les conditions de déversement réalistes les plus défavorables comprennent :

- Scénario 1 : Un déversement de 19,806 barils (3,148 m<sup>3</sup>) de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB) atteignant la rivière Jock près d'Ottawa, Ontario;
- Scénario 2 : Un déversement de 22,817 barils (3,628m<sup>3</sup>) de pétrole lourd de type AWB dans la rivière Etchemin (atteignant éventuellement le fleuve Saint-Laurent) dans la municipalité de Lévis, Québec;

Les coûts d'intervention ont aussi été évalués pour le scénario suivant, représentant un déversement plus petit, identifié par Énergie Est :

- Scénario 3 : Un plus petit déversement de 50 barils (8 m<sup>3</sup>) à l'emplacement d'une vanne de sectionnement. Dans ce cas, on suppose que tout le produit déversé sera confiné aux limites clôturées du site (12.5m X 23m).

Le calcul des coûts d'intervention pour chacun des trois scénarios a tenu compte des éléments suivants (si applicables) :

#### **Gestion de l'incident**

Tous les coûts liés à la mise sur pied et à l'opération d'un centre de contrôle des opérations (CCO) fonctionnel, ainsi que de Centres des Opérations d'Urgences (COU) corporatif et régional, incluant

- Le personnel (salaires et per diem pour les représentants du gouvernement et de TransCanada)
- Sécurité
- Location de chambres
- Infrastructures de communication (téléphones, radios, internet, etc.)

#### **Confinement et récupération**

Tous les coûts relatifs au confinement et à la récupération de pétrole sur l'eau, incluant

- Estacades
- Écrémeurs
- Entreposage temporaire
- Personnel (salaires et per diem)
- Toilettes portables
- Tentes
- Aires de décontamination
- Remorques
- Équipement de protection individuel (EPI)
- Camion de pompage
- Bateaux
- Citernes

### **Opérations aériennes**

Tous les coûts reliés à l'utilisation d'aéronefs (avions, hélicoptères) lors des activités d'intervention, comprenant le suivi des opérations, l'évaluation de l'étendue de la contamination, et le transport d'équipement.

### **Évaluation de la contamination des rives (SCAT)**

Tous les coûts reliés aux activités de relevés terrain pour l'évaluation de la contamination des rives et de l'étendue des zones de pétrole submergés, ainsi qu'à l'identification des méthodes de restauration les plus appropriées. Ces coûts comprennent :

- Le personnel (salaire et per diem)
- Le transport (bateaux, camions, etc.)
- La gestion de donnée et la coordination

### **Traitement de rives**

Tous les coûts reliés aux opérations de traitement des rives contaminées, incluant :

- L'équipement
- Le personnel (salaire et per diem)
- La sécurité
- La décontamination

### **La récupération de pétrole submergé (si applicable)**

Tous les coûts reliés à la récupération du pétrole submergé sur le lit de la rivière, incluant :

- Le personnel (salaire et per diem)
- L'équipement
- La sécurité
- La décontamination

### **Gestion des déchets**

Tous les coûts de gestion, de traitement et d'élimination des déchets, incluant:

- Le pétrole liquide et le mélange eau-pétrole
- Tout autre type de déchets (débris, absorbants, équipement de protection personnelle, végétation, etc.)

## Protection de la faune

Tous les coûts liés à la protection et à la réhabilitation de la faune qui pourraient être nécessaires lors des activités d'intervention, incluant:

- Mesures d'effarouchement ou de protection
- Relevés
- Récupération
- Réhabilitation

Pour chacun de scénarios, les coûts d'intervention ont été évalués en identifiant des points de contrôle tactiques, qui sont des plans d'intervention spécifique à un lieu précis, basés sur les résultats de la modélisation de la trajectoire du pétrole (OILMAP et SIMAP), et en estimant les taux de récupération à chacun des points de contrôle. Les taux de récupération du pétrole ont été déterminés à chacun des points de contrôle en utilisant les taux de récupération détarés de l'équipement d'intervention, et en tenant compte des taux de succès des systèmes de confinement tels que déterminés par l'expérience du personnel de TRIOX et par les normes de planification énoncés dans le règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures (Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada). Le calcul des coûts d'utilisation d'équipement d'intervention a été effectué en utilisant les sources suivantes :

- Les taux publiés par la « Eastern Canada Response Corporation » (ECRC - SIMEC)<sup>1</sup>
- Pour l'équipement lourd, les taux publiés par la province de Québec<sup>2</sup>
- Pour la sécurité, la gestion de l'incident et la gestion des déchets, l'expérience du personnel de TRIOX

Plusieurs facteurs peuvent affecter les coûts d'intervention pour chaque incident spécifique : c'est pour cette raison que ce document se limite à fournir une estimation conservatrice raisonnable des coûts possibles d'intervention associés à chacun des scénarios. Ces estimés ne tiennent pas compte des coûts potentiels qui pourraient provenir de dommages à des tierces personnes, ni de ceux liés à la réparation de dommages environnementaux.

## Hypothèses

Il est clair que les conditions environnementales qui prévalent au moment d'un incident peuvent être extrêmement variables et auront une influence sur les opérations d'intervention. Plusieurs hypothèses de travail ont été utilisées pour tenir compte de cette variabilité. Dans tous les cas, nous avons choisi des

---

<sup>1</sup> <http://www.ecrc.ca/en/services-rates/response-rates/>

<sup>2</sup> Taux de location de machinerie lourde 2014, Gouvernement du Québec

hypothèses conservatrices qui ont augmenté l'estimation des coûts. Les hypothèses qui sont présentées plus bas sont basées sur des exigences réglementaires ainsi que sur l'expérience fournie lors de déversement réels au Canada et ailleurs dans le monde.

### **Devenir et comportement du pétrole**

Les hypothèses de travail suivantes concernant le devenir et le comportement du produit déversé ont été utilisées dans les calculs des coûts potentiels d'intervention :

- On a considéré que le pétrole déversé dans tous les scénarios était du type AWB. Le pétrole de type AWB est un produit lourd dont l'API est de 20.9°, la densité de 0.9339 g/cm<sup>3</sup> à 0°C et la viscosité de 347 à 15°C.
- Ces propriétés changent avec le temps du à la dégradation naturelle du pétrole soumis aux effets du climat. Ce processus de vieillissement modifie le devenir et le comportement du pétrole déversé dans l'environnement<sup>3</sup>
- Comme pour beaucoup de pétroles bruts lourds, il est possible que le produit déversé soit submergé ou enfoui à cause de l'interaction pétrole-sédiments près des rives du cours d'eau impacté. La présence de pétrole submergé a été incluse dans le scénario 2 car la rivière Etchemin est peu profonde et comporte plusieurs sections de rapides et chutes qui contribuent au mélange pétrole-sédiments.

### **Conditions opérationnelles**

Les hypothèses de travail suivantes concernant les conditions opérationnelles lors des activités d'intervention ont été utilisées dans les calculs des coûts potentiels:

- Les conditions météorologiques ne nuisent pas aux activités d'intervention (i.e. on considère qu'il n'y a pas de jours perdus à cause du mauvais temps);
- Le site du déversement est facile d'accès par route ou par bateau;
- Il n'y a pas de glace pour la durée de l'intervention;
- Les opérations d'intervention se déroulent sur un cycle de 24 heures;
- Tout l'équipement nécessaire est disponible et en bon état de marche;
- On utilise les taux de récupération détarés pour toutes les pièces d'équipement;
- Les rivages sont traités jusqu'au niveau de la tache (épaisseur du produit <0.01cm).

De manière à assurer des évaluations conservatrices, les coûts calculés ont été majorés de 30% pour tenir compte des imprévus dans les conditions d'opération.

---

<sup>3</sup> Veuillez consulter la section 3 du volume 6 du dépôt réglementaire présenté par Énergie Est à l'office national de l'énergie (évaluation environnementale et socio-économique) pour plus de détails concernant le devenir et comportement des divers types de pétrole brut qui seront transporté dans l'oléoduc.

## Scénario 1: Déversement de la rivière Jock, Ontario

Le premier scénario identifié par Énergie Est consiste en un déversement de 19,806 barils (3,149 m<sup>3</sup>) de pétrole brut de type AWB dans la rivière Jock, près de la ville d'Ottawa, Ontario (voir la Figure 1).

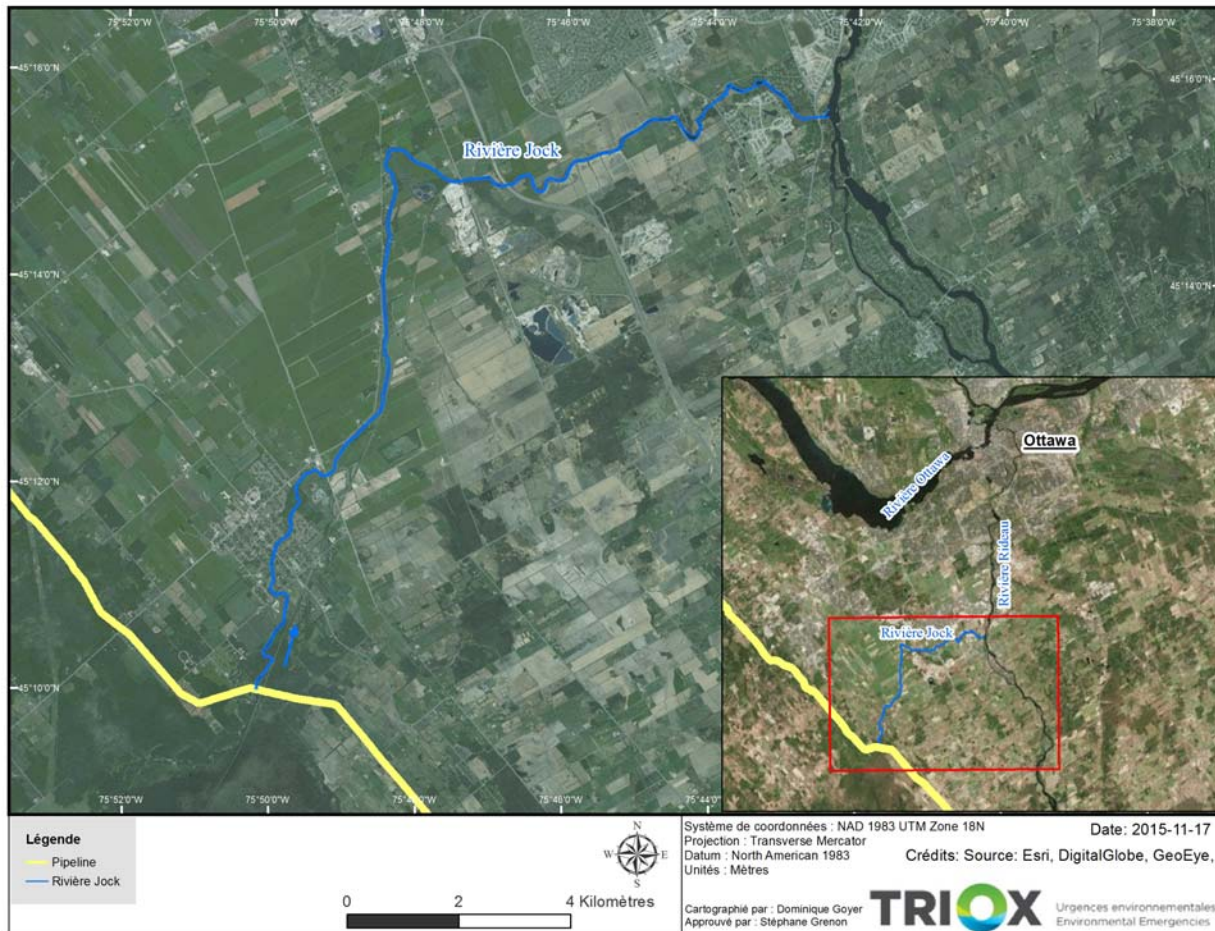


Figure 1 Rivière Jock

La rivière Jock a une largeur moyenne qui se situe entre 30 et 35m, et coule à une vitesse approximative de 1km/h dans la rivière Rideau. Il y a une distance d'environ 21km entre le point de traverse de l'oléoduc et la rivière Rideau. Les résultats de la modélisation indiquent que 32 heures seraient nécessaires pour que le pétrole déversé au point de traverse atteigne la rivière Rideau.

Selon le bilan de masse du pétrole pour la rivière Jock (du scénario 1 identifié par Énergie Est), environ 2,600 m<sup>3</sup> de pétrole resterait sur la surface de l'eau, alors que 865 m<sup>3</sup> toucheraient les rives (voir le tableau 1).

Tableau 1 Résumé du devenir du pétrole dans la rivière Jock

Scénario de déversement réaliste le plus défavorable pour la rivière Jock	
	VOLUME (m <sup>3</sup> )
Volume total déversé	3,149
Sur le sol	7
Évaporé	271
Demeurant sur les eaux de la rivière Jock	2,006
Sur le rivage	865

### Gestion de l'incident

Les activités d'intervention pour ce scénario débuteraient par la mobilisation de l'équipe d'intervention de TransCanada. Le personnel de TransCanada mettrait sur pied un Centre des opérations d'urgences de la société (COUS) et un centre des opérations d'urgences régional (COUR). TransCanada mettrait aussi sur pied un poste de commandement près du lieu de l'incident pour permettre une coordination efficace des activités d'intervention. L'organisation du poste de commandement serait normalement structurée selon le modèle du Système de Commandement des Interventions (SCI) qui comportent les sections de planifications, opérations, logistique et finance, ainsi que le commandement unifié. Le commandement unifié comprendrait, au besoin, des représentants de TransCanada, des autorités fédérales, provinciales et municipales ainsi que des membres de Premières Nations.

**Coûts reliés à la gestion de l'incident: \$6,147,905.26**

### Confinement et récupération

L'objectif principal de la stratégie de réponse pour ce scénario serait de confiner et récupérer le pétrole coulant le long de la rivière Jock pour éviter qu'il atteigne la rivière Rideau. La modélisation de la trajectoire indique que, pour ce scénario, environ 32 heures seraient nécessaires pour que le produit déversé atteigne la rivière Rideau. Grâce aux plans existant de mesures d'urgence, ce délai de 32 heures est assez long pour permettre aux équipes d'intervention de mobiliser l'équipement nécessaire et de mettre en place les mesures de confinement et récupération qui éviteront au produit déversé d'atteindre la rivière Rideau. Pour les fins de ce document, on considère que 3 heures seront nécessaires pour permettre aux premiers répondants d'atteindre le site du déversement et déployer l'équipement sur la rivière Jock. Pendant ce temps, des ressources additionnelles, provenant des réserves d'équipement de TransCanada et d'entrepreneurs privés, seraient aussi mobilisées au besoin. Ce temps de réponse de 3 heures permettrait le déploiement initial du personnel et de l'équipement nécessaire pour débuter le confinement et la récupération à environ 3km en aval de la source du déversement. Les opérations d'intervention sur l'eau comprendraient le déploiement d'équipements et de ressources à 13 points de contrôle le long de la rivière

Jock. Chacun de ces points de contrôles comprendraient des estacades, des écrémeurs, des citernes d'entreposage temporaire, des embarcations, de l'équipement pour assurer la sécurité et la décontamination ainsi que tout le personnel nécessaire. Près de l'oléoduc, des excavatrices seraient utilisées pour construire des digues ou des déversoirs inversés à l'aide de terre ou de sacs de sable. Pour les fins de ce document, on considère que les opérations de confinement et de récupération dureraient 20 jours.

**Coûts reliés au confinement et à la récupération: \$6,232,170.00**

### Opérations aériennes

Ce scénario nécessite l'utilisation d'un hélicoptère pour effectuer la surveillance aérienne de l'étendue de la contamination, de l'état des travaux et de la faune, ainsi que pour le transport de matériel et d'équipement lors des opérations d'intervention (au besoin). L'hélicoptère serait aussi utilisé pour guider les activités d'intervention sur l'eau.

**Coûts reliés aux opérations aériennes: \$432,000.00**

### Évaluation de la contamination des rives (SCAT)

Dans le cadre de ce scénario, il serait nécessaire de mobiliser des équipes dédiées à l'évaluation de la contamination des rives selon la méthode SCAT pour évaluer l'étendue et le niveau de la contamination des rivages le long de la rivière Jock. Chacune de ces équipes serait composée d'un expert en déversements de pétrole, ainsi que d'un représentant des gouvernements fédéral et provincial, au besoin. Les équipes SCAT auraient la responsabilité d'évaluer le niveau de contamination des rives et d'identifier les méthodes de restauration les plus appropriées. Les relevés SCAT seraient effectués par survols aériens, en bateau et à pieds pendant et après les opérations de traitement des rives, de manière à vérifier que l'état des rives a bien atteint le niveau convenu (épaisseur du pétrole <0.01cm – ou niveau « tache »). TRIOX estime que, dans le cadre de ce scénario, l'évaluation de la contamination des rives nécessiterait 60 jours de travail et 4 équipes SCAT.

**Coûts reliés à l'évaluation de la contamination des rives (SCAT): \$1,472,160.00**

### Traitement des rives

Dans ce scénario, le traitement des rives consisterait à enlever tout pétrole échoué le long des rives en accord avec les normes réglementaires. Une variété de méthodes de restauration serait utilisée selon le type de rive et le niveau de contamination. La nature des types de rives le long de la rivière Jock a été déterminée en utilisant l'imagerie satellite fournie par Google Earth. On a ainsi observé que, le long de cette rivière, les rives végétalisées (couvertes d'herbes, de buissons et de petits arbres) prédominent, en alternance avec de courtes sections de blocs anthropiques (« rip rap ») et de substrat solide anthropique (murs de béton). Les



principales méthodes de restauration qui seraient normalement utilisées pour ces types de rives consisteraient à : enlever les débris couverts de pétrole; couper la végétation contaminée (branches et herbes) et; éliminer le pétrole couvrant les substrats contaminés par inondation ou lavage froid haute ou basse pression, ainsi que lavage haute pression pour les surfaces solides anthropiques (murs de béton). Pour ce scénario, la modélisation de la trajectoire indique qu'environ 865 m<sup>3</sup> de pétrole s'échouerait sur les rives. On considère que ce pétrole s'accumulerait le long d'une bande d'environ 50cm de large sur les deux rives de la rivière (voir tableau 2).

*Tableau 2 Niveaux de contamination le long des rives de la rivière Jock*

Type de rive	Épais (m) >1cm	Couverture (m) >0.1cm et <1cm	Couche (m) >0.01cm et <0.1cm	Tache (m) <0.01cm	Aucun pétrole visible (m)	Total (m)
Blocs anthropiques	91	141	45	0	0	277
Végétalisé	320	286	81	0	0	686
Anthropique solide	34399	23910	5246	0	0	63555
Total	34809	24337	5371	0	0	64518

**Les coûts du traitement des rives ont été déterminés en appliquant des facteurs de coûts spécifiques à chaque type de rive et niveau de contamination. Ces facteurs de coûts proviennent d'une publication qui donne le résultat d'analyses d'études de cas de déversements aux états unis (Etkin, Welch, 2005).**

**Coûts reliés au traitement des rives: \$11,442,586.34**

### Gestion des déchets

Dans le cadre de ce scénario, les activités de récupération de pétrole sur l'eau et de restauration des rives contaminées produiraient des déchets qui devraient être entreposés et éventuellement éliminés. Les déchets produits pourraient comprendre: du pétrole liquide, un mélange eau/pétrole, ainsi que des débris de nature diverse (restes végétaux, absorbants et équipement de protection personnelle). Pour calculer la quantité de déchets produits lors de opérations de récupération de pétrole sur l'eau on a considéré que le volume du mélange pétrole/eau récupéré atteindrait 10 fois le volume déversé (IMO, L2 training course, 2015). Pour estimer la quantité de déchets générés par les opérations de traitement des rives on a utilisé l'outil de calcul de la gestion de déchets (« Waste Management Calculator Tools ») développé par l'« Arctic Council » (Owens, Taylor, Smith, 2009). Cet outil permet d'évaluer la quantité approximative de déchets générés selon le type de rives et la méthode de restauration.

**Coûts reliés à la gestion des déchets: \$6,655,590.00**

## Protection de la faune

Par « protection de la faune », on entend l'ensemble des mesures prises pour protéger toute faune sauvage qui pourrait être présente à l'intérieur de la zone impactée par le déversement au moment de l'incident. Ces mesures comprennent : l'effarouchement, la protection, les relevés, les opérations de récupération et la réhabilitation des spécimens recueillis, au besoin.

**Coûts reliés à la protection de la faune: \$2,045,350.00**

Tableau 3 Coûts des interventions pour le scénario 1 : Jock River

Item	Coûts
Gestion de l'incident	\$6,147,905.26
Confinement et récupération	\$6,232,170.00
Opérations aériennes	\$432,000.00
Évaluation de la contamination des rives (SCAT)	\$1,472,160.00
Restauration des rives	\$11,442,586.34
Gestion des déchets	\$6,655,590.00
Protection de la faune	\$2,045,350.00
TOTAL	\$34,427,761.60
<b>TOTAL incluant le 30% pour imprévus</b>	<b>\$44,756,090.08</b>

Pour ce scénario de déversement, les coûts d'intervention atteignent \$2,259 par baril ou \$14,212 par m<sup>3</sup> de pétrole déversé.

## Scénario 2: Déversement de la rivière Etchemin, Québec

Le second scénario identifié par Énergie Est consiste en un déversement de 21,972 barils ((3,493 m<sup>3</sup>) de pétrole brut de type AWB dans la rivière Etchemin, sur le territoire de la municipalité de Lévis, Québec (voir la Figure 2).

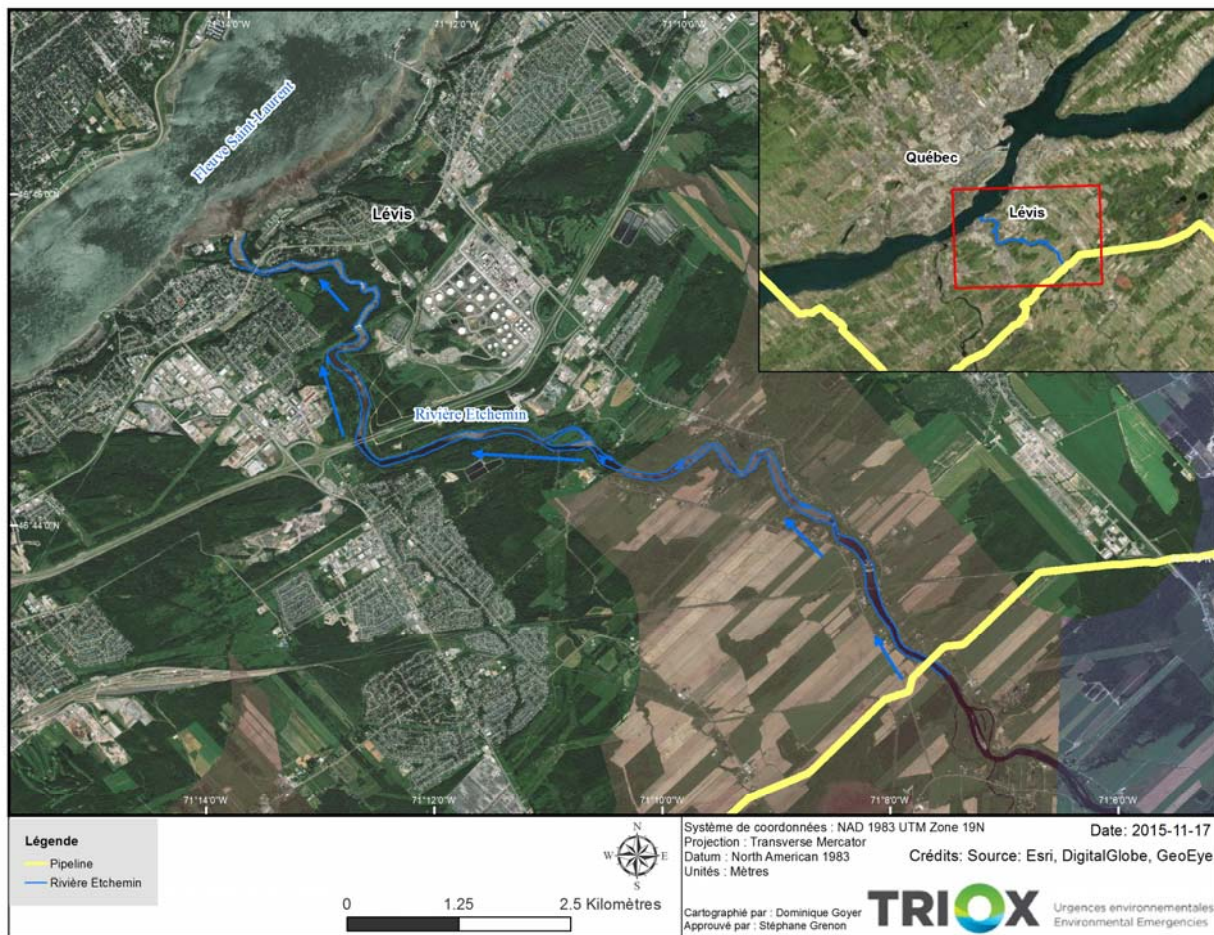


Figure 2 Rivière Etchemin

La rivière Etchemin a une largeur moyenne qui se situe entre 50 et 70m, et coule à une vitesse approximative de 2.35 km/h dans le fleuve Saint-Laurent, en face du centre-ville de Québec. Cette rivière comporte plusieurs sections de rapides et plusieurs chutes qui limitent les endroits où le matériel nécessaire au confinement et à la récupération pourrait être déployé. Les résultats de la modélisation indiquent que le pétrole déversé au point de traverse devrait atteindre l'embouchure du fleuve Saint-Laurent, 12.5km plus bas, en environ 5.3 heures. Selon le bilan de masse du pétrole pour la rivière Etchemin (du scénario 2 identifié par TransCanada), environ 2,938 m<sup>3</sup> de pétrole resterait sur la surface de l'eau, alors que 521 m<sup>3</sup> toucherait les rives (voir le tableau 4). Par la suite, environ 1504 m<sup>3</sup> de pétrole atteindrait le fleuve Saint-Laurent, dont 719 m<sup>3</sup> resterait en surface et 785 m<sup>3</sup> s'échouerait le long des rives. Ces évaluations tiennent compte de l'efficacité prévue des mesures de confinement et récupération déployée pour limiter la propagation du produit déversé dans la rivière Etchemin.

Tableau 4 Résumé du devenir du pétrole dans la rivière Etchemin et le fleuve Saint-Laurent

Scénario de déversement réaliste le plus défavorable pour la rivière Etchemin	
	Volume (m <sup>3</sup> )
Volume total déversé dans la rivière Etchemin	3,493
Sur le sol	0.3
Évaporé	34
Demeurant sur les eaux de la rivière Etchemin	2,938
Sur le rivage – rivière Etchemin	521
Atteignant le fleuve Saint-Laurent	1504
Sur le rivage – fleuve Saint-Laurent	785

### Gestion de l'incident

Les activités d'intervention pour ce scénario débuteraient par la mobilisation de l'équipe d'intervention de TransCanada. Le personnel de TransCanada mettrait sur pied un centre des opérations d'urgences de la société (COUS) et un centre des opérations d'urgences régional (COUR), pour permettre une bonne gestion et une coordination efficaces des activités d'intervention au sein de TransCanada. TransCanada mettrait aussi sur pied un poste de commandement près du lieu de l'incident pour permettre une coordination efficace des activités d'intervention. L'organisation du poste de commandement serait normalement structurée selon le modèle du Système de Commandement des Interventions (SCI) qui comportent les sections de planifications, opérations, logistique et finance, ainsi que le commandement unifié. Le commandement unifié comprendrait, au besoin, des représentants de TransCanada, des autorités fédérales, provinciales et municipales ainsi que des membres de Premières Nations.

**Coûts reliés à la gestion de l'incident: \$37,273,200.00**

### Confinement et récupération

La modélisation de la trajectoire indique que, pour ce scénario, le produit déversé atteindrait l'embouchure du fleuve Saint-Laurent en environ cinq (5) heures. Pour les fins de ce document, on considère que 3 heures seront nécessaires pour permettre aux premiers répondants d'atteindre le site du déversement et déployer l'équipement le long de la rivière Etchemin et du fleuve Saint-Laurent. Pendant ce temps, des ressources additionnelles, provenant des réserves d'équipement de TransCanada et d'entrepreneurs privés, seraient aussi mobilisées au besoin. Ce temps de réponse de 3 heures permettrait le déploiement initial du personnel et de l'équipement nécessaire pour débuter le confinement et la récupération dans la rivière Etchemin, environ 8.2 km en aval de la source du déversement (soit environ 4.3 km de l'embouchure du fleuve Saint-Laurent). Les opérations d'intervention sur l'eau comprendraient le déploiement d'équipements et de ressources à 5 points de contrôle le long de la rivière Etchemin. Chacun de ces points de contrôles comprendraient des estacades, des écrémeurs, des citernes d'entreposage temporaire, des embarcations, de

l'équipement pour assurer la sécurité et la décontamination ainsi que tout le personnel nécessaire. Pour les fins de ce document, on considère que les opérations de confinement et de récupération le long de la rivière Etchemin dureraient 15 jours.

Dans le fleuve Saint-Laurent, les opérations d'intervention sur l'eau consisteraient au confinement et à la récupération du produit déversé à l'aide de 8 systèmes à balayage conçus pour les courants rapides (de type « Current Busters »). Deux embarcations, dirigées par des hélicoptères, seraient utilisées pour remorquer les « Current Busters » et permettre la collecte et la récupération du pétrole déversé. Un chaland-citerne serait aussi associé à chacun des systèmes de balayage, de manière à entreposer le produit récolté. Plusieurs embarcations dédiées seraient aussi utilisées pour transporter les déchets liquides des chalands-citernes vers la rive de manière à permettre des opérations ininterrompues durant les heures de clarté, en évitant le retour à la rive des systèmes de balayage (à l'atteinte de leurs capacités d'entreposage). Des bateaux de sécurité seraient aussi assignés à chacun des systèmes de balayage. Selon les normes de planification de la loi de 2001 sur la marine marchande du Canada, les opérations de récupération sur le fleuve Saint-Laurent devraient durer 10 jours.

***Coûts reliés au confinement et à la récupération: \$6,110,793.75***

### Opérations aériennes

Ce scénario nécessiterait l'utilisation de 5 hélicoptères pour l'ensemble des activités d'intervention le long de la rivière Etchemin et du fleuve Saint-Laurent. Quatre (4) hélicoptères serviraient à guider les équipes dédiées à la récupération du pétrole sur les eaux du fleuve Saint-Laurent, en permettant de localiser les zones d'accumulation de pétrole en surface et ainsi maximiser l'efficacité des systèmes de balayage. Un cinquième hélicoptère servirait à effectuer la surveillance aérienne de l'étendue de la contamination, de l'état des travaux et de la faune, ainsi que pour le transport de matériel et d'équipement lors des opérations d'intervention (au besoin).

***Coûts reliés aux opérations aériennes: \$2,160,000.00***

### Évaluation de la contamination des rives (SCAT)

Dans le cadre de ce scénario, il serait nécessaire de mobiliser des équipes dédiées à l'évaluation de la contamination des rives selon la méthode SCAT pour évaluer l'étendue et le niveau de la contamination des rivages le long de la rivière Etchemin et du fleuve Saint-Laurent. Chacune de ces équipes serait composée d'un expert en déversements de pétrole, ainsi que d'un représentant des gouvernements fédéral et provincial, au besoin. Les équipes SCAT auraient la responsabilité d'évaluer le niveau de contamination des rives et d'identifier les méthodes de restauration les plus appropriées. Les relevés SCAT seraient effectués

par survols aériens, en bateau et à pieds pendant et après les opérations de traitement des rives, de manière à vérifier que l'état des rives a bien atteint le niveau convenu (épaisseur du pétrole <0.01cm – ou niveau « tache »). TRIOX estime que, dans le cadre de ce scénario, l'évaluation de la contamination des rives de la rivière Etchemin et du fleuve Saint-Laurent nécessiterait 195 jours de travail et 8 équipes SCAT.

Dans le cadre de ce scénario, on s'attend à ce que le produit déversé soit submergé en raison de l'interaction pétrole-sédiments dans les zones à énergie élevées de la rivière Etchemin (rapides et des chutes), combiné à la faible profondeur de l'eau (entre 0.5 et 1.5m). Des équipes SCAT effectueraient donc des relevés pour détecter la présence ou l'absence de pétrole submergé dans le fond de la rivière Etchemin. Ces relevés seraient effectués en bateau ou à pied, selon la profondeur de l'eau. TRIOX estime que 30 jours seraient nécessaires pour effectuer les relevés et la récupération du pétrole submergé.

***Coûts reliés à l'évaluation de la contamination des rives (SCAT): \$9,528,000.00***

### Traitement des rives

Dans ce scénario, le traitement des rives consisterait à enlever tout pétrole échoué le long des rives en accord avec les normes réglementaires. Une variété de méthodes de restauration serait utilisée selon le type de rive et le niveau de contamination. . La nature des types de rives le long de la rivière Etchemin a été déterminée en utilisant l'imagerie satellite fournie par Google Earth. Pour le fleuve Saint-Laurent, les types de rives ont été fournis par Environnement Canada. Les méthodes de restauration ont ainsi été déterminées en fonction de chacun des huit (8) différents types de rives (voir le tableau 5) observés le long de ces cours d'eau et comprendraient : la restauration manuelle, le lavage haute ou basse pression et la coupe de végétation.

La modélisation de la trajectoire pour la rivière Etchemin indique qu'environ 521 m<sup>3</sup> de pétrole s'échouerait sur les rives (voir le tableau 4). On considère que ce pétrole s'accumulerait le long d'une bande d'environ 30cm de large sur les deux rives de la rivière, suivant les niveaux de contamination décrits dans le tableau 5. On considère qu'il serait nécessaire de récupérer du pétrole submergé à 4 endroits le long de la rivière pour ce scénario. La rivière étant peu profonde, le pétrole submergé serait récolté à la main, en utilisant des pelles, des pompes et des embarcations lorsque possible. On considère que 20 jours de travail serait nécessaires à la récupération du pétrole submergé.



Tableau 5 Niveaux de contamination le long des rives de la rivière Etchemin

	Épais (m) >1cm	Couverture (m) >0.1cm et <1cm	Couche (m) >0.01cm et <0.1cm	Tache (m) <0.01cm	Aucun pétrole visible (m)	Total (m)
Assise rocheuse	493	905	502	111	0	2011
Blocs	700	832	470	58	0	2061
Sédiments mixtes	5029	6551	3440	546	0	15567
Boue	0	203	102	34	0	339
Cailloux-galets	5447	5544	2777	334	0	14103
Blocs anthropiques	111	470	250	70	0	900
Sable	1643	2667	1370	195	0	5875
Végétalisée	970	453	150	9	0	1581
<b>Total</b>	<b>14393</b>	<b>17625</b>	<b>9062</b>	<b>1357</b>	<b>0</b>	<b>42436</b>

La modélisation de la trajectoire et les calculs des taux de récupération aux trois points de contrôle de la rivière Etchemin indiquent qu'environ 785 m<sup>3</sup> de pétrole s'échouerait sur les rives de fleuve Saint Laurent au bout d'une période de 10 jours. On considère que ce pétrole s'accumulerait le long d'une bande d'environ 15 m de large, couvrant la zone intertidale des deux rives du fleuve, suivant les niveaux de contamination décrits dans le tableau 6.

Tableau 6 Niveaux de contamination le long des rives du fleuve Saint-Laurent

	Épais (m) >1cm	Couverture (m) >0.1cm et <1cm	Couche (m) >0.01cm et <0.1cm	Tache (m) <0.01cm	Aucun pétrole visible (m)	Total (m)
Assise rocheuse	71	353	1699	22308	49930	74360
Blocs anthropiques	3722	7736	6342	8395	16291	42486
Sédiments mixtes	51	301	119	306	697	1474
Boue	0	0	225	3381	7664	11270
Milieu humide	204	1020	4977	65470	146564	218234
Total	4048	9409	13362	99860	221145	347823

Les coûts du traitement des rives ont été déterminés en appliquant des facteurs de coûts spécifiques à chaque type de rive et niveau de contamination décrits plus haut. Ces facteurs de coûts proviennent d'une publication qui donne le résultat d'analyses d'études de cas de déversements aux états unis (Etkin, Welch, 2005).

**Coûts reliés au traitement des rives: \$84,703,110.82**

### Gestion des déchets

Dans ce scénario, les activités de récupération de pétrole sur l'eau et de restauration des rives contaminées produiraient des déchets qui devraient être entreposés et éventuellement éliminés. Les déchets produits

pourraient comprendre: du pétrole liquide, un mélange eau/pétrole, ainsi que des débris de nature diverse (restes végétaux, absorbants et équipement de protection personnelle). Pour calculer la quantité de déchets produits lors de opérations de récupération de pétrole sur l'eau on a considéré que le volume du mélange pétrole/eau récupéré atteindrait 10 fois le volume déversé (IMO, L2 training course, 2015). Pour estimer la quantité de déchets générés par les opérations de traitement des rives on a utilisé l'outil de calcul de la gestion de déchets (« Waste Management Calculator Tools ») développé par l'« Arctic Council » (Owens, Taylor, Smith, 2009). Cet outil permet d'évaluer la quantité approximative de déchets générés selon le type de rives et la méthode de restauration.

**Coûts reliés à la gestion des déchets: \$11,834,002.50**

### Protection de la faune

Par « protection de la faune », on entend l'ensemble des mesures prises pour protéger toute faune sauvage qui pourrait être présente à l'intérieur de la zone impactée par le déversement au moment de l'incident. Ces mesures comprennent : l'effarouchement, la protection, les relevés, les opérations de récupération et la réhabilitation des spécimens recueillis, au besoin.

**Coûts reliés à la protection de la faune: \$4,209,450.00**

Tableau 7 Coûts des interventions pour le scénario 2: rivière Etchemin et fleuve Saint-Laurent

Item	Coûts
Gestion de l'incident	\$37,273,200.00
Confinement et récupération	\$6,110,793.75
Opérations aériennes	\$2,160,000.00
Évaluation de la contamination des rives (SCAT)	\$9,528,000.00
Traitement des rives	\$84,703,110.82
Gestion des déchets	\$11,834,002.50
Protection de la faune	\$4,209,450.00
Récupération du pétrole submergé	\$908,040.00
TOTAL	\$156,726,597.07
<b>TOTAL incluant 30% pour les imprévus</b>	<b>\$203,744,576.19</b>

Pour ce scénario de déversement, les coûts d'intervention atteignent \$9,272 par baril ou \$58,329 par m<sup>3</sup> de pétrole déversé.

### Scénario 3: Déversement d'une vanne de sectionnement

Le troisième scénario identifié par Énergie Est consiste en un déversement de 50 barils (8 m<sup>3</sup>) à l'emplacement d'une vanne de sectionnement. Dans ce cas, on suppose que tout le produit déversé sera confiné aux limites clôturées du site (12.5m X 23m). Pour les fins de ce document, nous avons considéré que le déversement aurait lieu sur le territoire d'une ferme située près de Lévis, Québec (voir la figure 3)



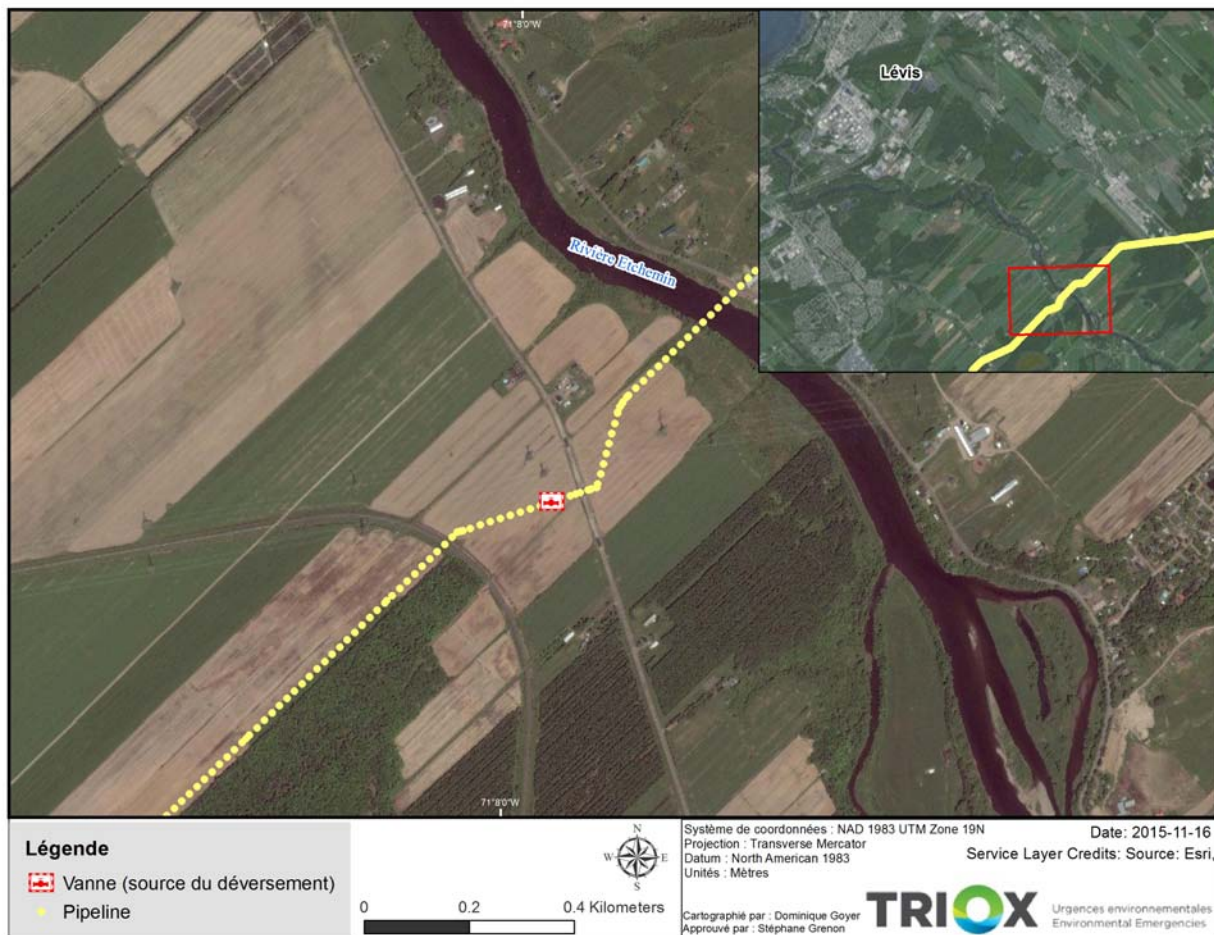


Figure 3 Emplacement du scénario de petit déversement

### Gestion de l'incident

Les activités d'intervention pour ce scénario débuteraient par la mobilisation de l'équipe d'intervention de TransCanada. Le personnel de TransCanada mettrait sur pied un centre corporatif et un centre régional d'opérations d'urgences (COUR), pour permettre une bonne gestion et une coordination efficaces des activités d'intervention au sein de TransCanada. TransCanada mettrait aussi sur pied un poste de commandement près du lieu de l'incident pour permettre une coordination efficace des activités d'intervention. L'organisation du poste de commandement serait normalement structurée selon le modèle du Système de Commandement des Interventions (SCI) qui comportent les sections de planifications, opérations, logistique et finance, ainsi que le commandement unifié. Le commandement unifié comprendrait, au besoin, des représentants de TransCanada, des autorités fédérales, provinciales et municipales ainsi que des membres de Premières Nations.

**Coûts reliés à la gestion de l'incident: \$456,500.00**

## Confinement et récupération

Dans le cadre de ce scénario, deux camions de pompages seraient utilisés pour récupérer la portion liquide du pétrole déversé. Une excavatrice serait aussi utilisée pour construire des digues de manière à éviter toute migration du produit hors de l'aire de confinement, et pour aider à la récupération du gros du pétrole en grattant la surface contaminée. On considère que, pour ce scénario, les opérations de récupération dureraient 5 jours.

**Coûts reliés à la récupération: \$251,745.00**

## Gestion des déchets

Dans le cadre de ce scénario, les activités de récupération de pétrole sur l'eau et de restauration des rives contaminées produiraient des déchets qui devraient être entreposés et éventuellement éliminés. Les déchets produits pourraient comprendre: du pétrole liquide, un mélange eau/pétrole, de la terre, des débris ainsi que divers articles utilisés lors des activités d'intervention (absorbants et équipement de protection personnelle). On estime que 20 m<sup>3</sup> de déchets liquides (mélange eau/pétrole) et 20 m<sup>3</sup> de déchets solides seraient produits dans le cadre des opérations d'intervention de ce scénario.

**Coûts reliés à la gestion des déchets: \$3,000.00**

Tableau 8 Coûts des interventions pour le scénario 3: petit déversement

Item	Coûts
Gestion de l'incident	\$456,500.00
Confinement et récupération	\$251,745.00
Gestion des déchets	\$3,000.00
TOTAL	\$711,245.00
<b>TOTAL incluant 30% pour les imprévus</b>	<b>\$924,618.50</b>

Pour ce scénario de déversement, les coûts d'intervention atteignent \$18,492.00 par baril ou \$115,577 par m<sup>3</sup> de pétrole déversé.

## Tableau résumé

<b>Coûts estimés</b>	<b>Scénario 1 : Rivière Jock</b>	<b>Scénario 2 : Etchemin, Saint- Laurent</b>	<b>Scénario 3 Petit déversement</b>
Gestion de l'incident	\$6,147,905.26	\$37,273,200.00	\$456,500.00
Confinement et récupération	\$6,232,170.00	\$6,110,793.75	\$251,745.00
Traitement des rives	\$11,442,586.34	\$84,703,110.82	-
Opérations aériennes	\$432,000.00	\$2,160,000.00	-
Évaluation de la contamination des rives (SCAT)	\$1,472,160.00	\$9,528,000.00	-
Gestion de déchets	\$6,655,590.00	\$11,834,002.50	\$3,000.00
Protection de la faune	\$2,045,350.00	\$4,209,450.00	\$0.00
Récupération du pétrole submergé	-	\$908,040.00	-
<b>Sous-total par scénario</b>	\$34,427,761.60	\$156,726,597.07	\$711,245.00
30% pour les imprévus	\$10,328,329.00	\$47,017,979.00	\$213,373.00
<b>Total par scénario</b>	<b><u>\$44,756,090.08</u></b>	<b><u>\$203,744,576.19</u></b>	<b><u>\$924,618.50</u></b>

## Appendix 1

### Jock River

Gestion de l'incident (20 jours)								
Personnel		Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	Total	
	<b>Gestion de l'incident</b>							
	Securité (site et PCI)	\$720.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	20	\$420,000.00	
	TransCanada (PCI)	\$3,600.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	50	\$3,481,578.95	
	Premiers répondants	\$900.00	\$0.00	\$80.00	\$0.00	4	\$78,400.00	
	Agences gov (Fed, Mun, Prov)	\$960.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	4	\$103,200.00	
	Contracteurs (PCI)	\$1,800.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	10	\$426,000.00	
	<b>Centre des opérations d'urgence de la société (COUS)</b>							
	TransCanada (COUS)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	14	\$924,442.11	
	<b>Centre des opérations d'urgence régional (COUR)</b>							
TransCanada (COUR)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	9	\$594,284.21		
Équipement	Type d'équipement			Taux quotidien	Nombre de jours		Total	
	Location de la salle			\$2,500.00	20		\$50,000.00	
	Fournitures ( papier, crayons, etc)			\$500.00	20		\$10,000.00	
	Communications ( téléphones, radios, projecteur, etc)			\$3,000.00	20		\$60,000.00	
Confinement et récupération (20 jours)								
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total	
Équipement opérationnel	Recupération	Estacades 150' (46m.)		\$109.50	20	9	\$19,710.00	
		Estacades 175' (53m.)		\$127.75	20	24	\$61,320.00	
		Estacades 200' (61m.)		\$146.00	20	3	\$8,760.00	
		Estacades 250' (76m.)		\$182.50	20	3	\$10,950.00	
		Citerne		\$140.00	20	24	\$67,200.00	
		Pompe		\$200.00	20	13	\$52,000.00	
		Écrémeur		\$165.00	20	12	\$39,600.00	
		Petite embarquation		\$67.00	20	24	\$32,160.00	
		Aspirateur		\$183.00	20	1	\$3,660.00	
		Camion de pompage		\$1,800.00	20	1	\$36,000.00	
		Bateau		\$67.00	20	2	\$2,680.00	
	Équipement général	Excavatrice		\$1,800.00	20	1	\$18,000.00	
		Pick-up		\$100.00	20	10	\$20,000.00	
Camion de pompage			\$1,800.00	20	11	\$396,000.00		

Confinement et récupération (20 jours)							
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total
Équipement opérationnel (cont'd)	Sécurité	Remorque		\$222.00	20	3	\$13,320.00
		Détecteur de gaz		\$14.00	20	14	\$3,920.00
		Radio portable		\$13.00	20	20	\$5,200.00
		Toilettes portables		\$100.00	20	10	\$20,000.00
		Tente		\$42.00	20	14	\$11,760.00
	Récupération sur l'eau	Bateau		\$722.00	20	4	\$57,760.00
		Estacades 200' (61m.)		\$146.00	20	4	\$11,680.00
		Citerne		\$140.00	20	2	\$5,600.00
		Ponton		\$139.00	20	2	\$5,560.00
		Pompe		\$200.00	20	1	\$4,000.00
		Bateau de sécurité		\$67.00	20	1	\$1,340.00
		Écrémeur		\$165.00	20	2	\$6,600.00
Équipement en attente	Récupération	Estacades 150' (46m.)		\$54.75	20	9	\$9,855.00
		Estacades 175' (53m.)		\$63.88	20	24	\$30,660.00
		Estacades 200' (61m.)		\$73.00	20	3	\$4,380.00
		Estacades 250' (76m.)		\$91.25	20	3	\$5,475.00
		Citerne		\$70.00	20	24	\$33,600.00
		Pompe		\$100.00	20	13	\$26,000.00
		Écrémeur		\$82.50	20	12	\$19,800.00
		Petite embarcation		\$33.50	20	24	\$16,080.00
		Aspirateur		\$91.50	20	1	\$1,830.00
		Camion de pompage		\$900.00	20	1	\$18,000.00
		Bateau		\$33.50	20	2	\$1,340.00
		Équipement général	Excavatrice		\$1,800.00	20	1
	Pick-up			\$50.00	20	10	\$10,000.00
	Camion de pompage			\$900.00	20	11	\$198,000.00
	Sécurité	Remorque		\$111.00	20	3	\$6,660.00
		Détecteur de gaz		\$7.00	20	14	\$1,960.00
		Radio portable		\$6.50	20	20	\$2,600.00
		Toilettes portables		\$50.00	20	10	\$10,000.00
		Tente		\$21.00	20	14	\$5,880.00

Confinement et récupération (20 jours)							
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total
Équipement en attente (cont'd)	Récupération sur l'eau	Bateau		\$361.00	20	4	\$28,880.00
		Estacades 200' (61m.)		\$73.00	20	4	\$5,840.00
		Citerne		\$70.00	20	2	\$2,800.00
		Ponton		\$69.50	20	2	\$2,780.00
		Pompe		\$100.00	20	1	\$2,000.00
		Bateau de sécurité		\$33.50	20	1	\$670.00
		Écrémur		\$82.50	20	2	\$3,300.00
		<b>Salaire (quotidien)</b>	<b>Hébergement</b>	<b>Repas</b>	<b>Transport</b>	<b>Nombre de personnels</b>	<b>Total</b>
Personnel opérationnel	Travailleurs	\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	90	\$3,240,000.00
Personnel en attente		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	45	\$1,620,000.00
Traitement des rives							
Traitement des rives	les coûts sont basés sur des facteurs de coûts de restauration des rives dans la littérature						<b>Total</b>
							\$11,442,586.34
Opérations aériennes (20 jours)							
					<b>Taux quotidien</b>	<b>Nombre de jours</b>	<b>Total</b>
Équipement/personnel	Hélicoptère (12h/jour)				\$21,600.00	20	\$432,000.00
Évaluation de la contamination des rives (SCAT) (60 jours)							
Équipement opérationnel			<b>Quantité</b>	<b>Taux quotidien</b>	<b>Nombre de jours</b>		<b>Total</b>
	Équipement SCAT	Bateau	8	\$67.00	60		\$32,160.00
		<b>Salaire (quotidien)</b>	<b>Hébergement</b>	<b>Repas</b>	<b>Transport</b>	<b>Nombre de personnels</b>	
Personnel opérationnel	Contracteurs (chef d'équipe) SCAT	\$1,800.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	4	\$511,200.00
	Membre SCAT	\$960.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	12	\$928,800.00
Gestion des déchets							
Gestion des déchets					<b>m3</b>	<b>\$/m3</b>	<b>Total</b>
	Déchets des rives	Le nombre de m3 a été généré avec un Calculateur de gestion des déchets			68681.20	\$75.00	\$5,151,090.00
	Pétrole / eau (récupération 10 fois la quantité déversée)	Le nombre de m3 a été généré avec un Calculateur de gestion des déchets			20060.00	\$75.00	\$1,504,500.00
Protection de la faune							
Protection de la faune							<b>Total</b>
							\$2,045,350.00

## Etchemin / St-Lawrence

Gestion de l'incident (90 jours)							
Personnel		Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	Total
	<b>Gestion de l'incident</b>						
	Securité (site et PCI)	\$720.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	10	\$945,000.00
	TransCanada (PCI)	\$3,600.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	100	\$24,010,000.00
	Premiers répondants	\$900.00	\$0.00	\$80.00	\$0.00	12	\$1,058,400.00
	Agences gov (Fed, Mun, Prov)	\$960.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	10	\$1,161,000.00
	Contracteurs (PCI)	\$1,800.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	23	\$4,409,100.00
	<b>Centre des opérations d'urgence de la société (COUS)</b>						
	TransCanada (COUS)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	14	\$3,134,600.00
	<b>Centre des opérations d'urgence régional (COUR)</b>						
TransCanada (COUR)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	9	\$2,015,100.00	
Équipement	Type d'équipement			Taux quotidien	Nombre de jours		Total
	Location de la salle			\$2,500.00	90		\$225,000.00
	Fournitures ( papier, crayons, etc)			\$500.00	90		\$45,000.00
	Communications ( téléphones, radios, projecteur, etc)			\$3,000.00	90		\$270,000.00
Confinement et récupération (10-15 jours)							
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total
Équipement opérationnelle Etchemin	Protection	Estacades 150' (46m.)		\$109.50	15	2	\$3,285.00
		Pompe		\$200.00	15	1	\$3,000.00
		Petite embarquation		\$67.00	15	2	\$2,010.00
	Récupération	Estacades 250' (76m.)		\$182.50	15	3	\$8,212.50
		Estacades 300' (91m.)		\$219.00	15	9	\$29,565.00
		Camion citerne		\$140.00	15	12	\$25,200.00
		Pompe		\$200.00	15	4	\$12,000.00
		Écrémeur		\$165.00	15	4	\$9,900.00
		Petite embarquation		\$67.00	15	8	\$8,040.00
	Équipement général	Excavatrice		\$1,800.00	15	1	\$27,000.00
Pick-up			\$100.00	15	10	\$15,000.00	

Confinement et récupération (10-15 jours)							
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total
Équipement opérationnelle Etchemin (cont'd)	Sécurité	Remorque		\$222.00	15	3	\$9,990.00
		Détecteur de gaz		\$14.00	15	5	\$1,050.00
		Radio portable		\$13.00	15	20	\$3,900.00
		Toilettes portables		\$100.00	15	10	\$15,000.00
		Tente		\$42.00	15	5	\$3,150.00
Équipement opérationnelle St-Lawrence	Sécurité	Détecteur de gaz		\$14.00	10	6	\$840.00
	Entreposage	Bateau		\$1,828.00	10	10	\$182,800.00
		Entreposage		\$1,000.00	10	10	\$100,000.00
	Récupération sur l'eau	Bateau		\$1,745.50	10	20	\$345,800.00
		Current Buster		\$388.00	10	10	\$38,800.00
		Bateau de sécurité		\$722.00	10	6	\$43,320.00
Équipement Stand-by Etchemin	Protection	Estacades 150' (46m.)		\$54.75	15	2	\$1,642.50
		Pompe		\$100.00	15	1	\$1,500.00
		Petite embarquation		\$33.50	15	2	\$1,005.00
	Récupération	Estacades 250' (76m.)		\$91.25	15	3	\$4,106.25
		Estacades 300' (91m.)		\$109.50	15	9	\$14,782.50
		Camion citerne		\$70.00	15	12	\$12,600.00
		Pompe		\$100.00	15	4	\$6,000.00
		Écrémeur		\$82.50	15	4	\$4,950.00
		Petite embarquation		\$33.50	15	8	\$4,020.00
		Équipement général	Excavatrice		\$900.00	15	1
	Pick-up			\$50.00	15	10	\$7,500.00
	Sécurité	Remorque		\$111.00	15	3	\$4,995.00
		Détecteur de gaz		\$7.00	15	5	\$525.00
		Radio portable		\$6.50	15	20	\$1,950.00
		Toilettes portables		\$50.00	15	10	\$7,500.00
Tente			\$21.00	15	5	\$1,575.00	



Confinement et récupération (10-15 jours)							
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total
Équipement Stand-by St-Lawrence	Sécurité	Détecteur de gaz		\$7.00	10	6	\$420.00
	Entreposage	Bateau		\$914.00	10	10	\$91,400.00
		Entreposage		\$500.00	10	10	\$50,000.00
	Récupération sur l'eau	Bateau		\$872.75	10	20	\$172,900.00
		Current Buster		\$194.00	10	10	\$19,400.00
		Bateau de sécurité		\$361.00	10	6	\$21,660.00
		Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	Total
Personnel opérationnel Etchemin	Travailleurs	\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	30	\$810,000.00
Personnel opérationnel St-Lawrence		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	132	\$2,376,000.00
Personnel Stand-by Etchemin		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	15	\$405,000.00
Personnel Stand-by St-Lawrence		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	66	\$1,188,000.00
Traitement des rives							
Traitement des rives Etchemin/ St-Lawrence	les coûts sont basés sur des facteurs de coûts de restauration des rives dans la littérature						Total
							\$84,703,110.82
Opérations aériennes (20 jours)							
							Taux quotidien
Équipement/pe rsonnel	Helicoptère (12h/day)						Nombre de jours
							Total
				\$21,600.00		20	\$2,160,000.00
Évaluation de la contamination des rives (SCAT) (195 jours)							
Équipement opérationnel			Quantité	Taux quotidien	Nombre de jours		Total
	Équipement SCAT	Bateau	14	\$67.00	195		\$168,000.00
		Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	
Personnel opérationnel	Contracteurs (chef d'équipe) SCAT	\$1,800.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	8	\$3,322,800.00
	Membre SCAT	\$960.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	24	\$6,037,200.00

Gestion des déchets							
Gestion des déchets					m3	\$/m3	Total
	Déchets des rives	Le nombre de m3 a été généré avec un Calculateur de gestion des déchets			128206.70	\$75.00	\$9,615,502.50
	Pétrole / eau (récupération 10 fois la quantité déversée)	Le nombre de m3 a été généré avec un Calculateur de gestion des déchets			29380.00	\$75.00	\$2,203,500.00
	Déchets générés par le pétrole submergé				200.00	\$75.00	\$15,000.00
Protection de la faune							
Protection de la faune							Total
							\$4,209,450.00
Récupération du pétrole submergé (20-30 jours)							
Équipement opérationnel			Quantité	Taux quotidien	Nombre de jours		Total
	Équipement SCAT	Bateau	6	\$67.00	20		\$8,040.00
		Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	
Personnel opérationnel	Contracteurs (chef d'équipe) SCAT	\$1,800.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	3	\$191,700.00
	Membre SCAT	\$960.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	9	\$348,300.00
	Travailleurs	\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	10	\$360,000.00

## **Annexe Vol 1-3**

# **Scénarios d'intervention en cas de déversement de pipelines - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale**

**Scénarios d'intervention en  
cas de déversement de  
pipelines – Estimation des  
coûts de réhabilitation  
environnementale**

Rapport final révisé



Préparé pour :  
Oléoduc Énergie Est Itée

Préparé par :  
Stantec Experts-conseils Itée

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

### Historique des révisions

Révision	Description	Préparé par	Vérfié par	Approuvé par
1	Révisions	M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
2	Révisions	M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
Version finale		M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
Version finale révisée	Révisions	D. Lapointe	M. Charles	M. Charles

## Table des matières

<b>1.0</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
<b>2.0</b>	<b>OBJECTIF</b> .....	<b>1</b>
<b>3.0</b>	<b>DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET DE L'APPROCHE GÉNÉRALE</b> .....	<b>2</b>
3.1	SCÉNARIO LIÉ AU TRONÇON DU PIPELINE RELIANT STITTSVILLE À IROQUOIS (RIVIÈRE JOCK) .....	3
3.2	SCÉNARIO LIÉ AU TRONÇON DU PIPELINE RELIANT LÉVIS À L'ISLET (RIVIÈRE ETCHEMIN/ FLEUVE SAINT-LAURENT) .....	4
3.3	SCÉNARIO APPLICABLE À UN DÉVERSEMENT DE PIPELINE TERRESTRE DE FAIBLE AMPLEUR (VANNE DE SECTIONNEMENT) .....	5
<b>4.0</b>	<b>HYPOTHÈSES GÉNÉRALES</b> .....	<b>6</b>
4.1	HYPOTHÈSES GÉNÉRALES/LIMITES .....	6
4.2	APPROCHE GÉNÉRALE DE RÉHABILITATION .....	6
4.3	COÛTS DIRECTS .....	7
4.3.1	Main-d'œuvre.....	7
4.3.2	Équipement .....	8
4.4	COÛTS INDIRECTS.....	8
4.4.1	Gestion de projet et de la construction .....	8
4.4.2	Mobilisation/démobilisation.....	9
4.4.3	Hébergement.....	9
<b>5.0</b>	<b>SCÉNARIO 1 – DÉVERSEMENT DANS LA RIVIÈRE JOCK</b> .....	<b>9</b>
5.1	HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO.....	9
5.1.1	Travail de caractérisation du site.....	9
5.1.2	Réhabilitation environnementale .....	10
5.1.3	Délimitation de la contamination du site.....	11
5.1.4	Dissuasion de la faune .....	11
5.1.5	Suivi à long terme .....	12
5.2	ESTIMATION DES COÛTS.....	13
<b>6.0</b>	<b>SCÉNARIO 2 – DÉVERSEMENT DANS LA RIVIÈRE ETCHEMIN ET LE FLEUVE SAINT-LAURENT</b> .....	<b>14</b>
6.1	HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO.....	14
6.1.1	Travail de caractérisation du site.....	14
6.1.2	Réhabilitation environnementale .....	15
6.1.3	Délimitation de la contamination du site.....	15
6.1.4	Dissuasion de la faune .....	16
6.1.5	Suivi à long terme .....	16
6.2	ESTIMATION DES COÛTS.....	17
<b>7.0</b>	<b>SCÉNARIO 3 – DÉVERSEMENT DE PIPELINE TERRESTRE DE FAIBLE AMPLEUR (VANNE DE SECTIONNEMENT)</b> .....	<b>18</b>

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

7.1	HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO.....	18
7.1.1	Travail de caractérisation du site.....	18
7.1.2	Réhabilitation .....	18
7.1.3	Dissuasion de la faune .....	18
7.1.4	Suivi à long terme .....	19
7.2	ESTIMATION DES COÛTS .....	19
<b>8.0</b>	<b>SOMMAIRE DES COÛTS, TROIS SCÉNARIOS .....</b>	<b>20</b>
<b>9.0</b>	<b>LIMITATIONS .....</b>	<b>21</b>

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 1.0 INTRODUCTION

L'Office national de l'énergie (ONÉ) a demandé des renseignements auprès d'Oléoduc Énergie Est Itée (Énergie Est) au sujet des coûts potentiels associés aux accidents ou défaillances pouvant découler de la construction et de l'exploitation du pipeline d'Énergie Est (le projet). Cette demande fait partie de la lettre d'orientation du 27 juin 2014 de l'ONÉ (A3Y6E3) portant sur les renseignements supplémentaires qu'Énergie Est doit déposer pour permettre la construction et l'exploitation du projet.

Pour répondre aux exigences de l'ONÉ telles qu'elles sont indiquées ci-dessus, Énergie Est a sollicité plusieurs spécialistes pour estimer les coûts d'intervention en cas d'urgence, ainsi que les coûts de réhabilitation environnementale à la suite de scénarios hypothétiques de déversement de pétrole qui ont été élaborés pour le terminal maritime et la navigation maritime, le pipeline et les installations associées, ainsi que les terminaux de réservoirs. Stantec a été retenue par Énergie Est pour évaluer les coûts potentiels associés à la partie de réhabilitation environnementale des divers scénarios de déversement.

En même temps que les estimations de coût, le présent document propose une description des hypothèses envisagées, prises en compte et incluses. Le coût estimé de chaque scénario de déversement est fondé sur une portée précise des travaux et sur les conditions connues ou présumées au moment de l'estimation. Des changements dans les données d'entrée et dans la portée établies à partir de ces hypothèses peuvent modifier la précision de l'estimation ou la rendre invalide.

Les estimations ont été élaborées à l'aide de pratiques industrielles généralement admises et de l'expérience acquise lors d'interventions pour des déversements réels dans le cadre de scénarios semblables. La portée des travaux liée à la réhabilitation a été estimée d'après le travail effectué dans des contextes semblables, notamment les zones potentiellement touchées, les milieux touchés et les conditions du site que l'on pense être présentes une fois que la phase initiale d'intervention en cas d'urgence est terminée. Veuillez noter que les estimations ont été élaborées de manière à être prudentes de nature.

## 2.0 OBJECTIF

Ce document vise à présenter la méthode et les hypothèses utilisées pour établir une estimation des coûts de la phase de réhabilitation environnementale uniquement concernant l'ensemble des mesures nécessaires pour répondre à deux scénarios hypothétiques « plausibles de la pire éventualité » de déversement et à un scénario de déversement moins important d'un pipeline terrestre associé au projet Énergie Est, tel qu'il est déterminé par Énergie Est.



### **3.0 DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET DE L'APPROCHE GÉNÉRALE**

Les estimations de coûts de réhabilitation de Stantec ont été préparées à l'aide des extraits de modélisation produits par Triox Urgences Environnementales (Triox) pour trois scénarios de déversement hypothétiques définis par Énergie Est et décrits ci-dessous : deux déversements d'une ampleur différente à partir de tronçons de pipeline différents qui atteignent différents plans d'eau, ainsi qu'un déversement moins important de pipeline terrestre à partir de l'emplacement d'une vanne de sectionnement. Triox a été retenu par Énergie Est pour estimer les mesures et les coûts associés pour achever la phase d'intervention d'urgence initiale des scénarios déterminés. Triox a également modélisé le devenir et le transport du pétrole dans l'environnement pour produire ses estimations.

Comme objectifs ultimes des efforts d'intervention d'urgence de Triox, on a supposé une quantité de pétrole restante minimale à nulle, et aucun hydrocarbure pouvant être à nouveau mobilisé à partir des rivages touchés ou à partir des sédiments, ainsi que sur le terrain (extrait du rapport de Triox : épaisseur < 0,01 cm). Le travail de Triox est détaillé dans son rapport, « Worst Case Spill Scenario Cost Estimates – Pipeline – 2015 ».

Pour ses estimations de coûts, Stantec a présumé que les objectifs ultimes de Triox correspondaient aux conditions initiales pour estimer le coût de la réhabilitation. Stantec a examiné trois approches de réhabilitation réalistes potentielles fondées sur des projets réalisés antérieurement et sur des pratiques industrielles reconnues qui comprennent l'utilisation d'une analyse des avantages environnementaux nets :

- 1) achever la réhabilitation du milieu (c.-à-d. sol) touché par le pétrole brut à des niveaux qui, s'ils ne sont pas éliminés, risquent de causer plus de dommages à l'environnement que la perturbation associée à leur élimination (option de « *réhabilitation* »);
- 2) effectuer une réhabilitation du milieu (sol, eau ou sédiments) touché par le pétrole brut à des niveaux qui, s'ils ne sont pas éliminés, risquent de causer plus de dommages à l'environnement que la perturbation associée à leur élimination, puis une analyse des risques découlant des impacts restants grâce à un suivi environnemental *in situ* pendant quelque temps (option de « *réhabilitation/analyse de risque* »);
- 3) s'il est confirmé par une analyse des risques écologiques et pour la santé humaine que les milieux (sol, eau ou sédiments) sont touchés par le pétrole brut à des niveaux présentant un risque moins important de dégrader davantage l'environnement que la perturbation associée à leur élimination, réaliser une caractérisation environnementale détaillée et une analyse de risque, ainsi qu'un suivi environnemental *in situ* pendant quelque temps (option d'« *analyse de risque* »).

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

L'objectif final de Stantec était la réhabilitation du milieu touché afin de revenir aux valeurs génériques de qualité de l'environnement publiées par l'organisme de réglementation approprié, ou aux niveaux jugés protecteurs de l'environnement qui ont été estimés à l'aide d'une analyse des risques écologiques et pour la santé humaine.

Des estimations des coûts ont été réalisées jusqu'à l'achèvement de la réhabilitation; les estimations présentées ne comprennent aucune re-végétalisation ou restauration du rivage.

La figure suivante présente diverses responsabilités des parties visant à intégrer des intrants et des extrants clés aux scénarios d'intervention en cas de déversement en milieu marin.

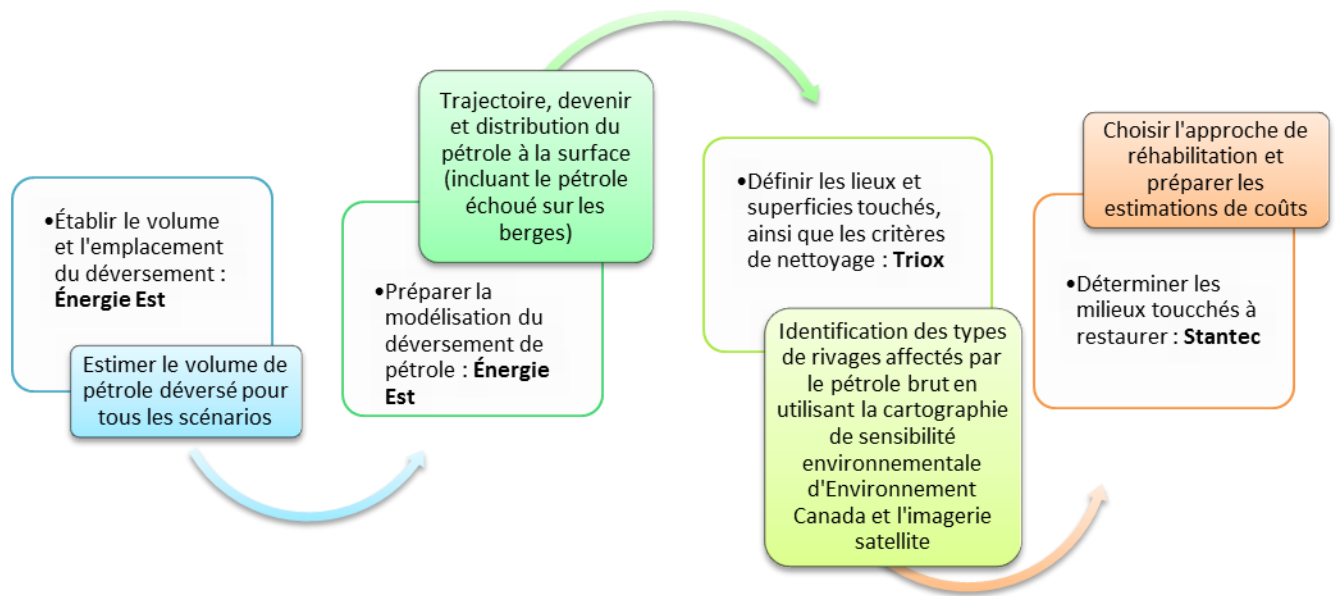


Figure 3.1 : Lien entre les intrants fournis dans le cadre de l'estimation des coûts liés à un déversement de pipeline

## 3.1 SCÉNARIO LIÉ AU TRONÇON DU PIPELINE RELIANT STITTSVILLE À IROQUOIS (RIVIÈRE JOCK)

Triox a évalué le transport potentiel du pétrole en aval à partir du lieu de déversement déterminé du pipeline (à proximité de la rivière Jock, avec des répercussions terrestres limitées) pour estimer les mesures de récupération du pétrole ainsi que les distances et les types de rivages touchés par le « pire » déversement théorique, et a confirmé qu'une quantité minimale à nulle de pétrole libre resterait le long des rivages touchés suivants à la suite de cette intervention.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

**Tableau 3.1 : Types de rivage – Scénario pour la rivière Jock**

Type de rivage	Distance touchée*	Largeur des rivages touchés*	Conditions après l'intervention en cas de déversement
Solide anthropique	277 m	0,5 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Enrochement	686 m	0,5 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Végétalisé	63 555 m	0,5 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle

\* calculé par Triox

## 3.2 SCÉNARIO LIÉ AU TRONÇON DU PIPELINE RELIANT LÉVIS À L'ISLET (RIVIÈRE ETCHEMIN/ FLEUVE SAINT-LAURENT)

Triox a évalué le transport potentiel du pétrole en aval à partir du lieu de déversement déterminé du pipeline (à proximité de la rivière Etchemin vers le fleuve Saint-Laurent, avec des répercussions terrestres limitées) pour estimer les mesures de récupération du pétrole ainsi que les distances et les types de rivages touchés par le « pire » déversement théorique, et a confirmé qu'une quantité minimale à nulle de pétrole libre était encore présente le long des rivages touchés suivants à la suite de cette intervention.

**Tableau 3.2 : Types de rivage – Scénario pour la rivière Etchemin et le fleuve Saint-Laurent**

Type de rivage	Distance touchée*	Largeur des rivages touchés*	Conditions après l'intervention en cas de déversement
Rivière Etchemin : substrat rocheux	2 011 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Rivière Etchemin : gravier	2 061 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Rivière Etchemin : sédiments mixtes	15 567 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Rivière Etchemin : boue	339 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

Type de rivage	Distance touchée*	Largeur des rivages touchés*	Conditions après l'intervention en cas de déversement
Rivière Etchemin : cailloux/galets	14 103 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Rivière Etchemin : enrochement	900 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Rivière Etchemin : sable	5 875 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Rivière Etchemin : végétalisé	1 580 m	0,3 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Fleuve Saint-Laurent : substrat rocheux	74 360 m	15 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Fleuve Saint-Laurent : solide anthropique	42 486 m	15 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Fleuve Saint-Laurent : sédiments mixtes	1 474 m	15 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Fleuve Saint-Laurent : boue	11 270 m	15 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle
Fleuve Saint-Laurent : terre humide	218 234 m	15 m	Quantité de pétrole libre restante minimale à nulle

\* calculé par Triox

### 3.3 SCÉNARIO APPLICABLE À UN DÉVERSEMENT DE PIPELINE TERRESTRE DE FAIBLE AMPLEUR (VANNE DE SECTIONNEMENT)

Pour fournir une estimation des coûts associés à un déversement potentiel par un pipeline qui serait limité à la terre dans un lieu contrôlé par Énergie Est (c.-à-d. un emplacement de vanne de sectionnement), un troisième scénario a été simulé. Tel qu'il est déterminé par Énergie Est, un troisième scénario hypothétique a été étudié et prenait en compte un déversement de 7,95 m<sup>3</sup> (50 barils) de pétrole brut au sein d'une zone clôturée de 12,5 m sur 23 m.

## **4.0 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES**

### **4.1 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES/LIMITES**

Ce volet de l'estimation des scénarios de déversement vise en particulier le coût de réhabilitation environnementale des répercussions potentielles restantes selon les scénarios hypothétiques déterminés par Énergie Est lorsque l'on considère que la phase d'intervention d'urgence est terminée (lorsque la quantité de pétrole libre restante ou de pétrole pouvant être à nouveau mobilisé est minime à nulle). Les portions de l'estimation des scénarios de déversement qui ne sont pas couvertes par la présente portée des travaux comprennent ce qui suit : justification du choix du lieu de déversement et du scénario, production d'une trajectoire de déversement du pétrole et de modèles d'évolution, coûts associés à la phase des travaux portant sur les interventions d'urgence, coûts associés à la participation d'organisme de réglementation, et perte de coûts d'exploitation d'Énergie Est ou d'une tierce partie ou tout dommage indirect associé au déversement hypothétique.

L'ensemble des coûts a été calculé en dollars canadiens. Aucun calcul n'a été effectué pour convertir les dépenses des années à venir en valeurs actuelles.

### **4.2 APPROCHE GÉNÉRALE DE RÉHABILITATION**

Ci-dessous figurent les options de réhabilitation environnementale qui ont été choisies et dont le coût a été évalué :

- excavation de réhabilitation (pour un déversement de pipeline terrestre de faible ampleur);
- excavation des zones souillées sur le rivage, suivie d'une analyse des risques (pour les scénarios visant les rivières Jock et Etchemin et le fleuve Saint-Laurent);
- analyse des risques (aucune excavation de réhabilitation) (pour les scénarios visant les rivières Jock et Etchemin et le fleuve Saint-Laurent).

On présume qu'une simple réhabilitation environnementale est faisable pour un déversement terrestre de faible ampleur, d'après l'expérience acquise des précédents projets. Si l'on doit procéder à une réhabilitation environnementale suivie d'une analyse des risques, on présume que les milieux touchés ne peuvent ou ne devraient pas tous être excavés en raison de certaines restrictions applicables au site ou aux avantages mis en lumière par une analyse des bénéfices environnementaux nets (consulter la section 3.0); par conséquent, une analyse des risques serait requise pour établir le niveau de contamination pouvant être laissé tel quel et qui ne devrait pas causer davantage de dommages aux écosystèmes récepteurs existants. Avec l'option d'« analyse des risques uniquement », on présume qu'une évaluation des avantages environnementaux nets a été complétée et, d'après nos estimations, la réhabilitation par excavation ne constitue pas une option viable ou durable, car elle peut causer plus de

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

dommages aux écosystèmes que si l'on choisit de laisser les contaminants en place tels qu'ils sont.

Les principaux éléments du projet associés à l'approche de réhabilitation environnementale comprennent :

1. Caractérisation environnementale du site;
2. Réhabilitation;
3. Suivi environnemental.

Les principaux éléments du projet associés à l'approche de réhabilitation environnementale ou d'analyse des risques comprennent :

1. Caractérisation environnementale du site;
2. Réhabilitation et analyse des risques;
3. Dissuasion de la faune;
4. Suivi environnemental à long terme.

Les principaux éléments du projet associés à l'approche d'analyse des risques comprennent :

1. Caractérisation environnementale du site;
2. Travaux de délimitation;
3. Dissuasion de la faune;
4. Travaux d'analyse des risques;
5. Suivi environnemental à long terme.

## 4.3 COÛTS DIRECTS

Deux catégories principales de coûts (main-d'œuvre et équipement) ont été utilisées pour estimer les coûts directs et sont décrites ci-dessous.

### 4.3.1 Main-d'œuvre

Les taux de main-d'œuvre pour les spécialistes environnementaux ont été estimés d'après les normes de l'industrie et les connaissances obtenues auprès des bureaux locaux de Stantec près du site de déversement. On a présumé que le personnel affecté aux travaux travaillerait 12 heures par jour, selon des rotations de dix jours.

L'estimation de la main-d'œuvre requise reposait sur un taux de production par équipe de spécialistes. Par exemple, pour les rivages, l'eau de surface ou les sédiments, il a été estimé qu'une équipe de deux ou quatre spécialistes pourrait évaluer une certaine distance chaque jour. Concernant la réhabilitation, il a été estimé qu'une équipe de deux à quatre spécialistes pourrait sans exagérations procéder prudemment à l'excavation d'un tonnage donné par jour.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 4.3.2 Équipement

On a supposé que l'équipement à utiliser pendant la réhabilitation était fourni par les entrepreneurs locaux. Les coûts associés (chargement, transport et élimination de déchets) ont été estimés d'après les connaissances des bureaux locaux de Stantec concernant les tarifs généralement en place dans la province où se déroulent les scénarios. On a supposé que tous les déchets étaient acceptables en tant que déchets solides non dangereux aux installations d'élimination, de traitement ou d'enfouissement. Les coûts liés au transport routier, à l'excavation et à l'élimination ont été estimés par des entrepreneurs locaux comme suit :

- Transport routier : 20 \$ par tonne métrique;
- Excavatrice : 225 \$ par heure;
- Plateforme de forage/hydro-aspiration : 500 \$ par heure;
- Élimination du sol :
  - 50 \$ par tonne métrique pour le scénario visant la rivière Jock;
  - 120 \$ par tonne métrique pour les scénarios visant la rivière Etchemin, le fleuve Saint-Laurent et la vanne de sectionnement.

Les tarifs de location de l'équipement ont été basés sur les tarifs d'équipement standards obtenus grâce aux connaissances de l'industrie par l'intermédiaire des bureaux locaux de Stantec. Les tarifs d'exploitation de l'équipement incluent des indemnités pour le carburant, l'entretien, les pièces et les réparations diverses qui sont nécessaires pendant la réhabilitation.

Les logements, la location de véhicules, les indemnités quotidiennes, ainsi que les frais de laboratoire, ont été estimés à l'aide des prix locaux et des taux de laboratoire du marché.

## 4.4 COÛTS INDIRECTS

### 4.4.1 Gestion de projet et de la construction

On présume que le programme de réhabilitation sera réalisé en une seule fois (p. ex. réaliser l'excavation en une seule séquence au lieu de procéder à multiples excavations mineures); ainsi, la gestion nécessiterait un gestionnaire de projet à temps plein, un responsable sur le terrain et un coordonnateur en logistique pendant toute la durée des travaux de réhabilitation. De plus, une réserve pour imprévus de 25 % a été ajoutée aux coûts estimés afin de tenir compte d'éléments non envisagés.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 4.4.2 Mobilisation/démobilisation

En fonction de l'emplacement des scénarios de déversement hypothétique déterminés, on a présumé que le matériel et les fournitures seraient obtenus auprès de la collectivité locale. En outre, on a supposé que le personnel de terrain serait mobilisé pour une rotation de dix jours et qu'il serait ensuite démobilisé par la voie des airs (tarif aérien de retour de 1 200 \$). Cette hypothèse a été appliquée seulement aux spécialistes (ouvriers à l'échantillonnage environnemental et superviseurs, professionnels de l'évaluation des rivages et spécialistes de la faune); on a supposé qu'ils arriveraient en provenance de bureaux éloignés.

### 4.4.3 Hébergement

On présume que les logements seront établis à l'hôtel local où un tarif estimé de 200 dollars pour une nuit a été utilisé.

## 5.0 SCÉNARIO 1 – DÉVERSEMENT DANS LA RIVIÈRE JOCK

### 5.1 HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO

#### 5.1.1 Travail de caractérisation du site

Le travail de caractérisation du site dans le cadre de la phase de réhabilitation du scénario pour la rivière Jock comprend la portée des travaux des éléments suivants :

- caractérisation et évaluation du rivage;
- caractérisation et évaluation des terres;
- caractérisation et évaluation des eaux souterraines;
- évaluation de l'eau de surface de rivière;
- programme d'échantillonnage des sédiments de rivière.

Le taux global d'évaluation du rivage a été estimé à 500 m par jour pour une équipe composée de deux à quatre personnes. Le taux d'évaluation du rivage dépendait du type du rivage modélisé par Triox, conformément au tableau 5.1 ci-dessous.

**Tableau 5.1 : Taux de caractérisation du site qui dépendent des types de rivage**

Types de rivage	Distance quotidienne évaluée estimée
Rivière Jock : rivage végétalisé/anthropique, enrochement	500 m par jour



## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles de 100 m le long du rivage. Pour les deux scénarios selon lesquels le pétrole atteint un plan d'eau, on a considéré que les efforts consacrés à l'évaluation quotidienne et à l'échantillonnage étaient plus importants pour les rivages composés de matériau granulaire, par rapport aux rivages de substrat rocheux, ce qui explique les grandes fourchettes de valeurs utilisées. La largeur du rivage touché a été estimée par Triox.

On a supposé que la quantité déversée sur la terre couvrirait une superficie de 70 m<sup>2</sup> d'après les renseignements fournis par Triox. Avant de procéder au forage, on réaliserait une hydro-aspiration de chaque emplacement d'échantillonnage pour confirmer la présence ou l'absence de services souterrains. On a présumé que le taux d'évaluation et de forage était d'un trou de forage tous les 20 m<sup>2</sup>.

On a présumé que les travaux d'évaluation du programme d'échantillonnage de l'eau de surface comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical (quatre profondeurs) dans la colonne d'eau, avec un échantillon qui doit être prélevé à des intervalles de 500 m le long du rivage touché (pour confirmer si la contamination est présente dans le milieu marin) par quatre personnes dans un bateau, et à un taux de 5 000 m par jour le long du rivage touché.

On a supposé que l'échantillonnage des sédiments était effectué selon la même densité de relevé que l'échantillonnage de l'eau de surface, à partir du bateau, lorsque le prélèvement d'échantillons d'eau de surface est effectué. L'effort requis pour échantillonner les sédiments faisait partie intégrante de la tâche d'échantillonnage de l'eau décrite ci-dessus.

### 5.1.2 Réhabilitation environnementale

Les volumes d'excavation pour les excavations de réhabilitation ont été estimés en fonction de la superficie (longueur et largeur) contaminée fournie par Triox, en supposant une profondeur de contamination de 0,2 m, et un taux d'excavation de 200 tonnes métriques par jour. On a estimé que la profondeur d'excavation correspondait à l'épaisseur minimale pouvant être éliminée par un équipement mécanisé. En raison de l'état saturé des sédiments potentiellement touchés, l'effet du courant de la rivière sur la flottabilité du pétrole, du temps limité de contact du pétrole avec les sédiments du rivage, de la durée limitée de l'exposition globale (d'après le rapport de Triox, qui indique que 20 jours sont nécessaires pour éliminer le pétrole de l'eau), et de la pression hydraulique limitée générée par la couche de pétrole, Stantec a supposé une pénétration minimale du pétrole dans les sédiments.

La densité de la grille d'échantillonnage de confirmation des sols a été calculée en supposant que 5 % de la zone totale excavée était échantillonnée de nouveau. Les estimations de coûts ne tiennent pas compte du remblai des zones excavées étant donné l'instabilité probable des matériaux placés à court terme en raison des courants, et compte tenu du fait qu'ils seraient soumis à une érosion importante.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

Pour les zones terrestres potentiellement touchées, on a estimé que la profondeur d'excavation correspondait à l'épaisseur minimale pouvant être éliminée par un équipement mécanisé et elle était établie à 0,5 m.

### 5.1.3 Délimitation de la contamination du site

En vertu de l'option d'analyse des risques sans excavation de réhabilitation, la délimitation de la contamination, suivie d'une analyse des risques et d'un suivi environnemental, a constitué l'approche choisie.

On a supposé que les travaux de délimitation du rivage seraient accomplis à un rythme de 500 m par jour par quatre personnes. On a présumé que la fréquence d'échantillonnage était effectuée à des intervalles de 100 m le long du rivage.

On a présumé que les programmes d'échantillonnage de l'eau de surface et des sédiments comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical dans la colonne d'eau (quatre profondeurs), avec un échantillon de sédiments qui doit être prélevé à des intervalles de 500 m le long du rivage touché par quatre personnes dans un bateau, et à un taux de 5 000 m par jour le long du rivage touché.

### 5.1.4 Dissuasion de la faune

Les activités de dissuasion de la faune devraient être exécutées sur 45 jours par 35 personnes dans le cadre de l'option de caractérisation, d'excavation de réhabilitation et d'analyse des risques, et sur 25 jours par 35 personnes dans le cadre de l'option de caractérisation, de délimitation et d'analyse des risques. Le degré d'effort requis a été estimé d'après les renseignements fournis par Focus Wildlife International.

Les mesures de capture et de réhabilitation de la faune ont été incluses dans la phase de réponse d'urgence des scénarios établis par Triox. Ces activités n'ont pas été exécutées par Stantec dans le cadre de la phase de réhabilitation, car, selon l'hypothèse émise, une quantité minimale ou nulle de pétrole mobile devrait être encore présente durant la phase de réhabilitation du programme, ce qui réduit la probabilité de souillage de la faune. Un programme de dissuasion est inclus pour réduire davantage le risque de rencontrer des espèces fauniques pendant la réalisation des travaux de réhabilitation ou de caractérisation et de délimitation.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 5.1.5 Suivi à long terme

Dans le scénario de réhabilitation et d'analyse des risques, un suivi à long terme a été estimé en évaluant les coûts qui pourraient être associés à l'échantillonnage semestriel du sol, des sédiments et de l'eau de surface, pendant une période de cinq ans. Le taux de production a été estimé à 2 000 m par jour pour des équipes composées de deux à quatre personnes. On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles de 500 m et de 1 000 m le long du rivage en fonction du type de rivage. En outre, un rapport de suivi annuel dans le cadre de ce scénario a été estimé à 250 000 dollars.

Dans le scénario d'analyse des risques, la durée du suivi à long terme a été estimée à cinq ans et devait être exécuté par des équipes de deux à quatre personnes à un taux de 2 000 m par jour, en fonction du type de rivage et de la contamination laissée en place, car aucune réhabilitation n'a dû être réalisée. On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles de 500 m et de 1 000 m le long du rivage en fonction du type de rivage. Un rapport de suivi annuel dans le cadre de ce scénario a été estimé à 300 000 dollars.

Dans le cadre du scénario de réhabilitation et d'analyse des risques et du scénario d'analyse des risques, il a été présumé que le suivi de l'eau de surface et l'échantillonnage des sédiments nécessitaient quatre personnes à un taux de production de 5 000 m par jour, avec des échantillons prélevés à des intervalles de 5 000 m (quatre échantillons dans la colonne d'eau, un échantillon de sédiments à sa base).

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 5.2 ESTIMATION DES COÛTS

Les tableaux suivants résument les coûts estimés en vertu du scénario de réhabilitation avec analyse des risques et en vertu du scénario d'analyse des risques pour le déversement dans la rivière Jock.

**Tableau 5.2 : Rivière Jock – Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation et analyse des risques**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	0,9M \$
2	Caractérisation	2,7M \$
3	Réhabilitation	2,5M \$
4	Dissuasion de la faune	4,9M \$
5	Suivi (cinq ans)	7,6M \$
Imprévus	Présumés à 25 % des coûts estimés	4,6M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>23,2M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

**Tableau 5.3 : Rivière Jock – Résumé de l'estimation des coûts, analyse des risques**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	1,3M \$
2	Caractérisation	2,7M \$
3	Délimitation	2,6M \$
4	Dissuasion de la faune	2,7M \$
5	Suivi(cinq ans)	8,1M \$
Imprévus	Présumés à 25 % des coûts estimés	4,4M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>21,8M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

## 6.0 SCÉNARIO 2 – DÉVERSEMENT DANS LA RIVIÈRE ETCHEMIN ET LE FLEUVE SAINT-LAURENT

### 6.1 HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO

#### 6.1.1 Travail de caractérisation du site

Le travail de caractérisation du site dans le cadre de la phase de réhabilitation du scénario comprend la portée des travaux des éléments suivants :

- caractérisation et évaluation du rivage;
- caractérisation et évaluation des terres;
- caractérisation et évaluation des eaux souterraines;
- évaluation de l'eau de surface de rivière;
- programme d'échantillonnage des sédiments de rivière.

Les travaux d'évaluation du rivage se comportent d'un programme d'échantillonnage. Le taux d'évaluation global a été estimé entre 100 et 1 000 m par jour pour une équipe de deux personnes, en fonction du type de rivage modélisé par TrioX, conformément au tableau 6.1 ci-dessous. On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles de 100 m le long du rivage en fonction du type de rivage.

**Tableau 6.1 : Taux de caractérisation du site qui dépendent des types de rivage**

Types de rivage	Distance quotidienne évaluée estimée
Rivière Etchemin : substrat/gravier	1 000 m par jour
Rivière Etchemin : sédiments mixtes/cailloux, galets/enrochement/végétalisé	500 m par jour
Rivière Etchemin : boue/sable	100 m par jour
Fleuve Saint-Laurent : substrat rocheux	1 000 m par jour
Fleuve Saint-Laurent : rivage anthropique/milieu humide	500 m par jour
Fleuve Saint-Laurent : sédiments mixtes/boue	100 m par jour

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

La largeur du rivage touché ainsi que la zone des sédiments touchée dans la zone intertidale du fleuve Saint-Laurent, ont été estimées par Triox.

On a présumé que les travaux d'évaluation du programme d'échantillonnage de l'eau de surface comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical dans la colonne d'eau (quatre profondeurs), avec un échantillon qui doit être prélevé à des intervalles de 500 m le long du rivage touché pour la rivière Etchemin et un échantillon prélevé à des intervalles de 5 000 m le long du rivage touché pour le fleuve Saint-Laurent (pour confirmer si la contamination est présente dans la rivière ou le milieu marin). On présume que l'échantillonnage nécessitera quatre personnes (deux par bateau) et à un taux de 5 000 par jour le long du rivage touché pour la rivière Etchemin, et de 20 000 m par jour pour le fleuve Saint-Laurent.

On a supposé que l'échantillonnage des sédiments au large était effectué selon la même densité que l'échantillonnage de l'eau de surface, à partir du bateau lorsque le prélèvement d'échantillon d'eau de surface est effectué. L'effort requis pour échantillonner les sédiments faisait partie intégrante de la tâche d'échantillonnage de l'eau décrite ci-dessus.

### 6.1.2 Réhabilitation environnementale

Les volumes d'excavation pour les excavations de réhabilitation ont été estimés en fonction de la superficie (longueur et largeur) de contamination fournie par Triox, en supposant une profondeur de contamination de 0,2 m, et un taux d'excavation de 200 tonnes métriques par jour. On a estimé que la profondeur d'excavation correspondait à l'épaisseur minimale pouvant être éliminée par un équipement mécanisé; en raison de l'état saturé des sédiments potentiellement touchés, les effets des courants de la rivière ou des cycles de marée sur la flottabilité du pétrole, du temps limité de contact du pétrole avec les sédiments, de la durée limitée de l'exposition globale (d'après le rapport de Triox, qui indique que 10 à 15 jours sont nécessaires pour éliminer le pétrole de l'eau sur la rivière Etchemin et le fleuve Saint-Laurent, respectivement), et de la pression hydraulique limitée générée par la couche de pétrole, Stantec a supposé une pénétration minimale du pétrole dans les sédiments.

La densité de la grille d'échantillonnage de confirmation des sols a été calculée en supposant que 1 % de la zone totale excavée était échantillonnée de nouveau. Aucun coût pour le remblai des zones excavées n'a été inclus dans les estimations. Stantec a supposé que les matériaux placés seraient érodés par la puissance érosive des courants et des marées.

### 6.1.3 Délimitation de la contamination du site

En vertu de l'option d'analyse des risques sans excavation de réhabilitation, la délimitation de la contamination, suivie d'une analyse des risques et d'un suivi environnemental, a constitué l'approche choisie.

On a présumé que le taux de délimitation du rivage était effectué à un rythme de 500 à 2 000 m par jour pour des équipes de deux personnes, en fonction du type de rivage et du niveau de

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

contamination. On a présumé que la fréquence d'échantillonnage était effectuée à des intervalles de 100 m.

On a présumé que les travaux d'évaluation du programme d'échantillonnage de l'eau de surface comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical dans la colonne d'eau (quatre profondeurs), avec un échantillon qui doit être prélevé à des intervalles de 500 m le long du rivage touché pour la rivière Etchemin et un échantillon prélevé à des intervalles de 5 000 m le long du rivage touché pour le fleuve Saint-Laurent (pour confirmer si la contamination est présente dans la rivière ou le milieu marin). On présume que l'échantillonnage nécessitera quatre personnes (deux par bateau) et à un taux de 5 000 par jour le long du rivage touché pour la rivière Etchemin, et de 20 000 m par jour pour le fleuve Saint-Laurent.

### 6.1.4 Dissuasion de la faune

Les activités de dissuasion de la faune devraient être exécutées sur 45 jours par 75 personnes dans le cadre de l'option de caractérisation, d'excavation de réhabilitation et d'analyse des risques, et sur 25 jours par 75 personnes dans le cadre de l'option de caractérisation, de délimitation et d'analyse des risques. Le degré d'effort requis a été estimé d'après les renseignements fournis par Focus Wildlife International.

Les mesures de capture et de réhabilitation de la faune ont été incluses dans la phase de rétablissement des scénarios établis par Triox. Ces activités n'ont pas été exécutées par Stantec dans le cadre de la phase de réhabilitation, car, selon l'hypothèse émise, une quantité minimale ou nulle de pétrole devrait être encore présente durant la phase de réhabilitation du programme, ce qui réduit la probabilité de souillage de la faune. Un programme de dissuasion est inclus pour réduire davantage le risque de rencontrer des espèces fauniques pendant la réalisation des travaux de réhabilitation ou de caractérisation et de délimitation.

### 6.1.5 Suivi à long terme

Dans les deux scénarios de réhabilitation, un suivi à long terme a été estimé en évaluant les coûts qui pourraient être associés à l'échantillonnage semestriel du sol, des sédiments extracôtiers et de l'eau de surface, pendant une période de cinq ans. On a présumé que le taux de suivi était de 2 000 m par jour pour des équipes de deux personnes, en fonction du type de rivage et du niveau de contamination. On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles de 100 m et de 500 m le long du rivage en fonction du type de rivage et du niveau d'impact. En outre, un rapport de suivi annuel dans le cadre de chaque scénario a été estimé à 250 000 dollars.

Dans le cadre du scénario de réhabilitation et d'analyse des risques et du scénario d'évaluation des risques, il a été présumé que le suivi de l'eau de surface et de l'échantillonnage des sédiments nécessitaient quatre personnes à un taux de production de 5 000 m par jour, avec des échantillons prélevés à des intervalles de 5 000 m (quatre échantillons dans la colonne d'eau, un échantillon de sédiments à sa base).

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 6.2 ESTIMATION DES COÛTS

**Tableau 6.2 : Rivière Etchemin et fleuve Saint-Laurent – Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation, analyse des risques**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	0,9M \$
2	Caractérisation	10,8M \$
3	Réhabilitation	28,2M \$
4	Dissuasion de la faune	10,7M \$
5	Suivi (cinq ans)	36,7M \$
Imprévis	Présumés à 25 % des coûts estimés	21,9M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>109,3M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

**Tableau 6.3 : Rivière Etchemin et fleuve Saint-Laurent – Résumé de l'estimation des coûts, analyse des risques**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	1,3M \$
2	Caractérisation	10,9M \$
3	Délimitation	5,2M \$
4	Dissuasion de la faune	6,0M \$
5	Suivi (cinq ans)	36,7M \$
Imprévis	Présumés à 25 % des coûts estimés	15,0M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>75,1M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.



## **7.0 SCÉNARIO 3 – DÉVERSEMENT DE PIPELINE TERRESTRE DE FAIBLE AMPLEUR (VANNE DE SECTIONNEMENT)**

### **7.1 HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO**

#### **7.1.1 Travail de caractérisation du site**

Le travail de caractérisation du site dans le cadre de la phase de réhabilitation du scénario comprend la portée des travaux des éléments suivants :

- caractérisation et évaluation des terres;
- caractérisation et évaluation des eaux souterraines.

On a supposé que la superficie touchée était de 275 m<sup>2</sup> d'après les renseignements fournis par Triox. Avant de procéder à la caractérisation des terres par forage, on réaliserait une hydro-aspiration de chaque emplacement d'échantillonnage pour confirmer la présence ou l'absence de services souterrains. On a présumé que l'évaluation et le forage étaient réalisés sur le périmètre de la zone touchée, où un total de dix trous de forage avec des puits de surveillance devraient être nécessaires.

#### **7.1.2 Réhabilitation**

Ci-dessous figure l'option de réhabilitation qui a été choisie et dont le coût a été évalué :

- Excavation de réhabilitation des sols touchés.

Les volumes pour l'excavation de réhabilitation ont été estimés en fonction de la superficie de la contamination fournie par Triox et d'un taux d'excavation de 200 tonnes métriques par jour.

On a estimé que la profondeur d'excavation était de 0,5 m et qu'elle correspondrait à l'épaisseur minimale pouvant être enlevée par un équipement mécanisé. La densité de la grille d'échantillonnage de confirmation des sols a été calculée en supposant que 5 % de la zone totale excavée était échantillonnée à nouveau.

Aucun coût pour le remplissage des zones excavées n'a été inclus dans les estimations des coûts. On a supposé que les installations nécessiteraient une reconstruction des infrastructures et que ce coût serait couvert à cette étape.

#### **7.1.3 Dissuasion de la faune**

Aucune disposition sur les coûts n'a été établie concernant la dissuasion de la faune dans le cadre du scénario visant les déversements de pipeline terrestre de faible ampleur, car il a été présumé que l'événement s'était déroulé au sein d'une zone clôturée.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 7.1.4 Suivi à long terme

Le suivi de confirmation de l'eau souterraine a été inclus en réalisant un échantillonnage semestriel de l'eau souterraine pendant une période de deux ans.

## 7.2 ESTIMATION DES COÛTS

Le tableau 7.1 résume les coûts estimés du scénario de réhabilitation du sol.

**Tableau 7.1 : Déversement de pipeline terrestre de faible ampleur – Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation**

WBS	Élément	Coût
1	Rapports	0,4M \$
2	Caractérisation	0,1M \$
	Réhabilitation	
3	(procéder à l'excavation)	0,04M \$
4	Suivi (deux ans)	0,3M \$
Imprévis	Présumés à 25 % des coûts estimés	0,2M \$
	<b>Détail des coûts</b>	<b>1,0M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 8.0 SOMMAIRE DES COÛTS, TROIS SCÉNARIOS

Le tableau suivant résume les coûts estimés dans le cadre des trois scénarios hypothétiques de déversement, en vertu de l'option de réhabilitation, de l'option de réhabilitation avec analyse des risques, et de l'option d'analyse des risques. Dans les deux scénarios de déversement indiquant que les plans d'eau peuvent être touchés, les options de réhabilitation et d'analyse des risques sont plus coûteuses que les options d'analyse des risques en raison des coûts élevés d'excavation, de transport et d'élimination. D'autre part, le scénario visant la rivière Etchemin et le fleuve Saint-Laurent est trois à quatre fois plus coûteux que les coûts estimés du scénario de la rivière Jock en raison de la superficie (longueur et largeur) des rivages qui pourraient être touchés.

**Tableau 8.1 – Résumé de l'estimation des coûts – Scénarios 1, 2 et 3**

<b>Scénario 1</b>	Rivière Jock	Réhabilitation/analyse des risques	23,2 millions de dollars
<b>Scénario 1</b>	Rivière Jock	Analyse des risques	21,8 millions de dollars
<b>Scénario 2</b>	Rivière Etchemin/ fleuve Saint-Laurent	Réhabilitation/analyse des risques	109,3 millions de dollars
<b>Scénario 2</b>	Rivière Etchemin/ fleuve Saint-Laurent	Analyse des risques	75,1 millions de dollars
<b>Scénario 3</b>	Déversement de pipeline terrestre de faible ampleur	Réhabilitation	1 million de dollars

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PIPELINES – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 9.0 LIMITATIONS

Le présent rapport documente le travail effectué conformément aux pratiques professionnelles généralement reconnues concernant l'évaluation de scénarios hypothétiques pour lesquels les services seraient fournis. Toutes les estimations des scénarios se limitent aux hypothèses avancées et décrites dans le document. La fixation de prix unitaires et les estimations du degré d'effort ont été basées sur les renseignements publiés auxquels s'ajoutent les connaissances de Stantec au sujet de l'industrie locale. Aucune autre déclaration ou garantie n'est donnée concernant l'exactitude ou l'exhaustivité des méthodes proposées contenues dans le présent rapport; aucune assurance n'est fournie stipulant que ce travail a mis au jour toutes les responsabilités potentielles associées aux scénarios de déversement.

Les hypothèses et estimations du présent rapport valent uniquement pour la portée des travaux et la méthode de travail proposées. Le présent rapport ne doit pas être interprété comme constituant un avis juridique.

Il a été préparé pour l'utilisation exclusive d'Énergie Est et toute utilisation par une tierce partie est interdite. Stantec n'assume aucune responsabilité pour les pertes, dommages, obligations ou réclamations de quelque nature que ce soit découlant de l'utilisation du présent rapport par une tierce partie.

## **Annexe Vol 1-4**

# **Évaluation des risques - Installations de terminaux de réservoirs**

## Évaluation des risques Oléoduc Énergie Est Itée Installations de terminaux de réservoirs

Préparé par :	Darell Rose, P.Eng, CRM
	Marsh Risk Consulting Calgary, Alberta
Date du rapport:	27 novembre, 2015

# Table des matières

---

Résumé .....	1
1. Portée et objet.....	3
2. Description des terminaux de réservoirs.....	4
3. Méthodologie.....	9
4. Analyse des conséquences.....	18
5. Conclusion.....	30
Annexes .....	31
Annexe I	Références

## Résumé

---

L'entreprise Marsh Risk Consulting (MRC) a été embauchée par Oléoduc Énergie Est Itée (Énergie Est) en vue de recenser les principaux dangers et de mener une évaluation des risques pour les installations de terminaux de réservoirs proposées dans le cadre du projet Énergie Est. L'évaluation des risques précise la définition des pires scénarios plausibles d'accidents et de défaillances qui pourraient se produire dans les terminaux de réservoirs. Les résultats de l'évaluation des risques ont été fournis à Énergie Est pour soutenir l'estimation des coûts liés aux interventions, à la remise en état et aux tiers qui pourraient survenir dans le cas peu probable où de tels incidents se produiraient. La présente évaluation précise le processus de détermination des dangers et d'évaluation des risques, et fournit plus précisément les résultats relatifs aux fréquences et aux conséquences tirés de l'évaluation des risques.

Cette évaluation porte sur les installations de terminaux de réservoirs suivantes en lien avec le projet :

- Terminal de réservoirs de Hardisty D
- Terminal de réservoirs de Moosomin
- Terminal de réservoirs de Saint John, y compris la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est

Les méthodes utilisées pour mener l'évaluation des risques s'appuient sur des techniques établies. Un atelier de détermination des dangers (DD) a été mené pour recenser les principaux dangers qui pourraient se produire aux terminaux de réservoirs et être à l'origine, dans l'éventualité peu probable où de tels incidents se produiraient, d'événements plausibles d'accidents ou de défaillances. Un événement plausible se définit comme un événement qui pourrait se produire dans le cadre d'une période de retour d'une fois tous les 10 000 ans (probabilité annuelle supérieure à  $1 \times 10^{-4}$  événement par année), qui est la fréquence acceptée par les établissements financiers. L'ampleur et l'étendue des répercussions potentielles liées à ces événements, axées sur les conséquences à l'extérieur du site, ont été évaluées afin de déterminer les pires scénarios plausibles d'accidents et de défaillances.

Dans l'ensemble, il a été déterminé que les accidents et les défaillances plausibles pour les installations de terminaux de réservoirs comprenaient :

- les feux de réservoir aux terminaux de réservoirs de Hardisty D, de Moosomin et de Saint John;
- les ruptures de conduites et de réservoirs aux terminaux de réservoirs de Hardisty D, de Moosomin et de Saint John;
- les feux en nappe au terminal de réservoirs de Saint John.



Parmi ces éléments, il a en outre été déterminé que les événements potentiels suivants au terminal de réservoirs de Saint John présenteraient les passifs financiers les plus importants :

- une rupture de conduite en dehors du confinement du réservoir;
- un feu en nappe lié à une défaillance du confinement.

Dans le cadre d'un tel événement, le pire rejet plausible provenant de conduites et de réservoirs et découlant d'une défaillance de confinement au sein des parcs de stockage a été estimé à environ 4 800 m<sup>3</sup> de pétrole.

Nous avons calculé que les niveaux de chaleur rayonnante et de dioxyde de soufre provenant d'un feu en nappe au terminal de Saint John pourraient avoir des répercussions sur les propriétés voisines.

Il a été conclu que les accidents et les défaillances plausibles qui pourraient être liés aux terminaux de réservoirs d'Énergie Est ne provoqueraient aucun dommage aux exploitations industrielles proches des sites d'installation du projet, quels qu'ils soient.

# 1. Portée et objet

---

La présente évaluation des risques a pour objet de recenser les cas d'accidents et de défaillances majeurs plausibles qui pourraient se produire au terminal de réservoirs et dans la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime pour le projet Énergie Est. À partir de là, l'ampleur et l'étendue des répercussions potentielles liées à ces événements, axées sur les conséquences à l'extérieur du site, ont été évaluées afin de déterminer les pires scénarios plausibles. Les extraits de l'évaluation des risques ont été choisis de manière à permettre la détermination des passifs financiers liés à de tels scénarios.

Cette évaluation porte sur les installations de terminaux de réservoirs suivantes en lien avec le projet :

- Terminal de réservoirs Hardisty D
- Terminal de réservoirs de Moosomin
- Terminal de réservoirs de Saint John, y compris la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est

Le processus d'évaluation des risques suit des principes, des concepts et des méthodologies standard communément utilisés dans les processus d'évaluation des risques, y compris des techniques et des modèles établis. La méthodologie complète est présentée à la section 3 de la présente évaluation.

## 2. Description des terminaux de réservoirs

---

Pour la présente étude, le projet Énergie Est comprend les installations importantes suivantes, qui sont décrites plus précisément ci-dessous :

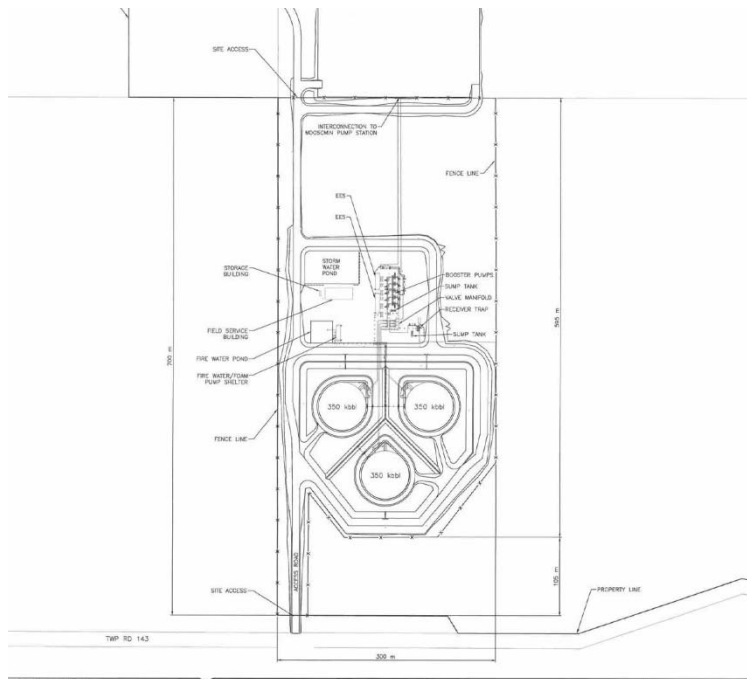
- Terminal de réservoirs de Hardisty D
- Terminal de réservoirs de Moosomin
- Terminal de réservoirs de Saint John, y compris la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est

### **Terminal de réservoirs de Hardisty D**

Le terminal de réservoirs de Hardisty D se trouve au point de départ du projet Énergie Est, en Alberta. Il permet de recevoir et de stocker le pétrole provenant des transporteurs avant sa livraison dans le pipeline. Le terminal de réservoirs de Hardisty D comprend 14 réservoirs à toit flottant externe. Chaque réservoir mesure 65,5 m de diamètre et son niveau de liquide nominal se situe à 16,34 m du fond du réservoir, pour une capacité de stockage d'environ 350 000 barils (55 600 m<sup>3</sup>). Les buses qui se trouvent au fond des réservoirs présentent un diamètre nominal (DN) de 24 po et sont raccordées à une ligne de réservoir de diamètre nominal de 48 po bidirectionnelle qui relie les réservoirs à l'aire de traitement. Le terminal contient des parcs de stockage nord et sud entourés de bermes aux fins de confinement secondaire. Six réservoirs se trouvent dans le parc de stockage nord et huit se trouvent dans le parc de stockage sud. Ces parcs de stockage sont chacun dimensionnés de manière à contenir 100 % du volume du réservoir le plus grand qu'ils abritent, plus 10 % du volume des autres réservoirs. Les conduites de chaque réservoir sont équipées de vannes motorisées et actionnées à distance qui permettent d'isoler le débit en provenance et à destination du réservoir. Les parcs de stockage nord et sud sont séparés de l'aire de traitement. Au sein de l'aire de traitement, cinq pompes de gavage (quatre en fonctionnement et une de rechange) approvisionnent la station de pompage de Hardisty D en pétrole, en vue de sa livraison au pipeline lié au projet, ou déplacent le pétrole entre les réservoirs, au besoin. Le site comprend également un système de compteurs de transfert de propriété afin de mesurer les débits de pétrole et un collecteur de soupape pour répartir les débits, au besoin, ainsi que d'autres matériels auxiliaires.

Le plan de terrain du terminal de réservoirs de Hardisty D est illustré à la figure 2.1.





**Figure 2.2 – Plan de terrain du terminal de réservoirs de Moosomin**

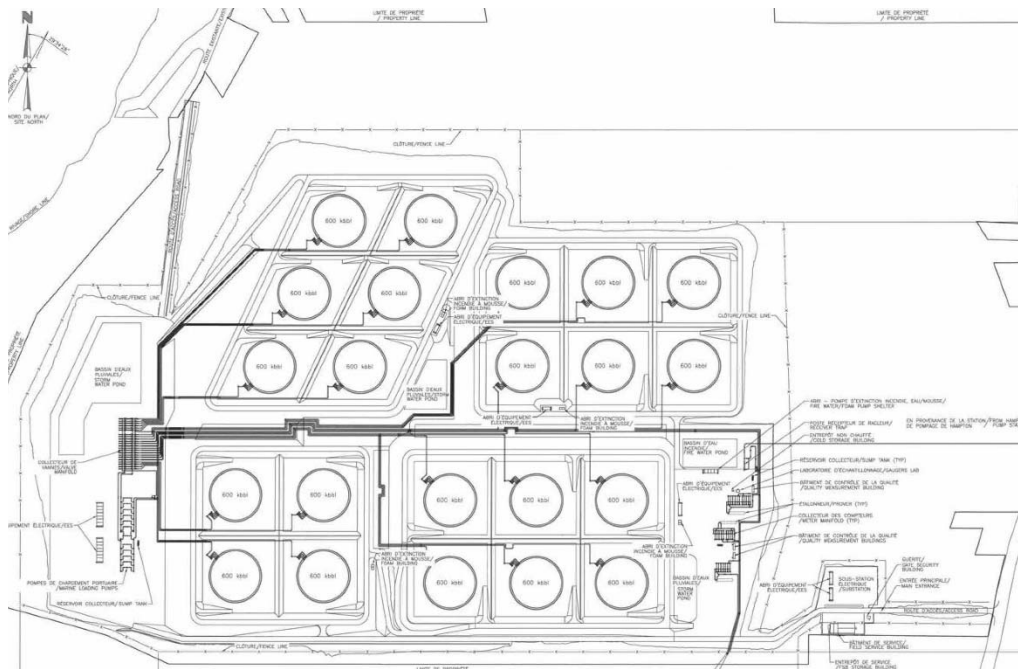
### Terminal de réservoirs de Saint John

Le terminal de réservoirs de Saint John, au Nouveau-Brunswick, reçoit le pétrole provenant du pipeline lié au projet Énergie Est. Le pétrole est ensuite transporté soit au terminal maritime Canaport Énergie Est, soit au terminal de réservoirs Canaport d'Irving. Le terminal de réservoirs de Saint John comprend 22 réservoirs à toit flottant externe. Chaque réservoir mesure 78,6 m de diamètre et son niveau de liquide nominal se situe à 19,56 m du fond du réservoir, pour une capacité de stockage d'environ 600 000 barils (95 400 m<sup>3</sup>).

Les buses qui se trouvent au fond des réservoirs présentent un diamètre nominal (DN) de 24 po et sont raccordées à une ligne de réservoir de diamètre nominal de 48 po bidirectionnelle qui relie les réservoirs à l'aire de traitement. Le terminal contient quatre parcs de stockage, chacun entouré d'une berme aux fins de confinement secondaire. Trois des parcs de stockage comptent six réservoirs chacun, et un parc en compte quatre. Ces parcs de stockage sont dimensionnés de manière à contenir 100 % du volume du réservoir le plus grand qu'ils abritent, plus 10 % du volume des autres réservoirs. Les conduites de chaque réservoir sont équipées de vannes motorisées et actionnées à distance qui permettent d'isoler le débit en provenance et à destination du réservoir. Les aires de traitement sont situées à l'est et à l'ouest des réservoirs. Au sein de l'aire de traitement ouest, douze pompes de chargement portuaire (onze en fonctionnement et une de rechange) peuvent livrer le pétrole par l'intermédiaire de l'aire

de traitement est qui est utilisée pour le mesurage, l'approvisionnement des deux quais de chargement des pétroliers ou le déplacement du produit entre les réservoirs, au besoin. Le collecteur de soupape principal du terminal est situé dans l'aire de traitement ouest. L'aire de traitement dispose de trois systèmes de compteurs de transfert de propriété permettant de mesurer la quantité de pétrole transférée vers chaque quai du terminal maritime Canaport Énergie Est et vers le terminal de réservoirs Canaport d'Irving.

La figure 2.3 illustre le plan de terrain de ce terminal.



**Figure 2.3 – Plan de terrain du terminal de réservoirs de Saint John**

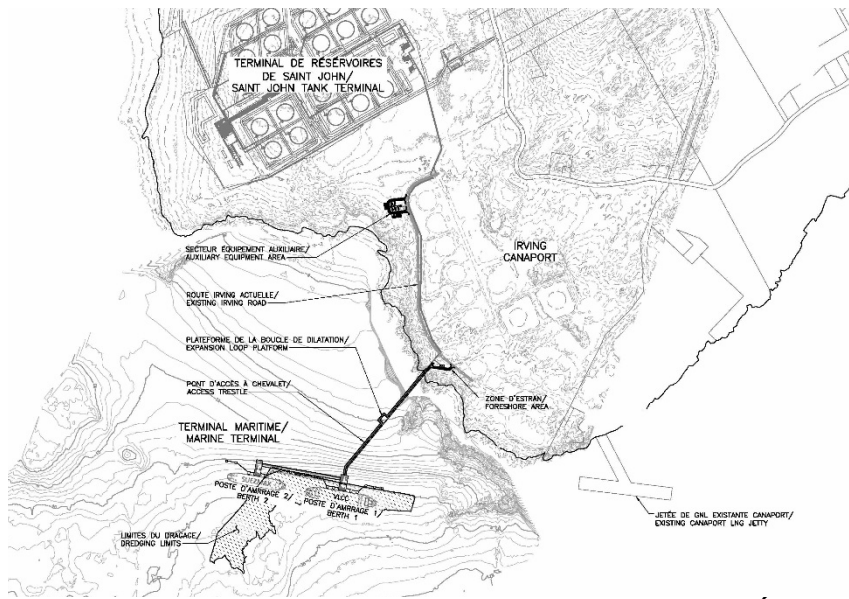
### **Zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est**

Le terminal maritime Canaport Énergie Est reçoit du pétrole en provenance des pompes de chargement portuaire situées au terminal de réservoirs de Saint John par l'intermédiaire de deux conduites ayant un diamètre nominal de 42 po en surface, chacune menant à un quai distinct. À environ 400 m au sud du terminal de réservoirs de Saint John se trouve la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est, qui comprend le système de gestion des vapeurs. Ce système comprend

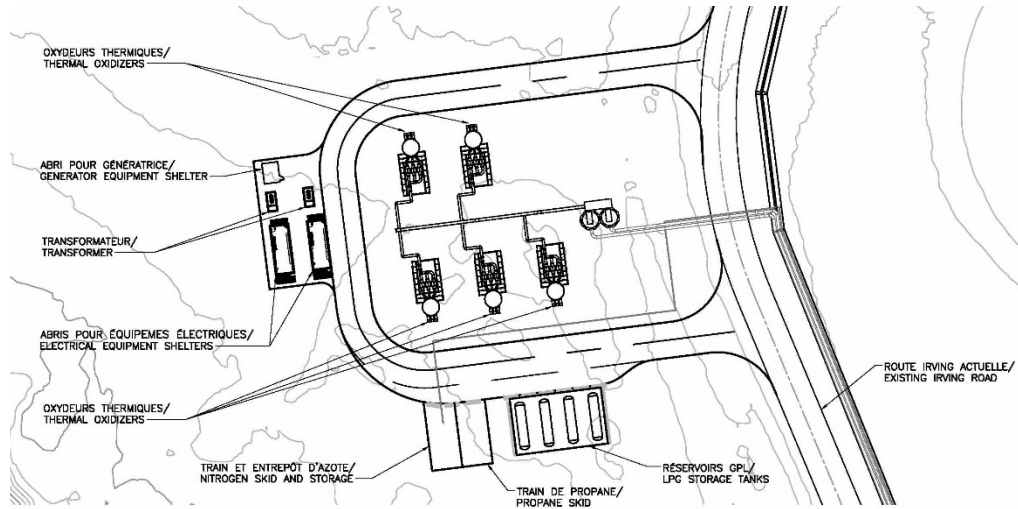
cinq oxydeurs thermiques, ainsi que quatre réservoirs de propane de 30 m<sup>3</sup> (8 000 gallons).

La portée de la présente évaluation des risques s'arrête à la zone d'estran, avant que les conduites ne pénètrent dans la jetée sur chevalets et la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime pour le projet Énergie Est.

Les figures 2.7 et 2.8 illustrent respectivement le plan de terrain du terminal maritime Canaport Énergie Est et le plan de terrain de la zone de l'équipement auxiliaire.



**Figure 2.7 – Plan de terrain du terminal maritime Canaport Énergie Est**



**Figure 2.8 – Plan de terrain de la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est**



## 3. Méthodologie

---

### Aperçu

Les étapes suivantes ont été entreprises pour réaliser l'évaluation des risques :

- 1) Les documents relatifs au projet ont été examinés, y compris ceux portant sur le tracé du pipeline, les paramètres de conception et les terminaux de réservoirs concernés. Les documents examinés comprenaient la demande d'Oléoduc Énergie Est envoyée à l'Office national de l'énergie (ONÉ), y compris les rapports supplémentaires et les modifications de la demande.
- 2) Une étude de détermination des dangers a été menée pour recenser les principaux événements dangereux qui pourraient avoir des répercussions sur les personnes et les propriétés en dehors des limites de propriété des terminaux de réservoirs.
- 3) Une analyse de fréquence a été effectuée pour déterminer la probabilité des événements dangereux recensés au sein des terminaux de réservoirs. Cette probabilité a été déterminée à l'aide de techniques reconnues dans l'industrie de l'exploitation pétrolière et gazière.
- 4) Une analyse des conséquences a été réalisée pour les pires scénarios plausibles afin de déterminer les répercussions qui pourraient être provoquées par les dangers recensés au sein des terminaux de réservoirs. Cette analyse a été menée à l'aide de techniques établies et d'outils logiciels en fonction des paramètres de conception des terminaux de réservoirs.
- 5) Une détermination a été menée, basée sur les analyses susmentionnées, concernant les pires scénarios plausibles qui, dans le cas peu probable où de tels incidents se produiraient, pourraient provoquer des dommages aux personnes et aux propriétés en dehors des terminaux de réservoirs et nécessiteraient un nettoyage au sein des limites de l'installation. La détermination du caractère plausible d'un événement a été guidée par l'utilisation d'un seuil de probabilité pour la survenue dudit événement.

La méthodologie utilisée dans le cadre de la présente évaluation des risques suit les procédures et les principes généraux des publications suivantes :

- Société canadienne du génie chimique, Risk Assessment Recommended Practices for Municipalities and Industry (CSChE, 2004).
- Association canadienne de normalisation, norme CSA Z662-15, Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (CSA, 2015).
- Série de normes ISO 31000, et plus précisément la norme ISO/IEC 31010, Gestion des risques – Techniques d'évaluation des risques (ISO, 2009).

## Détermination des dangers

Une étude de détermination des dangers (DD) a été menée pour recenser les principaux événements dangereux qui pourraient avoir des répercussions sur les personnes et les propriétés en dehors des limites de propriété de chaque terminal de réservoirs. En outre, les événements dangereux potentiels liés à une défaillance du confinement au sein des terminaux de réservoirs ont été envisagés en vue de permettre l'estimation des coûts liés au nettoyage et aux activités de remise en état.

Les systèmes au sein des terminaux de réservoirs présentant des produits inflammables ou potentiellement toxiques, y compris le pétrole, ou dont les produits de combustion étaient potentiellement toxiques ont été recensés. Ces systèmes comprenaient les réservoirs de stockage, les cuves, les pompes, les conduites et tout autre équipement qui pourraient contribuer à un événement dangereux. La composition, les conditions de traitement ou d'entreposage, les volumes et les débits des produits ont été évalués.

D'après l'analyse ci-dessus, les catégories suivantes d'événements potentiels ont été créées pour les terminaux de réservoirs d'Énergie Est :

- Défaillances du confinement
- Feux de réservoir
- Feux en nappe
- Fumées toxiques provenant d'un incendie
- Débordement par bouillonnement d'un réservoir
- Explosions de nuage de vapeur
- Détentes explosives des vapeurs d'un liquide en ébullition (BLEVE)
- Feux en jets

## Analyse de fréquence

Pour évaluer le risque d'un événement, il est nécessaire d'en évaluer la probabilité, à savoir la fréquence à laquelle il se produit dans le temps. La probabilité d'une défaillance du confinement (c.-à-d. un déversement) de contenus dangereux provenant des terminaux de réservoirs dans le cadre environnant a été considérée comme la première étape en vue de définir un événement particulier. Un rejet de propane en provenance du système de récupération de vapeur dans la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est a également été envisagé comme un événement de défaillance du confinement. Si un déversement de pétrole entre en contact avec une source d'inflammation, les conséquences du déversement peuvent s'aggraver pour engendrer un incendie ou une explosion. La probabilité d'une telle inflammation a par conséquent été envisagée.

Les probabilités sont tirées de diverses sources d'information. L'une de ces sources de données est la méthodologie d'évaluation des risques BEVI (Besluit Externe Veiligheid Inrichtingen) (RIVM, 2009), qui est publiée par le gouvernement néerlandais et doit être respectée pour tous les travaux d'évaluation des risques menés aux Pays-Bas. Elle est utilisée dans le monde entier en tant que source exhaustive de techniques et de données en matière d'évaluation des risques dans les secteurs pétrolier, gazier et pétrochimique, y compris les installations de stockage de produits. Le niveau de protection et d'atténuation des risques pris en compte dans les données relatives à la fréquence des événements est proportionnel aux critères de conception de ce projet. Ces caractéristiques d'atténuation des risques comprennent les systèmes de gestion, les instruments et les systèmes d'isolement avancés que l'on retrouve traditionnellement dans la conception de terminaux de réservoirs standard. Elles comprennent également des mesures d'espacement des réservoirs et de confinement secondaire ainsi que des systèmes de protection incendie qui respectent les normes réglementaires en vigueur. Les caractéristiques de conception modernes qui sont incluses dans les terminaux de réservoirs liés au projet apportent une certaine prudence à l'analyse de fréquence des événements.

Les fréquences des événements tirées de la méthodologie BEVI comprennent les probabilités de ruptures de conduites, de ruptures de cuves, de ruptures de réservoirs, de défaillances de pompe et d'événements de BLEVE. Les probabilités de feux de réservoir sont tirées du projet LASTFIRE (LASTFIRE, 1998), car cette étude fournit des probabilités largement utilisées dans ce domaine. La probabilité d'un débordement par bouillonnement d'un réservoir a été calculée à partir des données provenant du projet Brandforsk (Persson & Lonnermark, 2004). Les probabilités d'inflammation des substances inflammables ont été tirées du document sur la probabilité d'inflammation intitulé *Risk Assessment Data Directory* (RADD, 2010) de la International Association of Oil and Gas Producers (OGP). En effet, cette organisation a étudié un large éventail d'événements dans l'industrie pétrolière et gazière pour fournir des probabilités d'inflammation pour une large gamme de configurations. Le tableau 3.1 précise les probabilités par unité qui ont été utilisées pour l'analyse de fréquence.

Événement	Probabilité annuelle de l'événement	Source
Rupture de conduite (> 75 mm, < 150 mm)	$3 \times 10^{-7}$ /mètre	BEVI
Rupture de conduite (> 150 mm)	$1 \times 10^{-7}$ /mètre	BEVI
Défaillance de pompe catastrophique	$1 \times 10^{-4}$ /pompe	BEVI
Feu de joint	$1 \times 10^{-3}$ /réservoir	LASTFIRE
Feu de la surface totale	$3 \times 10^{-5}$ /réservoir	LASTFIRE
Débordement par bouillonnement	$9 \times 10^{-7}$ /réservoir	BRANDFORSK
Défaillance de réservoir catastrophique (réservoirs à pression atmosphérique)	$5 \times 10^{-6}$ /réservoir	BEVI
Défaillance de réservoir catastrophique	$5 \times 10^{-7}$ /réservoir	BEVI

(réservoirs de GPL)		
BLEVE d'un réservoir de GPL	$3,5 \times 10^{-8}$ /réservoir	BEVI
Inflammation d'une fuite de vapeurs de pétrole brut	0,12	RADD de l'OGP
Inflammation d'une fuite de propane	0,15	RADD de l'OGP

**Tableau 3.1 – Probabilités par unité**

Les probabilités fournies au tableau 3.1 sont basées sur la probabilité d'occurrence annuelle de l'événement par unité d'exposition. Par conséquent, elles doivent être multipliées par le nombre d'unités exposées sur un site donné (p. ex. le nombre de réservoirs, le nombre de pompes ou la longueur des conduites) et qui pourraient être touchées par l'événement dont il est question dans le postulat.

La présente évaluation des risques se limite à l'évaluation de l'effet maximal que pourrait provoquer le pire scénario plausible qui sera utilisé pour déterminer les coûts potentiels liés au nettoyage, à la remise en état et aux tiers. Elle n'évalue pas les événements potentiels ayant des répercussions plus faibles. La probabilité des effets d'entraînement ou des événements en cascade a été jugée comme tellement faible qu'elle n'a pas été considérée comme un pire scénario plausible en ce qui a trait aux garanties financières.

Aux fins de la présente évaluation, un pétrole brut représentatif présentant une fraction de détente de la vapeur inférieure à 5 % a été déterminé d'après les points d'ébullition fournis par Crude Quality, Inc. (Crude Quality Inc, 2015). La probabilité d'inflammation du pétrole a été chiffrée à 12 %, étant donné que le pétrole ne dispose pas d'une « fraction de vaporisation instantanée » (établie à 10 % ou moins) selon le répertoire RADD. La probabilité d'inflammation d'un déversement de propane, selon la définition du répertoire RADD, était de 15 % pour des débits de rejet de 60 kg/s, à savoir le débit approximatif estimé dans un réseau de conduites présentant un diamètre nominal de 4 po.

## Analyse des conséquences

Une modélisation des conséquences a été menée à l'aide des concepts présentés par les pratiques recommandées de la Société canadienne du génie chimique (SCGCh) (CSChE, 2004). Cette modélisation comprend trois étapes distinctes : modélisation du terme source, modélisation des dangers et modélisation de la vulnérabilité. La nature des événements de défaillance du confinement impliquant des produits aux terminaux de réservoirs a été définie au cours de la partie consacrée à la détermination des dangers de la présente évaluation. Si un événement de défaillance du confinement ne satisfaisait pas aux critères lui permettant de représenter un pire scénario plausible d'après sa probabilité calculée, aucune analyse supplémentaire n'était menée.

### **Modélisation du terme source**

Pour chaque événement de défaillance du confinement recensé, les paramètres tels que les volumes, la taille des conduites, les débits ainsi que la température et la pression du produit ont été pris en compte. Les événements de déversement de réservoir de stockage ont été envisagés comme étant alimentés par la pression de refoulement du réservoir rempli à son niveau de liquide nominal maximal, déversant ainsi la totalité de son volume dans le cas où les vannes de sectionnement se trouveraient en aval du point de rupture. Si les vannes de sectionnement se trouvaient en amont du point de rupture, le rejet serait alimenté par les mêmes mécanismes pendant une période définie et jusqu'à l'isolement du système. Le déversement a été déterminé d'après le diamètre total de la conduite du réservoir, et comprenait le volume découlant du drainage par gravité entre les vannes de sectionnement. Les périodes utilisées pour la découverte de l'événement et l'isolement du système ont été estimées à deux et à trois minutes, respectivement, pour une durée totale de cinq minutes. Cette durée est jugée appropriée, car les terminaux de réservoirs sont équipés d'instruments adaptés et d'interfaces opérateurs qui permettent de détecter et d'isoler les rejets en leur sein.

Les propriétés du pétrole brut utilisées dans l'analyse des conséquences s'appuyaient sur des mélanges de pétroles bruts lourd et léger fournis par le logiciel Phast. Les produits légers et lourds ont été mis à l'essai au moment d'envisager les événements, et le produit présentant la distance d'effets la plus importante était choisi pour ledit événement.

Les déversements de pétrole de moins de 10 000 m<sup>3</sup> (62 000 barils) en dehors des parcs de réservoirs ont été jugés comme substantiellement maîtrisés en raison de la taille des installations, de l'emplacement de l'équipement et du nivellement du terrain.

Les déversements de propane à partir des réservoirs qui se trouvent au terminal maritime Canaport Énergie Est seraient modélisés par le logiciel Phast si un événement de défaillance du confinement était jugé plausible, en utilisant les conditions du réservoir et les tailles des conduites, ainsi que les paramètres de déversement en nappe ou en jet utilisés dans la modélisation du danger.

Les déversements de nature directionnelle, comme les feux en jets, sont modélisés de manière à ce que le jet suive la même direction que celle du vent afin d'en maximiser l'effet. Ces déversements sont envisagés comme étant horizontaux et à 1 m au-dessus du niveau du sol, provoquant ainsi des distances d'effets maximales. Si une distance d'effets supérieure est obtenue dans le cadre d'un autre événement de déversement, comme un déversement en contact avec le sol, alors cet événement est utilisé.

### ***Modélisation du danger***

La modélisation du danger a été menée en utilisant Phast (Process Hazard Analysis Software Tool, version 6.7), un progiciel de modélisation des conséquences disponible dans le commerce et développé par la firme DNV-GL. Phast a été utilisé pour calculer les paramètres du terme source, d'après des conditions de débit et de stockage initiales,

en vue de concevoir des paramètres de déversement. Il a ensuite été utilisé pour calculer des niveaux de rayonnement thermique qui servent à évaluer les conséquences des incendies et des explosions (rayonnement thermique et surpression) en fonction de ces déversements. Phast examine l'évolution d'un incident potentiel à partir du déversement initial jusqu'à la dispersion en champ lointain, tout en modélisant la propagation et l'évaporation de la nappe ainsi que les effets sur l'inflammabilité et la toxicité.

La modélisation avec Phast s'appuie sur les instructions données par le Centre for External Safety du National Institute of Public Health and the Environment (RIVM) des Pays-Bas dans son décret intitulé *External Safety (Establishments) Decree* (BEVI, (RIVM, 2009)). Cette méthodologie s'appuie sur les anciennes lignes directrices présentées par TNO dans sa série de « livres colorés », et notamment le livre intitulé « Methods for the calculation of Physical Effects Due to releases of hazardous materials (liquids and gases) », CPR14E, ou plus connu sous le nom de « Livre jaune » (CPD, 2005).

Les détails provenant de l'étude de détermination des dangers ont été saisis dans le logiciel d'analyse pour permettre le calcul des conséquences. Les conséquences provenant de chacune des modélisations du terme source des événements de déversement ci-dessus ont été déterminées par l'utilisation de Phast, et les événements qui avaient des répercussions sur des zones situées à l'extérieur des terminaux de réservoirs ont été recensés. La modélisation du terme source définissait la taille des nappes et au sein des parcs de réservoirs et des aires de traitement (couvrant généralement 100 % de la surface). Il a été présumé que les réservoirs étaient touchés soit par un feu de joint, soit par feu de la surface totale modélisé comme un feu en nappe confiné au réservoir.

Les feux d'hydrocarbures liquides, qui comprennent le pétrole, présentent une large gamme de valeurs de rayonnement thermique publiées, particulièrement en ce qui concerne le choix du pouvoir émissif maximum du feu. De nombreuses publications indiquent qu'un grand feu en nappe d'hydrocarbures liquides est considéré comme suffisamment fumeux pour qu'un rayonnement thermique maximal de 20 kW/m<sup>2</sup> puisse toucher des récepteurs proches. La SFPE (SFPE, 1988) laisse entendre que 80 % des feux d'hydrocarbures lourds (comme le pétrole) sont fumeux, tandis que 20 % de ces feux sont clairs. Ainsi, dans l'ensemble, on calcule que le rayonnement thermique est d'environ 50 kW/m<sup>2</sup>. Le National Institute of Standards and Technology, ou NIST (McGrattan, Baum, & Hamins, 2000), admet cette valeur de 50 kW/m<sup>2</sup>; toutefois, il indique qu'une valeur plus prudente de 100 kW/m<sup>2</sup> devrait être utilisée. Dans la présente évaluation, nous avons choisi d'utiliser cette dernière valeur pour les calculs du rayonnement des feux de pétrole brut sans tenir compte de l'utilisation des systèmes d'atténuation, comme les systèmes d'extinction des incendies.

Les événements suivants sont pris en compte dans chaque modèle de déversement calculé par Phast, s'il a été déterminé que ledit événement était plausible :

*Explosions de nuage de vapeur* : La modélisation de Phast indique que la production de vapeur provenant des réservoirs de pétrole considérés est inférieure à celle requise pour former un nuage important entrant dans les limites d'inflammabilité. En outre, la probabilité d'inflammation du répertoire RADD (RADD, 2010) indique qu'une telle inflammation se produirait si la température du produit était « considérablement supérieure à sa température d'ébullition normale ». Étant donné que les températures d'ébullition les plus faibles pour le pétrole léger sont supérieures à 33 °C, et que la température du pétrole ne sera pas « considérablement supérieure » à cette valeur, le répertoire RADD indique que la probabilité d'inflammation d'un nuage formé est inférieure au niveau de plausibilité aux fins d'évaluation des risques et, par conséquent, n'a pas été prise en compte dans la présente évaluation.

*Feux en jets* : Phast calcule le rayonnement thermique provenant des déversements en jet de pétrole provenant des conduites, d'après les conditions de température et de pression du système. Ce calcul se limite généralement au débit maximal possible au sein du système en question. Les débits supérieurs au débit maximal du système ne sont pas pris en compte, car les pompes en aval ne seraient pas en mesure de maintenir le débit au vu de la perte de contrepression. Les feux en jets dans les lignes de réservoir ne devraient pas provoquer de dégâts importants si le déversement était poussé par la pression de refoulement du réservoir, car la pression maximale serait alors inférieure à 200 kPa (manomètre). Par conséquent, les feux en jets n'ont été pris en compte qu'en cas d'augmentation de la pression liée au pipeline ou aux pompes de gavage. Dans ces derniers événements, la probabilité d'une défaillance dépend de la longueur de la conduite qui est en train de transférer du pétrole à ce moment, plutôt que de l'ensemble des conduites du site, comme ce serait le cas pour d'autres événements.

*Feux en nappe* : Phast calcule le rayonnement thermique provenant des nappes de liquide inflammable en fonction de la taille maximale desdites nappes calculée par la modélisation du terme source. Les bermes, les couronnements et les systèmes de drainage ont été pris en compte dans la détermination de la superficie des nappes.

*Feux de réservoir* : Phast calcule le rayonnement thermique provenant des feux de réservoir comme des feux en nappe augmentés en fonction du niveau de liquide nominal maximal au sein desdits réservoirs. Deux types de feux de réservoir ont été envisagés : un feu de joint et un feu de la surface totale. Du point de vue du rayonnement thermique pour les récepteurs perpendiculaires à la paroi du réservoir, la majeure partie de la chaleur transférée provient des parties lumineuses de la flamme faisant face au récepteur. Par conséquent, par mesure de prudence, il a été considéré que le rayonnement thermique sur les récepteurs latéraux découlant d'un feu de l'ensemble du joint était équivalent au rayonnement thermique provenant d'un feu de la surface totale.

*Débordement par bouillonnement d'un réservoir* : Les événements de débordement par bouillonnement peuvent être calculés comme une flamme cinq fois plus longue que la longueur de flamme calculée dans le cadre d'un feu de la surface totale d'un réservoir.

*Effets des émissions de fumées et de gaz toxiques* : L'indice Dow Chemical Exposure Index (Dow, 1994) a été utilisé pour calculer les concentrations de gaz toxiques en fonction des feux les plus importants dans les réservoirs et les parcs de stockage, avec des effets calculés pour la dispersion du dioxyde de soufre. Nous sommes partis de l'hypothèse que 100 % du soufre contenu dans le pétrole brut était converti en SO<sub>2</sub>. Lees (Lees, 1996) indique que ce taux de conversion peut être compris entre 70 et 90 %. Par conséquent, l'utilisation d'un taux de 100 % est considérée comme prudente. Les densités de particules des nuages de fumée n'ont pas été prises en compte, car plusieurs événements plus larges n'ont pas entraîné de dégradation dans le milieu environnant, rendant le nettoyage impossible. Les explosions et l'incendie qui ont eu lieu au dépôt de pétrole de Buncefield n'ont pas entraîné de pollution atmosphérique supérieure à la catégorie « faible » (AEA, 2006), et des résultats semblables ont été constatés lors de l'explosion et de l'incendie qui ont eu lieu dans le terminal de réservoirs de la Caribbean Petroleum (CSB, 2015).

*Détentes explosives des vapeurs d'un liquide en ébullition (BLEVE)* : Phast calcule les effets de la surpression découlant d'un cas de BLEVE. On présume qu'une détente explosive des vapeurs d'un liquide en ébullition se produit à une pression correspondant à 121 % du réglage de la soupape de surpression de la cuve, ou à 110 % de la pression nominale de la cuve en vue de calculer les surpressions qui endommagent le milieu environnant. Ces chiffres s'appuient sur les méthodes proposées par le Center for Chemical Process Safety (CCPS, 2010).

#### *Conditions météorologiques et environnementales*

Les conditions météorologiques et environnementales ont des répercussions sur la dispersion des substances dangereuses, des répercussions qui influencent la probabilité qu'un déversement touche des zones habitées ainsi que l'ampleur de ses conséquences. Le scénario des pires conditions météorologiques pour les zones entourant chacun des terminaux de réservoirs a été déterminé en insérant de nombreuses combinaisons d'échantillons de vitesses du vent, de stabilité atmosphérique, de températures atmosphériques et d'humidité relative dans la modélisation. Les températures et les vitesses du vent maximales et minimales pour les zones dans lesquelles les terminaux de réservoirs doivent être situés étaient basées sur les données relatives aux températures de conception (janvier 1 %; juillet 2,5 %) et à la pression horaire du vent de 1-en-50 du Code national du bâtiment du Canada (NBC, 2010). La vitesse du vent minimale a été analysée selon la vitesse minimale recommandée de Phast de 1 m/s. Environ 25 combinaisons de conditions météorologiques ont été calculées pour chaque événement, le pire de ces événements permettant de prévoir les pires distances d'effets.



La direction du vent joue un rôle pour déterminer si un récepteur particulier sera touché ou non au cours d'un événement donné. Cependant, pour adopter une démarche prudente, les distances d'effets ont été tracées sans tenir compte de la direction du vent, et la plus importante d'entre elles étant tracée dans toutes les directions.

### ***Modélisation de la vulnérabilité***

Les niveaux de danger utilisés dans la présente étude sont fournis au tableau 3.2. Les niveaux de rayonnement thermique modélisés se chiffraient à  $4 \text{ kW/m}^2$ ,  $12,5 \text{ kW/m}^2$  et  $25 \text{ kW/m}^2$ . Les répercussions des émissions de gaz toxiques, y compris le dioxyde de soufre ( $\text{SO}_2$ ), ont été évaluées d'après les niveaux 2 et 3 des Lignes directrices en planification d'intervention d'urgence (ERPG-2 et ERPG-3) (AIHA, 2013), et des niveaux présentant un danger immédiat pour la vie ou la santé (DIVS) (NIOSH, 1994).

Pour les effets du rayonnement thermique du feu, le pire scénario a été calculé à une hauteur de 9 m pour des niveaux de  $12,5 \text{ kW/m}^2$  et  $25 \text{ kW/m}^2$ . Pour ces types de feux, le rayonnement augmente à mesure que la hauteur du récepteur augmente, car le récepteur est plus proche de la flamme. Par conséquent, l'utilisation d'une hauteur de 9 m permet d'envisager les effets du rayonnement thermique sur le toit d'une maison de deux étages. Le niveau de rayonnement thermique de  $4 \text{ kW/m}^2$  permet d'analyser les effets sur des personnes au niveau du sol et, par conséquent, a été calculé à une hauteur de 2 m.

EXPOSITION	LIMITE	DESCRIPTION
Rayonnement thermique	4 kW/m <sup>2</sup>	Suffisant pour provoquer des douleurs chez les membres du personnel s'ils ne sont pas en mesure de s'abriter dans les 20 s; cependant, une vésication de la peau (brûlures du deuxième degré) est vraisemblable; mortalité : 0 (banque mondiale, 1988).
	12,5 kW/m <sup>2</sup>	Énergie minimale requise pour l'inflammation amorcée du bois et la fusion des tuyaux en plastique (banque mondiale, 1988).
	25 kW/m <sup>2</sup>	Énergie minimale requise pour enflammer le bois après des expositions d'une longueur indéfinie (non amorcée) (banque mondiale, 1988).
Rejet toxique	ERPG-2	Concentration maximale dans l'air sous laquelle presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'il y ait d'effets sérieux ou irréversibles sur leur santé ou sans qu'ils éprouvent des symptômes qui pourraient les empêcher de prendre des mesures de protection (3 ppm pour le SO <sub>2</sub> ) (AIHA, 2013)
	ERPG-3	Concentration maximale dans l'air sous laquelle presque tous les individus peuvent être exposés jusqu'à une heure sans qu'ils subissent ou développent d'effets sur leur santé susceptibles de menacer leur vie (25 ppm pour le SO <sub>2</sub> ) (AIHA, 2013)
	DIVS	Une exposition à cette concentration provoquera vraisemblablement la mort de la personne ou des effets négatifs immédiats ou différés et permanents sur sa santé, ou l'empêchera de fuir de l'environnement concerné (100 ppm pour le SO <sub>2</sub> ) (NIOSH, 1994)

**Tableau 3.2 – Paramètres d'exposition**

## Détermination des pires scénarios plausibles

Le concept d'un accident ou d'une défaillance plausible a été envisagé dans l'analyse. Un pire scénario plausible est considéré comme un scénario dont la probabilité d'occurrence faible, mais pas en dehors du domaine du possible. Dans ce contexte, un pire scénario dont la période de retour est inférieure à 10 000 années a été considéré comme plausible. Cela équivaut à une fréquence de  $1 \times 10^{-4}$  événement par année.

La logique présentée ci-dessus est soutenue par l'approche adoptée par le secteur des assurances qui dispose d'une hiérarchie avérée dans la définition des événements plausibles, selon laquelle le sinistre maximum probable (SMP) dans une installation de traitement des hydrocarbures a longtemps été considéré comme étant l'explosion d'un nuage de vapeur après un grand déversement d'une substance inflammable. La probabilité de cet événement se chiffre à  $4,3 \times 10^{-4}$  (ou à une période de retour d'environ 2 326 ans). Ce chiffre s'appuie sur un grand déversement de substance plausible provoquant des dégâts relativement importants sur l'installation dans laquelle il a lieu.

Pour ajouter une certaine prudence à la probabilité susmentionnée utilisée par le secteur des assurances, le seuil de fréquence des pires scénarios plausibles aux fins de la présente évaluation a été établi à  $1 \times 10^{-4}$  événement par année (soit une période de retour de 10 000 ans), ce qui semble logique étant donné que cette évaluation est conçue pour s'intégrer aux décisions relatives aux garanties financières. Une fois qu'un événement était considéré comme plausible d'après le seuil susmentionné, ses effets potentiels étaient calculés à l'aide des techniques de l'analyse des conséquences décrite précédemment. Les effets jugés plausibles et comme ayant les répercussions les plus négatives sur l'environnement local et les propriétés en dehors du site ont été présentés.

## 4. Analyse des conséquences

---

### TERMINAL DE RÉSERVOIRS DE HARDISTY D

#### Défaillance du confinement

En cas de défaillance du confinement dans les parcs de stockage, le pétrole pourrait recouvrir la surface des parcs de stockage moins la surface des réservoirs. Le scénario du pire volume déversé correspondrait à la rupture d'un réservoir de 350 000 barils (55 600 m<sup>3</sup>) ou d'une conduite située entre ce réservoir et ses vannes d'isolement actionnées à distance et supposerait que la totalité du volume de pétrole dans le réservoir se déverse sans qu'aucun moyen ne permette d'arrêter le déversement. Sur la base de ces hypothèses, ce volume est prudent, car les réservoirs ne seront généralement pas exploités à un niveau supérieur à leur niveau de fonctionnement normal. On estime que la distance de conduite séparant la paroi du réservoir des vannes d'isolement mesure environ 10 m. Il est admis que les niveaux de stock au sein du terminal de réservoirs de Hardisty D fluctueront et que ce terminal ne sera en général pas exploité au maximum de sa capacité pour permettre l'arrivée de nouvelles cargaisons de pétrole. Par conséquent, un stock moyen de 75 % a été utilisé comme hypothèse pour l'analyse. La longueur des conduites au sein des parcs de stockage et de l'aire de traitement du terminal de réservoirs de Hardisty D a été calculée, et le nombre de réservoirs sur le site a été pris en compte. La probabilité annuelle qu'un réservoir se déverse de manière ininterrompue dans le parc de stockage a été calculée comme suit :

[(longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite) + probabilité d'une défaillance de réservoir] x nombre de réservoirs x niveau de stock moyen =  $6,3 \times 10^{-5}$  événements de défaillance du confinement par année

Un déversement à un débit de conception pouvant atteindre 8 280 m<sup>3</sup>/h a également été envisagé au sein des parcs de stockage ou de l'aire de traitement d'après le débit d'entrée dans l'installation. Dans un tel cas, la taille du déversement équivaldrait à un débit de conception total pendant 5 minutes, plus la perte d'environ 500 m de pétrole stocké en conduite de 1 219 mm (diamètre nominal de 48 po), pour un déversement de pétrole total de 1 274 m<sup>3</sup>. Nous partons également du principe que ce déversement demeure dans les limites du site et que, par conséquent, seuls seront induits des coûts de nettoyage et de remise en état sur le site. La probabilité annuelle de cet événement s'appuie uniquement sur la longueur des conduites présentant ce niveau de débit à n'importe quel moment. La probabilité annuelle de ce type de déversement est donc calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite =  $5 \times 10^{-5}$  événements de défaillance du confinement par année

Si une conduite devait se rompre en aval des vannes d'isolement d'un réservoir, le déversement devrait se produire à un débit de conception pendant 5 minutes, plus la perte du pétrole stocké dans la conduite en question. Le pire scénario de défaillance du confinement proviendrait d'une conduite de 1 219 mm (diamètre nominal de 48 po) alimentée par l'un des réservoirs. Le débit de conception est basé sur la pression de refoulement maximale dans le réservoir lorsque celui-ci est rempli à son niveau de liquide nominal. Nous partons de l'hypothèse que cela peut se produire sur n'importe quelle conduite, que les vannes d'isolement du réservoir concerné restent ouvertes et que l'isolement effectif se produit au niveau du collecteur. Les calculs indiquent que les débits baissent de manière importante à mesure que la longueur des conduites augmente (en raison de la perte de pression) de sorte que la combinaison du débit et de la perte du pétrole stocké en conduite est maximale pour une longueur de conduite d'environ 50 m. On calcule donc que 4 028 m<sup>3</sup> de pétrole seraient déversés au cours de cet événement. Ce déversement serait contenu dans les parcs de stockage ou dans l'aire de traitement, en fonction de l'emplacement de la rupture. Il a été estimé que 50 % de la longueur de la conduite se trouverait en dehors de l'aire de confinement secondaire d'un parc de stockage, à un endroit où une fuite aurait des répercussions plus importantes que si elle devait se produire à l'intérieur des parcs de stockage. Un débit moindre serait constaté si le réservoir n'était pas totalement plein au moment de la rupture. Étant donné que des hauteurs de réservoir moins élevées auraient un effet moindre sur le volume de produit déversé et que la surface du déversement serait similaire, l'hypothèse prudente de réservoirs pleins a été conservée pour simplifier et fournir une analyse de la pire éventualité. La probabilité qu'une partie des conduites se déverse au débit de conception total est soustraite. La probabilité annuelle de ce type de déversement est donc calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite - probabilité de rupture d'une conduite au débit de conception =  $7,1 \times 10^{-4}$  événements de défaillance du confinement par année

Dans l'éventualité où l'une des pompes subirait une défaillance catastrophique et déverserait du produit dans l'aire de traitement confinée à plein débit pendant 5 minutes, le déversement serait d'environ 173 m<sup>3</sup>. La probabilité de ce type de déversement est calculée comme suit :

nombre de pompes x probabilité de défaillance catastrophique d'une pompe =  $4 \times 10^{-4}$  événements de défaillance du confinement par année

La somme de ces événements fait que la probabilité annuelle d'un déversement dans le terminal de réservoirs de Hardisty D s'élève à  $1,22 \times 10^{-3}$  événement par année et, par conséquent, un événement de défaillance du confinement est considéré comme plausible aux fins de la présente évaluation. Les répercussions financières liées à cet

événement comprendraient la nécessité de mener des activités de nettoyage et de remise en état pour le déversement.

### Feux de réservoir

La probabilité annuelle d'un feu de réservoir sur ce site a été calculée comme suit :

nombre de réservoirs x probabilité d'un feu de joint =  $1,4 \times 10^{-2}$  feux de joint par année;

nombre de réservoirs x probabilité d'un feu de la surface totale =  $4,2 \times 10^{-4}$  feux de la surface totale par année.

Par conséquent, les feux de joint et les feux de la surface totale entrent dans les limites de plausibilité fixées pour la présente évaluation. Il a été déterminé que les niveaux de rayonnement thermique n'atteignaient pas les récepteurs situés en dehors du site et que, par conséquent, des coûts liés aux interventions d'urgence, des coûts de nettoyage résiduels et des coûts liés aux réparations nécessaires sur le réservoir seraient induits, mais que peu de coûts liés au nettoyage pour des dommages à des tiers seraient attendus.

Les feux de réservoirs devraient également produire des concentrations de  $\text{SO}_2$  au niveau du sol sur les distances indiquées au tableau 4.1, en supposant que le rendement de conversion du soufre dans le pétrole brut soit de 100 %.

La probabilité annuelle d'un débordement par bouillonnement sur ce site a été calculée comme suit :

nombre de réservoirs x probabilité d'un débordement par bouillonnement =  $1,26 \times 10^{-5}$  événement par année

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

### Feux en jets

La probabilité d'un feu en jets au terminal de réservoirs de Hardisty D réside dans la probabilité qu'une conduite fuie avec un trou d'une taille telle que les pompes en amont ne s'éteignent pas en raison de la perte de pression de refoulement. La probabilité annuelle d'un feu en jets a été calculée comme suit :

longueur des conduites concernées x probabilité de rupture d'une conduite x probabilité d'inflammation =  $9,6 \times 10^{-6}$  feux en jets par année

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

### Feux en nappe

Les feux en nappe peuvent se produire dans les parcs de stockage ou au sein de l'aire de traitement. La probabilité d'un feu en nappe est basée sur la probabilité d'une défaillance du confinement multipliée par la probabilité d'une inflammation de la nappe. Le plus important feu en nappe se produirait dans le parc de stockage sud, et couvrirait une superficie d'environ 100 000 m<sup>2</sup>. La probabilité annuelle a été calculée comme suit :

probabilité d'un déversement x probabilité d'inflammation =  $1,47 \times 10^{-4}$  feu en nappe par année

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette évaluation. Il a été déterminé qu'aucune propriété aménagée ne se trouvait dans la zone touchée par le rayonnement thermique calculé au-delà de la limite de propriété du terminal de réservoirs.

Un feu de la surface totale du confinement devrait produire des concentrations de SO<sub>2</sub> au niveau du sol sur les distances indiquées au tableau 4.1, en supposant que le rendement de conversion du soufre dans le pétrole brut soit de 100 %.

### Résumé

Le tableau 4.1 montre un résumé des conclusions pour le terminal de réservoirs de Hardisty D.

Hazard Event	Hardisty D Tank Terminal (Crude Oil)						
	Probability of Any Spill Event	Probability of Maximum Spill Event	Volume of Maximum Credible Spill Outside of Tank Areas (m <sup>3</sup> )				
Loss of Containment	1.22x10 <sup>-3</sup>	7.1x10 <sup>-4</sup>	4028				
Vapour Cloud Explosion	No						
BLEVE	N/A						
Fires		Distance to Heat Radiation Level (m)			SO <sub>2</sub> Distance (km) <sup>2</sup>		
		4 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	25 kW/m <sup>2</sup>	ERPG-2	ERPG-3	IDLH
Tank Fire - Rim Seal <sup>1</sup>	1.40x10 <sup>-2</sup>	109	48	20	0.86	0.30	0.15
Tank Fire - Full Surface <sup>1</sup>	4.20x10 <sup>-4</sup>	109	48	20	2.51	0.87	0.43
Tank Fire - Boilover	No						
Jet Fire	No						
Pool Fire <sup>1</sup>	1.47x10 <sup>-4</sup>	493	268	184	11.8	4.07	2.03

<sup>1</sup> Heat Radiation Distance outside of property line

<sup>2</sup> Distance from centre of source

**Tableau 4.1 – Résumé des conclusions pour le terminal de réservoirs de Hardisty D**

## TERMINAL DE RÉSERVOIRS DE MOOSOMIN

### Défaillance du confinement

Une défaillance du confinement dans les parcs de stockage pourrait recouvrir la surface des parcs de stockage moins la surface des réservoirs. Le scénario du pire volume déversé correspondrait à la rupture d'un réservoir de 55 600 m<sup>3</sup> (350 000 barils) ou d'une conduite située entre ce réservoir et ses vannes d'isolement actionnées à distance et au déversement de la totalité du volume de pétrole dans le réservoir sans qu'aucun moyen ne permette d'arrêter le déversement. Ce volume est considéré comme prudent, car les réservoirs seront rarement exploités à un niveau supérieur à leur niveau de fonctionnement normal. On estime que la distance de conduite séparant la paroi du réservoir des vannes d'isolement mesure environ 10 m. Il est admis que les niveaux de stock au sein du terminal de réservoirs de Moosomin fluctueront et que ce terminal ne sera en général pas exploité au maximum de sa capacité pour permettre l'arrivée de nouvelles cargaisons de pétrole. Par conséquent, un stock moyen de 75 % a été utilisé comme hypothèse pour l'analyse. La longueur des conduites au sein des parcs de stockage et de l'aire de traitement du terminal de réservoirs de Moosomin a été calculée, et le nombre de réservoirs sur le site a été pris en compte. La probabilité annuelle qu'un réservoir se déverse de manière ininterrompue dans le parc de stockage a donc été calculée comme suit :



[(longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite) + probabilité d'une défaillance de réservoir] x nombre de réservoirs x niveau de stock moyen =  $1,35 \times 10^{-5}$  événement de défaillance du confinement par année

Un déversement à un débit de conception pouvant atteindre  $8\,280 \text{ m}^3/\text{h}$  pourrait également se produire au sein du parc de stockage ou de l'aire de traitement d'après les débits d'entrée et de sortie de l'oléoduc Énergie Est dans l'installation. Dans ce cas, la taille du déversement équivaldrait à un débit de conception total pendant 5 minutes, plus la perte du pétrole stocké en conduite de 1 219 mm (diamètre nominal de 48 po), pour un déversement de pétrole total de  $1\,040 \text{ m}^3$ . La probabilité annuelle de ce type de déversement est calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite =  $5 \times 10^{-5}$  événements de défaillance du confinement par année

Si une conduite devait se rompre en aval des vannes d'isolement d'un réservoir, le déversement devrait se produire à un débit de conception pendant 5 minutes, plus la perte du pétrole stocké dans la conduite en question. Le pire scénario de défaillance du confinement proviendrait d'une conduite de 1 219 mm (diamètre nominal de 48 po) alimentée par l'un des réservoirs. Le débit de conception est basé sur la pression de refoulement maximale dans le réservoir lorsque celui-ci est rempli à son niveau de liquide nominal. Nous partons de l'hypothèse que cela peut se produire sur n'importe quelle conduite, que les vannes d'isolement du réservoir concerné restent ouvertes et que l'isolement effectif se produit au niveau du collecteur. Les calculs indiquent que les débits baissent de manière importante à mesure que la longueur des conduites augmente (en raison de la perte de pression) de sorte que la combinaison du débit et de la perte du pétrole stocké en conduite est maximale pour une longueur de conduite d'environ 50 m. On calcule donc que  $4\,028 \text{ m}^3$  de pétrole seraient déversés au cours de cet événement. Ce déversement serait contenu dans les parcs de stockage ou dans l'aire de traitement, en fonction de l'emplacement de la rupture. Il a été estimé que 70 % de la longueur de la conduite se trouverait en dehors de l'aire de confinement secondaire d'un parc de stockage, à un endroit où une fuite aurait des répercussions plus importantes que si elle devait se produire à l'intérieur des parcs de stockage. Un débit moindre serait constaté si le réservoir n'était pas totalement plein au moment de la rupture. Étant donné que des hauteurs de réservoir moins élevées auraient un effet moindre sur le volume de produit déversé et que la surface du déversement serait similaire, l'hypothèse prudente de réservoirs pleins a été conservée pour simplifier et fournir une analyse de la pire éventualité. La probabilité qu'une partie des conduites se déverse au débit de conception total est soustraite. La probabilité annuelle de ce type de déversement est donc calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite - probabilité de rupture d'une conduite au débit de conception =  $1,1 \times 10^{-4}$  événement de défaillance du confinement par année

L'une des pompes pourrait subir une défaillance catastrophique et déverser du produit dans l'aire de traitement confinée à plein débit pendant 5 minutes. Le déversement serait alors d'environ 173 m<sup>3</sup>. La probabilité de ce type de déversement est calculée comme suit :

nombre de pompes x probabilité de défaillance catastrophique d'une pompe =  $4 \times 10^{-4}$   
événements de défaillance du confinement par année

La somme de ces événements fait que la probabilité annuelle d'un déversement dans l'installation s'élève à  $5,74 \times 10^{-4}$  événements par année et qu'il s'agit par conséquent d'un événement jugé plausible dans la présente étude. Les répercussions financières liées à cet événement comprendraient la nécessité de mener des activités de nettoyage et de remise en état pour le déversement.

#### Feux de réservoir

La probabilité annuelle d'un feu de réservoir au terminal de réservoirs de Moosomin a été calculée comme suit :

nombre de réservoirs x probabilité d'un feu de joint =  $3 \times 10^{-3}$  feux de joint par année;

nombre de réservoirs x probabilité d'un feu de la surface totale =  $9 \times 10^{-5}$  feux de la surface totale par année.

Par conséquent, les feux de joint entrent dans les limites de probabilité de la présente étude, alors que ce n'est pas le cas des feux de la surface totale. Il a été déterminé que les niveaux de rayonnement thermique n'atteignaient pas les récepteurs situés en dehors du site et que, par conséquent, des coûts liés aux interventions d'urgence, des coûts de nettoyage résiduels et des coûts liés aux réparations nécessaires sur le réservoir seraient induits, mais que peu de coûts liés au nettoyage pour des dommages à des tiers seraient attendus.

Les feux de réservoir devraient également produire des concentrations de SO<sub>2</sub> au niveau du sol sur les distances indiquées au tableau 4.2, en supposant que le rendement de conversion du soufre dans le pétrole brut soit de 100 %.

La probabilité annuelle d'un débordement par bouillonnement sur ce site a été calculée comme suit :

nombre de réservoirs x probabilité d'un débordement par bouillonnement =  $2,9 \times 10^{-6}$   
événements par année

Par conséquent, cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

### Feux en jets

La probabilité d'un feu en jets au terminal de réservoirs de Moosomin réside dans la probabilité qu'une conduite fuie avec un trou d'une taille telle que les pompes en amont ne s'éteignent pas en raison de la perte de pression de refoulement. La probabilité annuelle d'un feu en jets a été calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite x probabilité d'inflammation =  $6 \times 10^{-6}$

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

### Feux en nappe

Les feux en nappe peuvent se produire dans le parc de stockage ou au sein des aires de traitement. La probabilité d'un feu en nappe est basée sur la probabilité d'une défaillance du confinement multipliée par la probabilité d'une inflammation de la nappe. La probabilité annuelle de cet événement a été calculée comme suit :

probabilité d'un déversement x probabilité d'inflammation =  $6,9 \times 10^{-5}$  feux en nappe par année

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

### Résumé

Le tableau 4.2 montre un résumé des conclusions pour le terminal de réservoirs de Moosomin.

Hazard Event	Moosomin Tank Terminal (Crude Oil)						
	Probability of Any Spill Event	Probability of Maximum Spill Event	Volume of Maximum Credible Spill Outside of Tank Areas (m <sup>3</sup> )				
Loss of Containment	5.74x10 <sup>-4</sup>	1.1x10 <sup>-4</sup>	4028				
Vapour Cloud Explosion	No						
BLEVE	N/A						
Fires		Distance to Heat Radiation Level (m)			SO <sub>2</sub> Distance (km) <sup>2</sup>		
		4 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	25 kW/m <sup>2</sup>	ERPG-2	ERPG-3	IDLH
Tank Fire - Rim Seal <sup>1</sup>	3.0x10 <sup>-3</sup>	108	49	21	0.86	0.30	0.15
Tank Fire - Full Surface <sup>1</sup>	No						
Tank Fire - Boilover	No						
Jet Fire	No						
Pool Fire <sup>1</sup>	No						

<sup>1</sup> Heat Radiation Distance outside of property line

<sup>2</sup> Distance from centre of source

**Tableau 4.2 – Résumé des conclusions pour le terminal de réservoirs de Moosomin**

## TERMINAL DE RÉSERVOIRS DE SAINT JOHN, Y COMPRIS LA ZONE DE L'ÉQUIPEMENT AUXILIAIRE DU TERMINAL MARITIME CANAPORT ÉNERGIE EST

### Défaillance du confinement

Une défaillance du confinement dans les parcs de stockage pourrait recouvrir la surface des parcs de stockage moins la surface des réservoirs. Le scénario du pire volume déversé correspondrait à la rupture d'un réservoir de 95 400 m<sup>3</sup> (600 000 barils) ou d'une conduite située entre ce réservoir et ses vannes d'isolement actionnées à distance et au déversement de la totalité du volume de pétrole dans le réservoir sans qu'aucun moyen ne permette d'arrêter le déversement. Ce volume est considéré comme prudent, car les réservoirs seront rarement exploités à un niveau supérieur à leur niveau de fonctionnement normal. On estime que la distance de conduite séparant la paroi du réservoir des vannes d'isolement mesure environ 10 m. Il est admis que les niveaux de stock au sein du terminal de réservoirs de Saint John fluctueront et que ce terminal ne sera en général pas exploité au maximum de sa capacité pour permettre l'arrivée de nouvelles cargaisons de pétrole. Par conséquent, un stock moyen de 75 % a été utilisé comme hypothèse pour l'analyse. La longueur des conduites au sein des parcs de stockage et de l'aire de traitement du terminal de réservoirs de Saint John a été calculée, et le nombre de réservoirs sur le site a été pris en compte. La probabilité

annuelle qu'un réservoir se déverse de manière ininterrompue dans le parc de stockage a donc été calculée comme suit :

[(longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite) + probabilité d'une défaillance de réservoir] x nombre de réservoirs x niveau de stock moyen =  $1,0 \times 10^{-4}$  événement de défaillance du confinement par année

Un déversement à un débit de conception pouvant atteindre 8 280 m<sup>3</sup>/h pourrait également se produire au sein des parcs de stockage ou de l'aire de traitement d'après le débit d'entrée du pipeline dans l'installation. Dans ce cas, la taille du déversement équivaldrait à un débit de conception total pendant 5 minutes, plus la perte du pétrole stocké en conduite de 1 219 mm (diamètre nominal de 48 po), pour un déversement total de 4 554 m<sup>3</sup>. La probabilité de cet événement s'appuie sur la longueur des conduites qui pourraient se déverser à cet instant et, par conséquent :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite =  $1 \times 10^{-4}$  événement de défaillance du confinement par année

Si une conduite devait se rompre en aval des vannes d'isolement d'un réservoir, le déversement devrait se produire à un débit de conception pendant 5 minutes, plus la perte du pétrole stocké dans la conduite en question. Le pire scénario de défaillance du confinement proviendrait d'une conduite de 1 219 mm (diamètre nominal de 48 po) alimentée par l'un des réservoirs. Le débit de conception est basé sur la pression de refoulement maximale dans le réservoir lorsque celui-ci est rempli à son niveau de liquide nominal. Nous partons de l'hypothèse que cela peut se produire sur n'importe quelle conduite, que les vannes d'isolement du réservoir concerné restent ouvertes et que l'isolement effectif se produit au niveau du collecteur. Les calculs indiquent que les débits baissent de manière importante à mesure que la longueur des conduites augmente (en raison de la perte de pression) de sorte que la combinaison du débit et de la perte du pétrole stocké en conduite est maximale pour une longueur de conduite d'environ 50 m. On calcule donc que 4 393 m<sup>3</sup> de pétrole seraient déversés au cours de cet événement. Ce déversement serait contenu dans les parcs de stockage ou dans l'aire de traitement, en fonction de l'emplacement de la rupture. Il a été estimé que 70 % de la longueur de la conduite se trouverait en dehors de l'aire de confinement secondaire d'un parc de stockage, à un endroit où une fuite aurait des répercussions plus importantes que si elle devait se produire à l'intérieur des parcs de stockage. Un débit moindre serait constaté si le réservoir n'était pas totalement plein au moment de la rupture. Une hauteur de réservoir moins élevée réduirait la hauteur de charge présente au sein du réservoir pouvant être à l'origine d'un déversement potentiel, mais un tel déversement présentera vraisemblablement une surface de nappe similaire; c'est pourquoi l'hypothèse prudente de réservoirs pleins a été conservée pour simplifier et fournir une analyse de la pire éventualité. La probabilité qu'une partie des conduites se déverse au débit de conception total est soustraite. La probabilité annuelle de ce type de déversement est donc calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite - probabilité de rupture d'une conduite au débit de conception =  $1,30 \times 10^{-3}$  événement de défaillance du confinement par année

Un déversement sur la conduite de chargement portuaire aurait un débit de conception pouvant atteindre  $15\,000 \text{ m}^3/\text{h}$  et pourrait se produire à n'importe quel endroit dans les aires de traitement est et ouest. On estime qu'un tel déversement resterait au sein des aires de traitement du terminal de réservoirs. Dans le cas d'une rupture en aval des pompes d'expédition, la taille du déversement équivaldrait à un débit de conception total pendant 5 minutes, plus la perte du pétrole stocké en conduite de  $1\,219 \text{ mm}$  (diamètre nominal de 48 po), pour un déversement de pétrole total de  $4\,763 \text{ m}^3$ . Autre possibilité, une défaillance catastrophique d'une pompe d'expédition pourrait également se produire. La probabilité d'une défaillance, même si elle était à l'origine d'un déversement moins important, a été prise en compte dans la probabilité générale de cet événement pour la deuxième conduite de chargement à un débit de  $12\,000 \text{ m}^3/\text{h}$ . La probabilité annuelle d'occurrence de l'un de ces événements est donc calculée comme suit :

[(longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite) + (nombre de pompes x probabilité d'une défaillance de pompe)] x nombre de conduites =  $1,53 \times 10^{-3}$

La somme de ces événements fait que la probabilité annuelle d'un déversement dans l'installation s'élève à  $3,03 \times 10^{-3}$  et qu'il s'agit par conséquent d'un événement jugé plausible dans la présente étude. Les répercussions financières liées à cet événement comprendraient la nécessité de mener des activités de nettoyage et de remise en état pour le déversement.

### Feux de réservoir

La probabilité annuelle d'un feu de réservoir au terminal de réservoirs de Saint John a été calculée comme suit :

nombre de réservoirs x probabilité d'un feu de joint =  $2,2 \times 10^{-2}$  feux de joint par année;

nombre de réservoirs x probabilité d'un feu de la surface totale =  $6,6 \times 10^{-4}$  feux de la surface totale par année.

Par conséquent, les feux de joint et les feux de la surface totale entrent dans les limites de plausibilité fixées pour la présente étude. Les niveaux de rayonnement thermique d'intérêt ne dépassent pas les limites de propriété et n'auraient aucune répercussion sur les récepteurs à l'extérieur du site.

Les feux de réservoir devraient également produire des concentrations de SO<sub>2</sub> au niveau du sol sur les distances indiquées au tableau récapitulatif 4.3, en supposant que le rendement de conversion du soufre dans le pétrole brut soit de 100 %.

La probabilité annuelle d'un débordement par bouillonnement sur ce site a été calculée comme suit :

nombre de réservoirs x probabilité d'un débordement par bouillonnement =  $1,98 \times 10^{-5}$   
événement par année

Par conséquent, cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

#### Feux en jets

La probabilité d'un feu en jets sur le site du terminal de réservoirs de Saint John réside dans la probabilité qu'une conduite fuie avec un trou d'une taille telle que les pompes en amont ne s'éteignent pas malgré la perte de pression de refoulement en aval. La probabilité annuelle d'un feu en jets a donc été calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite x probabilité d'inflammation =  $1,2 \times 10^{-5}$

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

#### Feux en nappe

La probabilité d'un feu en nappe est basée sur la probabilité d'une défaillance du confinement multipliée par la probabilité d'une inflammation de la nappe. Le plus important feu en nappe se produirait dans l'un des trois plus gros parcs de stockage, chacun couvrant une superficie d'environ 100 000 m<sup>2</sup>.

La probabilité annuelle de cet événement a été calculée comme suit :

probabilité d'un déversement x probabilité d'inflammation =  $3,63 \times 10^{-4}$  feux en nappe par année

Par conséquent, la probabilité annuelle d'un feu en nappe sur le site entre dans les limites de probabilité fixées pour la présente évaluation des risques. Le tableau 4.3 indique les distances du rayonnement thermique en dehors des limites de propriété calculées à partir de feux en nappe dans les parcs de stockage nord. Il a été calculé que les niveaux de rayonnement de 4 et de 12,5 kW/m<sup>2</sup> atteignaient des propriétés aménagées situées en dehors des limites de propriété. Il s'agit d'une conclusion prudente étant donné que le terminal de réservoirs est plus élevé que les propriétés

aménagées et que les niveaux de rayonnement thermique devraient être inférieurs à ceux calculés.

Un feu de la surface totale du confinement devrait produire des concentrations de SO<sub>2</sub> au niveau du sol sur les distances indiquées au tableau 4.3, en supposant que le rendement de conversion du soufre dans le pétrole brut soit de 100 %.

### Résumé

Le tableau 4.3 montre un résumé des conclusions pour le terminal de réservoirs de Saint John.

Hazard Event	Saint John Tank Terminal (Crude Oil)						
	Probability of Any Spill Event	Probability of Maximum Spill Event	Volume of Maximum Credible Spill Outside of Tank Areas (m <sup>3</sup> )				
Loss of Containment	3.03x10 <sup>-3</sup>	1.03x10 <sup>-3</sup>	4763				
Vapour Cloud Explosion	No						
BLEVE	N/A						
Fires		Distance to Heat Radiation Level (m)			SO <sub>2</sub> Distance (km)		
		4 kW/m <sup>2</sup>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	25 kW/m <sup>2</sup>	ERPG-2	ERPG-3	IDLH
Tank Fire - Rim Seal <sup>1</sup>	2.2x10 <sup>-2</sup>	Not Reached	Not Reached	Not Reached	0.33	0.30	0.15
Tank Fire - Full Surface <sup>1</sup>	6.60x10 <sup>-2</sup>	Not Reached	Not Reached	Not Reached	1.04	0.87	0.43
Tank Fire - Boilover	No						
Jet Fire	No						
Pool Fire <sup>1</sup>	3.63x10 <sup>-4</sup>	352	86	Not Reached	12.1	4.21	2.10

<sup>1</sup> Heat Radiation Distance outside of property line having development

<sup>2</sup> Distance from centre of source

**Tableau 4.3 – Résumé des conclusions pour le terminal de réservoirs de Saint John**

### **Zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est**

#### Défaillance du confinement

Les réservoirs de propane qui se trouvent dans la zone de l'équipement auxiliaire pourraient également subir une défaillance du confinement. Même si cet élément reste sujet à des modifications dans le cadre de la conception détaillée, une longueur prudente de conduites de 100 mm (diamètre nominal de 4 po) a été associée à ces



réservoirs. La probabilité annuelle d'une rupture de ces conduites est donc calculée comme suit :

longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite =  $3 \times 10^{-5}$  événements de défaillance du confinement par année

La probabilité annuelle d'un déversement de l'ensemble du contenu du réservoir dans le cadre d'un événement catastrophique ou dans un délai de 10 minutes a été calculée comme suit :

nombre de réservoirs de propane x probabilité d'une défaillance catastrophique =  $2,0 \times 10^{-6}$  événements par année

Par conséquent, la probabilité annuelle d'un déversement de propane est estimée à  $3,2 \times 10^{-5}$  événements par année. Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

#### Explosions de nuage de vapeur

Un déversement de pétrole pourrait se produire et former un nuage de vapeur qui pourrait s'enflammer. La probabilité annuelle de ce type d'événement a été calculée comme suit :

probabilité d'une défaillance du confinement du propane x probabilité d'inflammation =  $4,8 \times 10^{-6}$  explosions de nuage de vapeur de propane par année

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

#### BLEVE d'un réservoir de propane

La probabilité annuelle d'une détente explosive des vapeurs d'un liquide en ébullition (BLEVE) dans l'un des réservoirs de propane a été calculée comme suit :

probabilité d'une défaillance du confinement du propane x probabilité de BLEVE =  $2,24 \times 10^{-5}$  BLEVE dans un réservoir de propane par année

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

#### Feux en jets

La probabilité d'un feu en jets de propane a été calculée comme suit :

probabilité d'une défaillance du confinement x probabilité d'inflammation =  $4,5 \times 10^{-6}$  feux en jets de propane par année

Cet événement n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour cette étude.

### Feux en nappe

La probabilité annuelle d'un feu en nappe de propane dans la zone de l'équipement auxiliaire a été calculée comme suit :

[(longueur des conduites x probabilité de rupture d'une conduite) + (nombre de réservoirs de propane x probabilité d'une défaillance de réservoir de propane)] x probabilité d'inflammation =  $4,8 \times 10^{-6}$  feux en nappe de propane par année

Par conséquent, la probabilité d'un feu en nappe dans la zone de l'équipement auxiliaire du terminal maritime Canaport Énergie Est n'entre pas dans les limites de probabilité fixées pour la présente étude.

### Résumé

Aucun événement dangereux plausible n'a été calculé pour cette installation.

## 5. Conclusion

---

L'objet de la présente étude consistait à calculer les effets des pires scénarios plausibles sur les terminaux de réservoirs et les propriétés environnantes en vue de calculer les coûts de remise en état après un tel événement. Aux fins de la présente évaluation, un événement correspondant au pire scénario plausible a été défini comme un événement qui se produirait à une fréquence supérieure à  $1 \times 10^{-4}$  événement par année, d'après les fréquences des événements jugées comme plausibles par les établissements financiers et les travaux d'évaluation des risques.

Les déversements de pétrole en dehors des parcs de stockage et les feux de joint se sont avérés plausibles dans les trois terminaux de réservoirs. Les feux de la surface totale et les feux en nappe au sein des parcs de stockage et des aires de traitement se sont avérés plausibles dans les terminaux de réservoirs de Hardisty et de Saint John.

Il a été conclu que le rayonnement thermique provenant des feux de réservoir et des feux en nappe dans les terminaux de réservoirs de Hardisty et de Moosomin n'aurait pas de répercussions sur les propriétés aménagées situées en dehors des limites de propriété des terminaux de réservoirs. Il a été déterminé que les effets liés à la fumée provenant de ces feux sous la forme de concentrations de  $\text{SO}_2$  au niveau du sol, s'étendraient respectivement à des distances de 12 km et de 2 km, respectivement, pour les niveaux ERPG-2 et DIVS au terminal de réservoirs de Hardisty D, et à des distances d'environ 8 km et de 1,4 km, respectivement, pour les niveaux ERPG-2 et DIVS au terminal de réservoirs de Moosomin.

Du point de vue du pire scénario plausible, il a été déterminé que les événements suivants associés au terminal de réservoirs de Saint John présenteraient les répercussions les plus graves en matière de passifs financiers :

- une rupture de conduite en dehors du parc de stockage;
- un feu en nappe lié à une défaillance du confinement d'un réservoir.

La taille du pire déversement plausible a été calculée sur la base d'une rupture de conduite en dehors des parcs de stockage au terminal de réservoirs de Saint John, avec un déversement d'environ  $4\,800 \text{ m}^3$ .

Les effets les plus importants sur des tiers à l'extérieur du site liés aux événements jugés plausibles ont été calculés pour les feux en nappe au terminal de réservoirs de Saint John, au sein des parcs de stockage, où des effets du rayonnement thermique allant au-delà des limites de propriété du terminal de réservoirs étaient possibles en présence de propriétés. Il a été calculé que ces propriétés seraient touchées par des niveaux de rayonnement thermique de  $4 \text{ kW/m}^2$  et  $12,5 \text{ kW/m}^2$  à des distances de 86 m et de 352 m, respectivement, en dehors des limites de propriété. Par conséquent, ces propriétés pourraient subir des dommages après une exposition prolongée au feu, dans le scénario des pires conditions météorologiques. Il s'agit

d'une conclusion prudente étant donné que le terminal de réservoirs est plus élevé que les propriétés aménagées et que ces dernières recevraient un rayonnement thermique inférieur à celui calculé. On a déterminé que ces événements n'auraient pas de répercussions physiques sur les exploitations industrielles à proximité de ce site. Il a été déterminé que les concentrations de SO<sub>2</sub> au niveau du sol provenant de ces feux en nappe s'étendraient respectivement à des distances d'environ 12 km au niveau ERPG-2 et d'environ 2 km au niveau DIVS.

# Annexes

---

## **Annexe I      Références**

## **ANNEXE I**

### **Bibliographie**

## BIBLIOGRAPHIE

- AEA. 2006. Initial Review of Air Quality aspects of the Buncefield Oil Depot Explosion. Angleterre : AEA Technology Environment.
- [AIHA] American Industrial Hygiene Association. 2013. Current ERPG Values (2013). Accès : <https://www.aiha.org/get-involved/AIHAGuidelineFoundation/EmergencyResponsePlanningGuidelines/Documents/2013ERPGValues.pdf> [consulté le 3 novembre 2015].
- [API] American Petroleum Institute. 1995. Recommended Practice 752. Washington : American Petroleum Institute.
- [CCPS] Center for Chemical Process Safety. 2010. Guidelines for Vapor Cloud Explosion, Pressure Vessel Burst, BLEVE and Flash Fire Hazards. Hoboken : John Wiley & Sons, Inc.
- [CPD] Committee for the Prevention of Disasters. 2005. Methods for the calculation of physical effects, CPR 14E, "Yellow Book". Pays-Bas : Committee for the Prevention of Disasters.
- Crude Quality Inc. 2015. CrudeMonitor.ca. Accès : <http://www.crudemonitor.ca/home.php> [consulté en octobre 2015].
- [CSA] Association canadienne de normalisation. 2015. Z662-15, Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz. Toronto : Association canadienne de normalisation.
- [CSB] U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board. 2015. Final Investigation Report – Caribbean Petroleum Tank Terminal Explosion and Multiple Tank Fires. Washington : U.S. Chemical Safety and Hazard Investigation Board.
- [SCGCh] Société canadienne du génie chimique. 2004. Risk Assessment – Recommended Practices for Municipalities and Industry. Ottawa : Société canadienne du génie chimique.
- [AIChE] American Institute of Chemical Engineers. 1994. Dow's Chemical Exposure Index Guide. New York : American Institute of Chemical Engineers.
- [ISO] Organisation internationale de normalisation. 2009. ISO/IEC 31010. Genève : Organisation internationale de normalisation.
- [LASTFIRE] Large Atmospheric Storage Tank Fires. 1998. A study of the fire related risks associated with large diameter open top floating roof tanks. Article for Publication, 1-7.
- Lees, F.P. 1996. Loss Prevention in the Process Industries – Hazard Identification, Assessment and Control. Oxford : Butterworth-Heinemann.
- McGrattan, K.B., Baum, H.R., Hamins, A. 2000. NISTIR 6546 Thermal Radiation from Large Pool Fires. National Institute of Standards and Technology.
- [CNRC] Conseil national de recherches du Canada. 2010. Code national du bâtiment du Canada (CNB). Ottawa : Conseil national de recherches du Canada.
- [NIOSH] National Institute for Occupational Safety and Health. 1994, mai. Sulfur dioxide. Centers for Disease Control and Prevention (CDC). Accès : <http://www.cdc.gov/niosh/idlh/7446095.html> [consulté le 3 novembre 2015].
- Persson, H., Lonnermark, A. 2004. Tank Fires – Review of fire incidents 1951-2003. Borås : SP Technical Research Institute of Sweden.

RADD, O. 2010. Risk Assessment Data Directory – Ignition Probabilities. Angleterre : International Association of Oil and Gas Producers.

[RIVM] Institut national néerlandais de la santé publique et de l'environnement. 2009. Reference Manual Bevi Risk Assessments. Pays-Bas : Institut national néerlandais de la santé publique et de l'environnement.

[SFPE] Society of Fire Protection Engineers. 1988. Handbook of Fire Protection Engineering. Boston : National Fire Protection Association.

Banque mondiale. 1988. Techniques for Assessing Industrial Hazards. Londres : Technica Ltd.

**MARSH RISK CONSULTING**

Marsh Canada Limitée  
Livingston Place  
222-3rd Avenue S.W., Suite 1100  
Calgary (Alberta) T2P 0B4  
1-403-290-7900



## **Annexe Vol 1-5**

### **Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables - Infrastructures**

# **Estimés des coûts pour les scénarios de déversements réalistes les plus défavorables**

## **Infrastructures**

Préparé pour

TransCanada

Projet Énergie Est

par

Triox Urgences Environnementales



Octobre 2015

## Table des matières

Sommaire Exécutif.....	ii
Introduction.....	1
Profil corporatif .....	1
Scénarios de déversement et évaluation des coûts.....	2
Hypothèses .....	4
Scénario 1: Déversement dans la zone de traitement .....	4
Gestion de l’incident.....	5
Récupération .....	6
Opérations aériennes .....	6
Gestion des déchets .....	6
Protection de la faune .....	6
Scénario 2 : déversement de pétrole et incendie dans la digue .....	7
Gestion de l’incident.....	7
Récupération .....	8
Opérations aériennes .....	8
Gestion des déchets .....	8
Protection de la faune .....	8
Tableau résumé.....	9

### List of figures

Figure 1	Déversement dans la zone de traitement et le couloir de l’oléoduc .....	5
Figure 2	Déversement et incendie dans la zone de la digue de confinement .....	7

### List of tables

Tableau 1	Coûts des interventions pour le scenario 1: déversement dans la zone de traitement .....	6
Tableau 2	Coûts des interventions pour le scenario 2: déversement et incendie dans la digue.....	9

## Sommaire Exécutif

Oléoduc Énergie Est Ltd. (Énergie Est) a retenu les services de TRIOX Urgences environnementales inc. pour évaluer les coûts potentiels occasionnés par les opérations de réponse et de nettoyage de deux scénarios de déversement correspondant aux conditions les plus défavorables possibles tout en étant réalistes, tels que déterminé par TransCanada. Les scénarios évalués sont les suivants :

- Scénario 1 : Le bris d'une ligne de réservoir à l'extérieur de l'enceinte de confinement libérant 4600 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB). Le produit déversé reste confiné à la zone de traitement et au couloir de l'oléoduc grâce à des mesures de nivelage et d'endiguement
- Scénario 2 : Une brèche à l'intérieur du parc de réservoirs nord-ouest libérant 95,400 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB), qui s'enflamme à l'intérieur des limites de la digue. L'incendie dure 4 jours, laissant 10% du produit déversé sous la forme de résidu de pétrole brûlé.

Pour estimer les coûts, TRIOX a identifié les méthodes et stratégies d'intervention qu'il faudrait normalement utiliser pour intervenir efficacement dans chacun des deux scénarios d'incident. L'évaluation des coûts tient compte des éléments suivants :

- Les activités de gestion de l'incident;
- La récupération du produit déversé;
- Les opérations aériennes;
- La gestion des déchets et;
- La protection de la faune.

Cette étude estime les coûts d'intervention du premier scénario à \$5,128,955 et du second scénario à \$10,734,440.

## Introduction

Oléoduc Énergie Est Oléoduc Ltd. (Énergie Est) a retenu les services de TRIOX Urgences environnementales inc. pour développer un profil d'évaluation de coûts pour deux scénarios de déversement au terminal pétrolier de Saint John. Ce document fournit donc une estimation des coûts d'intervention pour les deux scénarios en tenant compte d'informations spécifiques au projet, ainsi que d'hypothèses opérationnelles conservatrices. Il est important de noter que les coûts réels des activités de réponse à un incident peuvent varier en fonction de divers facteurs qui peuvent influencer l'étendue spatiale et la durée du déversement ainsi que les délais de l'intervention. Les principaux facteurs qui peuvent avoir un impact sur les coûts comprennent, selon les circonstances : les sensibilités environnementales et sociales des zones touchées par le déversement; la difficulté d'accès au site du déversement pour les équipes d'intervention; les conditions de débit et vitesse de courant des cours d'eau impactés; les conditions météorologiques et; la nature de l'hydrocarbure déversé. Dans ce document, l'estimation des coûts pour chacun des scénarios est basée sur plusieurs hypothèses opérationnelles dans le but de simuler des conditions de déversement représentatives et réalistes. Il ne faut pas oublier que le but de cette étude est de fournir une estimation brute des coûts d'intervention pour chacun des scénarios présentés selon les meilleures méthodes et techniques utilisables, et non de fournir une évaluation de la possibilité d'occurrence de tels évènements ni de mesurer l'efficacité des opérations d'intervention et de restauration elles-mêmes.

Dans tous les scénarios présentés dans ce document, les déversements proviennent de sites et d'installation d'Énergie Est. Par conséquent, pour les besoins de cette analyse, TRIOX considère qu'Énergie Est est la partie responsable et dirige donc l'ensemble des opérations.

Pour obtenir plus de détails sur le plan de préparation et intervention en cas d'urgence utilisé par Énergie Est, veuillez-vous référer au volume 7, section 6 du dépôt réglementaire présenté à l'Office national de l'énergie.

## Profil corporatif

TRIOX offre des services couvrant tous les besoins liés aux déversements de pétrole ou de produits chimiques incluant : la préparation, la formation et l'intervention en cas d'incident. Son principal domaine d'expertise consiste à élaborer des plans de mesures d'urgences adaptés aux besoins de chaque client, incluant: l'évaluation de la capacité d'intervention; l'identification des stratégies et tactiques d'intervention; l'élaboration et la provision de programmes de formations; la mise sur pieds d'exercices d'intervention et; la provision de conseils scientifiques, techniques et stratégiques lors des activités de réponses à des incidents.

Le personnel de TRIOX Urgences environnementales a participé à de nombreux incidents d'ampleur diverse dans 12 pays différents.

### Scénarios de déversement et évaluation des coûts

Dans le cadre de son analyse de risques détaillée du Projet, Énergie Est a identifié deux scénarios hypothétiques de cas de déversement accidentels extrêmes, peu probables, et représentant les conditions les plus défavorables possibles tout en restant réalistes. TRIOX a analysé chacun de ces scénarios pour estimer les coûts d'intervention qui tiennent compte d'informations spécifiques au Projet, tout en utilisant des hypothèses opérationnelles conservatrices. Les deux scénarios représentant les conditions de déversement réalistes les plus défavorables comprennent :

- Scénario 1 : Le bris d'une ligne de réservoir à l'extérieur de l'enceinte de confinement libérant 4600 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB). Le produit déversé reste confiné à la zone de traitement et au couloir de l'oléoduc grâce à des mesures de nivelage et d'endiguement
- Scénario 2 : Une brèche à l'intérieur du parc de réservoirs nord-ouest libérant 95,400 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB), qui coule et s'enflamme à l'intérieur des limites de la digue. L'incendie dure 4 jours, laissant 10% du produit déversé (954 m<sup>3</sup>) sous la forme de résidu de pétrole brûlé.

Le calcul des coûts d'intervention pour chacun des deux scénarios a tenu compte des éléments suivants:

#### Gestion de l'incident

Tous les coûts liés à la mise sur pied et à l'opération d'un centre de contrôle des opérations (CCO) fonctionnel, ainsi que de centres des opérations d'urgences de la société (COUS) et régional (COUR), incluant

- Le personnel (salaires et per diem pour les représentants du gouvernement et de TransCanada)
- Sécurité
- Location de chambres
- Infrastructures de communication (téléphones, radios, internet, etc.)

#### Récupération

Tous les coûts relatifs à la récupération du pétrole sur la surface du sol, ainsi que le nettoyage d'éclaboussures et de suie, incluant :

- Écrémeurs
- Entreposage temporaire
- Personnel (salaires et per diem)
- Toilettes portables
- Tentes
- Aires de décontamination
- Remorques

- Équipement de protection personnelle (EPP)
- Camions de pompage
- Autre

### **Opérations aériennes**

Tous les coûts reliés à l'utilisation d'aéronefs (avions, hélicoptères) lors des activités d'intervention, comprenant le suivi des opérations, l'évaluation de l'étendue de la contamination, et le transport d'équipement.

### **Gestion des déchets**

Tous les coûts de gestion, de traitement et d'élimination des déchets, incluant:

- Le pétrole liquide et le mélange eau-pétrole
- Tout autre type de déchets (débris, absorbants, équipement de protection personnelle, végétation, etc.)

### **Protection de la faune**

Tous les coûts liés à la protection et à la réhabilitation de la faune qui pourraient être nécessaires lors des activités d'intervention, incluant:

- Mesures d'effarouchement ou de protection
- Relevés
- Récupération
- Réhabilitation

Pour chacun des scénarios, les coûts d'intervention ont été évalués en déterminant la stratégie d'intervention appropriée et en estimant les taux de récupération de chacune des méthodes utilisées. Les taux de récupération du pétrole ont été déterminés en utilisant les taux de récupération détarés de l'équipement d'intervention. Le calcul des coûts d'utilisation d'équipement d'intervention a été effectué en utilisant les sources suivantes :

- Les taux publiés par la « Eastern Canada Response Corporation » (ECRC - SIMEC)<sup>1</sup>
- Pour l'équipement lourd, les taux publiés par la province de Québec<sup>2</sup>
- Pour la sécurité, la gestion de l'incident, la gestion des déchets et le personnel, l'expérience de TRIOX

Plusieurs facteurs peuvent affecter les coûts d'intervention lors d'un incident réel: c'est pour cette raison que ce document se limite à fournir une estimation conservatrice raisonnable des coûts possibles d'intervention associés à chacun des scénarios. Ces estimés ne tiennent pas compte des coûts potentiels qui pourraient

<sup>1</sup> <http://www.ecrc.ca/en/services-rates/response-rates/>

<sup>2</sup> Taux de location de machinerie lourde 2014, Gouvernement du Québec

provenir de dommages à des tierces personnes, ni de ceux liés à la réparation de dommages environnementaux.

## Hypothèses

Il est clair que les conditions environnementales qui prévalent au moment d'un incident peuvent être extrêmement variables et auront une influence sur les opérations d'intervention. Plusieurs hypothèses de travail ont été utilisées pour tenir compte de cette variabilité. Dans tous les cas, nous avons choisi des hypothèses conservatrices qui ont augmenté l'estimation des coûts. Les hypothèses qui sont présentées plus bas sont basées sur des exigences réglementaires ainsi que sur l'expérience fournie lors de déversement réels au Canada et ailleurs dans le monde.

### Devenir et comportement du pétrole

- On a considéré que le pétrole déversé dans tous les scénarios était du type AWB. Le pétrole de type AWB est un produit lourd dont l'API est de 20.9°, la densité de 0.9339 g/cm<sup>3</sup> à 0°C et la viscosité de 347 à 15°C. Ces propriétés changent avec le temps du à la dégradation naturelle du pétrole soumis aux effets du climat. Ce processus de vieillissement modifie le devenir et le comportement du pétrole déversé dans l'environnement.<sup>3</sup>

### Conditions opérationnelles

- Les conditions météorologiques ne nuisent pas aux activités d'intervention (i.e. on considère qu'il n'y a pas de jours perdus à cause du mauvais temps);
- Il est facile d'accéder par la route au site du déversement;
- Il n'y a pas de glace pour la durée de l'intervention;
- Les opérations d'intervention se déroulent sur un cycle de 24 heures;
- Tout l'équipement nécessaire est disponible et en bon état de marche;
- On utilise les taux de récupération détarés pour toutes les pièces d'équipement;
- Les coûts totaux ont été majorés de 30% pour tenir compte des imprévus.

## Scénario 1: Déversement dans la zone de traitement

Le premier scénario, identifié par Énergie Est dans le cadre de l'analyse de risques détaillée, consiste en un déversement dans la zone de traitement du terminal de Saint John. Dans ce scénario, le bris d'une ligne de réservoir à l'extérieur de l'enceinte de confinement libère 4600 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB). Le produit déversé reste confiné à la zone de traitement et au couloir de l'oléoduc

---

<sup>3</sup> Veuillez consulter la section 3 du volume 6 du dépôt réglementaire présenté par Énergie Est à l'office national de l'énergie (évaluation environnementale et socio-économique) pour plus de détails concernant le devenir et comportement des divers types de pétrole brut qui seront transportés dans l'oléoduc.



grâce à des mesures de nivelage et d'endiguement (figure 1). Le déversement couvre une surface de 80,000 m<sup>2</sup> dans la zone de traitement, et 30,000 m<sup>2</sup> de remblais granulaire dans le couloir de l'oléoduc.

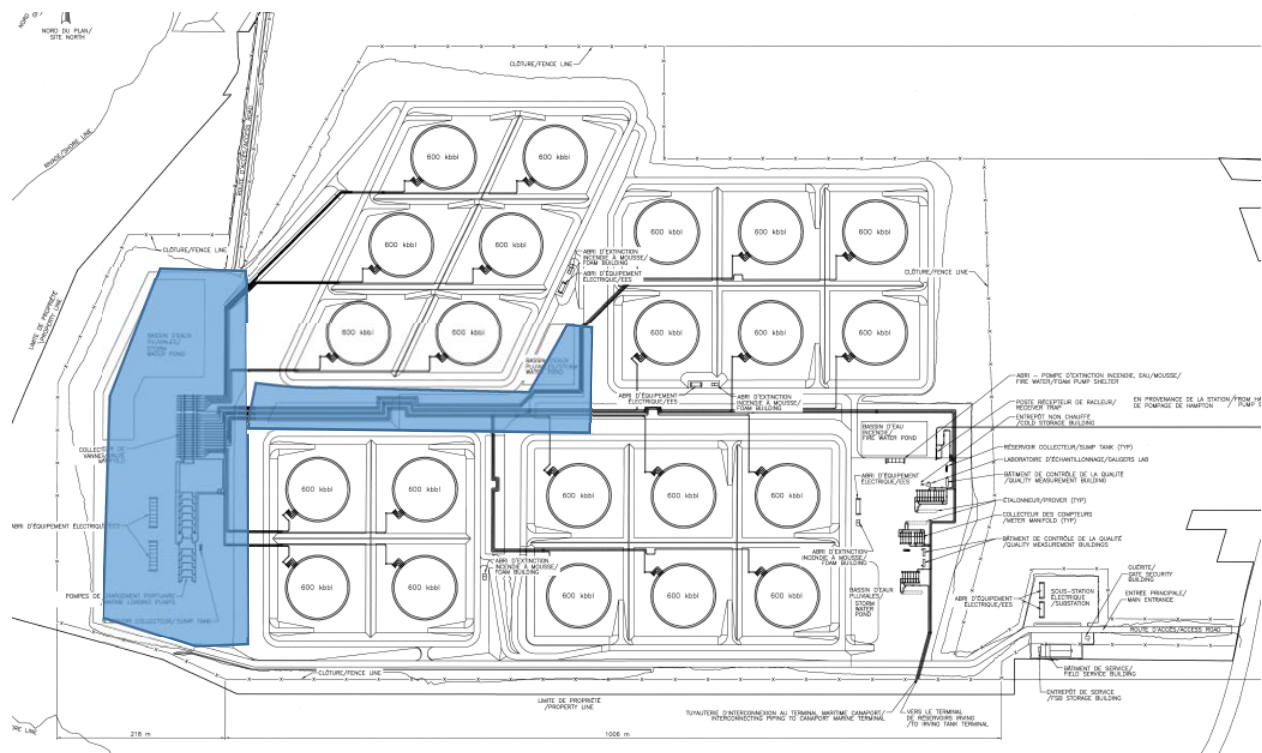


Figure 1 Déversement dans la zone de traitement et le couloir de l'oléoduc

## Gestion de l'incident

Les activités d'intervention pour ce scénario débuteraient par la mobilisation de l'équipe d'intervention de TransCanada. Le personnel de TransCanada mettrait sur pied un centre des opérations d'urgence de la société (COUS) et un centre des opérations d'urgences régional (COUR), pour permettre une bonne gestion et une coordination efficaces des activités d'intervention au sein de TransCanada. TransCanada mettrait aussi sur pied un centre de contrôle des opérations près du lieu de l'incident pour permettre une coordination efficace des activités d'intervention. L'organisation du centre de contrôle des opérations serait normalement structurée selon le modèle du Système de Commandement des Interventions (SCI) qui comportent les sections de planifications, opérations, logistique et finance, ainsi que le commandement unifié. Le commandement unifié comprendrait des représentants de TransCanada, des autorités fédérales, provinciales et municipales. La structure de gestion de l'incident serait maintenue pour une période de 10 jours.

**Coûts reliés à la gestion de l'incident: \$1,659,400.00**

## Récupération

L'objectif principal de la stratégie de réponse pour ce scénario sera de récupérer le maximum possible du gros du pétrole couvrant la surface du sol. Pour ce faire, on utiliserait des camions de pompage pour récupérer le produit déversé dans la zone de traitement et sur la surface du couloir de l'oléoduc. On considère que les opérations de récupération dureraient 10 jours.

**Coûts reliés à la récupération: \$1,062,990.00**

## Opérations aériennes

Un hélicoptère serait utilisé pour vérifier que le produit déversé est bien confiné à l'intérieur des limites du terminal, et pour la surveillance aérienne de la faune.

**Coûts reliés aux opérations aériennes: \$32,400.00**

## Gestion des déchets

Dans le cadre de ce scénario, les activités de récupération du pétrole produiraient diverses quantités de déchets qui devraient être entreposés et éventuellement éliminés. Les déchets produits pourraient comprendre principalement du pétrole liquide, un mélange eau/pétrole, et divers débris (terre, absorbants et équipement de protection personnelle). Pour calculer la quantité de déchets générés par les activités d'intervention, on a considéré que le volume de pétrole et mélange eau/pétrole récupéré atteindrait 100% du volume déversé (4,600 m<sup>3</sup>) et que le volume de déchets solides atteindrait 2,000 m<sup>3</sup>.

**Coûts reliés à la gestion des déchets: \$495,000.00**

## Protection de la faune

Par « protection de la faune », on entend l'ensemble des mesures prises pour protéger toute faune sauvage qui pourrait être présente à l'intérieur de la zone impactée par le déversement au moment de l'incident. Ces mesures comprennent : l'effarouchement, la protection, les relevés, les opérations de récupération et la réhabilitation des spécimens recueillis, au besoin.

**Coûts reliés à la protection de la faune: \$695,560.00**

Tableau 1 Coûts des interventions pour le scénario 1: déversement dans la zone de traitement

Item	Coûts
Gestion de l'incident	\$1,659,400.00
Récupération	\$1,062,990.00
Opérations aériennes	\$32,400.00
Gestion des déchets	\$495,000.00
Protection de la faune	\$695,560.00
Total	\$3,945,350.00
<b>TOTAL incluant 30% pour les imprévus</b>	<b>\$5,128,955.00</b>

## Scénario 2 : déversement de pétrole et incendie dans la digue

Le second scénario identifié par Énergie Est consiste en une brèche à l'intérieur du parc de réservoirs nord-ouest libérant 95,400 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd de type « Access Western Blend » (AWB), qui coule et s'enflamme (figure 2). L'incendie dure 4 jours, laissant 10% du produit déversé sous la forme de résidu de pétrole brûlé. La zone impactée couvre 70,000 m<sup>2</sup> de remblais granulaire à l'intérieur des limites de la digue de confinement.

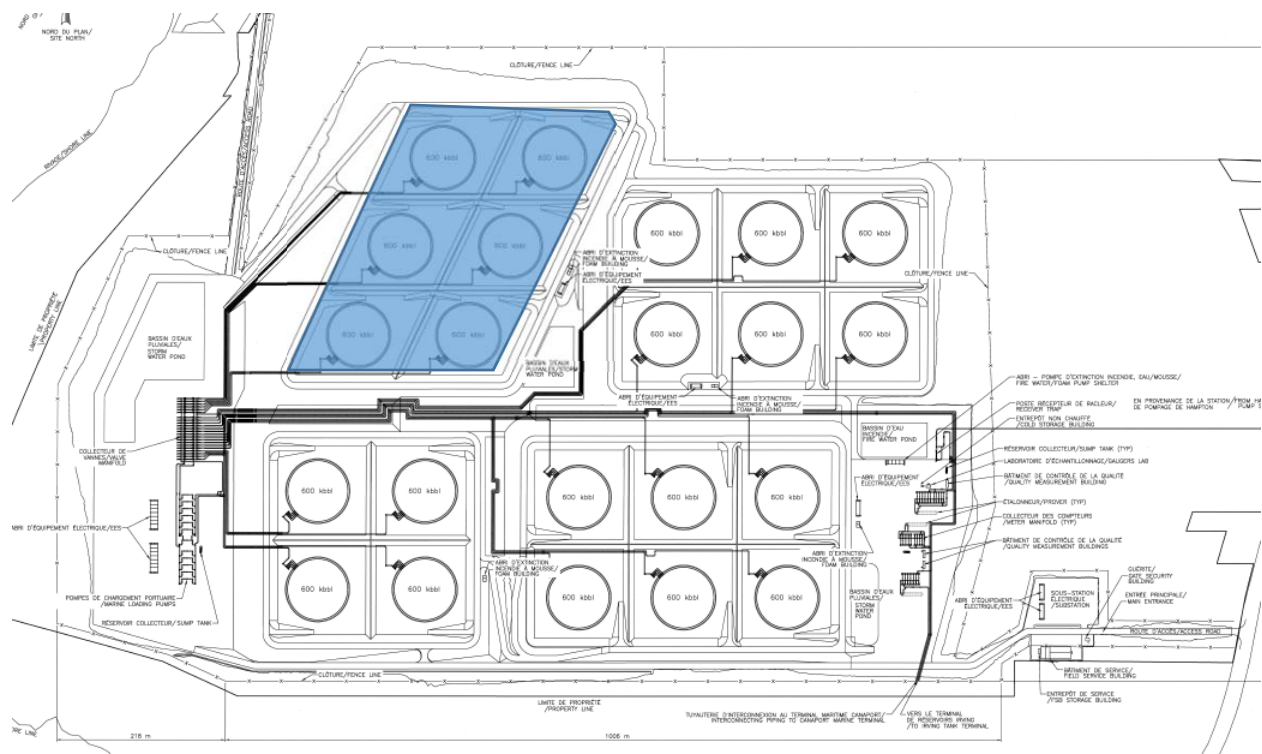


Figure 2 Déversement et incendie dans la zone de la digue de confinement

### Gestion de l'incident

Les activités d'intervention pour ce scénario débuteraient par la mobilisation de l'équipe d'intervention de TransCanada. Le personnel de TransCanada mettrait sur pied un centre des opérations d'urgence de la société (COUS) et un centre des opérations d'urgences régional (COUR), pour permettre une bonne gestion et une coordination efficaces des activités d'intervention au sein de TransCanada. TransCanada mettrait aussi sur pied un centre de contrôle des opérations près du lieu de l'incident pour permettre une coordination efficace des activités d'intervention. L'organisation du poste de commandement serait normalement structurée selon le modèle du Système de Commandement des Interventions (SCI) qui comportent les sections de planifications, opérations, logistique et finance, ainsi que le commandement unifié. Le commandement unifié comprendrait des représentants de TransCanada, des autorités fédérales,

provinciales et municipales. La structure de gestion de l'incident serait maintenue pour une période de 15 jours, dont 5 jours pour la lutte contre l'incendie et 10 pour la récupération des restes du produit déversé.

**Coûts reliés à la gestion de l'incident: \$5,265,286.84**

### Récupération

L'objectif principal de la stratégie de réponse pour ce scénario sera de récupérer les résidus de pétrole brûlé couvrant le sol une fois l'incendie éteint. Pour ce faire, on utiliserait des camions de pompage pour récupérer le volume estimé de 954 m<sup>3</sup> de pétrole restant à l'intérieur des limites de la zone confinée par la digue. On considère que 10 jours seraient nécessaires pour compléter les travaux de récupération.

Dans ce scénario, l'incendie produira de la suie et des éclaboussures de pétrole sur diverses surfaces, qui devront être nettoyées. On considère que ce nettoyage nécessiterait environ 5% des coûts totaux d'intervention.

**Coûts reliés à la récupération: \$1,570,064.76**

### Opérations aériennes

Un hélicoptère serait utilisé pour vérifier que le produit déversé est bien confiné à l'intérieur des limites du terminal, et pour la surveillance aérienne de la faune.

**Coûts reliés aux opérations aériennes: \$32,400.00**

### Gestion des déchets

Dans le cadre de ce scénario, les activités de récupération du pétrole produiraient diverses quantités de déchets qui devraient être entreposés et éventuellement éliminés. Les déchets produits pourraient comprendre principalement du pétrole liquide, un mélange eau/pétrole, et divers débris (terre, absorbants et équipement de protection personnelle). Pour calculer la quantité de déchets générés par les activités d'intervention, on a considéré que le volume de pétrole et mélange eau/pétrole récupéré atteindrait 10X le volume déversé (pour tenir compte de l'eau de surface utilisée lors de la lutte contre l'incendie).

**Coûts reliés à la gestion des déchets: \$787,050.00**

### Protection de la faune

Par « protection de la faune », on entend l'ensemble des mesures prises pour protéger toute faune sauvage qui pourrait être présente à l'intérieur de la zone impactée par le déversement au moment de l'incident. Ces mesures comprennent : l'effarouchement, la protection, les relevés, les opérations de récupération et la réhabilitation des spécimens recueillis, au besoin.

**Coûts reliés à la protection de la faune: \$602,460.00**

Tableau 2 Coûts des interventions pour le scénario 2: déversement et incendie dans la digue

Item	coûts
Gestion de l'incident	\$5,265,286.84
Récupération	\$1,570,064.76
Opérations aériennes	\$32,400.00
Gestion des déchets	\$787,050.00
Protection de la faune	\$602,460.00
Total	\$8,257,261.61
<b>TOTAL incluant 30% pour les imprévus</b>	<b>\$10,734,440.09</b>

## Tableau résumé

	Scénario 1 : zone de traitement	Scénario 2 : incendie dans la digue
Gestion de l'incident	\$1,659,400.00	\$5,265,286.84
Récupération	\$1,062,990.00	\$1,570,064.76
Opérations aériennes	\$32,400.00	\$32,400.00
Gestion des déchets	\$495,000.00	\$787,050.00
Protection de la faune	\$695,560.00	\$602,460.00
<b>Sous-total</b>	<b>\$3,945,350.00</b>	<b>\$8,257,261.61</b>
<b>30% pour les imprévus</b>	<b>+ \$1,183,605.00</b>	<b>+ \$2,477,178.48</b>
<b>Total par scénario</b>	<b><u>\$5,128,955.00</u></b>	<b><u>\$10,734,440.09</u></b>

## Appendix 1

### Déversement dans la zone de traitement

Gestion de l'incident (10 jours)							
Personnel		Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	Total
	<b>Gestion de l'incident</b>						
	Securité (site et PCI)	\$720.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	8	\$84,000.00
	TransCanada (PCI)	\$3,600.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	12	\$471,600.00
	Premiers répondants	\$900.00	\$0.00	\$80.00	\$0.00	5	\$49,000.00
	Agences gov (Fed, Mun, Prov)	\$960.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	2	\$25,800.00
	Contracteurs (PCI)	\$1,800.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	5	\$106,500.00
<b>Centre des opérations d'urgence de la société (COUS)</b>							
	TransCanada (COUS)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	14	\$525,000.00
<b>Centre des opérations d'urgence régional (COUR)</b>							
	TransCanada (COUR)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	9	\$337,500.00
Équipement	Type d'équipement			Taux quotidien	Nombre de jours		Total
	Location de la salle			\$2,500.00	10		\$25,000.00
	Fournitures ( papier, crayons, etc)			\$500.00	10		\$5,000.00
	Communications ( téléphones, radios, projecteur, etc)			\$3,000.00	10		\$30,000.00
Confinement et récupération (10 jours)							
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total
Équipement opérationnel	Sécurité	Remorque		\$222.00	10	1	\$2,220.00
		Détecteur de gaz		\$14.00	10	1	\$140.00
		Radio portable		\$13.00	10	10	\$1,300.00
		Toilette portable		\$100.00	10	3	\$3,000.00
	Récupération	Citerne		\$1,800.00	10	8	\$144,000.00
Équipement Stand-by	Sécurité	Remorque		\$111.00	10	1	\$1,110.00
		Détecteur de gaz		\$7.00	10	1	\$70.00
		Radio portable		\$6.50	10	10	\$650.00
		Toilette portable		\$50.00	10	3	\$1,500.00
	Recovery	Camion de pompage		\$900.00	10	8	\$72,000.00
	Travailleurs	Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	Total
Personnel opérationnel		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	31	\$558,000.00
Personnel Stand-by		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	15.5	\$279,000.00
Opérations aériennes (3 days)							
Équipement/personnel				Taux quotidien	Nombre de jours		Total
	Hélicoptère (6h/jour)			\$21,600.00	3		\$32,400.00
Gestion des déchets							
Gestion des déchets				m3	\$/m3		Total
	Pétrole / eau (récupération 10 fois la quantité déversée)			4600.00	\$75.00		\$345,000.00
	Autre (débris, absorbents, EPI, végétation, glace, etc.)			2000.00	\$75.00		\$150,000.00
Protection de la faune							
Protection de la faune							Total
							\$695,560.00

## Déversement de pétrole et incendie dans la digue

Gestion de l'incident (15 jours)								
Personnel		Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	Total	
	<b>Gestion de l'incident</b>							
	Securité (site et PCI)	\$720.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	8	\$126,000.00	
	TransCanada (PCI)	\$3,600.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	60	\$3,447,315.79	
	Premiers répondants	\$900.00	\$0.00	\$80.00	\$0.00	5	\$73,500.00	
	Agences gov (Fed, Mun, Prov)	\$960.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	4	\$77,400.00	
	Contracteurs (PCI)	\$1,800.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	6	\$191,700.00	
	<b>Centre des opérations d'urgence de la société (COUS)</b>							
	TransCanada (COUS)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	14	\$766,573.68	
	<b>Centre des opérations d'urgence régional (COUR)</b>							
TransCanada (COUR)	\$3,600.00	\$0.00	\$100.00	\$50.00	9	\$492,797.37		
Équipement	Type d'équipement			Taux quotidien	Nombre de jours		Total	
	Location de la salle			\$2,500.00	15		\$37,500.00	
	Fournitures ( papier, crayons, etc)			\$500.00	15		\$7,500.00	
	Communications ( téléphones, radios, projecteur, etc)			\$3,000.00	15		\$45,000.00	
Confinement et récupération (10 jours)								
	Type de mission	Équipement		Taux quotidien	Nombre de jours	Quantité	Total	
Équipement opérationnel	Sécurité	Remorque		\$222.00	10	1	\$2,220.00	
		Détecteur de gaz		\$14.00	10	1	\$140.00	
		Radio portable		\$13.00	10	10	\$1,300.00	
		Toilette portable		\$100.00	10	3	\$3,000.00	
	Récupération	Citerne		\$1,800.00	10	8	\$144,000.00	
Équipement Stand-by	Sécurité	Remorque		\$111.00	10	1	\$1,110.00	
		Détecteur de gaz		\$7.00	10	1	\$70.00	
		Radio portable		\$6.50	10	10	\$650.00	
		Toilette portable		\$50.00	10	3	\$1,500.00	
	Récupération	Camion de pompage		\$900.00	10	8	\$72,000.00	
Personnel opérationnel	Travailleurs	Salaire (quotidien)	Hébergement	Repas	Transport	Nombre de personnels	Total	
		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	31	\$558,000.00	
Personnel Stand-by		\$1,470.00	\$200.00	\$80.00	\$50.00	15.5	\$279,000.00	
Opérationnel	Nettoyage de la cuve						\$338,049.84	
Stand-by	Nettoyage de la cuve						\$169,024.92	
Opérations aériennes (3 days)								
				Taux quotidien	Nombre de jours		Total	
Équipement/personnel	Hélicoptère (6h/jour)			\$21,600.00	3		\$32,400.00	
Gestion des déchets								
Gestion des déchets				m3	\$/m3		Total	
	Pétrole / eau (récupération 10 fois la quantité déversée)			9540.00	\$75.00		\$715,500.00	
	Autre (débris, absorbents, EPI, végétation, glace,etc.)			954.00	\$75.00		\$71,550.00	
Protection de la faune								
Protection de la faune							Total	
							\$602,460.00	

## **Annexe Vol 1-6**

### **Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole dans les installations - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale**



**Scénarios d'intervention en  
cas de déversement de  
pétrole dans les installations –  
Estimation des coûts de  
réhabilitation  
environnementale**

Rapport final révisé



Préparé pour :  
Oléoduc Énergie Est Itée

Préparé par :  
Stantec Experts-conseils Itée

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

### Historique des révisions

Révision	Description	Préparé par	Vérfié par	Approuvé par
1	Révisions	M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
2	Révisions	M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
Version finale		M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
Version finale révisée	Révisions	D. Lapointe	M. Charles	M. Charles

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

## Table des matières

<b>1.0</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
<b>2.0</b>	<b>OBJECTIF</b> .....	<b>1</b>
<b>3.0</b>	<b>DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET DE L'APPROCHE GÉNÉRALE</b> .....	<b>2</b>
3.1	SCÉNARIO 1 : DÉVERSEMENT DE PÉTROLE DANS L'AIRE DE TRAITEMENT ET LE CORRIDOR DU PIPELINE .....	3
3.2	SCÉNARIO 2 : DÉVERSEMENT DE PÉTROLE ET INCENDIE DANS LA DIGUE DE RÉSERVOIR .....	4
<b>4.0</b>	<b>HYPOTHÈSES GÉNÉRALES</b> .....	<b>5</b>
4.1	HYPOTHÈSES GÉNÉRALES/LIMITES .....	5
4.2	APPROCHE GÉNÉRALE DE RÉHABILITATION .....	6
4.3	COÛTS DIRECTS .....	6
4.3.1	Main-d'œuvre .....	7
4.3.2	Équipement .....	7
4.4	COÛTS INDIRECTS .....	7
4.4.1	Gestion de projet, de la construction et imprévus .....	7
4.4.2	Mobilisation/démobilisation .....	8
4.4.3	Hébergement .....	8
<b>5.0</b>	<b>SCÉNARIO 1 – DÉVERSEMENT DE PÉTROLE DANS L'AIRE DE TRAITEMENT ET LE CORRIDOR DU PIPELINE</b> .....	<b>8</b>
5.1	HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO .....	8
5.1.1	Travail de caractérisation du site .....	8
5.1.2	Réhabilitation environnementale .....	9
5.1.3	Dissuasion de la faune .....	10
5.1.4	Suivi à long terme .....	10
5.2	ESTIMATION DES COÛTS .....	11
<b>6.0</b>	<b>SCÉNARIO 2 : DÉVERSEMENT DE PÉTROLE ET INCENDIE DANS LA DIGUE DE RÉSERVOIR</b> .....	<b>12</b>
6.1	HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO .....	12
6.1.1	Travail de caractérisation du site .....	12
6.1.2	Réhabilitation environnementale .....	12
6.1.3	Dissuasion de la faune .....	13
6.1.4	Suivi à long terme .....	13
6.2	ESTIMATION DES COÛTS .....	14
<b>7.0</b>	<b>SOMMAIRE DES COÛTS, SCÉNARIOS POUR LES INSTALLATIONS</b> .....	<b>15</b>
<b>8.0</b>	<b>LIMITATIONS</b> .....	<b>16</b>

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 1.0 INTRODUCTION

L'Office national de l'énergie (ONÉ) a demandé des renseignements auprès d'Oléoduc Énergie Est Itée (Énergie Est) au sujet des coûts potentiels associés aux accidents ou défaillances pouvant découler de la construction et de l'exploitation du pipeline d'Énergie Est (le projet). Cette demande fait partie de la lettre d'orientation du 27 juin 2014 de l'ONÉ (A3Y6E3) portant sur les renseignements supplémentaires qu'Énergie Est doit déposer pour permettre la construction et l'exploitation du projet.

Pour répondre aux exigences de l'ONÉ telles qu'elles sont indiquées ci-dessus, Énergie Est a sollicité plusieurs spécialistes pour estimer les coûts d'intervention en cas d'urgence, ainsi que les coûts de réhabilitation environnementale à la suite de scénarios hypothétiques de déversement de pétrole qui ont été élaborés pour le terminal maritime et la navigation maritime, le pipeline et les installations associées, ainsi que les terminaux de réservoirs. Stantec a été retenue par Énergie Est pour évaluer les coûts potentiels associés à la partie de réhabilitation environnementale des divers scénarios de déversement.

En plus des estimations de coûts pour d'hypothétiques scénarios de déversement, le présent document propose une description des hypothèses envisagées, prises en compte et incluses. Le coût estimé de chaque scénario de déversement est fondé sur une portée précise des travaux et sur les conditions connues ou présumées au moment de l'estimation. Des changements dans les données d'entrée et dans la portée établie à partir de ces hypothèses peuvent modifier la précision de l'estimation ou la rendre invalide.

Les estimations ont été élaborées à l'aide de pratiques industrielles généralement admises et de l'expérience acquise lors d'interventions pour des déversements réels dans le cadre de scénarios semblables. La portée des travaux liée à la réhabilitation a été estimée d'après le travail effectué dans des contextes semblables, notamment les zones potentiellement touchées, les milieux touchés et les conditions du site que l'on pense être présentes une fois que la phase initiale d'intervention en cas d'urgence est terminée. Veuillez noter que les estimations ont été élaborées de façon conservatrice.

## 2.0 OBJECTIF

Ce document vise à présenter la méthode et les hypothèses utilisées pour établir une estimation des coûts pour la phase de réhabilitation environnementale uniquement concernant l'ensemble des mesures nécessaires pour répondre à deux scénarios hypothétiques « plausibles de la pire éventualité » de déversement dans les installations associé au projet Énergie Est, et déterminés par Énergie Est.

### **3.0 DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET DE L'APPROCHE GÉNÉRALE**

Les estimations de coûts de réhabilitation de Stantec ont été préparées à l'aide des extraits de modélisation produit par Triox Urgences Environnementales (Triox) pour deux scénarios de déversement hypothétiques définis par Énergie Est et décrits ci-dessous : un déversement à l'intérieur d'un parc de réservoirs d'un terminal suivi d'un incendie, et un déversement à l'intérieur de l'aire de traitement et du corridor du pipeline des mêmes installations, sans incendie. Triox a été retenu par Énergie Est pour estimer les efforts et les coûts associés pour achever la phase d'intervention d'urgence initiale des scénarios déterminés. Triox a utilisé les volumes déversés estimés par Énergie Est comme scénarios plausibles de la pire éventualité, puis a ensuite modélisé le devenir et le transport du pétrole dans l'environnement afin de produire ses estimations.

Comme objectifs ultimes des efforts d'intervention d'urgence de Triox, on a supposé une quantité de pétrole restante minimale à nulle, et aucun hydrocarbure pouvant être à nouveau mobilisé sur le terrain. Le travail de Triox est détaillé dans son rapport, « Worst Case Spill Scenario Cost Estimates – Facilities – October 2015 » (rapport de Triox pour les installations [traduction]), Triox (2015).

Pour ses estimations de coûts, Stantec a présumé que les objectifs ultimes de Triox correspondaient aux conditions initiales pour estimer le coût de la réhabilitation. Stantec a examiné deux approches de réhabilitation réalistes potentielles fondées sur des projets réalisés antérieurement et sur des pratiques industrielles reconnues qui comprennent l'utilisation d'une analyse des avantages environnementaux nets :

- 1) réhabilitation du milieu (sol, eau) touché par le pétrole brut à des niveaux qui, s'ils ne sont pas éliminés, risquent d'entraîner plus de dommages à l'environnement que la perturbation associée à leur élimination, puis suivi environnemental *in situ* pendant quelque temps (option de « *réhabilitation environnementale* »);
- 2) réhabilitation partielle du milieu (sol, eau) en supposant la présence de contraintes sur les lieux qui nécessitent de laisser une partie du milieu en place, suivie d'une analyse des risques écologiques et pour la santé humaine et d'un suivi environnemental *in situ* durant quelque temps (option de « *réhabilitation environnementale partielle avec analyse des risques* »).

L'objectif final de par Stantec était la réhabilitation du milieu touché afin de revenir aux valeurs génériques de qualité de l'environnement publiées par l'organisme de réglementation approprié, ou aux niveaux jugés protecteurs de l'environnement qui ont été estimés à l'aide d'une analyse des risques écologiques et pour la santé humaine.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

La figure suivante présente diverses responsabilités des parties visant à intégrer des intrants et des extrants clés aux scénarios d'intervention en cas de déversement dans les installations.

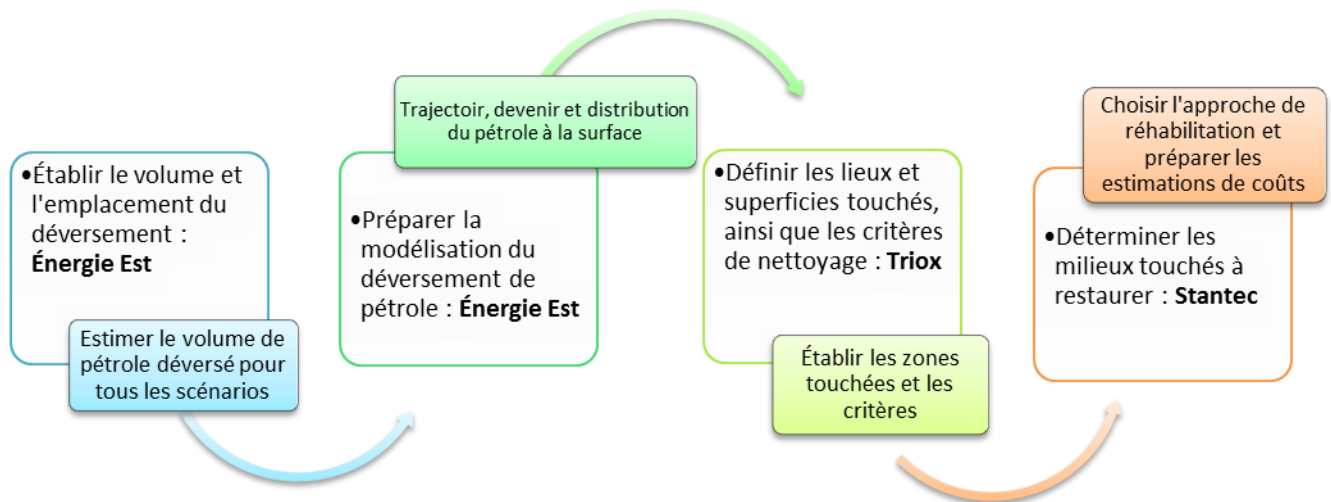


Figure 3.1 : Lien entre les intrants fournis dans le cadre de l'estimation des coûts liés à un déversement dans les installations

## 3.1 SCÉNARIO 1 : DÉVERSEMENT DE PÉTROLE DANS L'AIRE DE TRAITEMENT ET LE CORRIDOR DU PIPELINE

Tiré du Rapport de Triox pour les installations, page 7 :

« Le premier scénario défini par Énergie Est fait état d'un déversement potentiel dans l'aire de traitement et le corridor du pipeline associés au terminal d'Énergie Est de Saint John. Dans ce scénario hypothétique, une brèche dans une ligne de réservoir à l'extérieur de la zone de confinement laisse s'échapper 4 600 m<sup>3</sup> de pétrole brut AWB\*. Le pétrole déversé serait confiné à l'aire de traitement et au corridor du pipeline, en raison du nivellement du site et des fossés présents. (Figure 1). L'aire de traitement touchée ferait 80 000 m<sup>2</sup>, tandis que le corridor du pipeline touché ferait 30 000 m<sup>2</sup>, les deux zones étant constituées de remblai granulaire. [...] » [traduction]

\* Access Western Blend



# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

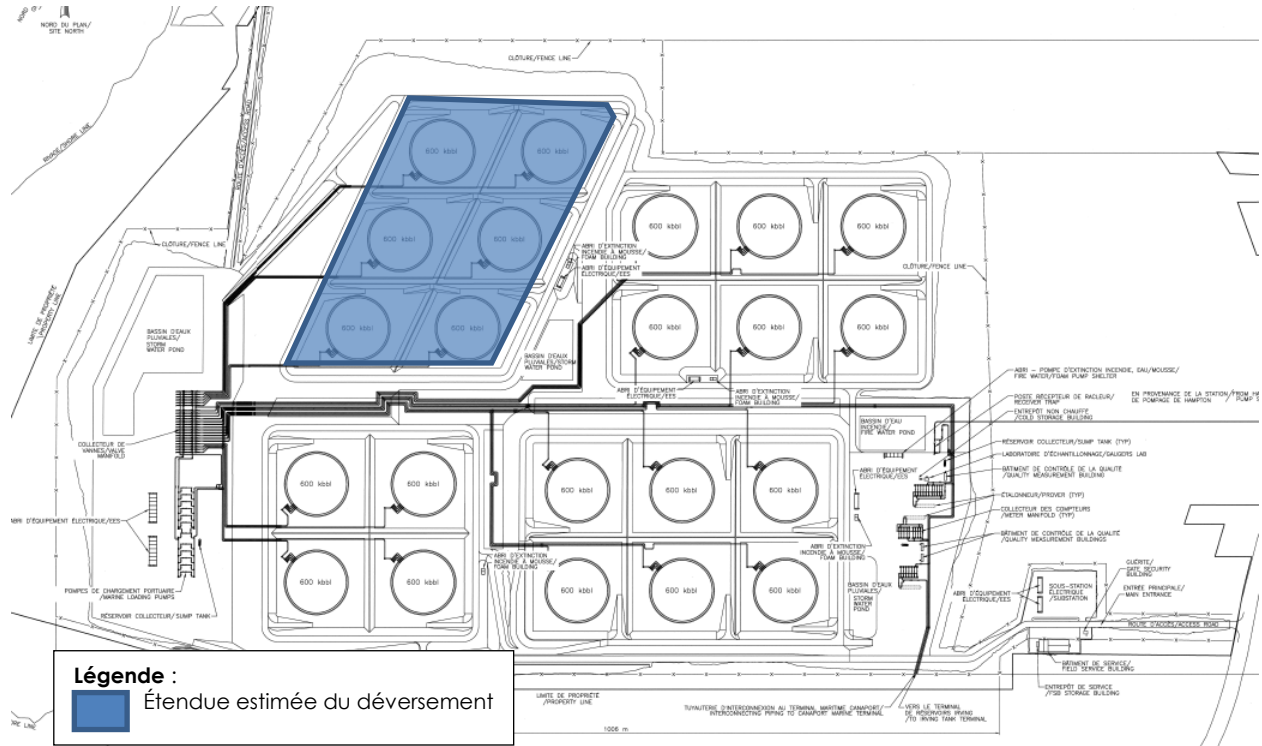


Figure 3.3 : Déversement et incendie dans la zone de la digue; source : Rapport de Triox pour les installations.

Triox a évalué les efforts de récupération du pétrole pour ce déversement théorique plausible de la pire éventualité et a confirmé que la quantité de pétrole restante le long du terrain touché était minime à nulle.

## 4.0 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES

### 4.1 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES/LIMITES

Ce volet de l'estimation des scénarios de déversement vise en particulier le coût de réhabilitation environnementale des effets potentiels restants selon les scénarios hypothétiques déterminés par Énergie Est lorsque l'on considère que la phase d'intervention d'urgence est terminée (lorsque la quantité de pétrole libre restante ou de pétrole pouvant être à nouveau mobilisé est minime à nulle). Les portions de l'estimation des scénarios de déversement qui ne sont pas couvertes par la présente portée des travaux comprennent ce qui suit : justification du choix du lieu de déversement et du scénario, production d'une trajectoire de déversement du pétrole et de modèles de comportement, coûts associés à la phase des travaux portant sur les interventions d'urgence, coûts associés à la participation d'organisme de réglementation, coûts



# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

de restauration, et perte de coûts d'exploitation d'Énergie Est ou d'une tierce partie ou tout dommage indirect associé au déversement hypothétique.

L'ensemble des coûts a été calculé en dollars canadiens. Aucun calcul n'a été effectué pour convertir les dépenses des années à venir en valeurs actuelles.

## 4.2 APPROCHE GÉNÉRALE DE RÉHABILITATION

Ci-dessous figurent les options de réhabilitation environnementale qui ont été choisies et dont le coût a été évalué :

- excavation de réhabilitation;
- excavation de réhabilitation partielle suivie d'une analyse des risques.

L'option de l'excavation de réhabilitation suppose que tout le matériel touché peut être excavé. L'option d'excavation de réhabilitation partielle suivie d'une analyse des risques suppose que les milieux touchés ne peuvent ou ne devraient pas tous être excavés en raison de certaines restrictions applicables au site ou aux avantages mis en lumière par une analyse des bénéfices environnementaux nets (consulter la section 3.0); par conséquent, une analyse des risques serait requise pour établir le niveau de contamination pouvant être laissée telle quelle et qui ne devrait pas causer davantage de dommages aux écosystèmes récepteurs existants.

Les principaux éléments du projet associés à l'approche de réhabilitation environnementale comprennent :

1. Caractérisation environnementale du site;
2. Réhabilitation;
3. Dissuasion de la faune;
4. Suivi environnemental à long terme.

Les principaux éléments du projet associés à l'approche de réhabilitation environnementale partielle et d'analyse des risques comprennent :

1. Caractérisation environnementale du site
2. Réhabilitation partielle avec analyse des risques
3. Dissuasion de la faune
4. Suivi environnemental à long terme

## 4.3 COÛTS DIRECTS

Deux catégories principales de coûts (main-d'œuvre et équipement) ont été utilisées pour estimer les coûts directs et sont décrites ci-dessous.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 4.3.1 Main-d'œuvre

Les taux de main-d'œuvre pour les spécialistes environnementaux ont été estimés d'après les normes de l'industrie et les connaissances obtenues auprès des bureaux locaux de Stantec près du site de déversement. On a présumé que le personnel affecté aux travaux travaillerait 12 heures par jour, selon des rotations de dix jours.

L'estimation de la main-d'œuvre requise reposait sur un taux de production par équipe de spécialistes. Par exemple, pour les travaux de caractérisation, il a été estimé qu'une quantité précise de trous de forage ou de puits de surveillance pourraient être réalisés chaque jour. Concernant la réhabilitation, il a été estimé qu'une équipe de quatre spécialistes pourrait de façon conservatrice procéder à l'excavation d'un tonnage donné par jour.

### 4.3.2 Équipement

On a supposé que l'équipement à utiliser pendant la réhabilitation était fourni par les entrepreneurs locaux. Les coûts associés (chargement, transport et élimination de déchets) ont été estimés d'après les connaissances des bureaux locaux de Stantec concernant les tarifs généralement en place au Nouveau-Brunswick. On a supposé que tous les déchets étaient acceptables en tant que déchets solides non dangereux aux installations d'élimination ou d'enfouissement. Les coûts liés au transport routier, à l'excavation et à l'élimination ont été estimés à partir des tarifs donnés par les entrepreneurs locaux comme suit :

- Transport routier : 20 \$ par tonne métrique;
- Excavatrice : 225 \$ l'heure;
- Appareil de forage : 225 \$ l'heure;
- Élimination des sols : 125 \$ par tonne métrique.

Les taux de location de l'équipement ont été basés sur les taux d'équipement standard obtenus grâce aux connaissances de l'industrie par l'intermédiaire des bureaux locaux de Stantec. Les tarifs d'exploitation de l'équipement incluent des indemnités pour le carburant, l'entretien, les pièces et les réparations diverses qui sont nécessaires pendant la réhabilitation.

Les logements, la location de véhicules, les indemnités quotidiennes, ainsi que les frais de laboratoire, ont été estimés à l'aide des prix locaux et des taux de laboratoire du marché.

## 4.4 COÛTS INDIRECTS

### 4.4.1 Gestion de projet, de la construction et imprévus

On présume que le programme de réhabilitation qui serait associé aux scénarios hypothétiques ci-dessus sera réalisé en une seule séquence (p. ex., réaliser l'excavation en une seule fois au lieu de procéder à multiples excavations mineures); ainsi, la gestion nécessiterait un gestionnaire de projet à temps plein, un responsable sur le terrain et un coordonnateur en logistique pendant

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

toute la durée des travaux de réhabilitation. De plus, une réserve pour imprévus de 25 % a été ajoutée aux coûts estimés afin de tenir compte d'éléments non envisagés.

### 4.4.2 Mobilisation/démobilisation

En fonction de l'emplacement des scénarios de déversement hypothétique déterminés, on a présumé que le matériel et les fournitures seraient obtenus de la collectivité locale. En outre, on a supposé que le personnel de terrain serait mobilisé pour une rotation de dix jours et qu'il serait ensuite démobilisé par la voie des airs (tarif aérien de retour de 1 200 \$). Cette hypothèse a été appliquée seulement aux spécialistes (ouvriers à l'échantillonnage environnemental et superviseurs, professionnels de l'évaluation et spécialistes de la faune); on a supposé qu'ils arriveraient en provenance de bureaux éloignés.

### 4.4.3 Hébergement

On présume que les logements seront établis à l'hôtel local où un tarif estimé de 200 \$ pour une nuit a été utilisé.

## 5.0 SCÉNARIO 1 – DÉVERSEMENT DE PÉTROLE DANS L'AIRE DE TRAITEMENT ET LE CORRIDOR DU PIPELINE

### 5.1 HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO

#### 5.1.1 Travail de caractérisation du site

Le travail de caractérisation du site dans le cadre de la phase de réhabilitation du scénario 1 comprend la portée des travaux pour les éléments suivants :

- programme de forage du périmètre et installation des puits;
- programme de forage intérieur et installation des puits;
- suivi et échantillonnage des eaux souterraines;
- échantillonnage des sédiments;
- échantillonnage des eaux de surface.

Le taux global pour le forage et l'installation des puits de suivi a été estimé pour deux à quatre puits par jour pour une équipe de deux personnes, en fonction de l'emplacement des puits (puits intérieurs ou puits du périmètre), pour un total de 24 puits de suivi. On a supposé que trois échantillons de sols par emplacement de forage seraient envoyés pour analyse en laboratoire en fonction des observations sur le terrain.

Avant de procéder au forage, on réaliserait une hydro-aspiration de chaque emplacement d'échantillonnage pour confirmer la présence ou l'absence de services souterrains.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

On a supposé que le travail d'évaluation des eaux souterraines comprendrait la purge, le suivi et l'échantillonnage de six puits de surveillance par jour, pour une équipe de deux personnes, pour un total de 24 puits de surveillance.

Comme le scénario inclut la superficie au sol du bassin des eaux pluviales des installations et les fossés, l'évaluation des eaux de surface et des sédiments a été incluse dans la portée de l'estimation. On a supposé que le travail d'évaluation pour le programme d'échantillonnage des eaux de surface et des sédiments comprendrait deux jours de reconnaissance du site et d'échantillonnage le long des fossés potentiellement touchés et dans le bassin des eaux pluviales potentiellement touché, et que ce travail serait réalisé par deux personnes.

### 5.1.2 Réhabilitation environnementale

Ci-dessous figurent les options de réhabilitation environnementale qui ont été choisies et dont le coût a été évalué :

- excavation de réhabilitation;
- excavation de réhabilitation partielle (enlèvement de 50 % des sols touchés) et analyse des risques.

Les volumes d'excavation pour les excavations de réhabilitation ont été estimés en fonction de la superficie totale contaminée fournie par Triox, en supposant une profondeur de contamination de 0,3 m, et un taux d'excavation de 600 tonnes métriques par jour. On a estimé que la profondeur d'excavation correspondrait à l'épaisseur minimale pouvant être enlevée par un équipement mécanisé. D'après le rapport de Triox sur les installations (page 9), on a estimé que le pétrole déversé serait récupéré en moins de dix jours. En supposant que le pétrole déversé couvrirait la zone touchée de façon égale, la couche de pétrole en cause aurait moins de 5 cm d'épaisseur (4 600 m<sup>3</sup> sur 120 000 m<sup>2</sup>). En supposant pour le pétrole une conductivité hydraulique verticale à travers le granulat de surface constitué de pierre calcaire concassée compactée de  $5 \times 10^{-7}$  m/s (en supposant une viscosité du pétrole brut 100 fois supérieure à celle de l'eau), et en utilisant une pression hydraulique conservatrice générée par une couche de pétrole de 90 cm (18 fois supérieure à la couche supposée de pétrole déversé), on a calculé un taux de pénétration théorique maximal de 0,25 m. Ce calcul a confirmé que l'épaisseur sélectionnée de 0,3 m était suffisante.

La densité de la grille d'échantillonnage de confirmation des sols a été calculée en supposant que 1 % de la zone totale excavée était échantillonnée de nouveau. Aucun coût pour le remblai des zones excavées n'a été inclus dans les estimations. On a supposé que les installations nécessiteraient une reconstruction des infrastructures et que ce coût serait couvert à cette étape.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 5.1.3 Dissuasion de la faune

Les activités de dissuasion de la faune devraient être exécutées sur 15 jours par 7 personnes dans le cadre des scénarios de caractérisation, d'excavation de réhabilitation et d'analyse des risques. Bien que le déversement hypothétique ait été modélisé selon un confinement à l'intérieur de la clôture du terminal, on a supposé que le travail de caractérisation et de réhabilitation nécessiterait des zones de stockage à l'extérieur du site. L'estimation du degré d'effort est basée sur les renseignements fournis par Focus Wildlife International.

Les mesures de capture et de réhabilitation de la faune ont été incluses dans la phase de réponse d'urgence des scénarios établis par Triox. Les activités de capture de la faune n'ont pas été incluses par Stantec dans le cadre de la phase de réhabilitation, car on a supposé qu'il ne resterait qu'une quantité minime à nulle de pétrole durant la phase de réhabilitation du programme, ce qui réduit la probabilité de souiller la faune. Un programme de dissuasion est inclus pour réduire davantage le risque de rencontrer des espèces fauniques pendant la réalisation des travaux de réhabilitation ou de caractérisation.

### 5.1.4 Suivi à long terme

Pour ce qui est du scénario de réhabilitation et d'analyse des risques, un suivi à long terme a été estimé en évaluant les coûts qui pourraient être associés à l'échantillonnage semestriel de l'eau de surface, pendant une période de deux ans. Le taux de production a été estimé à six puits de surveillance par jour pour des équipes composées de quatre personnes. En outre, un rapport de suivi annuel a été estimé à 50 000 dollars.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 5.2 ESTIMATION DES COÛTS

Les tableaux suivants résument les coûts estimés en vertu du scénario de réhabilitation et du scénario de réhabilitation avec analyse des risques.

**Tableau 5.1 – Scénario 1 – Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports	0,4M \$
2	Caractérisation	0,2M \$
3	Réhabilitation environnementale	10,1M \$
4	Dissuasion de la faune	0,4M \$
5	Suivi (deux ans)	0,4M \$
Imprévus	Présumés à 25 % des coûts estimés	2,9M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>14,4M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

**Tableau 5.2 — Scénario 1 – Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation partielle avec analyse des risques**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports	1,2M \$
2	Caractérisation	0,2M \$
3	Délimitation	5,1M \$
4	Dissuasion de la faune	0,4M \$
5	Suivi (cinq ans)	1,1M \$
Imprévus	Présumés à 25 % des coûts estimés	2,0M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>10,0M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

## **6.0 SCÉNARIO 2 : DÉVERSEMENT DE PÉTROLE ET INCENDIE DANS LA DIGUE DE RÉSERVOIR**

### **6.1 HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO**

#### **6.1.1 Travail de caractérisation du site**

Le travail de caractérisation du site dans le cadre de la phase de réhabilitation du scénario 2 comprend la portée des travaux pour les éléments suivants :

- programme de forage du périmètre et installation des puits;
- programme de forage intérieur et installation des puits;
- suivi et échantillonnage des eaux souterraines.

Le taux global pour le forage et l'installation des puits de suivi a été estimé pour deux à quatre puits par jour pour une équipe de deux personnes, en fonction de l'emplacement des puits (puits intérieurs ou puits du périmètre), pour un total de 32 puits de surveillance. On a supposé que trois échantillons de sols par emplacement de forage seraient envoyés pour analyse en laboratoire en fonction des observations sur le terrain.

Avant de procéder au forage, on réaliserait une hydro-aspiration de chaque emplacement d'échantillonnage pour confirmer la présence ou l'absence de services souterrains.

On a supposé que le travail d'évaluation des eaux souterraines comprendrait la purge, le suivi et l'échantillonnage de six puits de surveillance par jour, pour une équipe de deux personnes, pour un total de 32 puits de surveillance.

#### **6.1.2 Réhabilitation environnementale**

Ci-dessous figurent les options de réhabilitation qui ont été choisies et dont le coût a été évalué :

- excavation de réhabilitation;
- excavation de réhabilitation partielle (enlèvement de 50 % des sols touchés) et analyse des risques.

Les volumes d'excavation ont été estimés en fonction de la superficie totale de contamination fournie par Triox, en supposant une profondeur de contamination de 0,5 m, et un taux d'excavation de 600 tonnes métriques par jour. On a estimé que la profondeur d'excavation correspondrait à celle du revêtement étanche installé à la base du groupe de réservoirs. Stantec a estimé cette profondeur à 0,5 m. Stantec a supposé que le revêtement aurait besoin d'être exposé et inspecté ou remplacé en raison de l'incendie.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

La densité de la grille d'échantillonnage de confirmation des sols a été calculée en supposant que 1 % de la zone totale excavée était rééchantillonnée. Aucun coût pour le remplissage des zones excavées n'a été inclus dans les estimations des coûts. On a supposé que les installations nécessiteraient une reconstruction des infrastructures et que ce coût, de même que le coût du remplacement du revêtement, seraient couverts à cette étape.

### 6.1.3 Dissuasion de la faune

Les activités de dissuasion de la faune devraient être exécutées sur 15 jours par 7 personnes dans le cadre des scénarios de caractérisation, d'excavation de réhabilitation et d'analyse des risques. Bien que le déversement hypothétique ait été modélisé selon un confinement à l'intérieur de la clôture du terminal, on a supposé que le travail de caractérisation et de réhabilitation environnementale nécessiterait des zones de stockage à l'extérieur du site. L'estimation du degré d'effort est basée sur les renseignements fournis par Focus Wildlife International.

Les mesures de capture et de réhabilitation de la faune ont été incluses dans la phase de rétablissement des scénarios établis par Triox. Les activités de capture de la faune n'ont pas été exécutées par Stantec dans le cadre de la phase de réhabilitation, car on a supposé qu'il ne resterait qu'une quantité minimale à nulle de pétrole durant la phase de réhabilitation environnementale du programme, ce qui réduit la probabilité de souiller la faune. Un programme de dissuasion est inclus pour réduire davantage le risque de rencontrer des espèces fauniques pendant la réalisation des travaux de réhabilitation environnementale ou de caractérisation.

### 6.1.4 Suivi à long terme

Un suivi à long terme a été estimé en évaluant les coûts qui pourraient être associés à l'échantillonnage semestriel de l'eau de surface, pendant une période de deux ans dans le cas du scénario de réhabilitation, et pendant une période de cinq ans dans le cas du scénario de réhabilitation partielle avec analyse des risques. Le taux de production a été estimé à six puits de surveillance par jour pour des équipes composées de quatre personnes. En outre, un rapport de surveillance annuelle a été estimé à 50 000 dollars.



# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 6.2 ESTIMATION DES COÛTS

Tableau 6.1 – Scénario 2 – Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports	0,5M \$
2	Caractérisation	0,3M \$
3	Réhabilitation	10,9M \$
4	Dissuasion de la faune	0,4M \$
5	Suivi (deux ans)	0,5M \$
Imprévis	Présumés à 25 % des coûts estimés	3,1M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>15,7M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

Tableau 6.2 — Scénario 2 – Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation avec analyse des risques

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports	1,2M \$
2	Caractérisation	0,3M \$
3	Délimitation	5,4M \$
4	Dissuasion de la faune	0,4M \$
5	Suivi (cinq ans)	1,2M \$
Imprévis	Présumés à 25 % des coûts estimés	2,1M \$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>10,6M \$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 7.0 SOMMAIRE DES COÛTS, SCÉNARIOS POUR LES INSTALLATIONS

Les tableaux suivants résument les coûts estimés pour les deux scénarios de déversement, en vertu de l'option de réhabilitation et de l'option de réhabilitation partielle avec analyse des risques. Dans les deux scénarios de déversement, les options d'évaluation de la réhabilitation sont plus coûteuses que les options de réhabilitation partielle avec analyse des risques en raison des coûts élevés d'excavation, de transport et d'élimination des déchets contaminés (sol, sédiments, végétation, etc.).

**Tableau 7.1 – Résumé de l'estimation des coûts – Scénarios 1 et 2**

<b>Scénario 1</b>	Déversement de pétrole dans l'aire de traitement et le corridor du pipeline	Réhabilitation	14,4 M\$
<b>Scénario 1</b>	Déversement de pétrole dans l'aire de traitement et le corridor du pipeline	Réhabilitation partielle avec analyse des risques	10,0 M\$
<b>Scénario 2</b>	Déversement de pétrole et incendie dans la digue de réservoir	Réhabilitation	15,7 M\$
<b>Scénario 2</b>	Déversement de pétrole et incendie dans la digue de réservoir	Réhabilitation partielle avec analyse des risques	10,6 M\$

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DANS LES INSTALLATIONS – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 8.0 LIMITATIONS

Le présent rapport documente le travail effectué conformément aux pratiques professionnelles généralement reconnues concernant l'évaluation de scénarios hypothétiques pour lesquels les services seraient fournis. Toutes les estimations des scénarios se limitent aux hypothèses avancées et décrites dans le document. L'établissement de prix unitaires et les estimations du degré d'effort ont été basés sur les renseignements publiés auxquels s'ajoutent les connaissances de Stantec au sujet de l'industrie locale. Aucune autre déclaration ou garantie n'est donnée concernant l'exactitude ou l'exhaustivité des méthodes proposées contenues dans le présent rapport; aucune assurance n'est fournie stipulant que ce travail a mis au jour toutes les responsabilités potentielles associées aux scénarios de déversement.

Les hypothèses et estimations du présent rapport valent uniquement pour la portée des travaux et la méthode de travail proposées. Le présent rapport ne doit pas être interprété comme constituant un avis juridique.

Il a été préparé pour l'utilisation exclusive d'Énergie Est et toute utilisation par une tierce partie est interdite. Stantec n'assume aucune responsabilité pour les pertes, dommages, obligations ou réclamations de quelque nature que ce soit découlant de l'utilisation du présent rapport par une tierce partie.

## **Annexe Vol 1-7**

# **Études sur les risques relatifs au terminal maritime Canaport d'Énergie Est**

ÉTUDES SUR LES RISQUES RELATIFS AU TERMINAL MARITIME  
CANAPORT ÉNERGIE EST

# Rapport sur l'étude du Termopol : Évaluation des risques de l'élément 3.15

Det Norske Veritas (U.S.A.), Inc.

**Rapport n°** : 2014-9452014-9454, rév. 6

**Document n°** : PP136750 1-8RSPA3

**Date** : Le 11 novembre 2015

---

---

---

Titre du projet : Études sur les risques relatifs au terminal maritime Det Norske Veritas (U.S.A.), Inc.  
Canaport Énergie Est Oil & Gas

Titre du rapport : Rapport sur l'étude du Termpol : Évaluation des Risk Advisory Services  
risques de l'élément 3.15 1400 Ravello Dr

Client : Det Norske Veritas (U.S.A.), Inc., Katy, TX 77449

Personne-ressource : Frederico Allevato United States

Date de publication : Le 11 novembre 2015 Téléphone : +1 281 396 1000

Projet n° : PP136750

Unité organisationnelle : Risk Advisory Services

Rapport n° : 2014-9452014-9454, rév. 6

Document n° : PP136750 1-8RSPA3

---

Tâche et objectif :

---

Préparé par :

Vérifié par :

Approuvé par :

---

Frederico Allevato  
Expert-conseil supérieur

Hamed Hamedifar, Ph. D.  
Expert-conseil supérieur

Cheryl Stahl  
Experte-conseil supérieure principale

- 
- Distribution libre (interne et externe)
- Distribution libre au sein de DNV GL
- Distribution limitée au sein de DNV GL après trois ans
- Aucune distribution (confidentiel)
- Secret

Mots clés :

Risque associé aux terminaux maritimes, risque de déversement de pétrole brut, fréquence des accidents, terminal maritime Canaport Énergie Est

---


***Les renvois à une partie du présent rapport qui peuvent donner lieu à une fausse interprétation ne sont pas permis. Le présent rapport a été rédigé en anglais. La version anglaise fait foi, et DNV GL n'est pas responsable des traductions, y compris la traduction française. DNV GL convient de fournir une copie du présent rapport en format Word, à condition que la version Word ne soit utilisée qu'aux fins de traduction et ne soit pas distribuée à d'autres personnes que les traducteurs.***

Rév. n°	Date	Raison de l'édition	Préparé par	Vérifié par	Approuvé par
6	2015-11-11	Troisième édition révisée en fonction des commentaires des services juridiques	AUTOMNE	HHAM	CSTA
5	2015-08-28	Troisième édition révisée en fonction de la troisième ronde de commentaires	AUTOMNE	HHAM	CSTA
4	2015-08-14	Troisième édition révisée en fonction de la deuxième ronde de commentaires	AUTOMNE	HHAM	CSTA
3	2015-07-28	Troisième édition révisée en fonction des commentaires	AUTOMNE	HHAM	CSTA
3	2015-07-08	Troisième édition	AUTOMNE	HHAM	CSTA
2	2015-02-15	Révisé en fonction des commentaires	HHAM	ASPH	BNIL
2	2014-10-30	Révisé en fonction des commentaires	HHAM	ASPH	BNIL
1	2014-10-17	Deuxième édition	MMATU	ASPH	BNIL
0	2014-08-26	Première édition	GGUNA	HHAM	ASPH

## Table des matières

1	INTRODUCTION.....	5
1.1	Objectif	5
1.2	Abréviations et unités de mesure	6
1.3	Organisation du rapport	8
2	MÉTHODE – RISQUES POUR LA NAVIGATION.....	9
2.1	Aperçu de la portée	9
2.2	Description du modèle pour les risques relatifs à la navigation	9
2.3	Description des estimations détaillées des volumes des déversements de pétrole brut	13
3	DÉFINITION DU SYSTÈME .....	14
3.1	Description de la route	14
3.2	Pilotage, soutien et escorte des navires	15
3.3	Spécifications relatives aux pétroliers	19
3.4	Spécifications du terminal	22
3.5	Données environnementales	27
4	DÉTERMINATION DU DANGER .....	30
5	CIRCULATION DE NAVIRES .....	31
5.1	Analyse de la circulation et statistiques	31
5.2	Utilisation des données du SIA et configuration du trafic selon le modèle du MARCS	37
6	MESURES DE MAÎTRISE DES RISQUES PRISES EN COMPTE DANS L'ANALYSE.....	39
6.1	Effet des mesures de maîtrise des risques mises en œuvre dans le MARCS	40
7	ÉVALUATION DE LA FRÉQUENCE DES ACCIDENTS DE MANUTENTION DE CARGAISON ET DE TRANSPORT MARITIME .....	52
7.1	Fréquence totale des accidents de transport maritime	53
7.2	Fréquence des déversements de marchandise dans le cadre du transport maritime	59
7.3	Fréquence des déversements de marchandise dans le cadre des activités de transfert de marchandise	66
7.4	Analyse de la fréquence des collisions avec la jetée sur chevalets	69
7.5	Fréquence d'incendie et d'explosion lors des activités de chargement	78
8	ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES .....	81
8.1	Méthode conditionnelle pour les déversements de pétrole brut et hypothèses concernant le transport maritime	81
8.2	Probabilités conditionnelles et volumes de déversement de pétrole brut	83
8.3	Volume de déversement de pétrole brut survenant lors d'activités de chargement	88
8.4	Volume de déversement de pétrole brut survenant lors d'une collision avec la jetée sur chevalets	89
9	RISQUES DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE .....	91
9.1	Risque de déversement de pétrole d'un navire dans le cadre du transport maritime	91
9.2	Risque de déversement de pétrole dans le cadre des activités de transfert de marchandise	100





9.3	Aperçu du risque total	102
10	ATTÉNUATION.....	103
10.1	Recommandations	104
11	CONCLUSION .....	105
12	RÉFÉRENCES.....	108

Annexe A	Description du modèle MARCS
Annexe B	Atelier de détermination du danger
Annexe C	Efficacité des activités d'atténuation des risques

## RÉSUMÉ


TransCanada Pipelines Ltd. (TCPL) propose de construire et d'exploiter un réseau de pipelines pour le transport du pétrole brut des producteurs de l'Ouest jusqu'aux raffineries et aux terminaux d'exportation de l'Est du Canada. La présente évaluation des risques porte sur une partie du réseau proposé par TransCanada, un nouveau terminal au Nouveau-Brunswick, le terminal maritime Canaport Énergie Est (ci-après appelé le « projet »). Le terminal maritime sera situé sur la côte ouest de la baie de Fundy, au sud-est de la ville et du port de Saint John, et au sud-ouest de la pointe Mispéc, au Nouveau-Brunswick. Le présent rapport décrit une évaluation des risques visant à estimer deux types de risques, soit les risques de déversement durant le chargement du pétrole à bord des pétroliers et les risques de collision et d'échouement de navires au terminal maritime Canaport Énergie Est. La présente étude a été réalisée en conformité avec le Code de processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement (TERMPOL) du Canada.

Les dangers et les risques relatifs à la route empruntée par les pétroliers en provenance ou à destination du terminal maritime Canaport Énergie Est sont réduits au minimum et atténués par les mesures de maîtrise des risques mises en œuvre. Les mesures de maîtrise des risques continueront de réduire la fréquence des situations critiques (p. ex., le dispositif de séparation du trafic diminuera la fréquence des rencontres, la situation critique associée aux collisions) et réduiront la probabilité d'accidents dans une situation critique donnée (p. ex., le pilotage réduira la probabilité de collision en cas de rencontre). Les mesures d'atténuation des risques suivantes ont été prises en compte dans le cadre de l'évaluation des risques : Services de trafic maritime, pilotage, appareils portables des pilotes, affichage de carte électronique et système d'information, cartes électroniques de navigation et remorqueurs d'escorte (attachés ou non).

On a effectué une évaluation de la fréquence pour les navires qui circulent dans les environs du terminal, à destination ou en provenance de celui-ci. L'évaluation tient compte des mesures d'atténuation des risques et comprend une analyse de la fréquence des accidents pour chaque cas. On a évalué la fréquence des accidents au moyen du modèle MARCS et l'on a calculé celle-ci pour les collisions, les échouements moteurs allumés et les échouements moteurs éteints, les défaillances structurelles et les incendies et les explosions. On s'est ensuite servi de la fréquence des accidents calculée selon le modèle MARCS pour calculer la fréquence annuelle des accidents qui entraînent une défaillance de confinement.

Cette méthode donne une représentation précise du site du projet en fournissant une évaluation des défaillances de confinement propre au site et aux navires. L'effet final de cette méthode est une réduction de la fréquence des défaillances de confinement par rapport à la fréquence des accidents. Cette réduction est avant tout attribuable aux facteurs suivants :

- Scénarios de collision : Les calculs de fréquence des défaillances de confinement sont fondés sur l'énergie et tiennent compte de la force d'impact des collisions en fonction des spécifications relatives aux navires du projet et aux navires qui circulent dans la zone d'étude.
- Scénarios d'échouement : Les calculs de fréquence des défaillances de confinement tiennent compte des conditions bathymétriques propres au site. Le manque relatif de fonds dur dans la



zone d'étude entraîne une réduction de la probabilité de défaillances de confinement en cas d'échouement.

Les fréquences totales des accidents sur la route de navigation ont été catégorisées en fonction du type de navire et de la nature des marchandises transportées vers le terminal et depuis celui-ci. La fréquence annuelle totale des accidents de transport maritime le long de la route de navigation principale (ce qui exclut la route vers et depuis les aires de mouillage) est de  $4,8 \times 10^{-2}$  pour tous les pétroliers associés au terminal maritime Canaport Énergie Est. On estime que les accidents qui ne concernent que les pétroliers lestés en route vers le terminal maritime Canaport Énergie Est se produisent  $4,2 \times 10^{-2}$  fois par année. On estime que les accidents qui touchent les pétroliers transportant du pétrole brut se produisent  $6,6 \times 10^{-3}$  fois par année.

La fréquence totale des déversements pour les pétroliers en provenance du terminal maritime Canaport Énergie Est sur la route de navigation est de  $2,8 \times 10^{-4}$  déversements de pétrole brut par année. À l'instar de la fréquence des accidents relatifs aux pétroliers en provenance du terminal maritime Canaport Énergie Est, les échouements moteurs éteints représentent le principal type d'accident qui entraîne des déversements de pétrole brut, avec une fréquence de  $1,4 \times 10^{-4}$  déversements par année.

La fréquence totale des déversements pour les pétroliers à quai et en mouillage au terminal maritime Canaport Énergie Est est de  $1,6 \times 10^{-4}$  déversements de pétrole brut par année. Pour ces scénarios, les échouements moteurs allumés ( $8,3 \times 10^{-5}$ ) et les collisions à quai et en mouillage ( $7,8 \times 10^{-5}$ ) sont les principaux types d'accidents qui entraînent des déversements de pétrole brut.

On a aussi évalué le risque de déversement dans le cadre du chargement. On a déterminé que la fréquence annuelle de ce type d'événement s'élevait à  $2,1 \times 10^{-3}$ , et que le pire volume crédible de déversement était de  $43 \text{ m}^3$ .

Enfin, l'évaluation vise aussi en partie à estimer le risque de collision entre les navires et la jetée sur chevalets du terminal maritime Canaport Énergie Est entraînant l'effondrement de cette dernière. On a déterminé que la fréquence annuelle de ce type d'événement s'élevait à  $7,23 \times 10^{-5}$ , et que le pire volume crédible de déversement était de  $1\,786 \text{ m}^3$ .

On estime que le pire volume crédible de déversement pour les accidents concernant le transport maritime est de  $10\,595 \text{ m}^3$ . Il s'agit de la moyenne pour tous les volumes pondérée selon la fréquence des défaillances de confinement pour les autres types de navires et d'accidents.

# 1 INTRODUCTION

TransCanada a embauché DNV GL pour la réalisation d'une étude sur les risques relatifs au chargement et au transport maritime associés au terminal maritime Canaport Énergie Est (le projet) en conformité avec le Code TERMPOL. Le projet comprend un terminal maritime d'exportation de pétrole situé sur la côte ouest de la baie de Fundy, au sud-est de la ville et du port de Saint John, et au sud-ouest de la pointe Mispec, au Nouveau-Brunswick.

## 1.1 Objectif

Le présent rapport décrit l'analyse de risque quantitative du transport maritime effectuée dans le cadre du processus d'examen TERMPOL pour TransCanada.

Le Code TERMPOL 2001<sup>1</sup> recommande l'examen de la probabilité que certains événements se produisent en route vers le terminal maritime et depuis celui-ci, ainsi que durant le transfert au terminal maritime, ainsi que la probabilité qu'un événement entraînant le déversement accidentel de marchandises dangereuses ou polluantes se produise. Le présent rapport remplit les conditions d'évaluation grâce à l'examen des points suivants :

- Les conditions environnementales et les dangers potentiels au terminal maritime Canaport Énergie Est et le long de la route que les pétroliers Canaport suivent pour se rendre au terminal maritime Canaport Énergie Est et en partir.
- La fréquence, la conséquence et le risque de déversement de pétrole en route vers le terminal maritime Canaport Énergie Est ou depuis celui-ci.
- La fréquence, la conséquence et le risque de déversement de pétrole dans le cadre des activités de chargement.

---

<sup>1</sup> L'étude était fondée sur le Code TERMPOL 2001, qui était la seule version disponible au début de l'étude. Cependant, DNV GL est au fait de la publication du Code TERMPOL 2014 et s'est assuré que l'élément 3.13 de celui-ci correspond à la méthode qu'elle a suivie pour l'élément 3.15.

## 1.2 Abréviations et unités de mesure

### Abréviations

AA	Arrêt automatique
AASHTO	American Association of State Highway and Transportation Officials
ACDS	Advisory Committee on Dangerous Substances
ACNA	Aides conventionnelles à la navigation améliorées
AIDNAV	Aides à la navigation
ALARP	Le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre
ALERT	Atlantic Emergency Response Team
APP	Appareils portables des pilotes
ARQ	Analyse de risque quantitative
CNÉ	Carte de navigation électronique
CPA	Point de rapprochement maximal
CPMM	Comité de la protection du milieu marin
CSA	Association canadienne de normalisation
DD	Détermination du danger
DGPS	Système de géolocalisation GPS différentiel
DNC	Diamètre nominal de la conduite
DST	Dispositif de séparation du trafic
ÉOR	Évaluation officielle des risques
FIR	Facteurs qui influent sur le rendement
GPS	Système de géolocalisation GPS
M&N	Moffatt & Nichol
MARCS	Système de calcul des risques d'accidents marins
MARPOL	Convention internationale pour la prévention de la pollution par les navires
NAPA	Naval Architecture Package
OMI	Organisation maritime internationale
PAT	Programme d'acceptation du terminal
RR	Raccords rapides (enclenchement et désengagement)
SAFECO I et II	Safety of Shipping in Coastal Waters (sécurité du transport de marchandises dans les eaux côtières)
SCTM	Services de communications et de trafic maritimes, un terme utilisé par la Garde côtière canadienne pour désigner le Service du trafic maritime (STM)

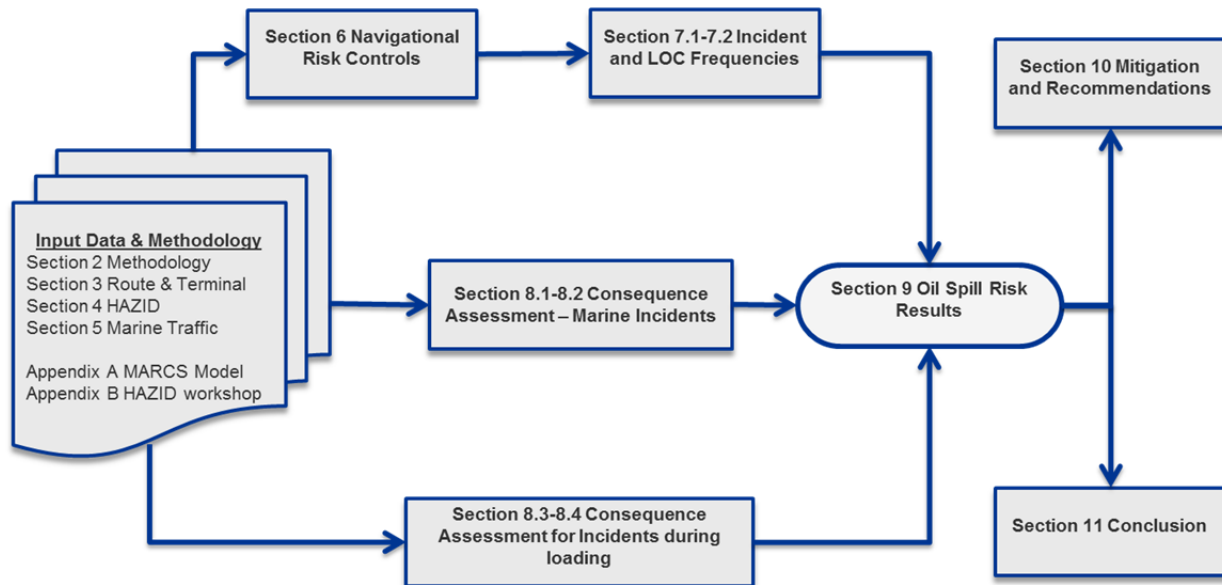
## Abréviations

SEVCM	Système électronique de visualisation des cartes marines
SIA	Système d'identification automatique
SIMEC	Société d'intervention Maritime, Est du Canada
SIVA	Système d'identification virtuel automatique
SOLAS	Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer
SOT	Service d'organisation du trafic
SPMS	Système d'amarrage en un point unique
STM	Service du trafic maritime, un terme général utilisé pour parler des Services de communications et de trafic maritimes de la Garde côtière canadienne
SVCM	Système de visualisation des cartes matricielles
TCPA	Instant de la plus courte distance de passage
TCPL	TransCanada Pipelines Limited
TERMPOL	Code de processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement
TGTB	Très gros transporteur de brut
TMCÉE	Terminal maritime Canaport Énergie Est
WCMRC	Western Canada Marine Response Corporation

## UNITÉS

an	Année
b	Baril
kt	Nœud (milles nautiques à l'heure)
m	Mètre
m/s	Mètres par seconde
m <sup>3</sup>	Mètre cube
min	Minute
nm	Mille marin
tpl	Tonne de port en lourd

### 1.3 Organisation du rapport



Le chapitre 2 contient une brève méthode utilisée pour l'analyse de risque quantitative, et l'annexe A fournit une description détaillée du modèle suivi pour les risques relatifs à la navigation. Le chapitre 3 décrit les routes empruntées par les pétroliers, les procédures d'amarrage et les principales caractéristiques des pétroliers. En outre, on y présente les données météo-ocean (données météorologiques et données actuelles) et les données environnementales utilisées dans le cadre de l'évaluation des risques.

Dans le chapitre 4 de l'analyse de risque quantitative, on présente les risques pour les pétroliers qui circulent dans les eaux depuis la fin du dispositif de séparation du trafic (DST) jusqu'au terminal (zone d'étude) et qui transfèrent des marchandises au terminal proposé. La connaissance locale des dangers potentiels a été incorporée dans le cadre d'un atelier de détermination du danger (inclut dans l'annexe B). Le chapitre 5 fournit de l'information sur les données sur le trafic, et le chapitre 6 traite des mesures de maîtrise des risques prises en considération dans le modèle. Dans le chapitre 7, on évalue la probabilité d'accidents maritimes durant les déplacements au moyen du système de calcul des risques d'accident marins (MARCS), ainsi que la fréquence des déversements durant le transport maritime et les activités de chargement, et lors de collisions avec la jetée sur chevalets. Dans le chapitre 8, on passe en revue les conséquences probables des accidents, ce qui comprend des estimations des volumes associés au risque de pire scénario de déversement crédible. On définit les conséquences comme étant les dommages pouvant être causés aux pétroliers ou au terminal maritime, ainsi que le volume de pétrole qui peut être déversé. Les risques de pire scénario de déversement crédible durant le transport et le transfert de marchandises sont évalués au chapitre 9. Le chapitre 10 fournit une description des mesures d'atténuation possibles en fonction du résultat de l'analyse. On trouve la conclusion de l'étude au chapitre 11.

## 2 MÉTHODE – RISQUES POUR LA NAVIGATION

Dans le présent chapitre, vous trouverez une description de la méthode employée pour déterminer les risques pour le transport maritime. La méthode employée pour déterminer les risques associés aux activités de chargement et aux collisions avec la jetée sur chevalets est présentée au chapitre 7. Le but de l'analyse de risque quantitative associée au transport et de l'analyse de risque quantitative associée aux sites de transbordement est de quantifier le risque de déversement pétrolier que présentent les aspects du projet relatifs au transport maritime. La méthode d'analyse de risque quantitative comprend les étapes suivantes :

1. Détermination du danger;
2. Analyse de la configuration du trafic;
3. Modélisation de la fréquence des accidents de transport;
4. Évaluation probabiliste de la défaillance de confinement en cas d'accident;
5. Modélisation du volume des fuites d'hydrocarbures;
6. Évaluation des risques.

### 2.1 Aperçu de la portée

L'analyse de risque quantitative vise à évaluer de manière quantitative les risques que présente le projet. Les fréquences d'accidents sont estimées pour les pétroliers lestés et les pétroliers chargés. Les fréquences d'accidents entraînant des déversements ne sont estimées qu'en fonction de la fréquence d'accidents impliquant des pétroliers chargés. On a aussi évalué le risque de déversement dans le cadre des activités de transfert au terminal. Il faut en tenir compte lorsqu'on lit les résultats (c'est-à-dire que les divers pourcentages de contribution à la fréquence et au risque lorsqu'on parle de risque de déversement ne tiennent compte que des pétroliers chargés qui sont associés au projet et du transfert de marchandises). Les pétroliers associés au projet sont décrits comme appartenant à trois catégories de navires dans l'analyse de risque quantitative : Aframax, Suezmax et TGTB. (Réf. /1/)

### 2.2 Description du modèle pour les risques relatifs à la navigation

#### 2.2.1 Fréquence des accidents selon le modèle MARCS

Le transport maritime conventionnel comporte des avantages économiques et des risques d'accident de navires, qui peuvent avoir des conséquences sur le plan de la sécurité et de l'environnement. Les données historiques sur les accidents navals portent à croire que la plupart des pertes subies dans le cadre du transport de marchandises en eaux libres (à l'exception des pertes liées aux guerres et aux pirates) peuvent être classées dans l'un des scénarios généraux d'accidents suivants :

- Collisions entre navires;
- Échouements moteurs allumés (échouements qui ont lieu pendant que les moteurs du navire sont en marche);



- Échouements moteurs éteints (échouements qui ont lieu pendant que les moteurs du navire sont en panne);
- Défaillances structurelles et naufrages en route;
- Incendies et explosions en route;
- Collision entre un navire et une structure fixe.

Ces grandes catégories d'accidents ont été définies dans le cadre d'exercices de détermination du danger de haut niveau associés au transport maritime et s'appliquent à la plupart des systèmes de transport maritime.

Le modèle d'évaluation des risques utilisé pour l'analyse s'appelle « système de calcul des risques d'accidents marins » (MARCS). Vous trouverez une description détaillée du modèle du MARCS à l'annexe A. DNV GL a mis au point le modèle du MARCS en appui à ses services-conseils d'évaluation des risques associés au transport maritime. Le modèle du MARCS a été utilisé pour la première fois dans les années 1990 et est utilisé sans interruption depuis. Le modèle du MARCS combine des données sur le transport de marchandises (p. ex., les types et les tailles de navires, les routes, les fréquences des passages, etc.) et des données décrivant le milieu marin (p. ex., la visibilité, le vent, l'état de la mer, etc.) et les aspects opérationnels des activités de transport de marchandises (p. ex., pilotage, remorqueurs d'escorte, etc.) pour prédire la fréquence des accidents de navigation.


## 2.2.2 Fréquence des défaillances du confinement

On se sert de la fréquence des accidents calculée selon le modèle du MARCS pour calculer la fréquence annuelle des accidents qui entraînent une défaillance de confinement. La méthode décrite ci-dessous permet d'obtenir une évaluation des défaillances de confinement propres aux sites et aux navires. L'effet final de cette méthode est une réduction de la fréquence des défaillances de confinement par rapport à la fréquence des accidents. Cette réduction est principalement attribuable aux facteurs suivants :

- Scénarios de collision : Les calculs de fréquence des défaillances de confinement sont fondés sur l'énergie et tiennent compte de la force d'impact des collisions en fonction des spécifications relatives aux navires du projet et aux navires qui circulent dans la zone d'étude.
- Scénarios d'échouement : Les calculs de fréquence des défaillances de confinement tiennent compte des conditions bathymétriques propres au site. Le manque relatif de fonds dur dans la zone d'étude entraîne une réduction de la probabilité de défaillances de confinement en cas d'échouement.

### **Probabilité conditionnelle de déversement en cas de collision**

Pour calculer la probabilité conditionnelle de déversement en cas de collision, il faut d'abord déterminer la quantité d'énergie requise pour causer des dommages importants lors d'une collision. Pour estimer l'énergie d'une collision, on utilise de l'information sur la masse et la vitesse relative des navires afin d'estimer la quantité d'énergie impliquée dans la collision et dans la déformation des navires causant un déversement de pétrole dans l'environnement. On fait varier la vitesse des navires qui entrent en collision de manière à tenir compte des différences de vitesse potentielle des navires. On utilise aussi l'angle de choc de chaque accident pour estimer l'énergie de collision.



On estime la profondeur du renforcement en fonction de l'énergie de collision. L'étude de DNV GL sur les renforcements qui peuvent entraîner la perforation de la citerne de pétrole a révélé qu'un renforcement d'une profondeur inférieure à la distance entre la coque extérieure et la coque intérieure peut causer une perforation. En s'appuyant sur la modélisation par éléments finis, DNV GL a déterminé que le matériau de résistance entre la coque extérieure et la citerne à marchandise peut être enfoncé par l'étrave du navire qui frappe, ce qui cause une accumulation de matériaux qui peuvent pénétrer dans la citerne avant que le navire qui frappe atteigne une profondeur de renforcement égale à la distance entre la coque extérieure et la citerne. Pour la présente étude, DNV GL a établi la profondeur de renforcement critique estimative en fonction des distances minimales entre la citerne à marchandise et l'eau, selon le règlement 19 de la MARPOL I/04. Il s'agit d'une estimation prudente, car un renforcement de cette profondeur n'entraînera pas forcément la perforation de la citerne. On utilise un modèle énergétique pour estimer la profondeur de renforcement en fonction de l'énergie de collision. La conséquence d'une défaillance de confinement d'une citerne de pétrole à la suite d'une collision est calculée pour la zone d'étude.

Lorsqu'on applique les méthodes théoriques aux événements hypothétiques, on émet les grandes hypothèses suivantes :

- 25 % de l'énergie de rupture est appliquée à la déformation du navire qui frappe. On suppose que le reste de l'énergie déforme le pétrolier.
- Les angles de collision de moins de 22,5° ou de plus de 157,5° n'entraînent pas de perforation des citernes de marchandise. L'angle de ces chocs obliques n'est pas suffisamment aigu pour que le pétrolier soit pénétré.
- 30 % de la longueur du pétrolier est inoccupée ou occupée par de l'équipement qui, en cas de choc, n'entraînerait pas de défaillances de confinement des citernes de pétrole. Cette valeur peut varier d'un navire à l'autre, mais il s'agit d'une estimation pour les types de navires utilisés dans la présente étude.
- 60 % des navires qui frappent naviguent à la vitesse moyenne, 20 % naviguent à une vitesse 20 % supérieure à la vitesse moyenne, et 20 % naviguent à une vitesse 20 % inférieure à la vitesse moyenne.

### **Probabilité conditionnelle de déversement en cas d'échouement**

Selon le modèle du MARCS, on calcule séparément la fréquence des échouements moteurs allumés et des échouements moteurs éteints dans les zones peu profondes partout dans la zone d'étude. Le type de substrat du fond marin et du littoral est un des paramètres requis en vertu du modèle du MARCS, tout comme la probabilité de vents violents. La fréquence des échouements moteurs éteints est corrélée à la vitesse du vent en raison de l'augmentation proportionnelle du nombre d'échouements dans des conditions de vents violents, quand la vitesse de dérive est plus importante. La probabilité d'une profondeur de renforcement particulière lors d'un échouement moteurs allumés est également indiquée dans les données historiques. On utilise la distribution des probabilités historique d'une profondeur de renforcement donnée pour estimer la profondeur de renforcement dans la coque.

Selon la probabilité de renforcement de la coque lors d'un échouement, on utilise les données clés suivantes pour évaluer la probabilité de défaillances de confinement d'une citerne de pétrole.

- Fréquence d'échouement selon le MARCS.
- Profondeur critique de renforcement pour le pétrolier à laquelle on suppose que les renforcements plus profonds entraînent une défaillance de confinement. On estime que la profondeur critique de renforcement pour le navire-type est de 80 % de la distance entre la coque intérieure et la coque extérieure.
- La probabilité d'une profondeur de renforcement supérieure à la profondeur critique de renforcement.
- La distribution de la taille des perforations en cas de renforcement critique.

Les résultats du MARCS comprennent la fréquence des échouements moteurs éteints et moteurs allumés pour un pétrolier par cellule de grille. On estime la probabilité qu'un échouement cause un renforcement ouvrant une brèche dans une citerne à marchandise en s'appuyant sur une analyse des données empiriques pour les grands navires. On a appliqué une fonction d'ajustement optimal à une base de données de tous les échouements connus à l'échelle mondiale et de la profondeur de renforcement dans la coque des grands navires d'une longueur entre perpendiculaires (LEP) de plus de 100 m. On a utilisé des navires d'une longueur entre perpendiculaires de plus de 100 m de manière à exclure les petits navires qui ont généralement tendance à présenter de plus petits renforcements. L'inclusion de petits navires déformerait l'analyse en donnant une distribution optimiste de la profondeur des renforcements comparée à la profondeur potentielle des renforcements dans les grands navires. La probabilité que la profondeur de renforcement dépasse la profondeur critique de renforcement est déterminée de manière probabiliste en fonction des données décrites ci-dessus.

Les échouements peuvent avoir lieu sur un fond marin mou ou rocheux. Dans le cas des échouements moteurs éteints sur un fond mou, on suppose que des remorqueurs sont raisonnablement près ou sont escortés, et que le pétrolier est moins susceptible de s'échouer sur le centre longitudinal de sa coque. Les échouements sur le centre longitudinal peuvent exercer de la tension sur la coque et entraîner une défaillance structurale lors des changements de marée, de vents violents ou de fortes vagues. Par conséquent, on suppose que la possibilité qu'un échouement moteurs éteints sur un fond mou cause une défaillance de confinement a une incidence nettement moindre (1/10) sur le risque pour les besoins de la présente étude. Cela s'explique par le fait qu'on suppose qu'un remorqueur sera toujours en mesure d'intervenir et de déloger un pétrolier échoué sur le rivage avant qu'une défaillance de confinement se produise dans la zone d'étude. En raison de la sensibilité de la circulation de pétroliers, on suppose que des navires d'intervention d'urgence prompte ou immédiate sont là pour aider.

### **Fréquence de déversement**

On calcule la fréquence de déversement pour l'ensemble de la zone d'étude. On peut calculer la fréquence de déversement au moyen de l'équation (1). La fréquence de déversement pour un lieu donné peut être estimée à l'aide de l'équation suivante : Pour calculer la fréquence de déversement, on devrait également faire la somme de l'équation pour le secteur d'intérêt.

$$\text{Fréquence des défaillances de confinement}_{x,y} = \sum_{\alpha} (F_{x,y,\alpha} d_{x,y,\alpha}) \quad (1)$$

Où

$F_{x,y,\alpha}$  = fréquence d'un accident type  $\alpha$  aux coordonnées géographiques  $x, y$ .

$d_{x,y,\alpha}$  = probabilité conditionnelle d'un déversement dans le cas d'un accident du type  $\alpha$  au point  $x, y$

## 2.3 Description des estimations détaillées des volumes des déversements de pétrole brut

Les volumes des déversements de pétrole brut et les probabilités connexes sont estimés au moyen d'un modèle différent fondé sur la résolution de l'Organisation maritime internationale (OMI) pour la protection du milieu marin (rés. 122 (2) du Comité pour la protection du milieu marin de l'OMI) en cas de collisions et de déversements. On utilise un progiciel appelé Naval Architecture Package (NAPA) et développé par NAPA Limited pour la modélisation. Le logiciel fait appel à des simulations Monte-Carlo fondées sur des fonctions de distribution des probabilités dictées par l'OMI.

La méthode comporte les trois étapes fondamentales suivantes :

1. Déterminer la probabilité de pénétration de chacune des citernes de pétrole de la longueur du bloc de marchandises pour les dommages latéraux (collisions) et les dommages au fond du navire (échouement);
2. Évaluer la quantité d'hydrocarbures qui devrait s'échapper de chacune des citernes endommagées;
3. Calculer le paramètre de fuite moyenne et le comparer à la valeur maximale acceptable précisée.

### 3 DÉFINITION DU SYSTÈME

L'évaluation pour la navigation (évaluation des risques pour le milieu marin), qui constitue la tâche initiale de l'étude d'évaluation complète des risques, consiste en une description qualitative des données pertinentes pour la circulation des pétroliers vers et depuis le terminal maritime Canaport Énergie Est. Elle comprend des aspects clés comme les renseignements relatifs à la route, les systèmes de navigation, les données météorologiques, la circulation maritime prévue, les spécifications relatives aux navires et le départ du terminal.

#### 3.1 Description de la route

Cette section fournit une description générale de la route de navigation pour les pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est qui naviguent vers et depuis les installations du terminal proposé. Les routes de navigation du reste du trafic ne sont pas décrites, mais les navires tiers sont inclus dans l'évaluation des risques pour la navigation. La description de la route de navigation est fondée sur les renseignements recueillis dans le cadre d'un atelier de détermination du danger animé par DNV GL et sur les cartes de navigation officielles pour la zone (réf. /2/). L'atelier a eu lieu le 25 mars 2014. Les intervenants clés désignés par le groupe de projet du terminal maritime Canaport Énergie Est y ont participé. L'atelier visait à obtenir des renseignements et des précisions sur les principaux dangers associés aux passages des pétroliers dans la zone d'étude. Les renseignements recueillis dans le cadre de l'atelier ont constitué l'ensemble des données utilisées pour l'évaluation pour la navigation.

La Figure 3-1 montre la zone d'étude (encadrée en rouge) qui s'étend du terminal jusqu'au dispositif de séparation du trafic, dans la baie de Fundy. Les routes pour les pétroliers en provenance et à destination du terminal sont représentées par des lignes bleues sur la figure. Les routes en provenance et à destination du terminal maritime Canaport Énergie Est sont les suivantes :

- Les pétroliers naviguent vers le terminal depuis la station extérieure d'embarquement des pilotes;
- Les pétroliers naviguent depuis le terminal vers la station d'embarquement des pilotes.

Sur la route vers le terminal, les pétroliers demeurent sur la route est, du point 5A (la fin de la zone du dispositif de séparation du trafic) jusqu'à la station des pilotes, où les pilotes montent à bord des pétroliers. Une fois que les pilotes sont à bord, les pétroliers continuent sur la voie de navigation est pour entrer par le côté est du terminal. Une fois que le processus de chargements est terminé, les pétroliers quittent par le côté ouest du terminal pour retourner à la station des pilotes, dans la voie de navigation ouest. Les pilotes débarquent du pétrolier à la station des pilotes. La route se poursuit ensuite dans la voie de navigation ouest, vers la route de navigation réservée avec le dispositif de séparation du trafic (point 5B). La route ne comporte aucune limite de dégagement sous la quille (réf. /3/).

En cas de mauvaises conditions météocean, les activités de transfert de marchandises seront interrompues, et le navire passera par la zone de mouillage D et y demeurera par mesure de précaution. Les risques associés aux passages entre le terminal et la zone de mouillage ont été calculés séparément de ceux qui correspondent à la route de navigation principale. Dans la présente étude, on estime, au moyen de simulations dynamiques, qu'il y a 56 escales de navires par année en provenance et à destination de la zone de mouillage (14 Aframax, 35 Suezmax et 7 TGTB).

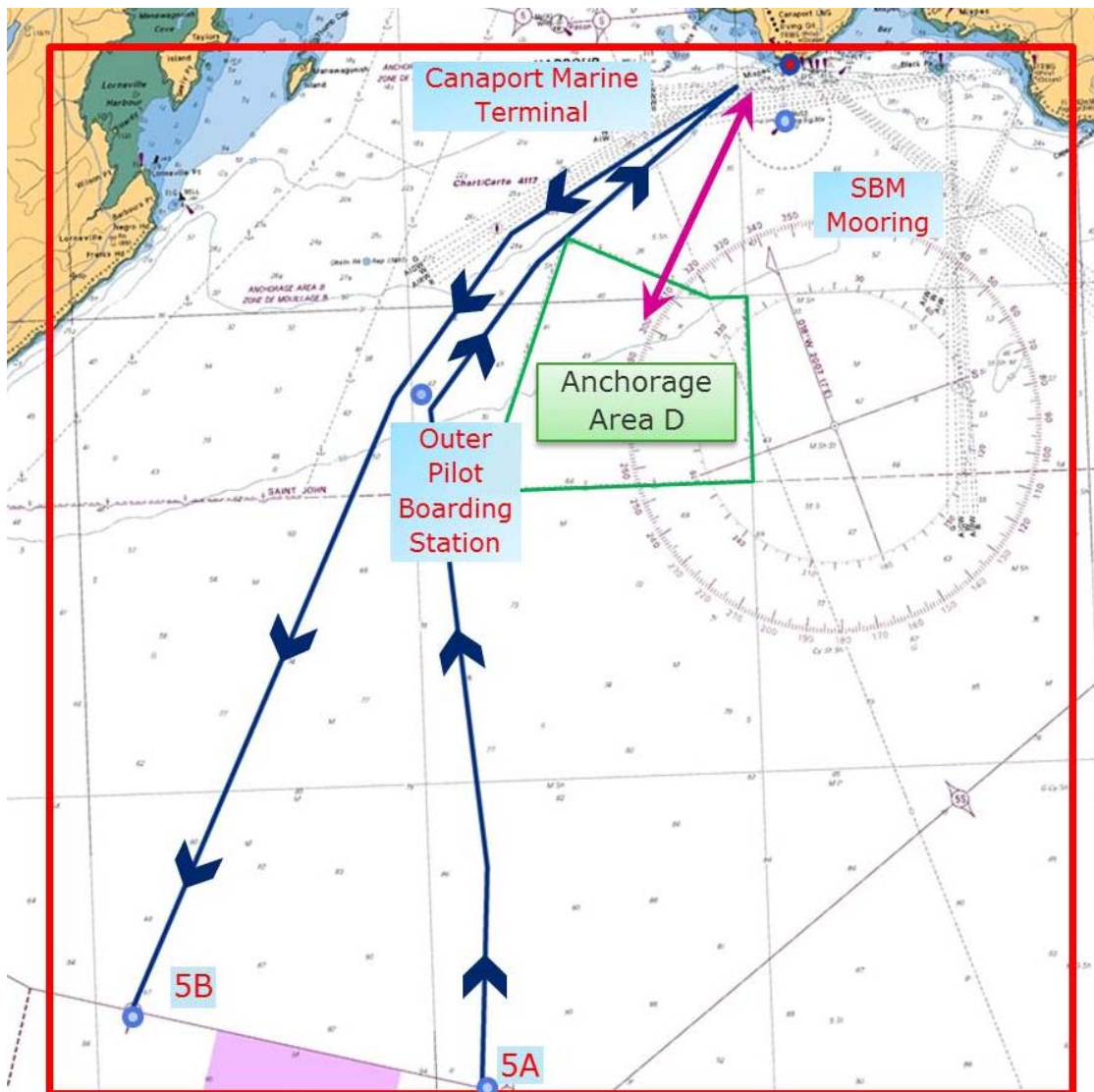



Figure 3-1 Zone d'étude et routes des pétroliers (carte 4116 du Service hydrographique du Canada, réf. /4/)

### 3.2 Pilotage, soutien et escorte des navires

La présente section suivante décrit ce qui se produit quand un pétrolier arrive au terminal et repart en mer. On y présente, dans les grandes lignes, les diverses contributions des organismes fédéraux et des autres organisations qui veillent à ce que le régime de sécurité de la navigation soit entièrement appliqué dans toutes les étapes des déplacements des navires dans les eaux canadiennes.

Selon la *Loi sur la marine marchande du Canada* de 2001, tous les exploitants de pétroliers qui naviguent en eaux canadiennes doivent avoir une entente avec une organisation certifiée d'intervention en cas de déversement de pétrole. Dès leur arrivée en eaux canadiennes, les pétroliers



doivent suivre des protocoles de communication et d'orientation stricts avec les stations du Service du trafic maritime (STM).

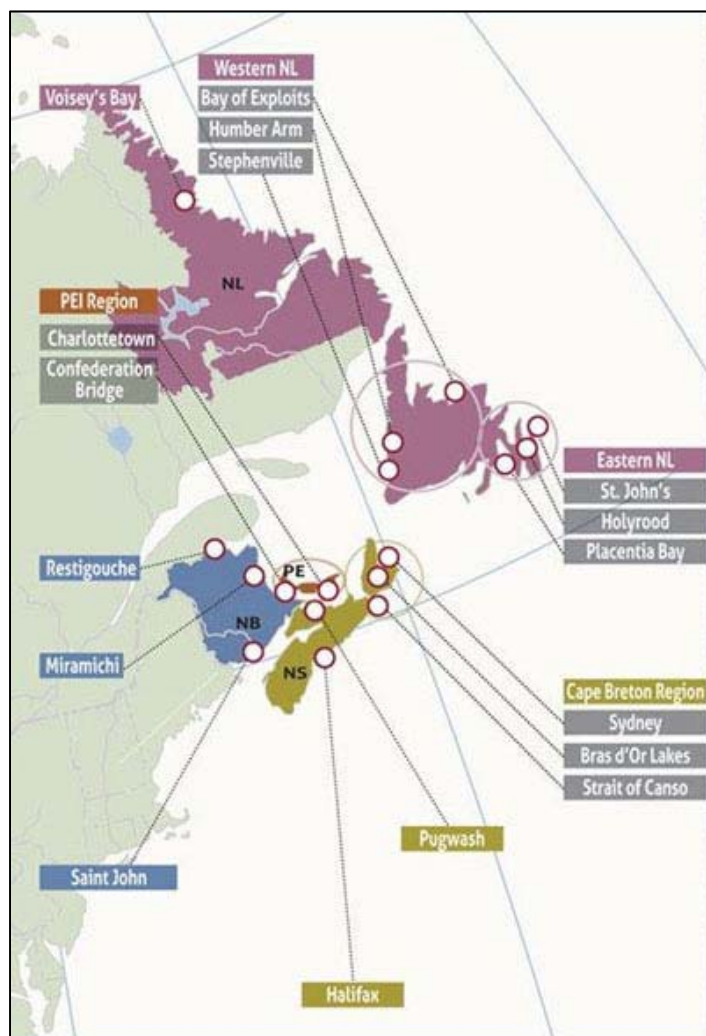
Les Services de communications et de trafic maritimes (SCTM) de la Garde côtière canadienne administrent les stations du STM (réf. /5/).

### 3.2.1 Pilotage

L'Administration de pilotage de l'Atlantique est l'organisme fédéral chargé de l'administration de la *Loi sur le pilotage* en eaux canadiennes dans les provinces du Nouveau-Brunswick, de l'Île-du-Prince-Édouard, de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador, ainsi qu'autour de celles-ci, comme il est illustré dans la Figure 3-2. Saint John est au nombre des 17 zones désignées comme étant des zones de pilotage obligatoire par l'Administration de pilotage de l'Atlantique. Un pilote doit donc se trouver à bord du navire pour entrer dans le port de Saint John et en sortir. Comme le terminal maritime Canaport Énergie Est se trouve sur le territoire du port de Saint John, le pilotage est également obligatoire pour les navires qui pénètrent dans le terminal et en ressortent.

Le pilote doit monter à bord du navire à la station extérieure d'embarquement des pilotes (45 10' N, 66 03' O) ou à un point de mouillage autorisé. Sous la supervision du pilote, le navire doit entrer dans la zone de pilotage obligatoire et traverser les eaux du port de Saint John jusqu'au terminal maritime Canaport Énergie Est. La distance entre la station d'embarquement des pilotes et la limite de la zone d'étude est d'environ 10 nm. La distance entre la station d'embarquement des pilotes et le poste d'amarrage de Saint John est d'environ 7 nm (réf. /1/).





**Figure 3-2 Limites géographiques du territoire administré par l'Administration de pilotage de l'Atlantique (réf. /6/)**

### 3.2.2 Remorqueur d'appui

Les pratiques et procédures en vigueur au port de Saint John exigent que tous les navires qui pénètrent pour la première fois dans la zone relevant de la compétence du port utilisent les services d'un ou de plusieurs remorqueurs (réf. /5/). Les pétroliers et les gaziers doivent toujours se faire accompagner par des remorqueurs dans le port.

Les pétroliers sont accompagnés par des remorqueurs sur la route d'accès au terminal et sur la route de sortie. En général, le premier remorqueur rejoindra le pétrolier à l'approche avant qu'il ne croise la route du traversier Saint John-Digby. Les autres remorqueurs rejoindront le pétrolier alors qu'il entame son approche finale vers le terminal et le bassin d'évitage. Pour les navires au départ, l'utilisation des remorqueurs est inversée. Les remorqueurs seront libérés par le pilote en fonction des conditions de navigation.



Tous les pétroliers sont accompagnés par des remorqueurs attachés entre la station d'embarquement des pilotes et le quai. Lorsque les pétroliers s'approchent du quai et se préparent à l'amarrage, des remorqueurs supplémentaires sont présents pour assurer la sécurité de l'amarrage à la demande du pilote. La même procédure est suivie lors du désamarrage.

Moffatt & Nichol (M&N) a fourni le sommaire du nombre de remorqueurs utilisés pour chaque tronçon de chaque escale au terminal maritime Canaport Énergie Est, comme il est indiqué dans le Tableau 3-1 (réf. /1/). On suppose qu'il y a quatre remorqueurs au terminal maritime Canaport Énergie Est aux fins de la modélisation.

**Tableau 3-1 Nombre de remorqueurs présumés au terminal aux fins de la modélisation**

Terminal maritime Canaport	
Arrivée	Départ
<ul style="list-style-type: none"> <li>De la station d'embarquement des pilotes au bassin d'évitage : deux remorqueurs.</li> <li>Du bassin d'évitage au poste d'amarrage : deux remorqueurs supplémentaires. (quatre en tout)</li> <li>Reste présent : un remorqueur.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Du poste d'amarrage au bassin d'évitage : quatre remorqueurs. (c.-à-d. le remorqueur restant + trois remorqueurs)</li> <li>Du bassin d'évitage à la station d'embarquement des pilotes : deux remorqueurs.</li> </ul>

Il y aura au moins quatre remorqueurs BHP d'environ 70 tonnes affectés au terminal maritime Canaport Énergie Est. Le service devrait être fourni par Atlantic Towing, à partir du port de Saint John (réf. /7/).

### 3.2.3 Navigation hivernale

L'hiver est défini comme étant les mois de décembre à mars dans la région de Saint John. En plus de recevoir de la neige et de la pluie, et d'être balayée par des vents forts provenant du nord, la baie de Fundy est parfois recouverte par la fumée de mer arctique, une vapeur froide qui peut s'élever jusqu'à 30 m au-dessus de la surface de la mer et gêner la visibilité au niveau de la mer. Lors de ces périodes de froid intense, les navires doivent être prêts à entretenir leur équipement afin de le protéger contre le gel (treuils d'amarrage, équipement de manutention des flexibles de cargaison, treuils de passerelle d'embarquement, conduites d'eau et systèmes d'extinction d'incendie). Les eaux de la baie de Fundy ne gèlent pas de sorte que la glace de mer n'est pas un facteur à prendre en compte (réf. /5/).

### 3.2.4 Mouillage

Il existe trois aires de mouillage à proximité du terminal maritime Canaport Énergie Est : Les zones A, B et D, comme il est illustré dans la Figure 3-3. Les trois aires de mouillage sont situées dans les limites du territoire de l'administration portuaire du port de Saint John. Les pétroliers qui font escale au terminal maritime Canaport Énergie Est n'utiliseront que les aires de mouillage B et D en raison des restrictions relatives au tirant d'eau qui s'appliquent à l'aire A, car les pétroliers seront lestés et auront donc un tirant d'eau plus faible. Dans la présente étude, on suppose que toutes les escales de

moellage seront faites dans l'aire de moellage D. Celle-ci est située du côté droit de la route d'accès au terminal (réf. /8/). Les pétroliers en moellage doivent avoir un dégagement minimum de 1 nm avec les autres navires, tandis que les gaziers en moellage doivent maintenir un dégagement d'au moins 1,5 nm avec les autres navires. L'attribution des points de moellage relèvera de l'administration portuaire du port de Saint John. L'information sera relayée aux pétroliers par les SCTM pour la circulation dans la baie de Fundy.

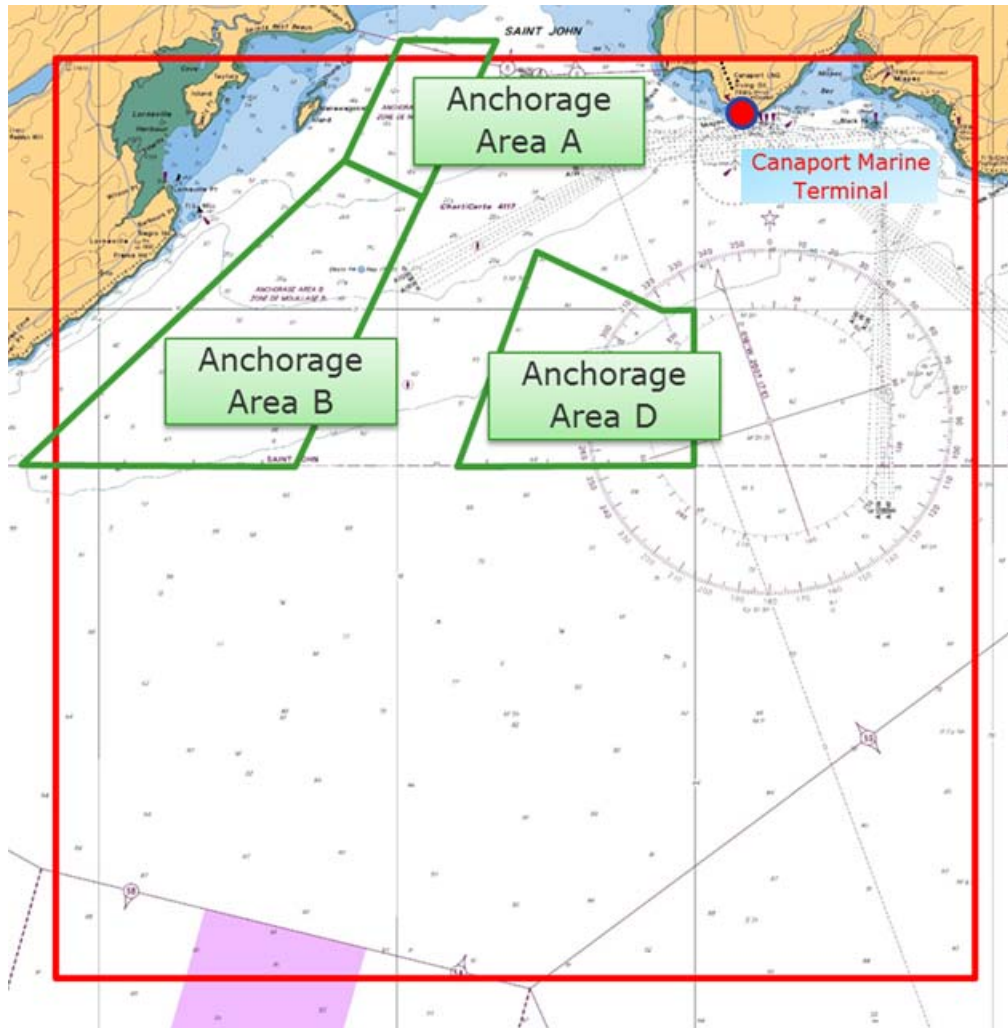


Figure 3-3 – Aires de moellage près du terminal maritime Canaport Énergie Est

### 3.3 Spécifications relatives aux pétroliers

Le terminal maritime Canaport Énergie Est conçu pour recevoir les pétroliers de la classe Aframax à la classe TGTB. Les classes de navires qui sont les plus susceptibles d'être exploitées au terminal maritime Canaport Énergie Est sont les pétroliers Aframax et Suezmax, et les TGTB; ces pétroliers sont utilisés tout au long de la présente étude (réf. /5/). On s'attend à ce que le terminal fasse l'objet de 281 escales par année. Pour les besoins de la présente étude, la répartition présumée des pétroliers est de 70 Aframax, 175 Suezmax et 36 TGTB par année (Tableau 3-2).

**Tableau 3-2 Nombre de pétroliers prévu**

Pétrolier	TPL moyennes	Passages par année
Aframax	100 000	70
Suezmax	164 000	175
TGTB	320 000	36


### 3.3.1 Contrôle et inspection des pétroliers

Tous les pétroliers qui arrivent au terminal sont soumis à un processus rigoureux de contrôle et d'inspection. Le but du programme de contrôle est d'augmenter la sécurité en mer et de diminuer la pollution. Le terminal maritime Canaport Énergie Est utilisera un programme d'acceptation des pétroliers pour garantir que les pétroliers qui prévoient s'amarrer au terminal sont conformes aux normes de l'industrie en matière de sécurité et de protection de l'environnement, ainsi qu'aux limites de conception du terminal. (Réf. /5/)

### 3.3.2 Composantes de coque et de citerne à marchandise

En vertu de la MARPOL, tous les pétroliers qui participent au commerce international doivent être munis d'une double coque avant 2010, ce qui comprend tous les pétroliers exploités dans le cadre du projet. Par double coque, on entend une coque à l'intérieur d'une coque. La marchandise est transportée dans la coque interne, qui est séparée de la coque externe par un espace vide. La cale à marchandises est protégée contre l'environnement par une double coque, qui consiste en un espace à double côté et à double fond réservé au transport de ballast. La mise en œuvre de la construction à double coque au moyen d'acier conçu spécialement pour la construction navale offre aux citernes à marchandise une protection accrue contre les brèches en cas de collision et d'échouement. En outre, il y a un certain nombre de citernes à marchandise séparées dans la coque intérieure. En cas de brèche dans une citerne, la fuite peut donc être limitée au produit qui se trouve dans celle-ci, et être confinée à l'espace dans la coque intérieure. Pour que du pétrole s'échappe dans la mer, les deux coques devront donc être perforées. Les TGTB comportent habituellement 15 citernes à marchandise d'une capacité moyenne d'environ 23 000 m<sup>3</sup> de pétrole brut. La taille des citernes varie. Les plus grandes se trouvent au centre, et les plus petites sont sur les côtés. Les Suezmax comportent habituellement 12 citernes à marchandise d'une capacité moyenne d'environ 15 000 m<sup>3</sup>. Les Aframax comportent habituellement 12 citernes à marchandise d'une capacité moyenne d'environ 8 000 m<sup>3</sup>. Les navires Aframax et Suezmax ne comportent habituellement pas de citernes centrales. Ils ne sont munis que de citernes de tribord et de bâbord, mais la taille des citernes d'un navire varie. Les volumes de citerne des navires utilisés dans la présente évaluation sont précisés dans la section 8.

L'OMI exige que tous les pétroliers construits après août 2010 soient conçus avec des citernes à combustible protégées et que chacune d'entre elles ne dépasse pas 2 500 tonnes métriques. Cela diminue la probabilité de déversement de combustible de soute en cas de collision ou d'échouement. Cela réduit aussi le volume potentiel des déversements de combustible de soute en raison de la taille réduite des citernes à combustible.



Le fond et le dessus de l'intérieur de toutes les citernes à marchandise des pétroliers de brut sont enduits d'une peinture époxy de qualité. Toutes les citernes à marchandise sont inspectées de manière régulière, selon les calendriers d'entretien et d'inspection normaux et obligatoires associés à leur classe et à leur pavillon. Les inspections sont supervisées par l'exploitant. Les citernes de ballast et les espaces adjacents aux citernes à marchandise sont complètement enduits de peinture époxy de qualité et inspectés de manière régulière selon les calendriers d'entretien et d'inspection. Ces traitements et inspections régulières garantissent que les navires et les citernes à marchandise sont protégés contre la corrosion.

### 3.3.3 Équipement de navigation


Le but général de la Convention internationale pour la sauvegarde de la vie humaine en mer (Convention SOLAS) consiste à s'assurer que les navires sont sécuritaires et en état d'être utilisés aux fins pour lesquelles ils ont été conçus. Transports Canada exige que tous les pétroliers qui font escale au Canada respectent les exigences de la Convention SOLAS. Cela est également stipulé dans le règlement 3.9 du TERMPOL qui contient une description détaillée des spécifications des navires.

Les pétroliers transportent les aides à la navigation de haute technicité exigées en vertu du règlement 19 du chapitre V de la Convention SOLAS et de la *Loi sur la marine marchande du Canada* de 2011. Les exigences comprennent les cartes approuvées, la surveillance de position et les dispositifs anticollision comme : les systèmes de géolocalisation GPS différentiels, les compas de secours, les échosondeurs pour mesurer la profondeur de l'eau, le compteur de vitesse et d'autres appareils. Les pétroliers doivent aussi respecter les exigences relatives à la visibilité sur la passerelle de navigation décrites dans le règlement 22 du chapitre V de la Convention SOLAS. Tous les pétroliers doivent aussi être munis de deux systèmes radars, dont un doit être conçu spécialement pour l'évitement des collisions. En outre, les navires doivent être munis d'un système d'identification automatique (SIA) qui diffuse les coordonnées du navire et d'autres renseignements utilisés par les services de trafic et les autres navires afin d'éviter les collisions.

Tous les pétroliers sont munis d'un système de cartes électroniques et du Système électronique de visualisation des cartes marines (SEVCM) qui, combinés au SIA et au système de positionnement global (GPS), affichent leur position et celle des autres navires dans la région.

### 3.3.4 Prévention des incendies et lutte contre l'incendie

Comme il est décrit dans le règlement 3.9 du TERMPOL, les pétroliers doivent être munis de systèmes de prévention incendies et de lutte contre l'incendie qui respectent les règles et règlements internationaux comme la Convention SOLAS. Cela nécessite que de l'équipement particulier de protection contre les incendies, de détection des incendies et de lutte contre l'incendie fasse partie des normes de conception du navire, et que l'équipage réponde aux normes internationales de formation dans ce domaine. Le système d'extinction par gaz inerte du pétrolier maintient les citernes à marchandise dans un état inerte (la teneur en oxygène doit être inférieure à 8 % du volume), ce qui élimine tout danger d'incendie et d'explosion dans les citernes à marchandise. Tout l'équipement électrique dans les zones désignées doit être sécuritaire de manière intrinsèque. Des moyens adéquats pour étouffer un feu, comme de l'eau, de la mousse et des produits chimiques, sont fournis en fonction du type d'espace à protéger. Un système d'extinction à mousse est fourni pour lutter contre les incendies sur le pont du pétrolier.



Le transfert de marchandises au terminal maritime Canaport Énergie Est sera toujours effectué dans des conditions de chargement fermé. Le système de collecte de la vapeur est utilisé pour recueillir et transférer la vapeur sur terre aux fins de traitement. Cela garantit que des vapeurs inflammables ne sont pas émises ou accumulées sur le pont du navire.

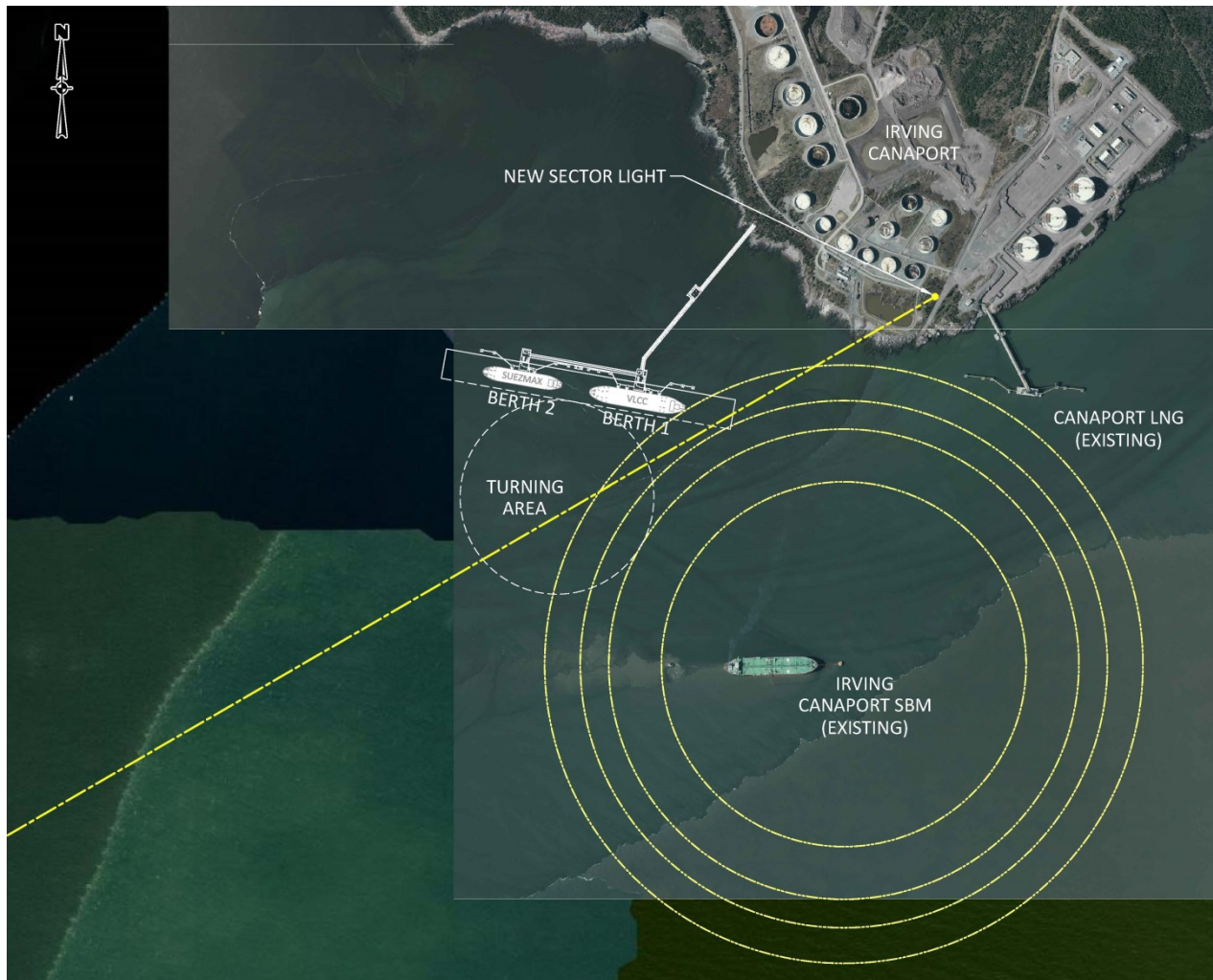
### 3.4 Spécifications du terminal

Le terminal maritime Canaport Énergie Est sera un terminal de chargement de pétrole brut conçu pour permettre le chargement de pétrole à bord de pétroliers circulant dans la baie de Fundy. L'installation est située sur la rive ouest de la baie de Fundy, dans le port de Saint John, au sud de la pointe Mispéc et à l'ouest du système d'amarrage en un point unique (SPMS) Irving Canaport et de l'installation de gaz naturel liquéfié Canaport LNG (réf. /9/).

Le terminal maritime Canaport Énergie Est est conçu pour accueillir des pétroliers de la classe Aframax jusqu'aux TGTB (très gros transporteurs de brut), dont les capacités respectives sont d'environ 111 291 et 317 974 m<sup>3</sup>. Le terminal est conçu pour le chargement de pétrole brut à une vitesse maximale de 27 200 m<sup>3</sup>/h (réf. /9/) lorsque le chargement est effectué simultanément aux deux postes d'amarrage. Le poste d'amarrage 1 est conçu pour le chargement de pétrole brut à une vitesse maximale de 15 000 m<sup>3</sup>/h au moyen de quatre bras de chargement, pour une moyenne de 3 750 m<sup>3</sup>/h par bras. Le poste d'amarrage 2 est conçu pour le chargement de pétrole brut à une vitesse maximale de 12 200 m<sup>3</sup>/h au moyen de trois bras de chargement, pour une moyenne de 4 067 m<sup>3</sup>/h par bras. (Réf. /9/)

Le terminal maritime Canaport Énergie Est est conçu en tenant compte des marées de la baie de Fundy et du port de Saint John. Ces marées sont parmi les plus importantes du monde et donnent lieu à des fluctuations qui produisent de forts courants de flot (marée montante) et de jusant (marée descendante).





**Figure 3-4 Emplacement proposé du terminal maritime Canaport Énergie Est**

Pour le chargement des pétroliers, le pétrole brut sera transféré depuis des réservoirs de stockage au terminal de réservoirs du port de Saint John, au moyen de pompes de chargement et de compteurs de transfert. Le pétrole coulera jusqu'aux plateformes de chargement du terminal maritime dans deux conduites parallèles de 1 067 mm (diamètre nominal de 42 po) le long de la zone intertidale, sur un chevalet. Les deux conduites d'un diamètre nominal de 42 po seront raccordées au moyen d'un raccord de tubage à l'intersection des deux postes d'amarrage, ce qui permettra d'alterner entre les deux conduites d'un diamètre nominal de 42 po pour de la flexibilité lors de l'entretien et des inspections. (Réf. /9/)

À chaque plateforme de chargement, une conduite de 1 067 mm (diamètre nominal de 42 po) sera raccordée à un collecteur. Au poste d'amarrage 1, le collecteur sera raccordé à quatre branches de conduite de 406 mm (diamètre nominal de 16 po) alimentant chacune un bras de chargement. Le poste d'amarrage 2 sera raccordé à trois branches de conduite de 406 mm (diamètre nominal de 16 po) alimentant chacune un bras de chargement. Chaque branche comportera une vanne de

commande pour la commande du débit du pétrole. Le bras de chargement sera raccordé à la clarinette du pétrolier au moyen de raccords rapides. (RR) [réf. /9/]

Le terminal maritime comportera un système de gestion de la vapeur pour la collecte des vapeurs déplacées des compartiments à marchandise du pétrolier durant le chargement du pétrole et leur transfert dans des oxydeurs thermiques situés à terre pour l'oxydation (réf. /9/).

Le terminal maritime Canaport Énergie Est sera équipé de différents systèmes de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole, y compris des barrages de rétention et des vannes d'isolement. Les mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole sont décrites dans la section 3.4.2.

### 3.4.1 Infrastructure maritime

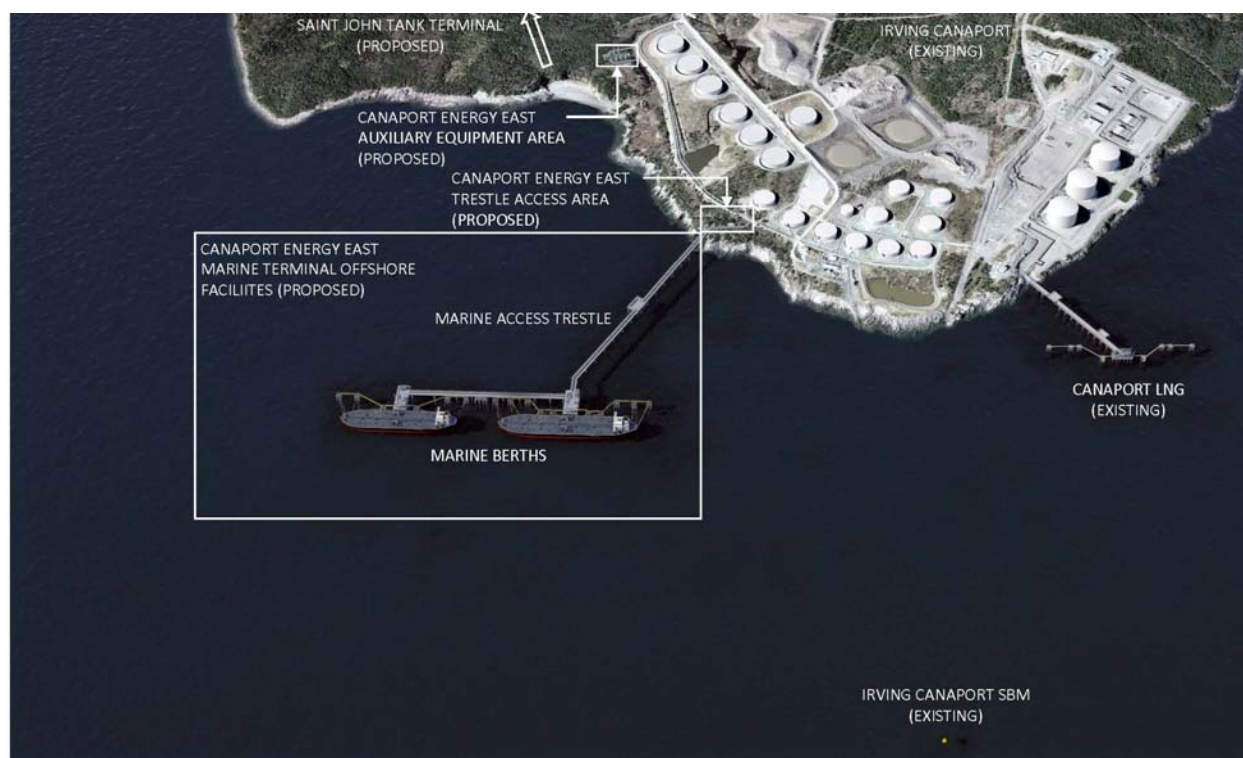


Figure 3-5 terminal maritime Canaport Énergie Est – Rendu aérien (réf. /9/).

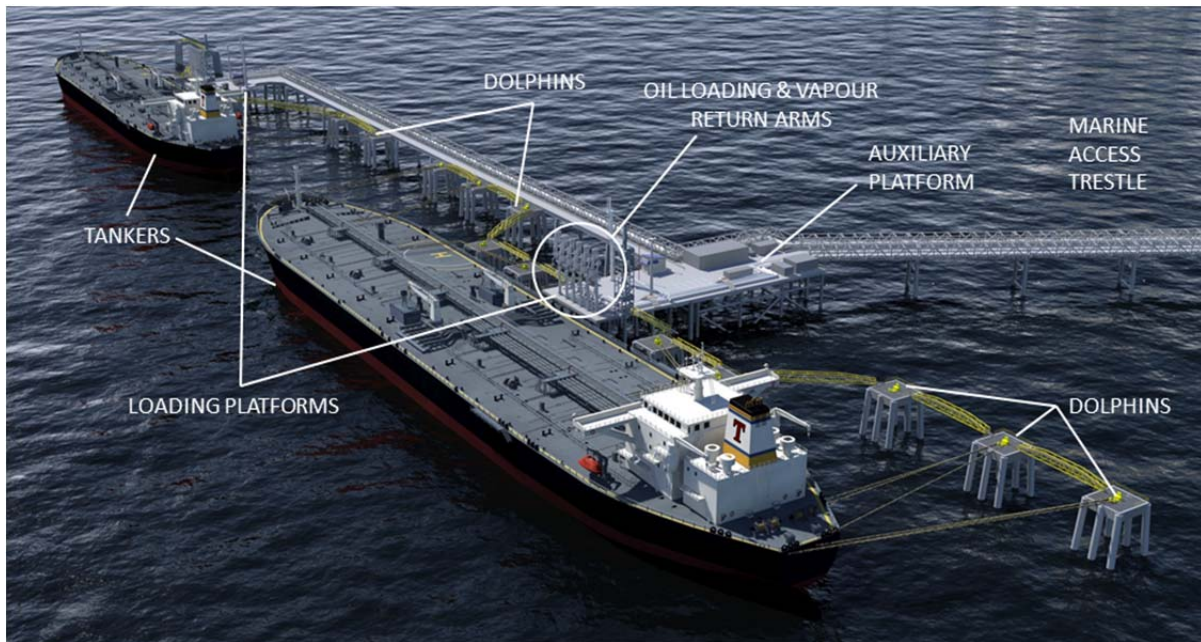


Figure 3-6 Plan d'implantation conceptuel du terminal maritime Canaport Énergie Est (en mer) [réf. /9/]

### 3.4.1.1 Jetée sur chevalets

Les postes d'amarrage en mer du terminal maritime Canaport Énergie Est sont accessibles au moyen de chevalets sur pilotis. Les chevalets donneront aux véhicules et aux personnes un accès aux plateformes de chargement et relieront les postes d'amarrage entre eux. Le Tableau 3-3 précise les dimensions et l'orientation des structures sur chevalets.

On utilisera des revêtements anticorrosion ainsi que de l'acier épais en raison des taux de corrosion prévus et de la durée de vie utile des structures.

Des barrières de sécurité de béton seront construites le long du bord des voies d'accès. À la jonction de la jetée sur chevalets et du rivage, une culée en béton ancrée dans le rivage rocheux fournira une transition entre la zone intertidale et la structure sur pilotis. (Réf. /9/)

Tableau 3-3 Sections préliminaires de la jetée sur chevalets du terminal maritime

Emplacement de la jetée sur chevalets	Type de jetée sur chevalets	Longueur approximative (m)	Largeur approximative (m)
Rivage (culée) au poste d'amarrage 1	Sur pilotis	645	13
Interconnexion des postes d'amarrage 1 et 2	Sur pilotis	380	13



### 3.4.1.2 Plateformes

Les plateformes de chargement et la plateforme auxiliaire reposeront sur des pilotis et abriteront l'équipement mécanique et électrique ainsi que les commandes requis pour charger le pétrole dans les pétroliers. Les plateformes seront reliées aux ducs-d'Albe par une passerelle. Une passerelle d'embarquement sera construite pour permettre l'accès au pétrolier.

### 3.4.1.3 Bras de chargement de pétrole et de retour des vapeurs

On utilisera des bras articulés en acier (400 mm ou diamètre nominal de 16 po) pour le chargement du pétrole et le retour des vapeurs au terminal maritime Canaport Énergie Est. Chaque plateforme de chargement comptera six bras (quatre bras de chargement et deux bras de retour des vapeurs). Les bras seront raccordés à la clarinette du pétrolier au moyen de raccords rapides. Comme mesure préventive, une alarme retentira avant l'interruption d'urgence quand le bras approchera de la limite sécuritaire d'enveloppe opérationnelle (réf. /9/).

### 3.4.1.4 Ducs-d'Albe


Des ducs-d'Albe seront construits pour soutenir le mouillage et l'amarrage du pétrolier. Les crochets sur les ducs-d'Albe seront munis de mécanismes de désenclenchement rapide permettant d'attacher sécuritairement le pétrolier tout en permettant de détacher les lignes d'amarres en cas d'urgence. Les mécanismes à désenclenchement rapide peuvent être actionnés à distance et sont dotés d'un cabestan électrique pour enrouler la ligne. Ce système permet de réduire au minimum les dangers associés aux membres d'équipage qui manipulent les lignes d'amarres.

Chaque duc-d'Albe comprend un système de défense d'accostage flottant capable d'absorber l'énergie de rupture et de fournir du soutien à un pétrolier amarré. Des crochets d'amarrage à désenclenchement rapide fixés au duc-d'Albe soutiendront les amarres de poste du pétrolier (réf. /9/).

## 3.4.2 Mesures de prévention et d'atténuation des déversements de pétrole

Au terminal maritime, des dispositifs d'équipement sous pression, comme des pompes, des compteurs, des conduites, des vannes et des bras de chargement constituent la première ligne de protection contre les déversements de pétrole. Les dispositifs d'équipement sous pression seront faits d'acier au carbone et seront conçus et fabriqués conformément aux normes de l'Association canadienne de normalisation (CSA) pour les conditions de service prévues. La conception de tous les dispositifs d'équipement sous pression comporte une marge de sécurité. Les autres mesures opérationnelles visant à maintenir l'intégrité des dispositifs d'équipement sous pression comprennent le revêtement des surfaces pour empêcher la corrosion, la réalisation d'essais hydrauliques pour les conduites et les citernes durant la construction, et le respect des pressions approuvées pour l'exploitation.

En outre, on mettra en place un système de détection des fuites qui consistera en des capteurs de pression et de température le long du pipeline. Le terminal est muni d'un système de compteurs et d'un débitmètre pour la détection rapide des fuites de pétrole dans les conduites entre les terminaux de réservoirs et les bras de chargement. Les compteurs mesurent le débit de pétrole à différents points dans les conduites. Une différence dans le débit de pétrole peut être révélatrice d'une fuite entre les compteurs.



Tout le système de transfert sera équipé de vannes d'isolement d'arrêt d'urgence pour une protection accrue en cas d'urgence. Les vannes seront situées dans la zone intertidale, sur les plateformes de chargement, en amont des bras de chargement. En cas de déversement, il faudra déclencher manuellement un arrêt d'urgence au moyen des vannes pour stopper l'écoulement du pétrole et isoler le pipeline et les bras de chargement.

Le terminal comportera des installations de déploiement de barrage de rétention comme mesure de confinement en cas de déversement. Au terminal maritime Canaport Énergie Est, un navire équipé de CANMT d'un dispositif de confinement de déversements sera hissé par une petite grue située sur la plateforme auxiliaire, à la tête de la jetée sur chevalets (réf. /9/).

### 3.4.3 Mesures de prévention et d'atténuation des incendies

Les bras de chargement de pétrole seront munis de brides isolantes pour prévenir les étincelles lors du raccord à la clarinette du pétrolier. Les bras de chargement seront également munis de conducteurs électriques offrant de la protection contre la foudre. Les conducteurs achemineront toute décharge électrique jusqu'au fond marin pour une dissipation sécuritaire.

Le système de commande du terminal permettra de surveiller les détecteurs d'incendie, les détecteurs thermiques et les détecteurs de fumée. Les détecteurs thermiques et les détecteurs de fumée seront situés dans les abris d'équipement électrique et dans les abris d'opérateur de poste d'amarrage. L'arrêt d'urgence sera déclenché si un incendie est confirmé. Les détecteurs d'incendie seront situés sur les plateformes de chargement.

Le terminal est équipé d'un système d'extinction à l'eau et à la mousse. Le système comprend des pompes, des plateformes de stockage et de mélangeage d'agent de moussage, des conduites de distribution de mousse et des lances à mousse. La solution moussante sera mélangée et distribuée aux points indiqués sur les plateformes de chargement.

Les bornes d'incendie et les raccords et dévidoirs de boyau seront situés sur les plateformes auxiliaires et les jetées sur chevalets pour la lutte contre les incendies qui n'impliquent pas de pétrole (réf. /9/).

## 3.5 Données environnementales

Dans l'évaluation des risques, le modèle du MARCS utilise plusieurs paramètres environnementaux, soit la visibilité, la vitesse des vents et les types de substrat de littoral et de fond marin. Toutes les données météorologiques utilisées dans le cadre de l'évaluation des risques ont été obtenues auprès de la National Oceanic and Atmospheric Administration.

Le Tableau 3-4 présente les données sur les vents utilisés dans le modèle du MARCS et applicables à la zone d'étude.

**Tableau 3-4 Profils de vitesse des vents de 2003 à 2012 (réf. /10/)**

<b>Station météorologique de l'aéroport de Saint John – Pourcentage annuel</b>									
<b>Vitesse (nœuds)</b>	<b>N</b>	<b>N-E</b>	<b>E</b>	<b>S-E</b>	<b>S</b>	<b>S-O</b>	<b>O</b>	<b>N-O</b>	<b>Total</b>
0 à 20	0,134	0,087	0,080	0,077	0,150	0,184	0,098	0,141	<b>0,951</b>
20 à 30	0,010	0,003	0,004	0,002	0,008	0,008	0,002	0,010	<b>0,049</b>
30 à 45	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>
> 45	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	<b>0,000</b>

En raison de la proximité de la station météorologique et de la faible grandeur de la zone d'étude, seules les vitesses de vent mesurées à la station météorologique de l'aéroport de Saint John sont utilisées pour la zone.

Les données sur la visibilité sont obtenues auprès de la station météorologique de l'aéroport de Saint John (Tableau 3-5). Il s'agit de la station de surveillance de la visibilité la plus près du projet. L'aéroport se trouve à environ 6 kilomètres de la ligne de rivage la plus proche et à 10 kilomètres de l'emplacement prévu pour le terminal. La durée pendant laquelle la visibilité est mauvaise est définie par DNV GL comme étant le temps où la visibilité est inférieure à 2 nm. À l'aéroport, il y a moins de 2 nm de visibilité 20 % du temps pendant l'année. Ces valeurs sont appliquées à la modélisation du MARCS.

**Tableau 3-5 Visibilité pendant l'année, de 2003 à 2012 (réf. /10/)**

<b>Visibilité</b>	<b>Pourcentage annuel</b>
Bonne (> 2 nm)	80 %
Mauvaise (< 2 nm)	20 %

La Figure 3-7 montre l'emplacement de la station météorologique utilisée dans le modèle du MARCS.



**Figure 3-7 Station météorologique utilisée dans le MARCS pour le vent et la visibilité**

Le fond marin de la baie de Fundy est couvert de formations glaciaires créées par un glacier continental qui recouvrait jadis toute la région et qui s'est retiré il y a environ 14 000 ans. Les glaciers ont créé une géologie de fond marin complexe et très variée dans la baie (réf. /11/). Le manque d'information et de données sur les caractéristiques du sol à la ligne de rivage est une source d'incertitude pertinente que l'on peut illustrer de manière statique ou, du moins, définir au moyen d'un ensemble de valeurs possibles. En ce qui a trait aux types de lignes de rivage, on suppose que la zone d'étude comporte surtout des lignes de rivage rocheuses. On estime donc que la ligne de rivage est composée à 90 % de roche et de gravier, et à 10 % de sable et de cône alluvial.

## 4 DÉTERMINATION DU DANGER

On a organisé un atelier de détermination du danger d'une journée pour évaluer les dangers opérationnels relatifs aux installations du terminal éventuel. La première partie de l'atelier portait sur la détermination du danger et les mesures de protection et d'atténuation pour la route de navigation. On a demandé aux participants de déterminer les causes crédibles d'accidents maritimes pour la route de navigation du terminal maritime Canaport Énergie Est, en fonction de la connaissance locale des événements historiques, des conditions météorologiques, de la bathymétrie, des routes de navigation, des aides à la navigation locales et des autres infrastructures. On a demandé à l'équipe d'évaluer l'efficacité des mesures de prévention des accidents et d'atténuation des conséquences des accidents.

La seconde partie de l'atelier de détermination du danger portait sur le site du terminal. Les participants se sont appuyés sur leur connaissance des événements historiques, des procédures d'exploitation, de l'infrastructure et des emplacements d'amarrage possibles pour déterminer les dangers et définir des mesures de protection et d'atténuation.

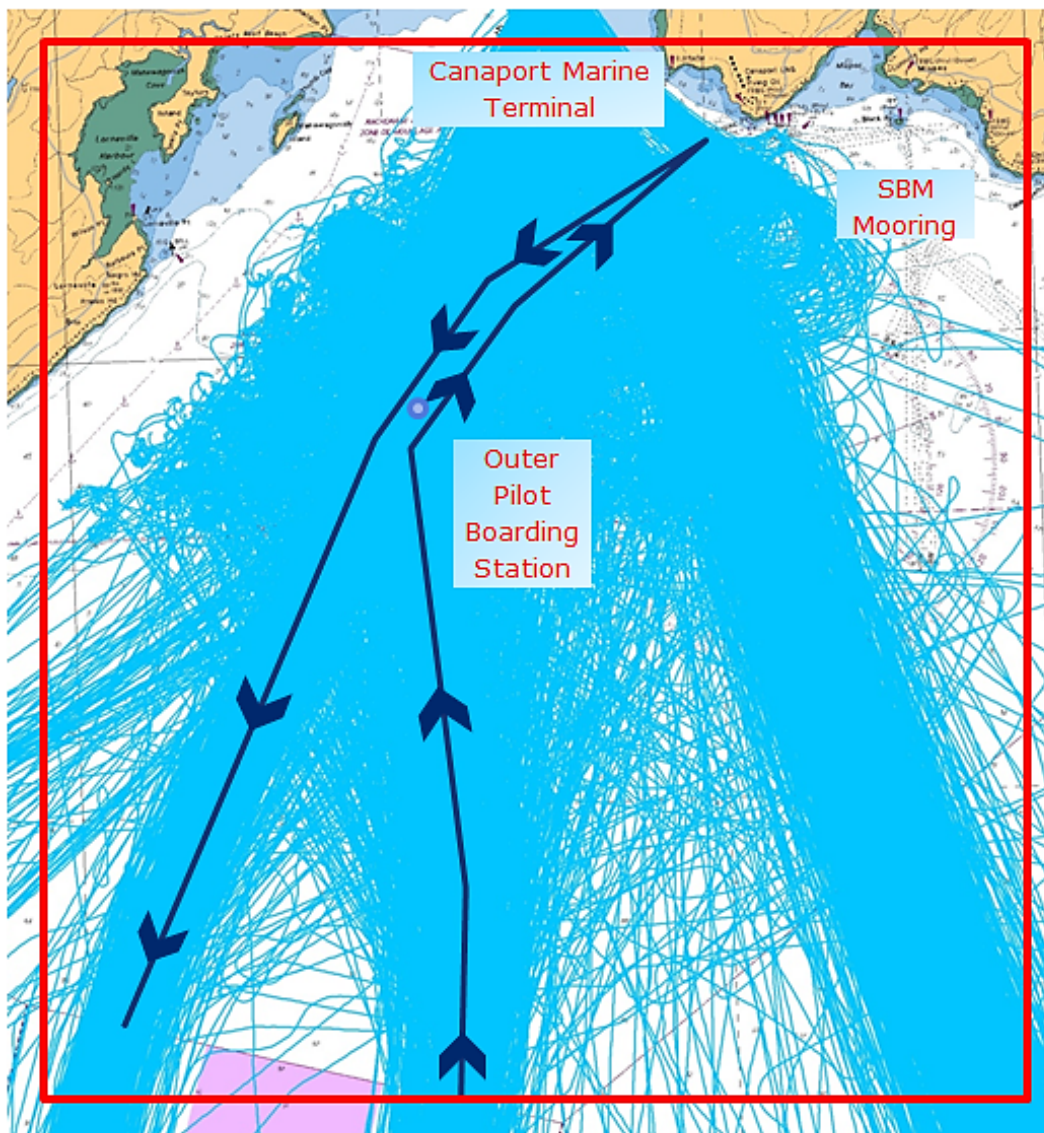
Vous trouverez les résultats de la détermination du danger à l'annexe B.

## 5 CIRCULATION DE NAVIRES

Afin d'évaluer avec précision la fréquence à laquelle les pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est peuvent être exposés à des collisions et à d'autres accidents, il faut modéliser toute la circulation sur la route que ces navires empruntent. Vous trouverez dans la section suivante une description de la circulation des navires utilisée dans l'évaluation de la fréquence de la section 7.

### 5.1 Analyse de la circulation et statistiques

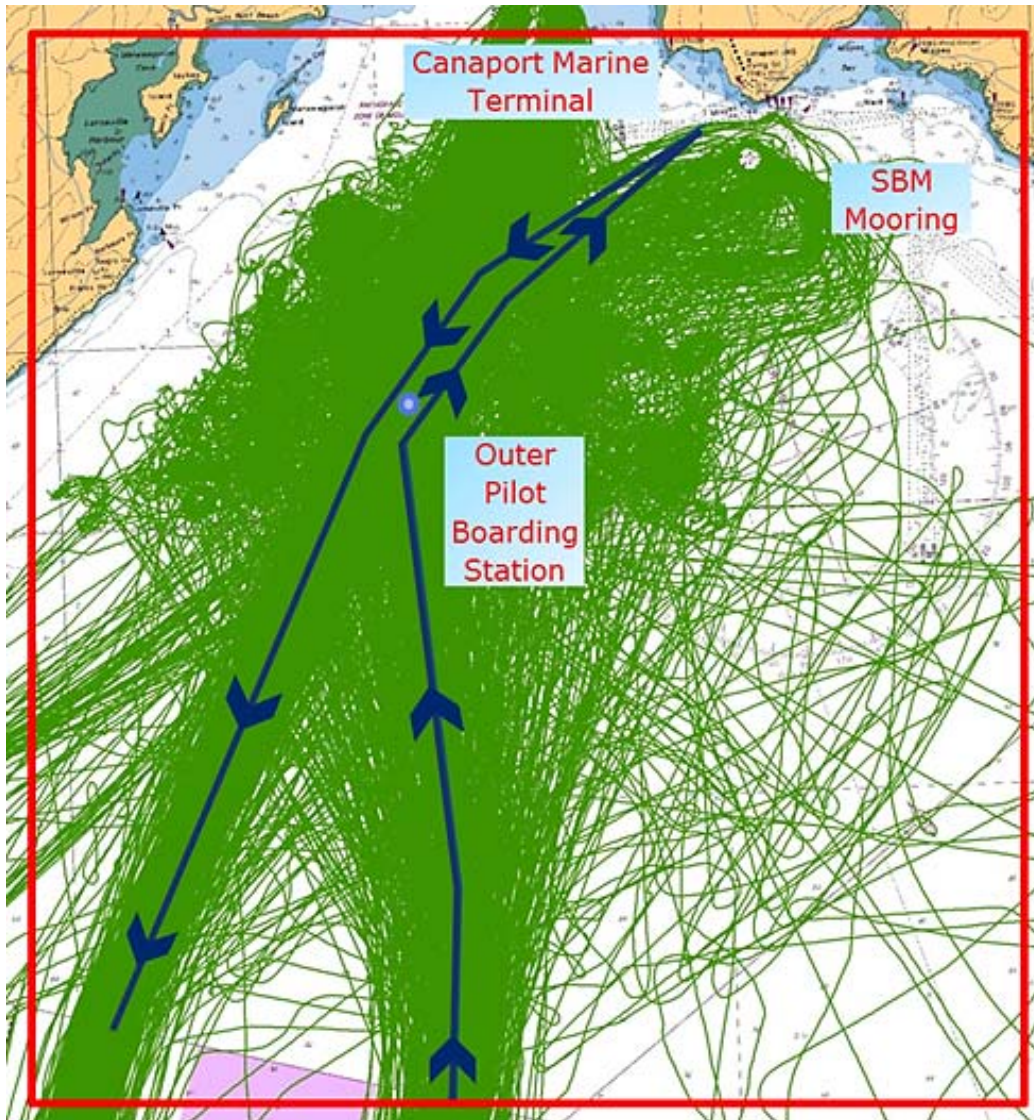
L'analyse de la circulation a été réalisée au moyen des données historiques du Système d'identification automatique (SIA). L'ensemble de données du SIA utilisé pour cette analyse a été fourni par Pêches et Océans Canada et porte sur la zone d'étude du 1<sup>er</sup> janvier 2013 au 31 décembre 2013. La Figure 5-1 montre les voies du SIA (lignes bleues) dans la zone d'étude (rectangle rouge) et les routes de pétroliers du projet (lignes en bleu foncé).





**Figure 5-1 Voies du SIA pour les pétroliers, les transporteurs et les navires de charge et à passagers dans la zone d'étude et routes de pétroliers du projet (carte du Service hydrographique du Canada 4116, réf. /3/)**

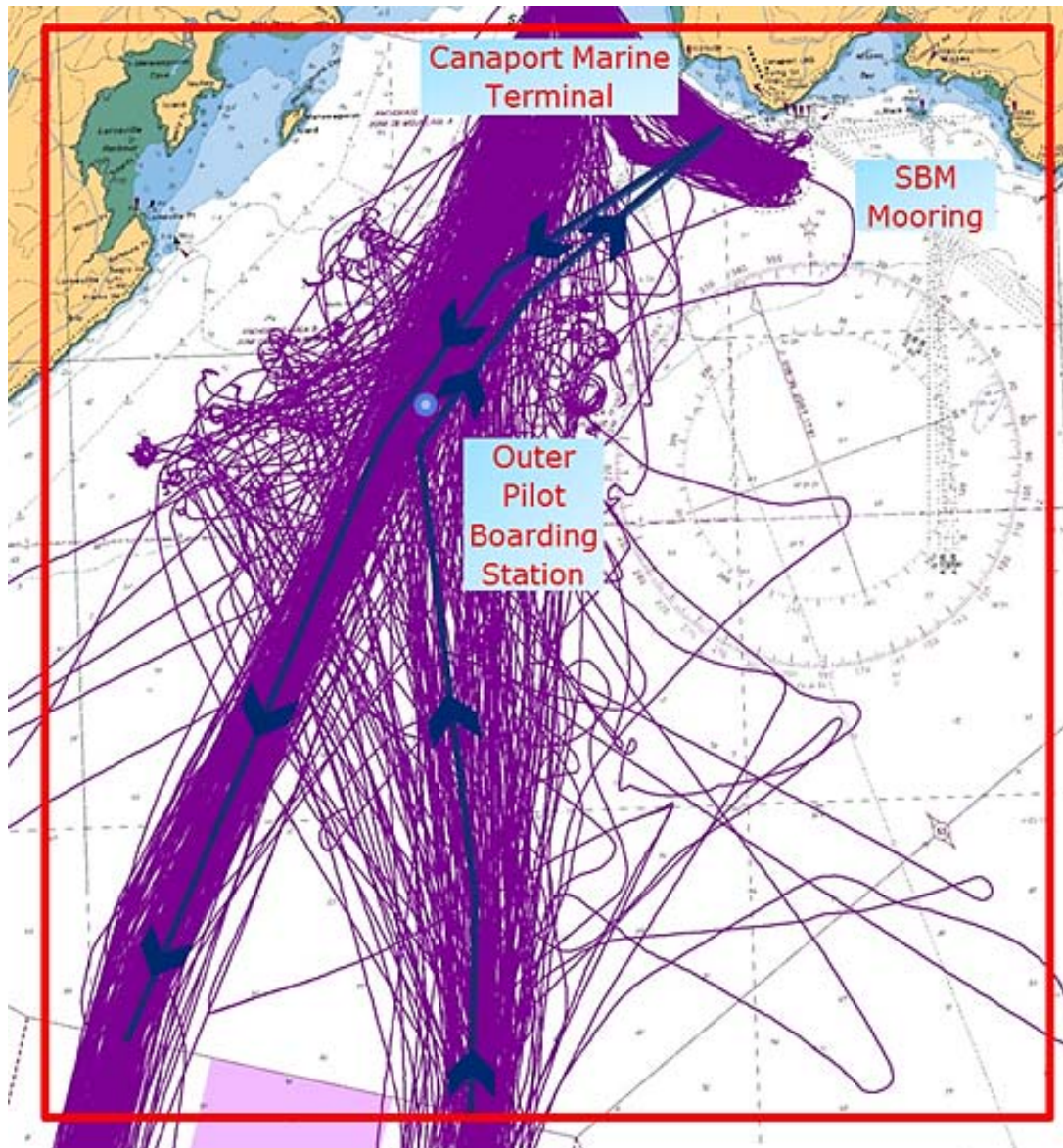
La Figure 5-2 montre la configuration du trafic de pétroliers et de gaziers. Les pétroliers et les gaziers naviguent surtout vers et depuis deux zones, soit le SPMS Canaport et le terminal de gaz naturel liquéfié Canaport LNG, dans le même secteur que le terminal proposé, et le terminal de la baie Courtenay, dans le port intérieur. Les navires qui naviguent vers et depuis les terminaux Canaport transportent du pétrole brut ou du gaz naturel liquéfié. Les pétroliers du terminal de la baie Courtenay servent à l'exportation de produits pétroliers raffinés.



**Figure 5-2 Voies du SIA pour les pétroliers dans la zone d'étude et routes de pétroliers du projet (carte du Service hydrographique du Canada 4116, réf. /3/)**

La Figure 5-3 montre les voies de navires de charge dans la zone d'étude. La majorité des navires croisent la route du projet en se rendant au port intérieur et en en sortant. Les navires de charge sont

des porte-conteneurs et des vraquiers qui transportent de la potasse, du sel de mine et des marchandises générales en vrac. La voie de navires de charge qui donne accès au SPMS est empruntée par un petit navire (19 m de longueur par 5 m de largeur) qui approvisionne en fournitures les pétroliers et les transporteurs de gaz naturel liquéfié aux terminaux Canaport. Ce navire ne pose aucun risque de déversement en cas de collision avec un pétrolier du projet.



**Figure 5-3 Voies du SIA pour les navires de charge dans la zone d'étude et routes de pétroliers du projet (carte du Service hydrographique du Canada 4116, réf. /3/)**

La Figure 5-4 montre les voies de navires à passagers dans la zone d'étude. Les voies de navires dans la partie est de la carte sont celles du traversier entre Saint John et Digby. Ces voies traversent la route de navigation du projet entre le terminal et la station d'embarquement des pilotes. On s'attend à ce que les deux autres voies principales soient surtout utilisées par des navires de croisière. Ces voies suivent la route principale de navigation du projet vers et depuis le port intérieur. Elles croisent la



route de navigation pour s'éloigner du projet, au nord de la station d'embarquement des pilotes, et sont parallèles à la route de navigation du projet vers le sud.

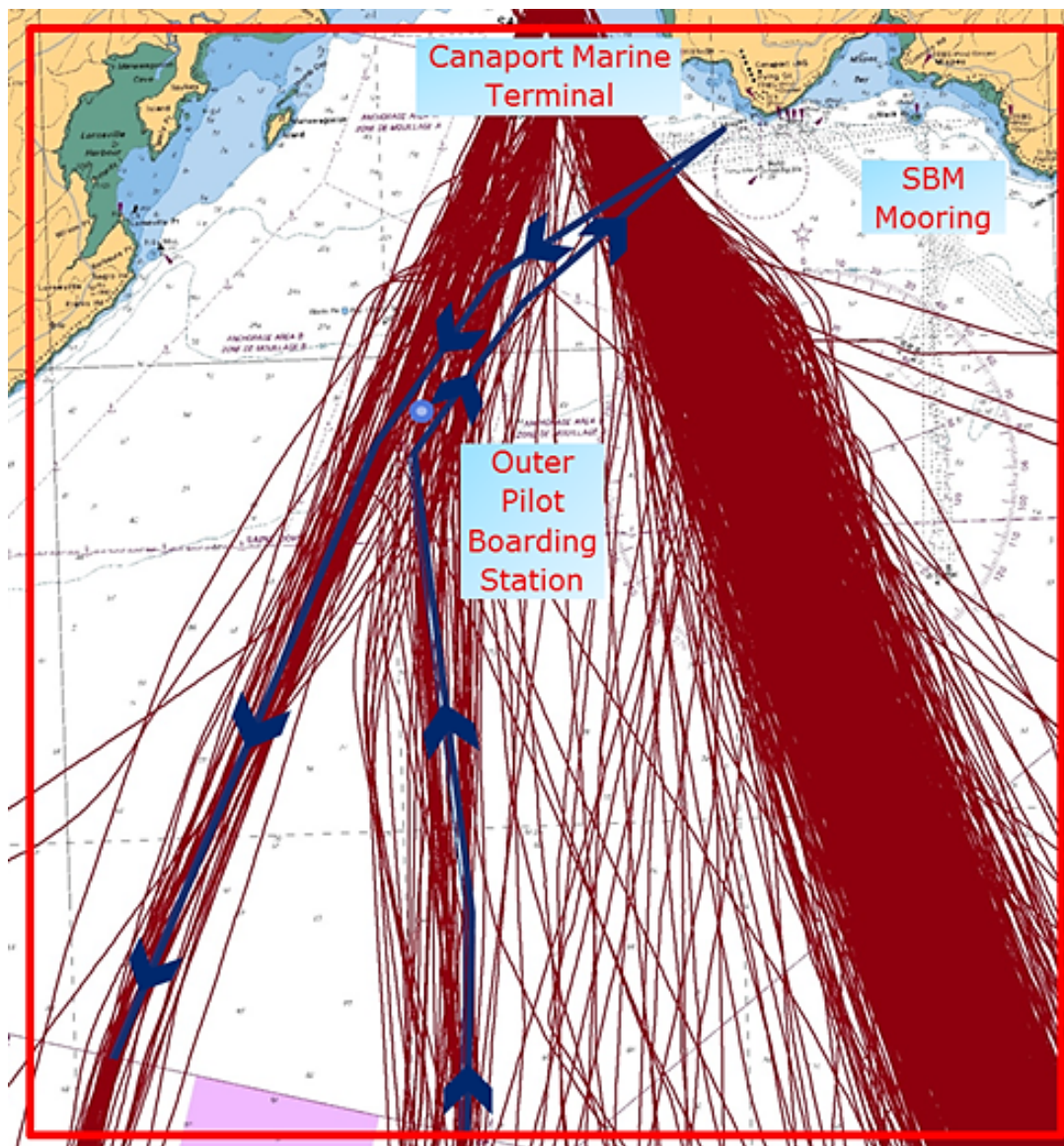


Figure 5-4 Voies du SIA pour les navires à passagers dans la zone d'étude et routes de pétroliers du projet (carte du Service hydrographique du Canada 4116, réf. /3/)

On a analysé la circulation autour du terminal maritime Canoport Énergie Est en quantifiant les passages aux intersections définies. Ces intersections sont illustrées dans la Figure 5-5.

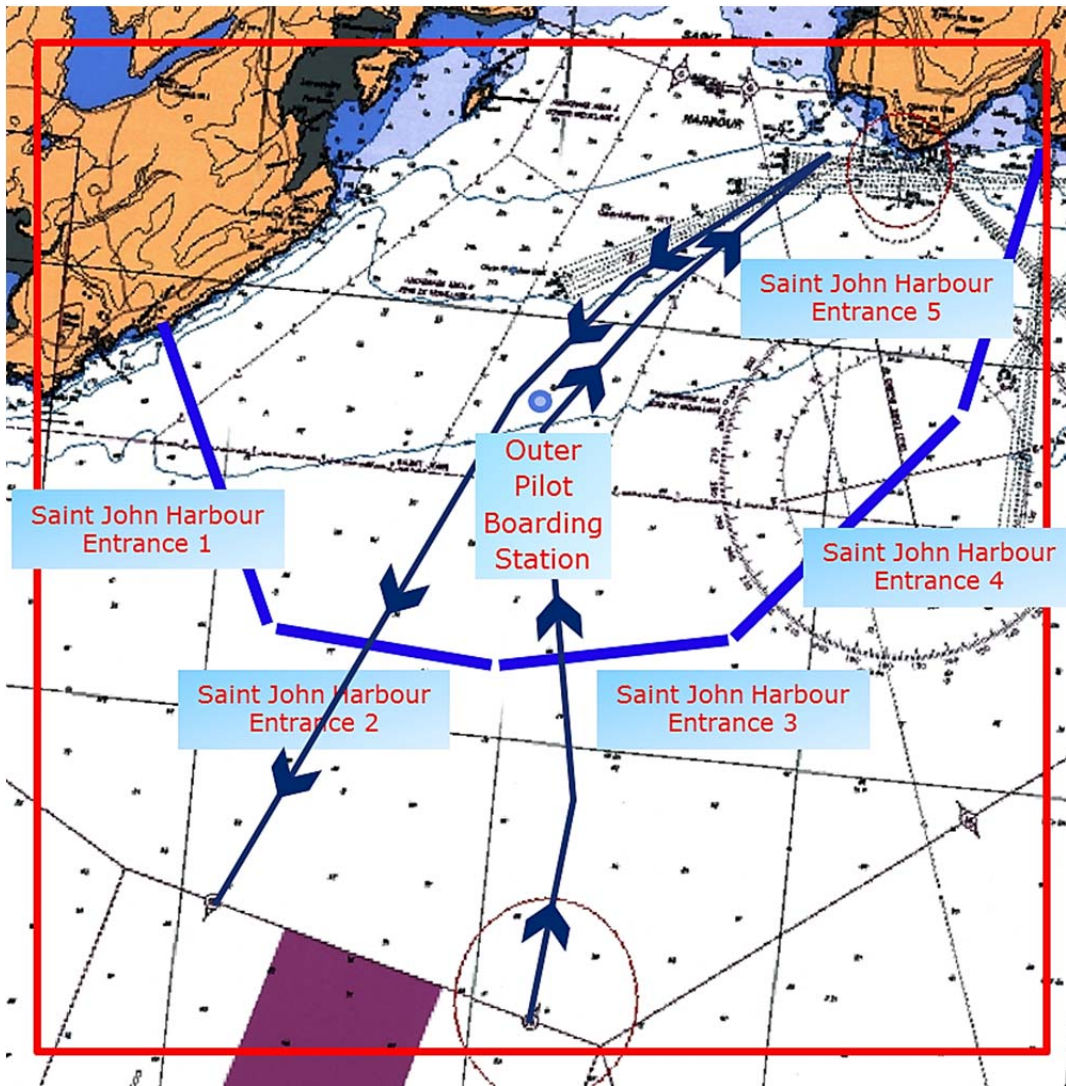


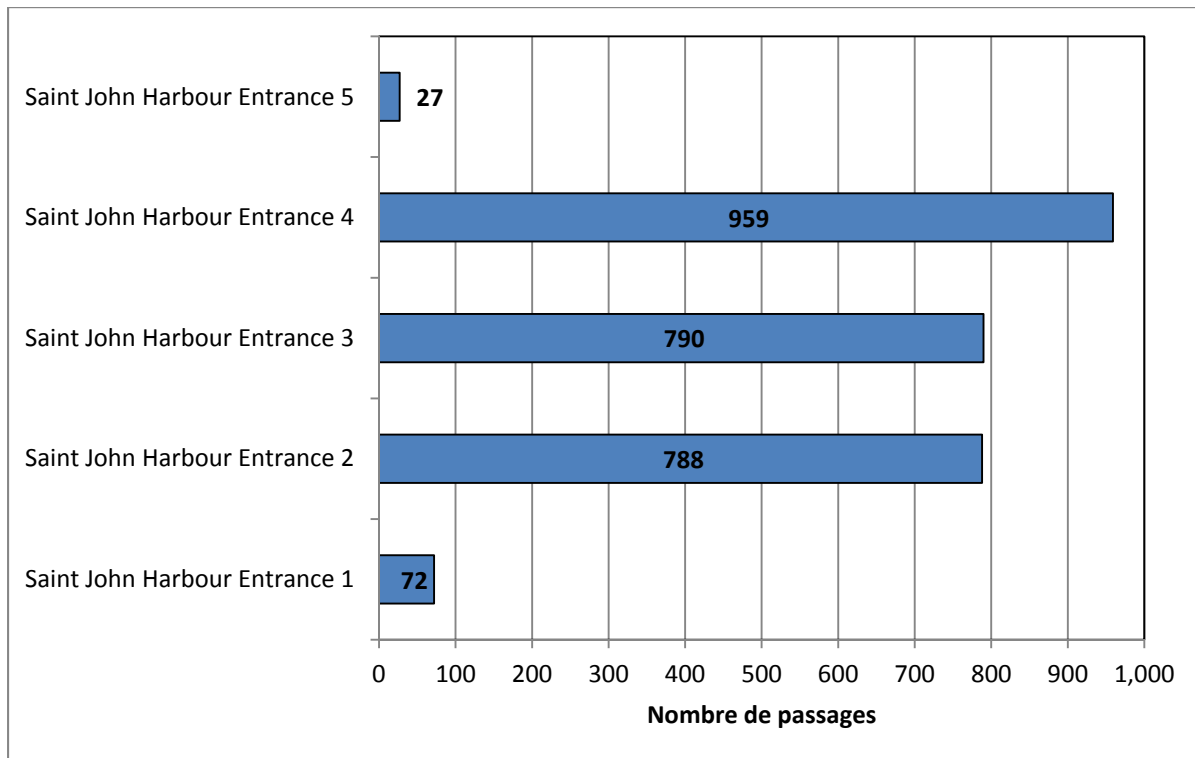
Figure 5-5 Intersections le long de la route et à proximité du terminal (carte 4116 du Service hydrographique du Canada, réf. /3/)

Pour chaque intersection définie, on compte le nombre de voies du SIA qui traversent la route et on détermine le type de navire. Les types de navires sont les suivants :

- Cargaison/transporteur
- Passager
- Pétrolier
- Pêche
- Plaisance
- Remorqueur
- Autre
- Service
- Indéterminé

Il convient de noter que les données du SIA pour les navires de pêche sont limitées, mais que ces navires n'ont habituellement pas suffisamment d'énergie pour mettre en péril le confinement d'un pétrolier en cas de collision.

La Figure 5-6 ci-dessous indique le nombre total de fois où des navires croisent la route du terminal aux cinq intersections décrites sur la Figure 5-5. La Figure 5-7 montre la distribution du nombre total de navires par type pour les intersections à proximité du terminal maritime Canaport Énergie Est.



**Figure 5-6 Nombre total de passages à chaque intersection**

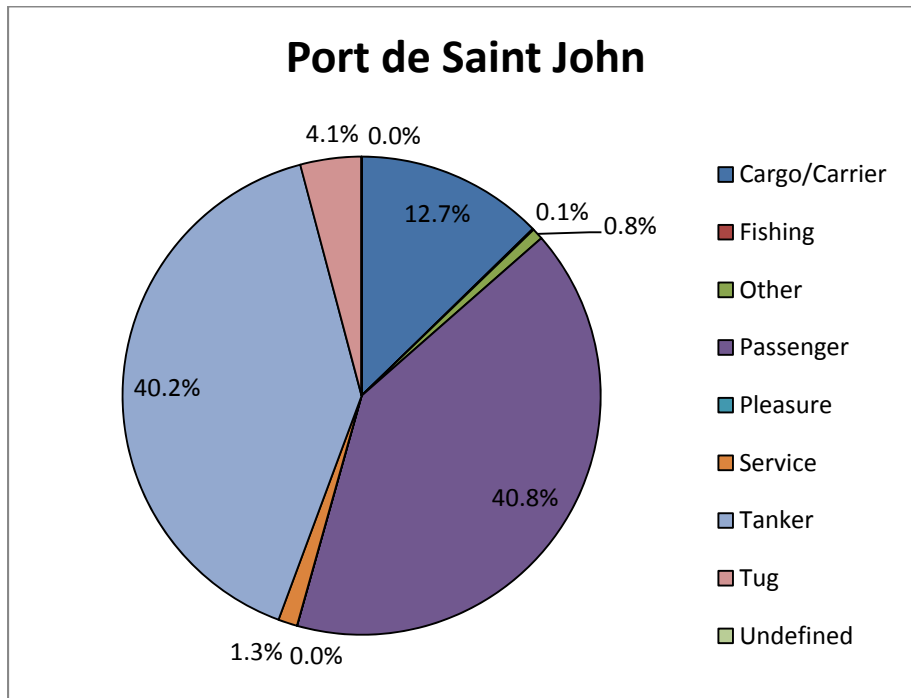


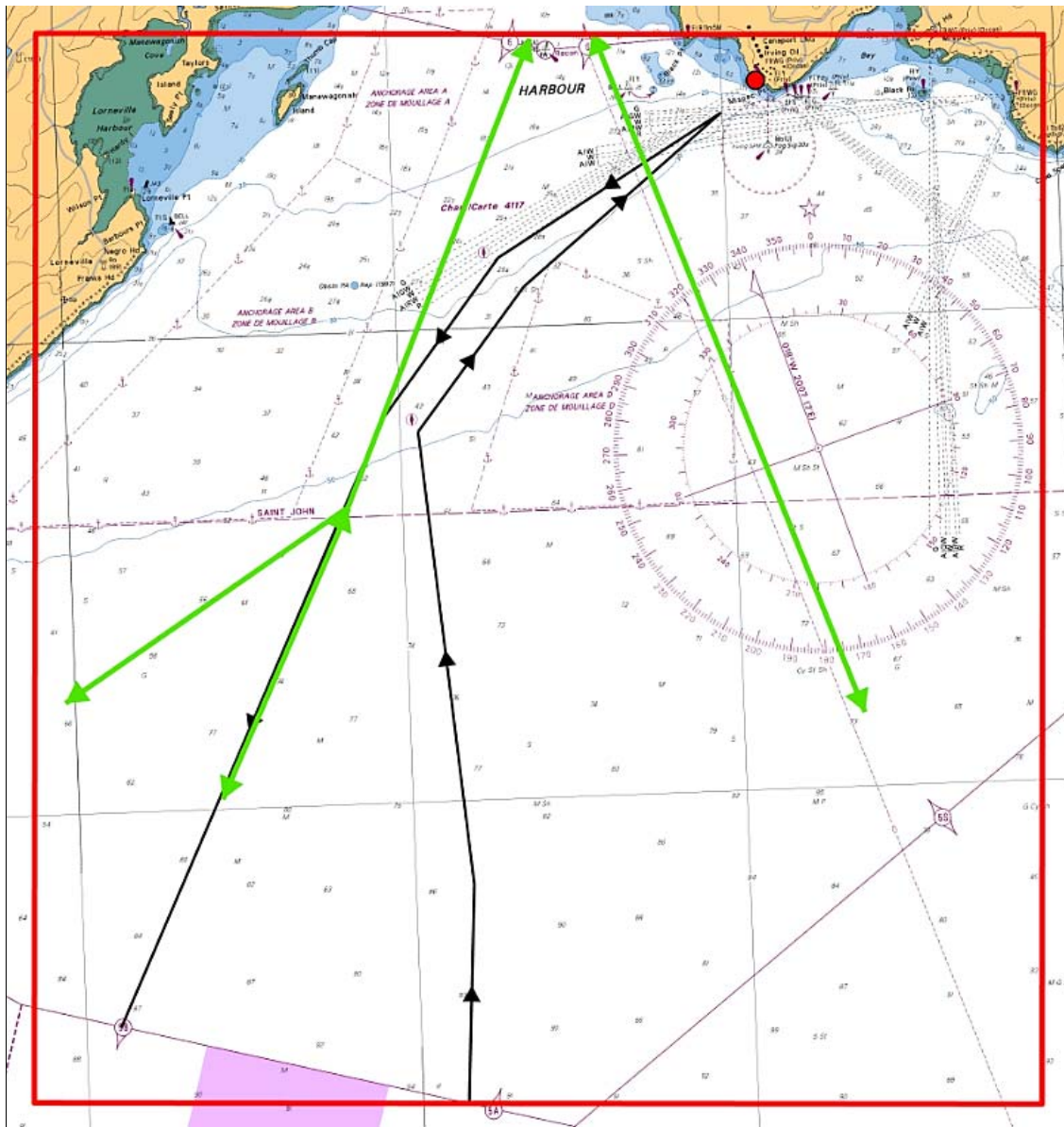
Figure 5-7 Distribution par type de navire aux intersections (entrées du port de Saint John 1 à 5) près du terminal maritime Canaport Énergie Est

## 5.2 Utilisation des données du SIA et configuration du trafic selon le modèle du MARCS

Dans le MARCS, les routes et les intersections principales, et le nombre de passages pour chaque route sont des données qui servent à décrire la configuration générale du trafic. Le trafic est caractérisé par type, taille et vitesse de navire de manière à utiliser les données les plus précises possible dans le modèle du MARCS

La Figure 5-8 présente les données sur la structure de trafic utilisée dans le MARCS pour quantifier le risque d'accident. Les lignes vertes indiquent les voies de croisement du trafic.





**Figure 5-8 Structures de route mises en œuvre dans le MARCS (carte 4116 du Service hydrographique du Canada, réf. /3/)**

À partir des voies du SIA, on obtient la fréquence de passage par année pour chaque route et chaque intersection. On détermine la fréquence de passage par type de navire et on utilise celle-ci comme données d'entrée pour le modèle MARCS.

## 6 MESURES DE MAÎTRISE DES RISQUES PRISES EN COMPTE DANS L'ANALYSE

Le modèle MARCS permet d'estimer la fréquence des accidents en fonction de la configuration du trafic, de la navigabilité de la route de navigation et des paramètres météorologiques. Les dangers et les risques relatifs à la route de navigation sont éliminés et atténués grâce à la mise en œuvre de mesures de maîtrise des risques. Les routes de navigation de la zone d'étude sont recommandées par les SCTM et comportent des mesures importantes de maîtrise des risques relatifs au trafic, comme le pilotage. La présente section décrit les mesures de contrôle des risques qui ont été prises en considération dans l'analyse des risques et traite de l'effet d'atténuation des risques des mesures de maîtrise de risques mises en œuvre dans le modèle MARCS.

Le Tableau 6-1 résume les mesures de maîtrise des risques mises en œuvre. On suppose que toutes les mesures s'appliquent à la direction des passages (entrant et sortant) et à l'état de chargement (navires lestés ou chargés), sauf indication contraire. Il se pourrait que des mesures de maîtrise des risques ne soient pas décrites, mais soient en place sur la route de navigation sans pour autant avoir été mises en œuvre dans le modèle.

**Tableau 6-1 Aperçu des mesures de maîtrise des risques prises en compte dans le cadre de l'évaluation des risques**

Mesure	Partie de la route	Information
Un pilote	Entre le poste d'amarrage et les limites du port	En vertu de la réglementation, tous les navires seront commandés par un pilote à l'intérieur des limites du port.
Limite de vent de 25 kt sur les activités	La zone d'étude, y compris les zones relatives à l'embarquement du pilote, à l'approche, à l'amarrage, au mouillage et au transfert de marchandises	Les activités d'amarrage seront limitées par vents forts
SCTM (STM)	Pour l'ensemble de la zone d'étude	Surveille la circulation des navires au moyen de communications radio et transmet les renseignements aux navires par radio
Organisation du trafic	Du poste d'amarrage au-delà de la zone d'exclusion du SPMS	Un seul navire circule dans la zone
Limite relative à la visibilité	La zone d'étude, y compris les zones pour l'embarquement du pilote, l'approche, l'amarrage, le mouillage et le transfert de marchandises	Départ des pétroliers seulement si la visibilité est d'au moins 1 nm

Remorqueur d'appui	Remorqueur attaché à partir de l'intersection avec la route du traversier Saint John-Digby jusqu'au terminal et au départ, y compris l'approche et l'amarrage ou le départ du terminal maritime Canaport Énergie Est	Le nombre de remorqueurs attachés en fonction des besoins pour un amarrage et un désamarrage sécuritaires est simulé dans un simulateur de passerelle. DNV GL suppose une escorte suffisante de remorqueurs dans son évaluation des risques
Disponibilité des remorqueurs	Au-delà de la zone d'exclusion jusqu'aux points d'appel 5A et 5B	Nombre suffisant de remorqueurs disponibles pour aider en cas de perte de maîtrise du navire, de dérive et de dérivement par rapport à la route prescrite en dégageant la zone
Cartes électroniques et GPS à bord des navires	Pour tous les navires	DNV GL suppose que tous les navires disposent d'un SEVCM, de cartes électroniques et d'un GPS

## 6.1 Effet des mesures de maîtrise des risques mises en œuvre dans le MARCS

Tous les modèles de fréquence des accidents utilisés dans le MARCS fonctionnent selon un processus en deux étapes :

1. Le MARCS calcule d'abord la fréquence des situations critiques à partir des données sur la circulation des navires et des données qui décrivent la navigation. La définition de la situation critique dépend du type d'accident.
2. Le MARCS applique ensuite la probabilité d'accident dans une situation critique donnée pour calculer la fréquence des accidents.

Toutes les mesures de maîtrise des risques doivent réduire la fréquence des situations critiques (p. ex., le dispositif de séparation du trafic diminuera la fréquence des rencontres, la situation critique associée aux collisions) et/ou la probabilité d'accidents dans une situation critique donnée (p. ex., le pilotage réduira la probabilité de collision en cas de rencontre).

Les critères de performance du scénario de référence (comme la probabilité d'erreur humaine causant une collision) ont été tirés de travaux passés de DNV GL, comme des projets de recherche pour l'Union européenne sur la sécurité de la marine marchande dans les eaux côtières (réf. /12/ et réf. /13/). Cela a été accompli au moyen d'une analyse statistique de taux historiques d'accidents. L'effet des différentes mesures de maîtrise des risques sur les critères de performance du scénario de référence a été déterminé au moyen d'une combinaison de méthodes. Les méthodes comprennent l'utilisation de données historiques accessibles, ainsi que des arbres de défaillance et l'avis d'expert.

### 6.1.1 Remorqueurs attachés, remorqueurs d'escorte et remorqueurs de fortune

Dans le modèle d'évaluation des risques, la présence de remorqueurs (attachés ou non) a une incidence sur la fréquence d'échouements moteurs éteints. Selon DNV GL, seuls les remorqueurs attachés ont la capacité d'intervention nécessaire pour réduire la fréquence des échouements moteurs allumés. Outre le STM et le pilotage, DNV GL ne prévoit pas de réduction supplémentaire de la fréquence de collision grâce à la seule présence d'un remorqueur (attaché ou non).

Un remorqueur d'escorte attaché est disponible sur-le-champ pour intervenir en cas de défaillance mécanique d'un pétrolier (cause d'échouement moteurs allumés ou éteints dans le cas d'une défaillance mécanique du système de direction). Dans le modèle d'évaluation des risques, cela a une incidence sur la probabilité d'échouement causé par une défaillance mécanique du pétrolier. DNV GL n'est au courant d'aucun échouement s'étant produit en présence d'un remorqueur attaché. Un coefficient de réduction de 100 de la probabilité d'échouement a donc été appliqué aux pétroliers escortés par un remorqueur attaché. On suppose que le remorqueur d'escorte attaché est capable de maîtriser le pétrolier en cas de défaillance mécanique.

Un remorqueur d'escorte attaché peut aussi intervenir afin de prévenir un échouement moteurs allumés. Dans des travaux passés, DNV GL a évalué l'avantage que cela procure comme étant une réduction d'un facteur de 2.

### 6.1.2 Service du trafic maritime côtier

#### Effets du Service du trafic maritime sur la sécurité

Le STM procure plusieurs avantages généraux aux navires sur le plan de la sécurité. Les risques de collision et d'échouement peuvent être réduits grâce aux renseignements du STM, qui comprennent notamment :

- la position des autres navires;
- des conseils sur la manière de naviguer dans des zones où la circulation est réglementée;
- des avertissements de dangers météorologiques.

#### Quantification des effets du Service du trafic maritime

Différentes études ont été réalisées sur la réduction de la fréquence des collisions et des échouements moteurs allumés depuis la mise en service du STM. Une sélection d'études pertinentes est résumée dans le Tableau 6-2 ci-dessous.



**Tableau 6-2 Résumé des études qui quantifient les effets du Service du trafic maritime**


Étude	Information
COST-301 : Systèmes d'aide à la navigation maritime à terre (réf. /14/)	On a estimé qu'un STM à radar permettrait de réduire de 40 % les risques de collision et d'échouement
Collisions entre navires et ponts (réf. 0/15/)	A révélé une réduction des risques entre 50 % et 67 %
Estimation des risques de collision pour le trafic maritime dans les eaux du Royaume-Uni (réf. /16/)	Indique que les effets du STM sont plus importants dans un brouillard épais  Exemple : Dans le cas des rencontres avec franchissement avec 99 % de bonne visibilité et 1 % de brouillard, on a constaté une réduction de 57 %.
Rapport sommaire sur la sécurité du transport de marchandises dans les eaux côtières (réf. /12/)	On y mentionne des données sur l'estuaire de l'Escaut ouest indiquant une réduction de 40 % des risques de collision et de 20 % des échouements moteurs allumés.
Rapport sommaire sur l'évaluation du STM et du pilotage comme mesures d'atténuation des risques (réf. /17/)	On y fait état de diverses études dans la mer Baltique dans lesquelles on a constaté une réduction des risques entre 55 % et 80 %.

L'adoption graduelle du STM pourrait être une des raisons expliquant la baisse mondiale de la fréquence des collisions et des échouements. Toutefois, la plupart des zones maritimes ne sont pas surveillées par le STM. Il est donc impossible d'estimer dans quelle proportion la réduction est attribuable au STM.

On peut quantifier les effets d'autres changements d'arrière-plan en matière de sécurité du transport de marchandises en soustrayant les tendances mondiales sur le plan des risques d'échouement et de collision. La tendance sous-jacente sur le plan de la réduction des risques d'échouement est d'environ 5,5 % par année (Figure 6-1) et de 3,5 % sur le plan de la réduction des risques de collision (établi à partir de données comparables, non fournies). Cela suppose que les tendances de baisse totale de fréquence observées représentent un risque réel, tandis que les changements dans la fréquence des accidents graves découlent de changements dans les normes de déclaration. Les résultats obtenus à partir de cet ensemble de données indiquent une réduction de 43 % des risques d'échouement et de 30 % des risques de collision.

### **Représentation dans les modèles d'accidents**

Dans le modèle MARCS, on applique un coefficient de réduction des risques de 20 % pour les échouements et les collisions de manière à tenir compte des effets et des avantages du STM sur le plan de la sécurité.



Le STM et le pilotage réduisent la fréquence des collisions et des échouements moteurs allumés grâce à des mécanismes similaires. On traite des effets et on les quantifie dans la section 6.1.3.

### 6.1.3 Pilotage

#### Effets du pilotage sur la sécurité

Les pilotes offrent deux grands avantages généraux :

- Leur expertise en matière de navigation et leur connaissance des conditions locales permettent de réduire les risques d'erreur en raison d'un manque de familiarité avec la navigation ou de la mauvaise exécution par l'officier de quart.
- Leur présence s'ajoute à celle du personnel sur la passerelle, ce qui réduit les risques d'accidents dus à une omission ou à une perte de capacités. En principe, la confusion quant à la responsabilité du navire peut contrebalancer cet avantage, mais ce risque devrait être géré au moyen d'une bonne gestion des ressources de la passerelle.

On tient compte de plusieurs facteurs qui peuvent avoir une incidence sur les avantages du pilotage :

- La complexité sur le plan de la navigation et le caractère unique de la route. En mer libre, la présence d'un pilote procure un avantage moindre, puisque la connaissance des conditions locales a peu de valeur. On suppose que la plupart des zones où le pilotage est obligatoire présentent une complexité importante sur le plan de la navigation.
- L'expertise en matière de navigation et les connaissances des conditions locales de l'équipage du navire. Si l'équipe de passerelle est déjà bien gérée et possède les connaissances nécessaires, l'expertise du pilote est relativement moins utile. C'est ce qui explique les exemptions de pilotage pour certains capitaines de navire.
- L'expertise en matière de navigation et les connaissances des conditions locales du pilote.

Un appareil portable des pilotes (APP) peut être considéré comme un outil de soutien pour améliorer les capacités du pilote en matière de navigation, parce que les pilotes connaissent mieux leur propre équipement. L'APP offre aussi une certaine redondance supplémentaire contre les défaillances et les erreurs d'étalonnage de l'équipement de navigation du navire, et, dans certains cas, un plus grand degré d'exactitude que l'équipement du navire.

#### Quantification des effets du pilotage

On s'attend à ce que le pilotage influe sur la fréquence des collisions et des échouements moteurs allumés. Le Tableau 6-3 présente un résumé des études qui quantifient les effets du pilotage.

**Tableau 6-3 Résumé des études qui quantifient les effets du pilotage**

Étude	Information
Collisions entre navires et ponts (réf. /12/)	Cette étude a révélé que la présence d'un pilote à bord réduit la fréquence d'accidents de 83 %
Évaluation des risques de pollution associés aux déversements de pétrole et de produits chimiques dans les ports et les eaux d'Australie (réf. /18/)	Réduction des risques de 49 % associée au pilotage obligatoire pour la majorité des navires
Évaluation des risques de pollution associés aux déversements d'hydrocarbures en mer dans les ports et les eaux d'Australie (réf. /18/)	Réinterprétation d'une étude réalisée par DNV en 1999 dans laquelle on conclut que le pilotage volontaire entraîne une réduction des risques de 50 %
Rapport sommaire sur l'évaluation du STM et du pilotage comme mesures d'atténuation des risques (réf. /17/)	On y fait état de diverses études dans lesquelles on utilise des coefficients de réduction des risques se situant entre 50 % et 97 %  Remarque : On ne fournit aucune donnée en appui aux coefficients de réduction des risques

**Représentation du Service du trafic maritime et du pilotage dans le modèle des accidents**

Le modèle MARCS du DNV GL utilise des facteurs qui influent sur le rendement pour une vigilance interne de 0,5 en ce qui concerne le rendement humain et de 0,24 en ce qui concerne la perte de capacités, pour un risque relatif global de 0,74 (c'est-à-dire une réduction de 26 %) pour les collisions et de 0,49 (soit une réduction de 51 %) pour les échouements moteurs allumés. Les résultats relatifs aux collisions supposent qu'un pilote n'est présent qu'à bord d'un seul des navires. Si les deux navires impliqués comptent sur la présence d'un pilote, la réduction du risque de collision se chiffre à 53 %.

L'effet du STM, des différents niveaux de pilotage et de l'APP mentionné plus haut est résumé dans le Tableau 6-4.

**Tableau 6-4 Facteurs qui influent sur le rendement du Service du trafic maritime et du pilotage**

Type d'incident	Activités de base	STM	Pilote
Collision	1,00	0,80	0,38
Échouement moteurs allumés	1,00	0,80	0,38

Les valeurs du Tableau 6-4 supposent que les deux navires impliqués dans une rencontre (situation critique de collision) participent au STM. Les principaux facteurs contributifs des résultats sont les suivants :

- La présence du STM assure une vigilance externe qui réduit les erreurs humaines et les erreurs de perte de capacités sur la passerelle.
- La présence d'un pilote réduit les probabilités d'erreur de rendement humain et assure une vigilance interne qui contribue à réduire les erreurs de perte de capacités sur la passerelle.

## 6.1.4 Aides à la navigation

Les aides à la navigation comprennent :

- les aides visuelles et radio conventionnelles, comme les feux, les balises, les balises radars et les bouées;
- le système de géolocalisation GPS différentiel;
- le SIA, ce qui comprend son utilisation comme aide à la navigation.

### 6.1.4.1 Systèmes de géolocalisation GPS

#### Effets du GPS sur la sécurité

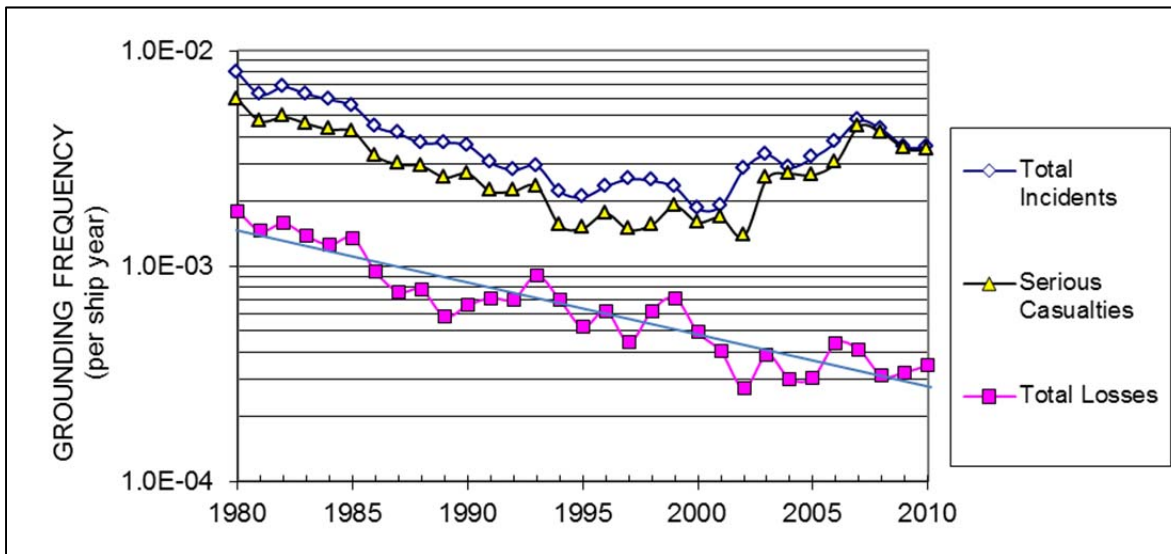
L'utilisation du GPS est répandue et est devenue un moyen important moyen de navigation partout dans le monde. Les signaux GPS permettent à un récepteur de déterminer sa position en fonction des signaux transmis par une constellation de satellites.

L'avantage du GPS par rapport aux aides à la navigation conventionnelles réside dans le fait qu'il fournit des calculs très précis et continuellement mis à jour sur la position du navire, peu importe les conditions météorologiques.

Le GPS comporte l'avantage supplémentaire de nécessiter moins de temps que les aides à la navigation conventionnelles, ce qui réduit la charge de travail sur la passerelle (p. ex., traçage sur une carte conventionnelle). Toutefois, cet avantage peut être contrebalancé par des tâches supplémentaires ou la réduction des personnes de quart.

#### Quantification des effets du GPS

Bien que l'on estime généralement que le GPS joue un rôle majeur dans la sécurité de la navigation, on ne connaît aucune étude qui compare les taux d'accident de la navigation au moyen d'un GPS et de la navigation conventionnelle. La Figure 6-1 montre la tendance historique dans la fréquence d'échouements à l'échelle mondiale. La plupart des échouements ont lieu quand les moteurs sont allumés. La fréquence de pertes totales a chuté à un taux annuel approximatif de 5,5 %. Toutefois, lorsqu'on inclut les accidents graves et les accidents mineurs, la fréquence semble avoir augmenté entre 2002 et 2007. Les causes ne sont pas tout à fait claires, mais l'effet est que les tendances historiques ne présentent pas de baisse claire qui pourrait être attribuée à différentes causes, ce qui comprend les aides à la navigation, mais aussi des changements dans les procédures d'exploitation et dans la gestion de la sécurité.



**Figure 6-1 Tendances sur le plan de la fréquence d'échouement de 1980 à 2010**

Les avantages potentiels du GPS peuvent être mis en évidence par les données causales avant l'introduction de cette technologie. Une analyse des causes des échouements des navires enregistrés en Norvège de plus de 1 600 tonneaux de jauge brute entre 1970 et 1978 a révélé les principaux domaines causaux indiqués dans le Tableau 6-5. Les erreurs commises dans la navigation conventionnelle qui peuvent être prévenues grâce au GPS sont associées à la mauvaise interprétation des feux et des balises, et représentent 8,4 % des accidents. Le GPS ne préviendrait pas nécessairement toutes ces erreurs et pourrait même avoir une incidence négative qui ne serait pas apparente dans les données de la période susmentionnée. Cependant, le GPS pourrait réduire indirectement toutes les erreurs de navigation. Par conséquent, une réduction des échouements de 8,4 % pourrait être appuyée par ces données. Toutefois, en l'absence d'une estimation directe des avantages, cela demeure très incertain. On a donc arrondi ce chiffre à 8 %.

**Tableau 6-5 Facteurs causals en cause dans les échouements, de 1970 à 1978 (réf. /20/)**

Facteur causal	Contribution	
<b>Conditions externes</b>	<b>39,9 %</b>	
Chenal et eau peu profonde	18,9 %	
Visibilité réduite	12,6 %	
Défaillance de feux, des balises, etc.	6,4 %	
Autres conditions externes	2,0 %	
<b>Défaillance technique</b>	<b>8,8 %</b>	
Défaillance des systèmes techniques du navire	5,7 %	
Autres défaillances techniques	3,1 %	
<b>Facteurs de navigation inadéquats</b>	<b>18,9 %</b>	
Dotation en personnel sur la passerelle/organisation	8,4 %	
Erreur ou manque de cartes ou de publications	8,1 %	
Autres facteurs de navigation	2,4 %	
<b>Erreur de navigation</b>	<b>22,9 %</b>	
Facteurs de navigation et de manœuvres	11,7 %	
Mauvaise interprétation des feux, des balises, etc.	8,4 %	
Autres erreurs de navigation	2,8 %	
<b>Non-conformité</b>	<b>8,1 %</b>	
Dotation de quart insuffisante	5,7 %	
Autre non-conformité	2,4 %	
<b>Autre navire</b>	<b>1,4 %</b>	1,4 %
Total	100,0 %	100,0 %

#### 6.1.4.2 Système d'identification automatique (SIA)

##### Effets du système d'identification automatique sur la sécurité

Les données du SIA transmises aux récepteurs à terre n'ont pas d'incidence directe sur la sécurité à bord des navires, mais peuvent être considérées comme favorisant l'efficacité du STM (dont on parle plus haut) et contribuant à la gestion des aides à la navigation conventionnelles (examinées plus bas).

En principe, les données du SIA transmises entre les navires peuvent contribuer à éviter des collisions. Elles indiquent et identifient les autres navires, permettent la prise de mesures d'évitement de collision et fournissent des mesures précises du point de rapprochement maximal et de l'instant de la plus courte distance de passage. Cependant, quand DNV GL a discuté de l'utilisation du SIA avec des marins, il a été impossible de déterminer avec certitude si le SIA est utilisé de cette manière.

Les aides à la navigation virtuelles du SIA peuvent informer rapidement les marins des dangers et des caractéristiques de route qui ne peuvent pas être signalés physiquement (ou qui prendraient plus de

temps et de ressources à baliser). Cela pourrait aider à prévenir les échouements moteurs allumés en garantissant que les renseignements sur les dangers pour la navigation soient continuellement mis à jour.

### **Quantification des effets du système d'identification automatique**

On ne connaît aucune étude qui montre l'effet du SIA sur les taux d'accident, hormis les effets du STM décrits plus haut.

En vertu de la Convention SOLAS, les navires de plus de 300 tonneaux de jauge brute doivent être munis d'un SIA depuis 2000. L'adoption graduelle du SIA pourrait avoir eu une incidence sur les fréquences globales de collision, mais aucune baisse claire n'est apparente dans les données de cette période.

On n'a trouvé aucune donnée causale convenable pour montrer les effets potentiels du SIA sur l'évitement des collisions, car une très forte proportion des collisions est attribuable à l'incapacité à identifier l'autre navire et à déterminer ses mouvements à une distance rapprochée. Il est toutefois difficile de déterminer dans quelle mesure on pourrait éliminer ces collisions au moyen d'un SIA.

On s'attend à ce que les avantages du SIA sur le plan de l'évitement des collisions soient mineurs comparativement aux autres options de réduction des risques étudiées ici. En l'absence de données utiles, on estime que l'utilisation d'un SIA dans une zone donnée pourrait réduire la fréquence de collisions des navires munis d'un récepteur de SIA d'environ 2 %. Cette faible réduction n'est toutefois pas comprise dans le modèle d'évaluation des risques en raison du fait que les marins ne semblent pas se servir du SIA de cette manière.


Les avantages potentiels des aides à la navigation de SIA peuvent être mis en évidence par les données causales sur les échouements. Cependant les données disponibles, comme celles présentées dans le Tableau 6-5 n'indiquent pas les échouements attribuables au manque de balisage des dangers.

On s'attend à ce que les avantages des aides à la navigation du SIA sur le plan de l'évitement des échouements soient plus importants que ceux sur le plan de l'évitement des collisions. En l'absence de données utiles, on estime que l'utilisation d'aides à la navigation du SIA dans une zone donnée pourrait réduire la fréquence d'échouements moteurs allumés des navires munis d'un récepteur de SIA de 5 %.

#### **6.1.4.3 Cartes électroniques de navigation et Système électronique de visualisation des cartes marines**

##### **Effets du Système électronique de visualisation des cartes marines et des cartes électroniques de navigation sur la sécurité**

Le SEVCM est une aide à la navigation qu'on peut utiliser en combinaison avec les cartes et les publications papier pour planifier et afficher la route d'un navire, ainsi que pour déterminer et surveiller sa position tout au long d'un voyage. Les cartes électroniques de navigation (CÉN) sont une base de données normalisées de renseignements cartographiques, ce qui comprend des renseignements supplémentaires considérés comme nécessaires pour une navigation sécuritaire. Leur utilisation est approuvée par le SEVCM.



En combinaison avec le GPS et/ou le SIA, le SEVCM fournit un affichage continu de la position d'un navire par rapport à la terre, aux objets cartographiés, aux aides à la navigation et aux possibles dangers cachés. Comparé aux cartes papier conventionnelles, le SEVCM fournit une représentation améliorée de la position des navires et réduit la charge de travail associée au traçage de la position. Le SEVCM peut être installé à n'importe quel endroit commode sur la passerelle, de manière à permettre à la personne de quart d'assurer une bonne surveillance, au lieu d'avoir besoin d'une table à cartes projetées. On peut actualiser les cartes de manière plus efficace en insérant un disque compact dans l'ordinateur du SEVCM ou en téléchargeant une mise à jour du Web au lieu d'annoter des cartes papier à la main. Le SEVCM permet aussi la planification des routes et la surveillance continue.

Le SEVCM peut fournir des fonctions améliorées. En voici quelques exemples :

- On peut définir des polygones d'emplacement et régler des alarmes afin que celles-ci soient déclenchées si le navire quitte une zone considérée comme étant sûre.
- Les données du SIA peuvent être affichées.
- Les données du GPS peuvent être affichées.
- Les cibles radars peuvent être superposées au SEVCM.

Le SEVCM peut aussi fonctionner avec des copies numérisées de cartes papier conventionnelles (cartes matricielles) pour les régions du monde où des cartes électroniques de navigation ne sont pas disponibles. On parle alors d'un mode de système de visualisation de cartes matricielles (RCDS), qui fournit moins d'information (et offre une interactivité limitée) aux navigateurs que le SEVCM complet.


### **Quantification des effets du Système électronique de visualisation des cartes marines**

Une évaluation officielle des risques a été présentée au Comité de la sécurité maritime de l'OMI en 2006 en lien avec une proposition pour la présence obligatoire du SEVCM à bord. L'évaluation a porté sur trois types de navires de charge et s'appuie sur un modèle de réseau de Bayes. On y conclut que le SEVCM réduit les risques d'échouement d'environ 36 %. Cela est attribuable à l'augmentation du temps disponible sur la passerelle pour la connaissance de la situation, de l'efficacité du traçage de la position du navire et de l'efficacité des procédures de mise à jour. Une étude ultérieure (Comité de la sécurité maritime, 2007) qui tenait compte de 11 routes différentes et d'une variété de types de navires a révélé des réductions des risques d'échouement entre 11 % et 38 % en raison de variations dans les zones pour lesquelles des cartes électroniques de navigation existaient. Quand toutes les zones faisaient l'objet d'une carte électronique de navigation, la réduction des risques d'échouement s'élevait à 38 %.

#### **6.1.4.4 Quantification des effets de l'amélioration des aides à la navigation conventionnelles**

Les aides à la navigation conventionnelles jouent un rôle crucial dans la connaissance de la situation spatiale et dans la sécurité de la navigation. Il n'y a pas de base de référence évidente (c'est-à-dire les risques en l'absence d'aides à la navigation) qui puisse être utilisée aux fins de comparaison.





Toutefois, il est possible d'examiner les avantages des améliorations apportées aux aides à la navigation conventionnelles.

Les avantages potentiels de l'amélioration des aides à la navigation conventionnelles peuvent être mis en évidence par les données causales sur les échouements. En l'absence de données récentes, les données moins récentes du Tableau 6-4 sont utilisées. Les causes qui peuvent être prévenues grâce aux aides à la navigation conventionnelles sont associées à la défaillance de feux et de balises, et représentent 6,4 % des accidents. L'amélioration des aides à la navigation conventionnelles ne préviendrait pas nécessairement tous ces accidents, mais elle pourrait offrir des avantages indirects pour la diminution d'autres erreurs de navigation. Par conséquent, une réduction des échouements de 6,4 % pourrait être appuyée par ces données.

En réalité, l'amélioration des aides à la navigation conventionnelles est un processus continu qui peut être entrepris selon différents degrés d'engagement. On suppose par conséquent qu'une réduction de 6,4 % des risques d'échouement peut être obtenue en 10 ans grâce à un programme complet d'examen et d'amélioration, comparé à une politique consistant simplement à entretenir les aides à la navigation actuelles. Toutefois, en l'absence d'une estimation directe des avantages, cela demeure très incertain. On a donc arrondi ce chiffre à 6 %.

Il ne serait pas possible d'estimer les avantages associés à l'amélioration des aides à la navigation qui sont en place dans la zone d'étude. En effet, il n'existe aucune méthodologie pour cela. La seule méthode viable serait d'obtenir un grand nombre d'avis d'experts. La méthode ci-dessus, qui est fondée sur les données causales actuelles, suppose que les aides à la navigation ont les mêmes forces et faiblesses qu'ailleurs dans le monde. Si les normes relatives aux aides à la navigation conventionnelles sont relativement élevées dans la zone d'étude, l'amélioration possible sera moins efficace que prévu. Par contre, il y a de nombreux risques d'échouement dans la zone d'étude, ce qui pourrait justifier que l'on conserve le chiffre initial.

#### **6.1.4.5 Représentation dans les modèles d'accidents**

La section suivante résume les effets sur la fréquence des échouements moteurs allumés des mesures suivantes :

- Système de géolocalisation GPS différentiel;
- Système d'identification virtuel automatique;
- Système de visualisation des cartes matricielles;
- Cartes électroniques de navigation;
- Aides conventionnelles à la navigation améliorées.

Pour une navigation réussie, il faut :

- des connaissances exactes et à jour des endroits où un navire peut être placé. On obtient cette information grâce à des cartes précises et à l'utilisation en temps réel du système d'identification virtuel automatique. Comme nous en avons parlé à la section 3.3, si ces données sont incomplètes, le navigateur ne peut pas faire grand-chose pour éviter un échouement moteurs allumés;
- que le navire soit placé dans une position précise, loin des dangers connus.

L'effet du SEVCM est une réduction de 38 % des échouements moteurs allumés. Cet avantage sur le plan des risques est procuré par divers mécanismes, dont la capacité à établir des limites en ce qui concerne la sécurité de la navigation et à déclencher des alarmes si le navire franchit ces limites. Cela fournit une barrière de sécurité contre la perte de capacités et l'erreur humaine. On suppose que l'effet de cartes électroniques de navigation à elles seules représente un tiers de l'effet du SEVCM, si l'on exclut l'avantage sur le plan de la perte de capacités.

Certains facteurs représentatifs qui influent sur le rendement des aides à la navigation améliorées figurent dans le Tableau 6-6. Ces résultats sont directement comparables à ceux qui figurent dans le Tableau 6-4.

**Tableau 6-6 Facteurs qui influent sur le rendement des aides à la navigation**

Type d'incident	Activités de base	GPS	SEVCM
Échouement moteurs allumés	1,00	0,96	0,62

La comparaison entre les résultats du Tableau 6-4 et du Tableau 6-6 révèle que les aides à la navigation améliorées ne permettent pas de réduire la fréquence d'accident aussi efficacement que le pilotage (même un pilote unique lors d'un long passage) et le STM. On prédit qu'un SEVCM entièrement intégré est l'aide à la navigation la plus efficace qui soit.

## 7 ÉVALUATION DE LA FRÉQUENCE DES ACCIDENTS DE MANUTENTION DE CARGAISON ET DE TRANSPORT MARITIME

Le chapitre suivant décrit en détail l'évaluation de la fréquence des accidents relatifs à la manutention et au chargement, aux fuites causées par des impacts avec la jetée sur chevalets et au transport maritime.

On a analysé la fréquence des accidents de transport maritime associés à la circulation des pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est pour la zone d'étude, du terminal jusqu'à une courte distance à l'extérieur des limites du port, au début du DST, aux points 5A et 5B. Les mesures visant à réduire la fréquence qui ont été prises en compte sont décrites au chapitre 6.


Les fréquences totales d'accidents et de déversements de pétrole pour les pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est pour chaque tronçon de l'étude et l'ensemble de la zone d'étude ont été estimées à l'aide du modèle du MARCS. Dans le cadre de la présente analyse, un accident maritime est défini comme étant un événement pouvant entraîner un déversement de pétrole. La majorité des accidents n'entraîneront pas de déversement de pétrole. Les fréquences d'accident sont calculées pour les événements suivants :

- Collisions;
- Échouements moteurs allumés;
- Échouements moteurs éteints;
- Défaillances de structure;
- Incendies et explosions.

Dans quelques cas, un accident provoquera des dommages suffisamment graves au navire pour conduire à une rupture dans les citernes à marchandise, aboutissant par conséquent à un déversement de pétrole. Dans le MARCS, la probabilité qu'un accident entraîne un déversement de pétrole est estimée en fonction :

- de la structure du navire, à savoir une coque simple ou une double coque (tous les pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est sont dotés d'une double coque).
- de la probabilité d'échouement sur un littoral rocheux par rapport à un littoral à plancher meuble. Cette distribution des probabilités est égale à la distribution du littoral rocheux par rapport à celle du littoral à plancher meuble; le fait de s'échouer sur des rochers augmente la probabilité qu'une défaillance de confinement se produise.
- des vagues et des vents, qui ont une incidence sur la probabilité qu'un échouage cause un déversement de pétrole. La hauteur des vagues a aussi une incidence sur la probabilité de défaillance de structure entraînant un naufrage.
- En cas de collision, la quantité de mouvement d'un navire entrant en collision avec un autre objet a une incidence sur un éventuel déversement de pétrole.

On estime, dans le présent chapitre, la fréquence des accidents et des déversements de pétrole en commençant par évaluer la fréquence de tous les accidents, y compris ceux qui ne conduisent pas à



un déversement de pétrole (section 7.1). On estime ensuite la fréquence de déversement de pétrole (section 7.2).

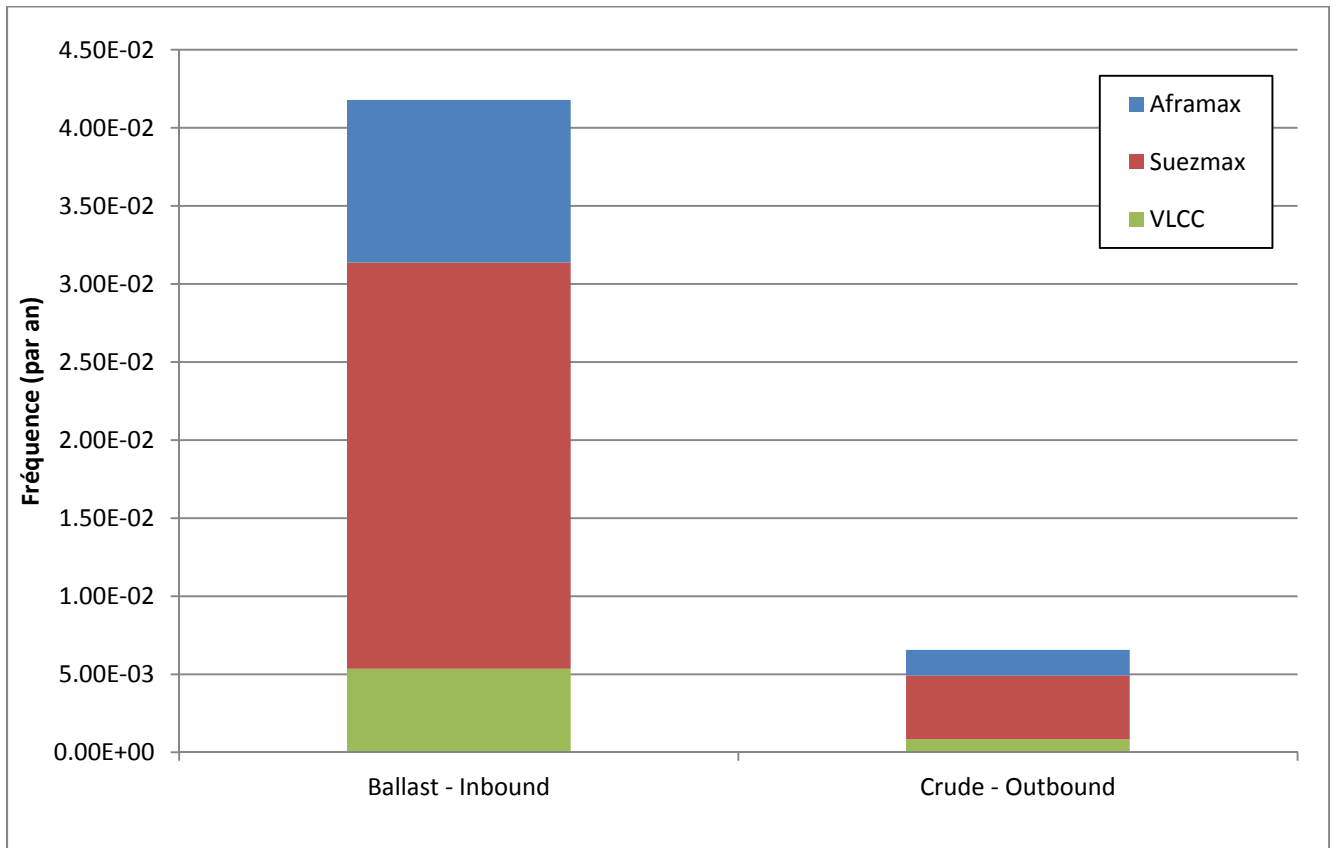
## 7.1 Fréquence totale des accidents de transport maritime

Cette section décrit séparément la fréquence totale d'accident estimée pour les pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est qui se rendent au terminal ou en reviennent sur la route de navigation principale, ainsi qu'entre le terminal et la zone de mouillage D.

La fréquence totale des accidents est la fréquence annuelle à laquelle les accidents (collisions, échouements moteurs allumés ou éteints, incendies et explosions, et défaillances de structure) se produisent, sans prendre en compte leurs conséquences. Elle comprend donc les accidents qui n'entraînent pas de déversement et ceux qui causent un déversement pour l'ensemble du trafic. Le résultat final de l'évaluation des risques est la fréquence des déversements et le volume potentiel des déversements. Les résultats concernant la fréquence totale des accidents sont présentés afin de montrer le processus d'analyse des risques.

### 7.1.1 Fréquence totale des accidents de transport maritime pour la route de navigation

La Figure 7-1 montre les fréquences d'accident pour les pétroliers Aframax et Suezmax, et les TGTB affectés au terminal maritime Canaport Énergie Est pour la route de navigation. La fréquence annuelle totale d'accident est de  $4,83 \times 10^{-2}$  pour tous les pétroliers associés au terminal maritime Canaport Énergie Est. On estime que les accidents qui touchent les pétroliers lestés, soit uniquement les pétroliers entrants, vers le terminal maritime Canaport Énergie Est se produisent  $4,18 \times 10^{-2}$  fois par année. On estime que les accidents qui touchent les pétroliers transportant du pétrole brut se produisent  $6,56 \times 10^{-3}$  fois par année. Les accidents impliquant les pétroliers entrants sont plus fréquents en raison de la probabilité beaucoup plus élevée d'échouement moteurs allumés à cause de la trajectoire des pétroliers en question.



**Figure 7-1 Fréquence totale annuelle des accidents maritimes impliquant des pétroliers associés à Canaport**

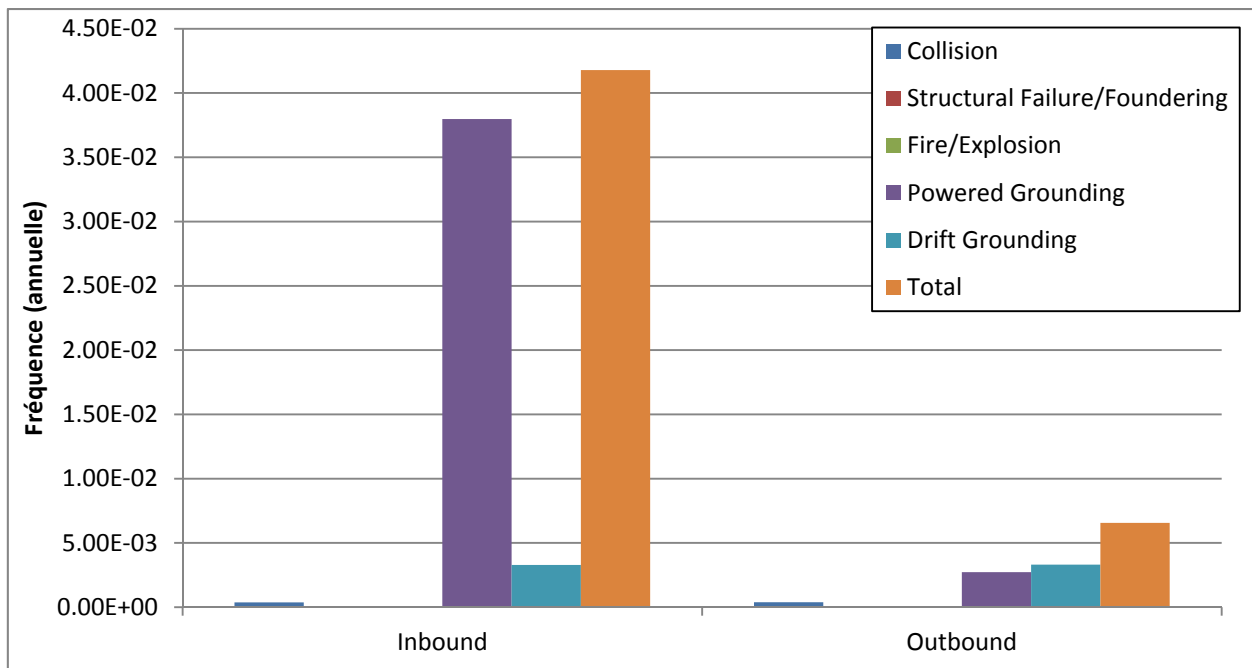
Les conditions d'exploitation et les mesures de réduction des risques appliquées sont identiques pour les pétroliers Aframax et Suezmax, ainsi que pour les TGTB. Le facteur principal intervenant dans la différence de fréquences tient à l'écart du nombre d'escales par an au terminal. Chaque année, les navires de classe Suezmax font deux fois et demie plus souvent escale au terminal que les navires de classe Aframax, et cinq fois plus que les navires de classe TGTB. Les fréquences d'accident des Suezmax sont donc deux fois et demie et cinq fois plus élevées que celles des Aframax et des TGTB, respectivement.

**Tableau 7-1 – Fréquence des accidents maritimes sur les routes entrantes et sortantes par type de navire**

Type de navire	Entrant – lesté	Sortant – brut
Aframax	$1,04 \times 10^{-2}$	$1,63 \times 10^{-3}$
Suezmax	$2,60 \times 10^{-2}$	$4,09 \times 10^{-3}$
TGTB	$5,35 \times 10^{-3}$	$8,40 \times 10^{-4}$
<b>Total</b>	<b><math>4,18 \times 10^{-2}</math></b>	<b><math>6,56 \times 10^{-3}</math></b>

Les estimations de la fréquence des cinq types d'accidents suivants sont présentés dans la Figure 7-2

- Collisions;
- Défaillances de structure et naufrages;
- Incendies et explosions;
- Échouements moteurs allumés;
- Échouements moteurs éteints.



**Figure 7-2 Fréquence totale (annuelle) par type d'accident**

La fréquence de chaque type d'accident sur les routes entrantes et sortantes est indiquée dans le Tableau 7-2.

**Tableau 7-2 Fréquence des accidents maritimes sur les routes entrantes et sortantes**

Type d'accident	Route entrante (par an)	Route sortante (par an)
Collision	$3,78 \times 10^{-4}$	$3,88 \times 10^{-4}$
Défaillance de structure et naufrage	$9,44 \times 10^{-5}$	$8,38 \times 10^{-5}$
Incendie ou explosion	$5,10 \times 10^{-5}$	$4,52 \times 10^{-5}$
Échouement moteurs allumés	$3,80 \times 10^{-2}$	$2,73 \times 10^{-3}$
Échouement moteurs éteints	$3,29 \times 10^{-3}$	$3,31 \times 10^{-3}$
<b>Total</b>	<b><math>4,18 \times 10^{-2}</math></b>	<b><math>6,56 \times 10^{-3}</math></b>

Les échouements moteurs allumés de navires Suezmax sont les accidents les plus fréquents. Les échouements moteurs allumés ne présentent essentiellement un risque que pour les navires entrants, car les navires sortants qui éprouvent des problèmes de timonerie poursuivront leur route vers les eaux libres. Le fait de s'éloigner de la ligne de côte réduit également la probabilité d'erreur humaine entraînant un échouement moteurs allumés. Les collisions sont peu fréquentes dans la zone d'étude en raison de la faible densité de la circulation et du faible nombre d'intersections entre les routes.

Dans la zone d'étude, les échouements moteurs éteints sont plus fréquents que les collisions, et un peu plus fréquents sur les routes sortantes que sur les routes entrantes en raison de la plus grande proximité des routes sortantes aux eaux peu profondes. La vitesse des vents dans la zone d'étude est faible 95 % du temps (Tableau 3-4), ce qui donne une vitesse de dérive réduite. Une vitesse de dérive réduite donne aux remorqueurs suffisamment de temps pour intervenir avant un impact avec la terre. Les risques d'impact sont également atténués grâce aux renseignements fournis par le STM. En outre, la direction des vents (Tableau 3-4) éloignera les navires de la ligne de côte environ la moitié du temps. La fréquence des défaillances de structure et naufrages, et des incendies et explosions est fondée sur des données historiques et dépend directement de la longueur de la route de navigation et du nombre annuel d'escales au terminal maritime Canaport Énergie Est par chaque classe de pétrolier.

La Figure 7-3 indique la fréquence de chaque type d'accident pour les pétroliers Aframax et Suezmax, et les TGTB qui se rendent au terminal et en repartent. Les fréquences relatives aux Suezmax sont plus élevées que celles des Aframax ou des TGTB en raison du fait que les pétroliers Suezmax font plus d'écales au terminal chaque année.

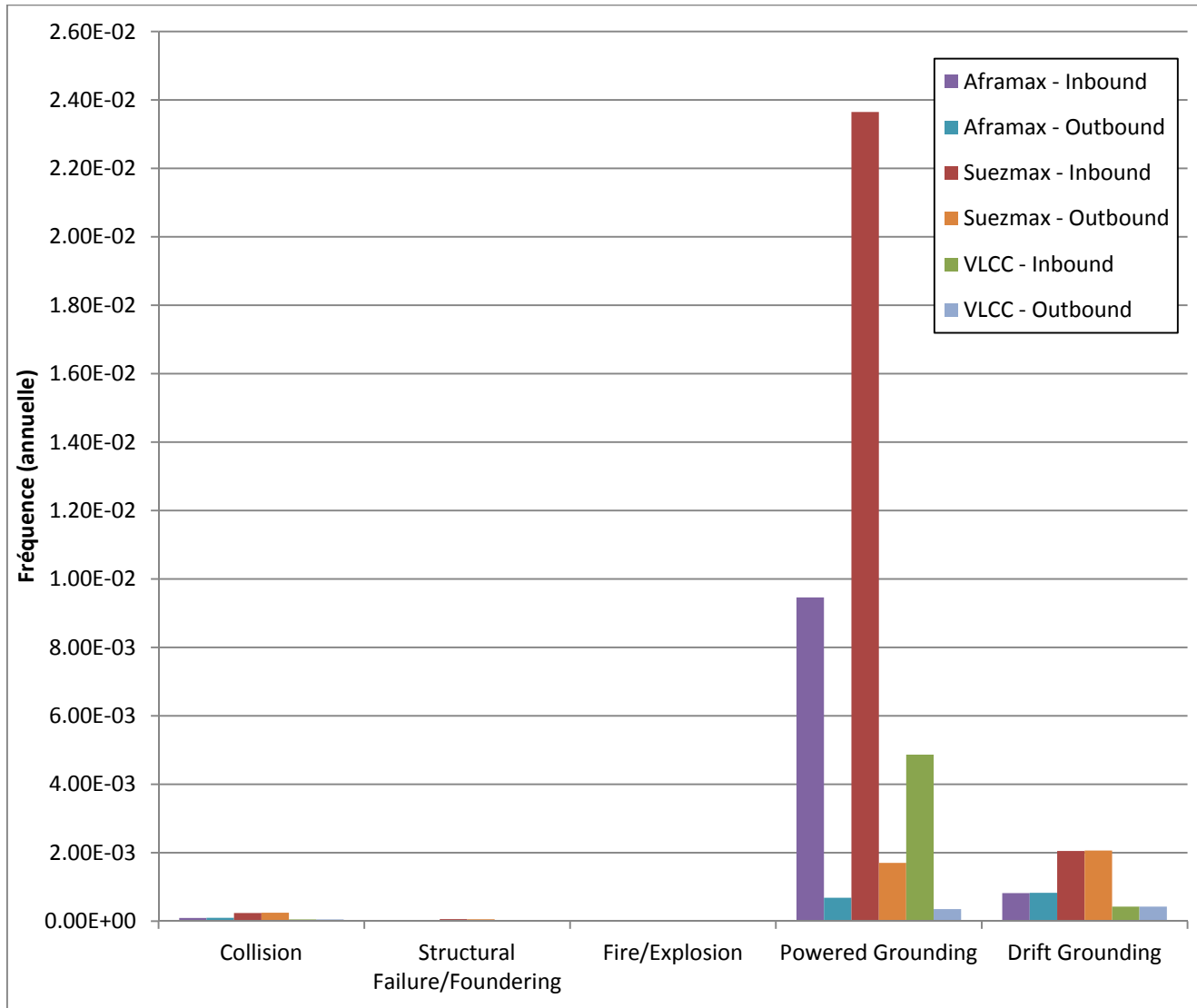


Figure 7-3 Fréquence totale (annuelle) des accidents par type d'accident et de navire



La fréquence de chaque type d'accident pour chaque type de navire sur la route entrante et la route sortante est indiquée dans le Tableau 7-3.

**Tableau 7-3 Fréquence des accidents maritimes par type d'accident et type de navire pour les routes de navigation**

Type d'accident	Aframax		Suezmax		TGTB	
	Entrant (par an)	Sortant (par an)	Entrant (par an)	Sortant (par an)	Entrant (par an)	Sortant (par an)
Collision	$9,4 \times 10^{-5}$	$9,6 \times 10^{-5}$	$2,4 \times 10^{-4}$	$2,4 \times 10^{-4}$	$4,8 \times 10^{-5}$	$4,8 \times 10^{-5}$
Défaillance de structure et naufrage	$2,3 \times 10^{-5}$	$2,1 \times 10^{-5}$	$5,9 \times 10^{-5}$	$5,2 \times 10^{-5}$	$1,2 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-5}$
Incendie et explosion	$1,3 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-5}$	$3,2 \times 10^{-5}$	$2,8 \times 10^{-5}$	$6,5 \times 10^{-6}$	$5,7 \times 10^{-6}$
Échouement moteurs allumés	$9,5 \times 10^{-3}$	$6,8 \times 10^{-4}$	$2,4 \times 10^{-2}$	$1,7 \times 10^{-3}$	$4,9 \times 10^{-3}$	$3,5 \times 10^{-4}$
Échouement moteurs éteints	$8,2 \times 10^{-4}$	$8,3 \times 10^{-4}$	$2,1 \times 10^{-3}$	$2,1 \times 10^{-3}$	$4,2 \times 10^{-4}$	$4,3 \times 10^{-4}$
<b>Total</b>	<b><math>1,0 \times 10^{-2}</math></b>	<b><math>1,6 \times 10^{-3}</math></b>	<b><math>2,6 \times 10^{-2}</math></b>	<b><math>4,1 \times 10^{-3}</math></b>	<b><math>5,4 \times 10^{-3}</math></b>	<b><math>8,4 \times 10^{-4}</math></b>

### 7.1.2 Fréquence totale des accidents de transport maritime sur la route de l'aire de mouillage

Le Tableau 7-4 présente la fréquence des accidents des pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est lors des passages du terminal à l'air de mouillage et dans le sens inverse. Les échouements moteurs allumés sont les accidents les plus fréquents en raison de la proximité de la route de l'aire de mouillage par rapport aux zones d'eaux peu profondes.

La différence entre la fréquence d'accidents des Suezmax, des Aframax et des TGTB est plus ou moins proportionnelle au nombre annuel d'escales effectuées au terminal.

**Tableau 7-4 Fréquence annuelle d'accidents pour la route vers l'aire de mouillage**

Type d'accident	Aframax	Suezmax	TGTB	Total
Collision	$9,92 \times 10^{-6}$	$2,62 \times 10^{-5}$	$4,49 \times 10^{-6}E-06$	$4,06 \times 10^{-5}$
Échouement moteurs allumés	$4,12 \times 10^{-4}$	$1,03 \times 10^{-3}$	$2,06 \times 10^{-4}$	$1,65 \times 10^{-3}$
Échouement moteurs éteints	$2,10 \times 10^{-7}$	$5,28 \times 10^{-7}$	$1,04 \times 10^{-7}$	$8,41 \times 10^{-7}$
<b>TOTAL</b>	<b><math>4,22 \times 10^{-4}</math></b>	<b><math>1,06 \times 10^{-3}</math></b>	<b><math>2,1 \times 10^{-4}</math></b>	<b><math>1,69 \times 10^{-3}</math></b>

## 7.2 Fréquence des déversements de marchandise dans le cadre du transport maritime

Vous trouverez dans la section suivante les fréquences estimatives des défaillances du confinement causées par un échouement ou une collision impliquant un pétrolier chargé. Les fréquences de défaillance du confinement attribuable à une défaillance de structure ou à un naufrage ne sont pas fournies, car on ne s'attend pas à ce que ces accidents causent une rupture dans les citernes à marchandise et une défaillance du confinement. En cas de défaillance de structure ou à une défaillance mécanique, le navire peut toujours être maîtrisé. En vertu de la SOLAS, toutes les pièces essentielles de l'appareil à gouverner du pétrolier doivent être doublées. Ces mesures d'atténuation arrêtent ou réduisent donc au minimum les fuites de pétrole en cas de défaillance structurale ou mécanique du navire, ou de nécessité. Les fréquences de défaillance du confinement en cas d'incendie et d'explosion ne sont pas fournies non plus, car une rupture de citerne et un déversement entraînerait un déversement allumé, et toute la marchandise se consumerait alors.

La probabilité conditionnelle qu'une défaillance du confinement se produise à la suite d'une collision ou d'un échouement dépend de la nature de l'accident. En cas de collision, la probabilité de rupture d'une citerne à marchandise dépend de la vitesse relative et de la masse du navire qui frappe et du pétrolier, ainsi que de l'angle de la collision. En cas d'échouement, cette probabilité dépend du type de substrat que le navire peut heurter lors de l'échouement.

Dans le cas du terminal maritime Canaport Énergie Est, seuls les pétroliers sortants transportent des marchandises et ils sont donc les seuls à présenter une fréquence de défaillance du confinement. On s'est penché sur la défaillance du confinement des pétroliers dans deux zones, soit la route sortante et la route empruntée depuis l'aire de mouillage comme il est présenté à la Figure 3-1. Les résultats sont présentés dans la Figure 3-1. On a estimé la fréquence de défaillance du confinement causée par une collision, un échouement moteurs allumés et un échouement moteurs éteints pour chaque type de navire. Il convient de noter que la fréquence présentée concerne les déversements de toutes tailles. On suppose que les navires sortants sont complètement chargés, tandis que les navires qui naviguent vers l'aire de mouillage ou depuis celle-ci sont chargés à moitié.

## 7.2.1 Résultats relatifs à la défaillance du confinement sur la route principale

Les résultats relatifs à la fréquence de défaillance du confinement sur la route principale sont présentés dans le Tableau 7-5. Tout comme dans le cas des résultats concernant la fréquence des accidents, les navires de classe Suezmax sont ceux qui contribuent le plus à la fréquence annuelle des défaillances du confinement. Parmi tous les types d'accidents, les navires de classe Suezmax connaissent la plus importante fréquence de défaillance du confinement; ils sont suivis des navires de classe Aframax, puis des navires de classe TGTB qui connaissent la plus faible fréquence estimative.

**Tableau 7-5 Résultats concernant la fréquence annuelle de défaillance du confinement par type d'accident et type de navire pour la route sortante principale**

Type d'accident	Aframax – Sortie	Suezmax – Sortie	TGTB – Sortie	Total
Collision	$9,0 \times 10^{-6}$	$2,3 \times 10^{-5}$	$4,3 \times 10^{-6}$	$3,6 \times 10^{-5}$
Échouement moteurs allumés	$3,7 \times 10^{-5}$	$6,0 \times 10^{-5}$	$6,7 \times 10^{-6}$	$1,0 \times 10^{-4}$
Échouement moteurs éteints	$4,6 \times 10^{-5}$	$8,2 \times 10^{-5}$	$8,1 \times 10^{-6}$	$1,4 \times 10^{-4}$
<b>Total</b>	<b><math>9,2 \times 10^{-5}</math></b>	<b><math>1,7 \times 10^{-4}</math></b>	<b><math>1,9 \times 10^{-5}</math></b>	<b><math>2,8 \times 10^{-4}</math></b>

Les échouements moteurs éteints sont les accidents qui contribuent le plus à la fréquence globale des défaillances du confinement. Ils sont suivis des échouements moteurs allumés. Les collisions sont les accidents qui contribuent le moins à la fréquence globale des défaillances du confinement. Cette tendance correspond aux résultats concernant la fréquence des accidents.

Les résultats indiquent que les Aframax représentent 33 % de la fréquence globale des défaillances du confinement, les Suezmax 60 % et les TGTB 7 %. Cela est lié aux raisons suivantes :

- Les Suezmax sont ceux qui font le plus d'escales au terminal, suivis des Aframax et des TGTB.
- Il faut une profondeur d'indentation critique et des limites d'énergie moindres pour percer les citernes des Suezmax et des Aframax que celles des TGTB.

On attribue les défaillances du confinement dans la zone d'étude aux facteurs suivants :

- La route est relativement proche de la ligne de côte, ce qui augmente la probabilité d'échouement.
- On effectue parfois des changements de route, ce qui augmente la probabilité d'échouement moteurs allumés.

La Figure 7-4 présente les résultats relatifs aux défaillances du confinement (DDC) par type de navire.

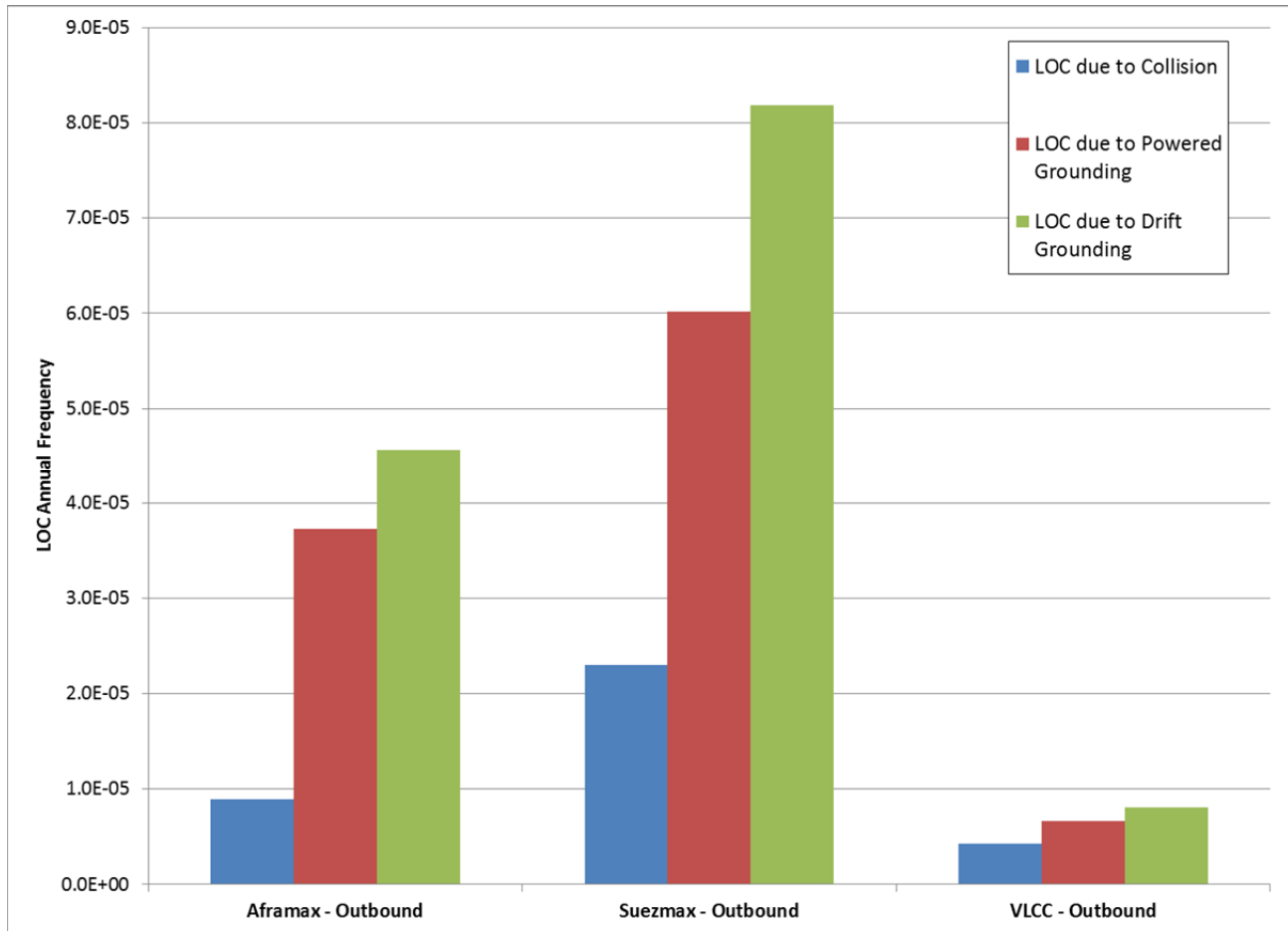


Figure 7-4 Résultats relatifs à la fréquence annuelle de défaillance du confinement par type de navire

## 7.2.2 Résultats relatifs aux défaillances du confinement dans la zone de mouillage

Les résultats relatifs aux défaillances du confinement dans la zone de mouillage sont présentés dans le Tableau 7-6. Les échouements moteurs allumés sont les accidents qui contribuent le plus à la fréquence globale des défaillances du confinement dans la zone de mouillage en raison de la trajectoire suivie par les navires depuis la route de l'aire de mouillage jusqu'au terminal.

**Tableau 7-6 Fréquence annuelle de défaillance du confinement pour la route vers l'aire de mouillage**

Type d'accident	Aframax	Suezmax	TGTB	Total
Collision	$3,4 \times 10^{-7}$	$9,5 \times 10^{-7}$	$1,3 \times 10^{-7}$	$1,4 \times 10^{-6}$
Échouement moteurs allumés	$2,6 \times 10^{-5}$	$5,3 \times 10^{-5}$	$3,9 \times 10^{-6}$	$8,3 \times 10^{-5}$
Échouement moteurs éteints	$1,5 \times 10^{-8}$	$3,2 \times 10^{-8}$	$2,1 \times 10^{-9}$	$4,9 \times 10^{-8}$
<b>Total</b>	<b><math>2,6 \times 10^{-5}</math></b>	<b><math>5,4 \times 10^{-5}</math></b>	<b><math>4,1 \times 10^{-6}</math></b>	<b><math>8,4 \times 10^{-5}</math></b>

### 7.2.3 Résultats combinés relatifs aux défaillances du confinement

Les résultats combinés relatifs à la fréquence des défaillances du confinement sur la route de navigation et dans les zones de mouillage sont présentés dans le Tableau 7-7. Les défaillances de confinement en raison des échouements moteurs allumés et moteurs éteints qui contribuent le plus à la fréquence globale des défaillances du confinement en raison de la trajectoire suivie par les navires depuis la route de l'aire de mouillage jusqu'au terminal.

**Tableau 7-7 Résultats combinés relatifs à la fréquence annuelle de défaillance du confinement par type d'accident et de navire**

Type d'accident	Aframax	Suezmax	TGTB	Total
Collision	$9,3 \times 10^{-6}$	$2,4 \times 10^{-5}$	$4,4 \times 10^{-6}$	$3,8 \times 10^{-5}$
Échouement moteurs allumés	$6,3 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-5}$	$1,9 \times 10^{-4}$
Échouement moteurs éteints	$4,6 \times 10^{-5}$	$8,2 \times 10^{-5}$	$8,1 \times 10^{-6}$	$1,4 \times 10^{-4}$
<b>Total</b>	<b><math>1,2 \times 10^{-4}</math></b>	<b><math>2,2 \times 10^{-4}</math></b>	<b><math>2,3 \times 10^{-5}</math></b>	<b><math>3,6 \times 10^{-4}</math></b>

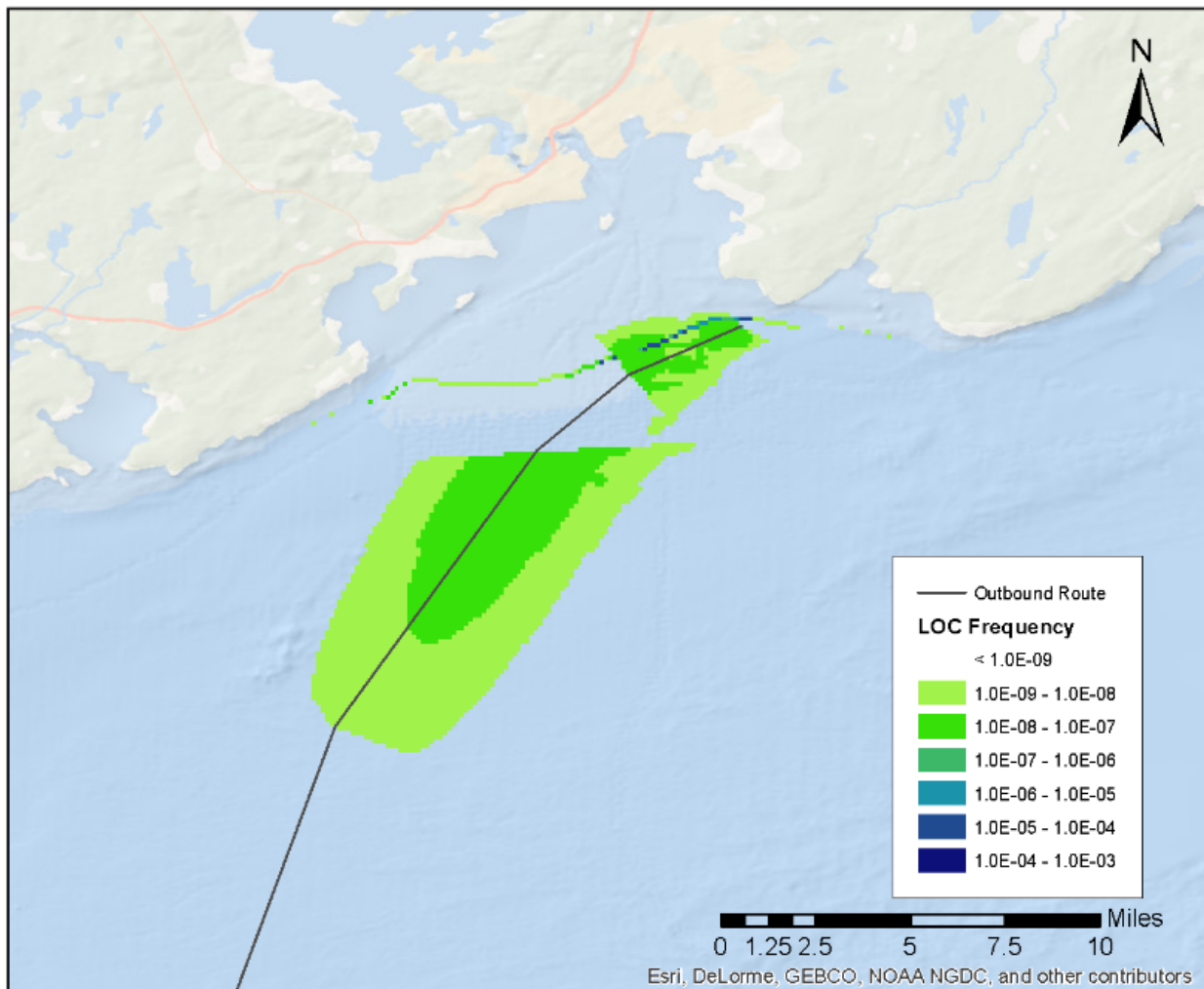
### 7.2.4 Résultats géospatiaux relatifs aux défaillances du confinement

Vous trouverez dans la section suivante les résultats des défaillances du confinement, au plan géospatial, dans l'ensemble de la zone d'étude. Les résultats présentés dans cette section comprennent les résultats concernant la route sortante principale, ainsi que les résultats relatifs à la zone de mouillage. Vous trouverez, de la Figure 7-5 à la Figure 7-8 les résultats relatifs à la fréquence géospatiale annuelle des défaillances du confinement.

Ces résultats manquent de données visibles (au-delà de  $1E-9$ ) à partir du premier virage jusqu'au deuxième changement de direction sur la route sortante. Voici certaines des raisons qui expliquent la baisse de fréquence de défaillance du confinement dans cette zone :

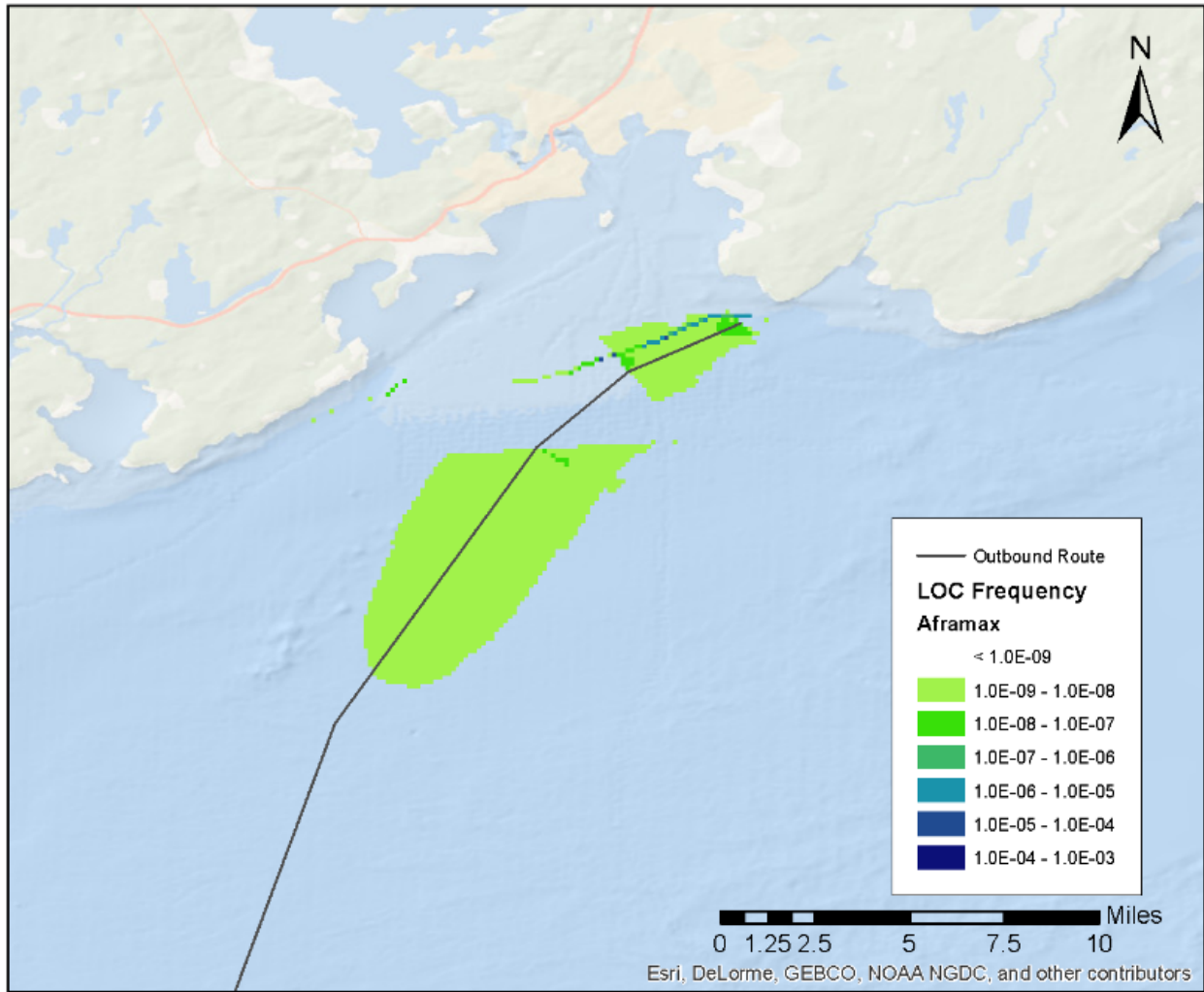
1. Cette partie de la route ne croise pas une autre route à un angle qui, en cas de collision, causerait une rupture de coque et de citerne à marchandise (c'est-à-dire que les angles de collision ne sont pas dans la plage pour laquelle on suppose qu'une défaillance du confinement est possible).
2. La densité du trafic qui se croise dans cette région est plus faible que les autres parties de la route de navigation.

La Figure 7-5 présente les résultats relatifs aux défaillances du confinement (DDC) dans la zone d'étude de Canaport pour tous les types d'accidents et de navires qui circulent sur la route de navigation principale de sortie et passent par la zone de mouillage.



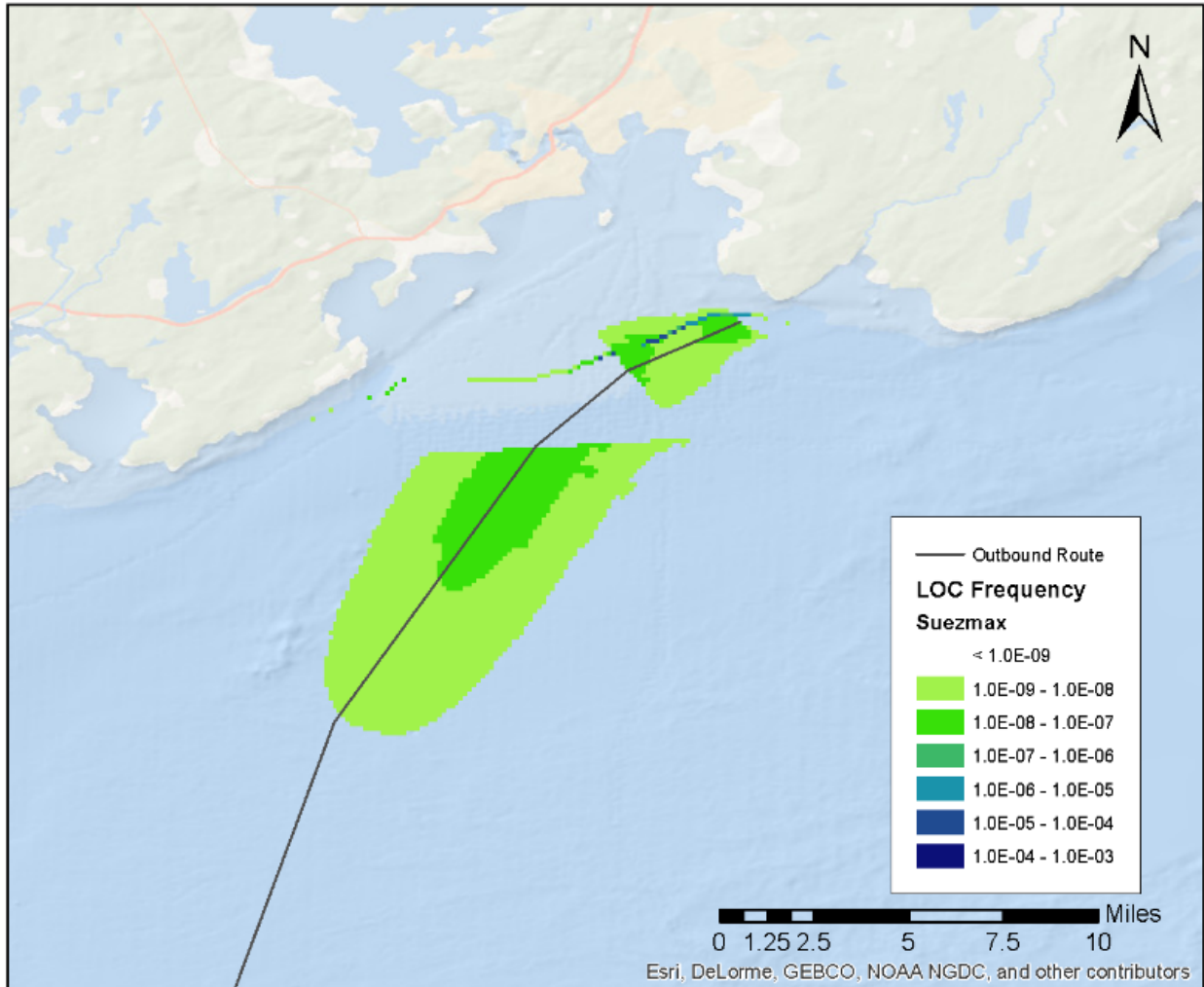
**Figure 7-5 Résultats relatifs à la fréquence totale de défaillance du confinement sur la route principale et dans l'aire de mouillage**

La Figure 7-6 présente les résultats relatifs aux défaillances du confinement (DDC) attribuables à tous les types d'accidents impliquant des navires Aframax sortant sur la route de navigation principale et dans la zone de mouillage.



**Figure 7-6 Résultats relatifs à la fréquence de défaillance du confinement des Aframax sur la route principale et dans l'aire de mouillage**

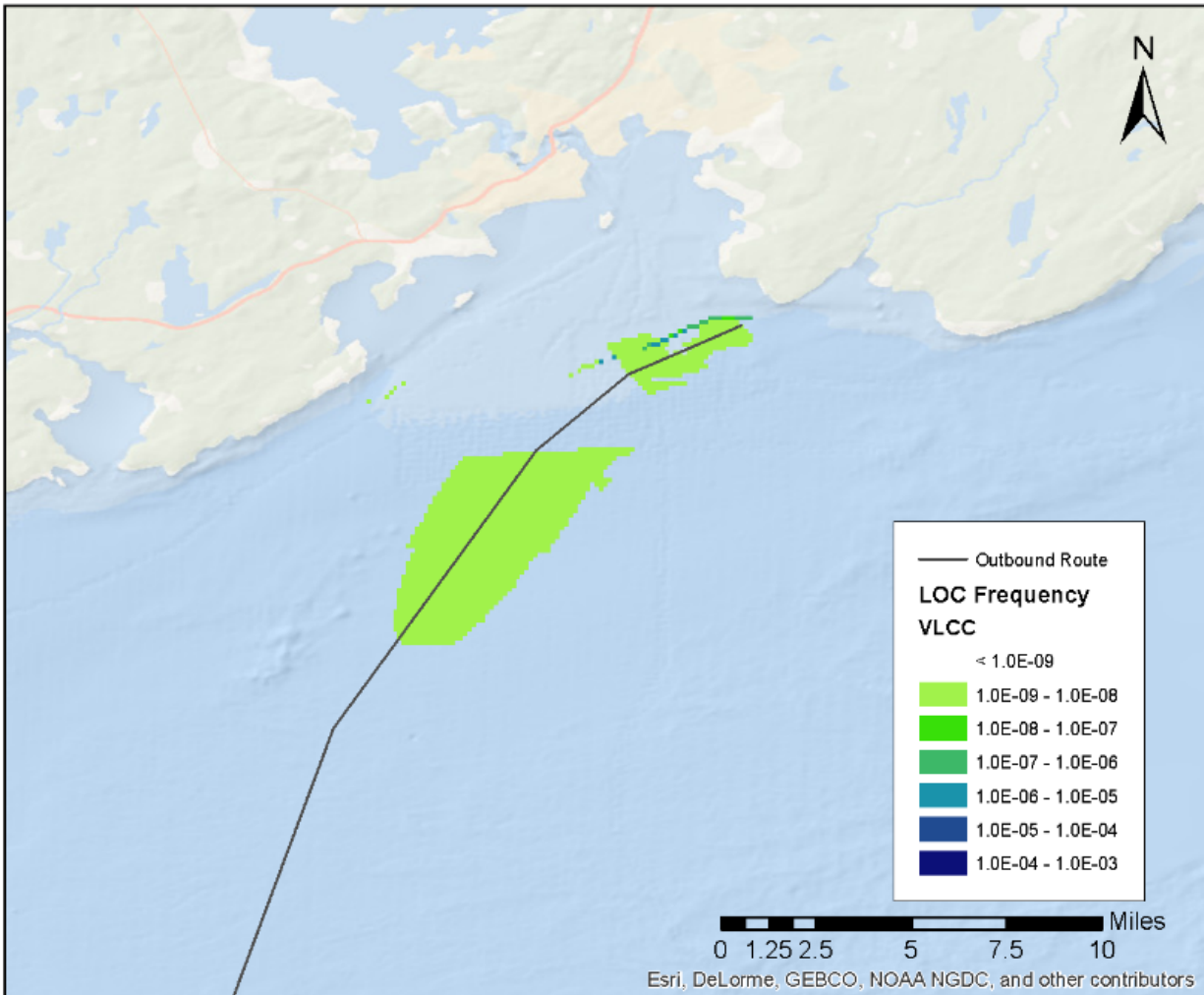
La Figure 7-7 présente les résultats relatifs aux défaillances du confinement (DDC) attribuables à tous les types d'accidents impliquant des navires Suezmax sortant sur la route de navigation principale et dans la zone de mouillage.



**Figure 7-7 Résultats relatifs à la fréquence de défaillance du confinement des Suezmax sur la route principale et dans l'aire de mouillage**



La Figure 7-8 présente les résultats relatifs aux défaillances du confinement (DDC) attribuables à tous les types d'accidents impliquant des TGTB sortant sur la route de navigation principale et dans la zone de mouillage.



**Figure 7-8 Résultats relatifs à la fréquence de défaillance du confinement des TGTB sur la route principale et dans l'aire de mouillage**

### 7.3 Fréquence des déversements de marchandise dans le cadre des activités de transfert de marchandise

Vous trouverez dans la section suivante les fréquences de fuite de pétrole brut dans le cadre des activités de transfert de marchandise.

Voici certaines des causes possibles de déversements de marchandise dans le cadre des activités de transfert de marchandise :

- Dommages aux bras de chargement ou aux conduites par des causes externes (p. ex., mouvements excessifs de pétroliers, défaillance d'amarrage, erreurs d'un opérateur, etc.);

- Fuites dans les bras de chargement ou les conduites causées par des dommages internes (p. ex., usure, corrosion, fatigue, etc.);
- Remplissage excessif des citernes à marchandise (p. ex., défaillance technique ou erreur d'un opérateur).

Les données du Tableau 7-8 décrivent la fréquence de défaillances par activité associée à une analyse détaillée des causes possibles. La source originale des données est le Advisory Committee on Dangerous Substances (réf. /21/). Il s'agit de la source de données recommandée examinée par l'article technique de DNV GL pour les transferts à l'aide des bras de chargement. Elle est considérée comme étant la meilleure estimation prudente, ou limite supérieure, pour la fréquence des fuites (réf. /22/).

**Tableau 7-8 Fréquences générales des fuites dans le cadre du transfert de marchandises (réf. /21/)**

Défaillance	Fréquence (par activité)
Défaillance de bras	$5,10 \times 10^{-5}$
Défaillance de raccord à désenclenchement rapide	$5,10 \times 10^{-6}$
Défaillance de la tuyauterie du navire	$5,40 \times 10^{-6}$
Erreur d'un opérateur	$5,40 \times 10^{-6}$

Par « défaillance d'amarrage », on entend une défaillance du système d'amarrage pendant que le transporteur est à quai. La défaillance peut être causée par les accidents suivants :

- Forces environnementales extrêmes (vent, courants, glace);
- Vagues excessives provoquées par le passage d'autres navires;
- Défaillance de l'équipement d'amarrage.

La fréquence générale des défaillances d'amarrage est de  $6,00 \times 10^{-7}$  par transfert (réf. /21/).

Parmi les mesures d'atténuation exigées par le terminal maritime Canaport Énergie Est, il faut fournir des prévisions météorologiques 6, 12, 24 et 48 heures avant le moment prévu pour l'accostage du pétrolier. En cas de conditions pouvant entraîner la défaillance des lignes d'amarrage, les activités de transfert de marchandise seront interrompues, les bras de chargement seront vidés et les remorqueurs seront préparés en vue de fournir de l'aide aux pétroliers, s'il y a lieu.

Les fréquences annuelles de fuite sont indiquées dans le Tableau 7-9. On calcule la fréquence annuelle de fuite selon les 281 escales annuelles prévues au terminal (70 Aframax, 175 Suezmax et 36 TGTB). On distribue ensuite ces escales entre les deux postes d'amarrage de la manière suivante :

- Le poste d'amarrage 1 fait l'objet de 126 escales (26 Aframax, 64 Suezmax et 35 TGTB);
- Le poste d'amarrage 2 fait l'objet de 155 escales (44 Aframax, 111 Suezmax et 0 TGTB).

**Tableau 7-9 Fréquences annuelles des fuites dans le cadre du transfert de marchandises**

Défaillance	Fréquence au poste d'amarrage 1 (par an)	Fréquence au poste d'amarrage 2 (par an)	Fréquence totale (par an)
Défaillance de bras	$6,43 \times 10^{-3}$	$7,91 \times 10^{-3}$	$1,43 \times 10^{-2}$
Défaillance de raccord à désenclenchement rapide	$6,43 \times 10^{-4}$	$7,91 \times 10^{-4}$	$1,43 \times 10^{-3}$
Défaillance de la tuyauterie du navire	$6,80 \times 10^{-4}$	$8,37 \times 10^{-4}$	$1,52 \times 10^{-3}$
Erreur d'un opérateur	$6,80 \times 10^{-4}$	$8,37 \times 10^{-4}$	$1,52 \times 10^{-3}$
Défaillance d'amarrage	$7,56 \times 10^{-5}$	$9,30 \times 10^{-5}$	$1,69 \times 10^{-4}$
<b>TOTAL</b>	<b><math>8,51 \times 10^{-3}</math></b>	<b><math>1,05 \times 10^{-2}</math></b>	<b><math>1,90 \times 10^{-2}</math></b>

Les fréquences utilisées dans le Tableau 7-8 et le Tableau 7-9 comprennent tous les types de fuites, y compris les fuites mineures.

En outre, les fréquences du Tableau 7-8 et du Tableau 7-9 ne prennent pas entièrement en compte les mesures d'atténuation des risques propres au site, comme les barrières technologiques et opérationnelles mises en place. De nombreuses mesures de maîtrise des risques seront mises en œuvre au nouveau terminal. En voici quelques-unes :

- Drainage de la plateforme de chargement aux postes d'amarrage dans des citernes de sloop et traitement à terre;
- Raccords hydrauliques à désenclenchement rapide aux bras de chargement;
- Vannes d'arrêt d'urgence aux conduites d'écoulement, près du manifold, à la plateforme de chargement et à l'atterrissage. Toutes les vannes d'arrêt d'urgence peuvent être actionnées depuis la salle des commandes;
- Salle des commandes du terminal maritime et abri de poste d'amarrage;
- Détection des débordements au pétrolier;
- Détection des fuites dans le pipeline;
- Procédures opérationnelles pour s'assurer que tous les systèmes fonctionnent correctement avant le transfert de marchandise;
- Procédure opérationnelle pour la sécurité des activités de transfert de marchandise à bord du navire et au terminal;
- Affectation d'un responsable du chargement à chaque activité de chargement;

- Prévention des incendies et protection contre l'incendie à bord du navire et au terminal maritime;
- Personnel du terminal maritime formé à cette fin;
- Gestion de l'intervention en cas de déversement.

## 7.4 Analyse de la fréquence des collisions avec la jetée sur chevalets

Vous trouverez dans cette partie de l'évaluation une estimation de la fréquence des collisions avec la structure sur chevalets ou le pétrolier durant les activités de chargement. DNV GL a suivi une procédure d'analyse des risques fondée sur les probabilités afin de déterminer les charges de calcul adéquates pour une structure sur chevalets. DNV GL s'est servi de ce modèle mathématique d'évaluation des risques pour estimer la fréquence annuelle d'effondrement des jetées sur chevalets en fonction de la résistance maximale de la jetée, des caractéristiques de la voie navigable, de la géométrie de la portée et des caractéristiques des navires qui passent à proximité du terminal. Le risque estimatif d'effondrement est comparé au critère d'acceptation de conception et aux caractéristiques de la structure de la jetée sur chevalets.

Comme on le montre dans l'équation (2) (réf. /24/), le taux annuel de défaillance causée par des collisions ( $A_F$ ) avec des navires peut être exprimé comme suit :

$$A_F = N \times P_A \times P_C \times P_G \quad \text{Équation (3)}$$

Où :

$N$  = Nombre de navires du type qui traversent la voie navigable près de la jetée sur chevalets.

$P_A$  = Probabilité de déviation de navire (en s'éloignant du chenal navigable normal).

$P_C$  = Probabilité que la jetée sur chevalets s'effondre en cas de collision avec un navire du type.


$P_G$  = Probabilité géométrique associée au type de navire et à la jetée.

L'équation 4 donne le taux annuel de collision pour chaque type de navire avec un élément particulier de la jetée sur chevalets.

### 7.4.1 Nombre de fréquence des navires

Le nombre de navires qui passent à proximité de la jetée sur chevalets est calculé en fonction de la taille (tonne de port en lourd ou tpl), du type et de l'état de chargement du navire ou remorqueur. On a utilisé une distribution de la fréquence des navires qui avait été préparée initialement pour la route de navigation. Cette distribution a été modifiée pour l'emplacement de la jetée sur chevalets en fonction de la profondeur d'eau disponible à la jetée et du tirant d'eau des navires dans la zone d'étude.

La Figure 7-9 présente la circulation des navires compris dans la fréquence des navires à proximité de la jetée sur chevalets. On considère que les navires qui passent à moins de 0,5 nm de la jetée sur chevalets passent « à proximité » de celle-ci. Cela correspond aux hypothèses du modèle du MARCS selon lesquelles il existe peu, si tant est qu'il y en ait, de mesures d'atténuation efficaces permettant aux marins d'éviter une collision pour un navire qui passe à moins de 0,5 nm d'un objet fixe ou d'un autre navire et dont on perd la maîtrise. Il y a un système d'amarrage en un point unique près de la jetée sur chevalets, et les navires amarrés qui entrent et sortent de la zone tampon de 0,5 nm sont omis de la fréquence globale des navires. Chaque année, 922 navires passent à proximité de la jetée sur chevalets, ce qui ne comprend pas les pétroliers de EE. On suppose que ces derniers ne sont pas une menace pour la jetée sur chevalets, quand on



prend en considération les mesures de maîtrise des risques relatifs aux activités d'amarrage qui sont décrites dans la section 6. Le Tableau 7-10 montre la distribution de la fréquence des navires utilisée dans l'évaluation des risques de collision. Il convient de noter que les navires qui passent à proximité de la jetée sur chevalets Énergie Est, peu importe qu'il s'agisse d'un navire de service ou de passage, navigueront à une vitesse maximale de 5 nœuds en passant à proximité des chevalets et des autres navires, conformément aux pratiques habituelles de manœuvre de navire, aux limites de vitesse sécuritaire et aux pratiques exemplaires en matière de matelotage.

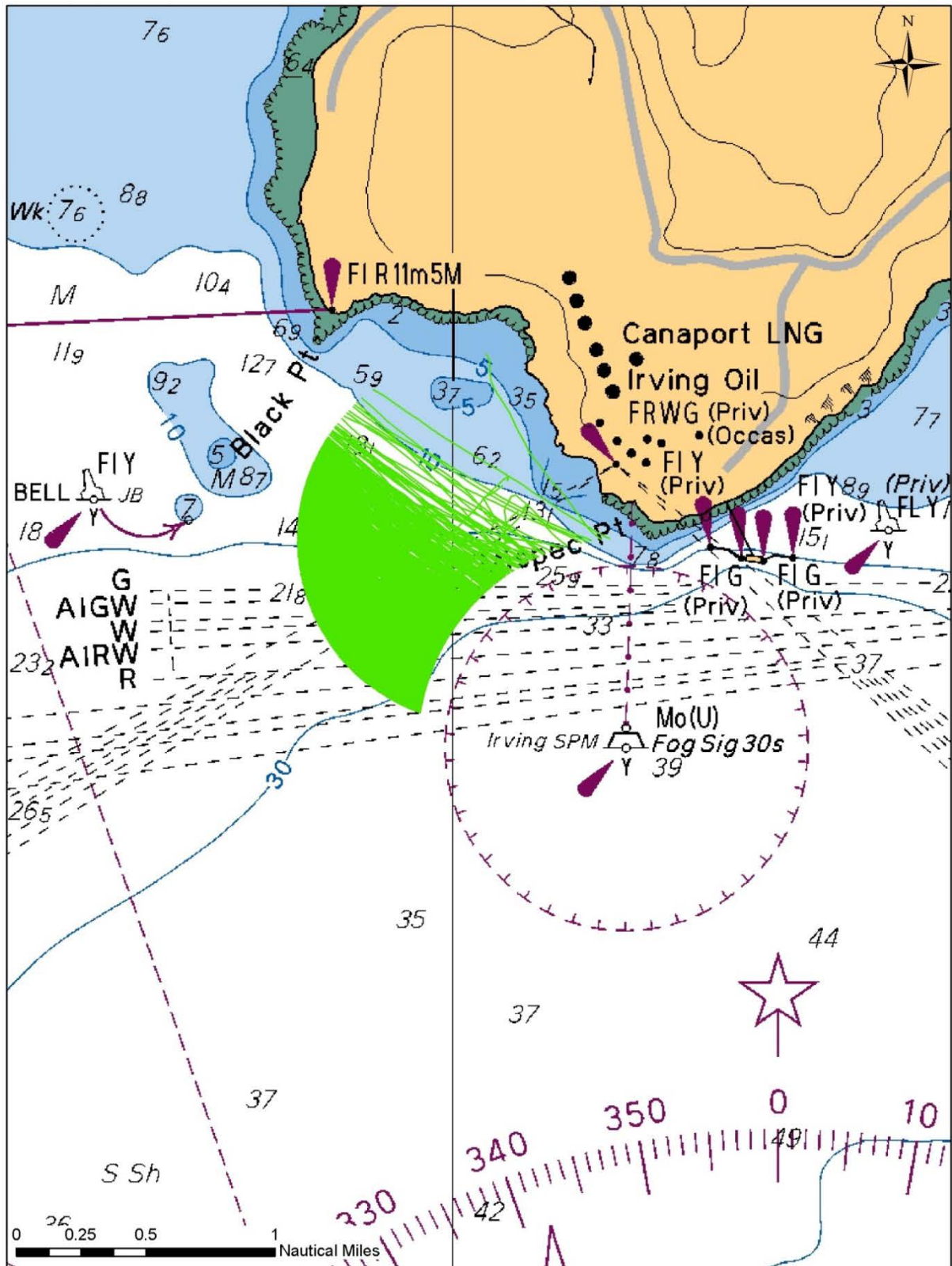


Figure 7-9 Circulation dans les limites de 0,5 nm de la jetée sur chevalets Canaport

**Tableau 7-10 Nombre de navires dans les limites de 0,5 nm et caractéristiques de ceux-ci (2013)**

Types de navires	Dénombrement du type de navire (N par an)	Longueur moyenne (m)	Largeur moyenne (m)
Service	342	11,5	4,4
Pétrolier	14	293,9	47,1
Remorqueur	566	23,9	7,8

### 7.4.2 Probabilité de déviation $P_A$

La probabilité de déviation (parfois appelée probabilité de lien de causalité) est une mesure du risque qu'on perde la maîtrise d'un navire en raison d'une erreur de pilotage, de conditions environnementales défavorables ou d'une défaillance mécanique. L'examen des statistiques relatives aux accidents révèle que les erreurs humaines (à l'origine de 60 % à 85 % des cas de déviation) et les conditions environnementales sont les principales causes d'accident. Pour évaluer la probabilité de déviation, DNV GL prend en considération les facteurs suivants : la géométrie du chenal navigable et de l'emplacement de la jetée sur chevalets dans le chenal (virages), la direction et la vitesse actuelles, les courants transversaux et la densité de la circulation. Les résultats sont présentés dans la Figure 7-10.

L'équation est la suivante :

$$P_A = BR (R_B) (R_C) (R_{XC}) (R_D) \quad \text{Équation (3) (réf. /24/)}$$

Où :

BR = Taux de déviation de base ( $0,6 \times 10^{-4}$  pour les navires ou  $1,2 \times 10^{-4}$  pour les remorqueurs);

$R_B$  = Coefficient de correction pour l'emplacement de la jetée sur chevalets = 1,0 pour les régions où la trajectoire est droite (varie en fonction de l'angle  $\theta$  pour les routes qui comportent des virages);

$$R_B = \left(1 + \frac{\theta}{90^\circ}\right)$$

$R_C$  = Coefficient de correction pour le courant parallèle à la trajectoire du navire;

$$R_C = \left(1 + \frac{V_C}{10}\right) \quad \text{VC pour l'emplacement du terminal maritime Canaport Énergie Est est de 2 nœuds}$$

$R_{XC}$  = Coefficient de correction pour les courants transversaux perpendiculaires à la trajectoire du navire;

$$R_{XC} = (1 + V_{XC}) \quad \text{VXC pour l'emplacement du terminal maritime Canaport Énergie Est est de 1 nœud}$$

$R_D$  = Coefficient de correction pour la densité de la circulation en fonction de la fréquence des navires.

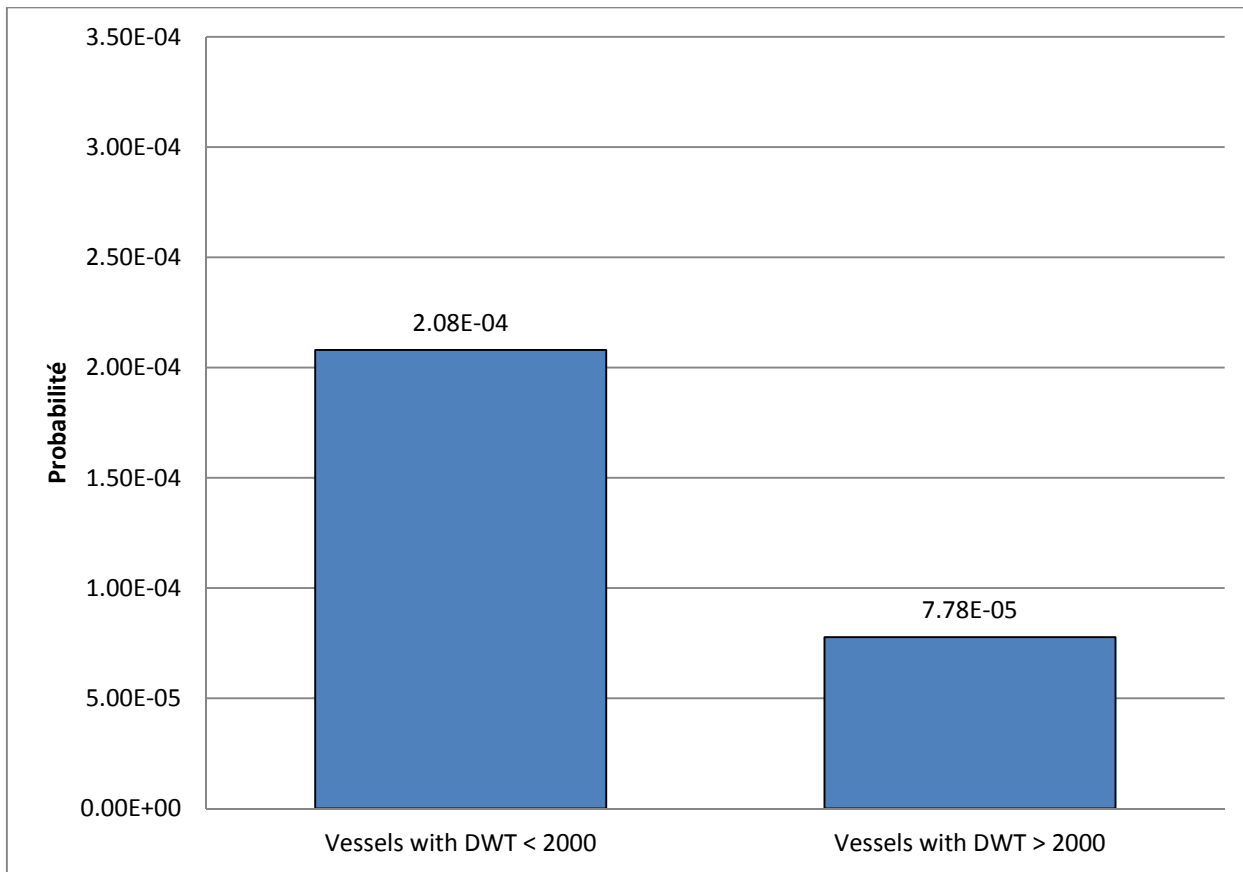


Figure 7-10 Probabilité de déviation (P<sub>A</sub>)

### 7.4.3 Probabilité d'effondrement P<sub>c</sub>

DNV GL a estimé la probabilité d'effondrement d'un pieu de chevalet si un navire s'éloigne de sa route et frappe un objet fixe. Plusieurs variables, dont la taille, le type, la configuration, la vitesse, la direction de l'impact et la masse du navire, influent sur la probabilité d'effondrement. La rigidité, la résistance au cisaillement de la jetée sur chevalets et la nature de la superstructure sur chevalets influent aussi sur la probabilité d'effondrement de la jetée sur chevalets. Le Tableau 7-11 résume la capacité structurale de la jetée sur chevalets proposée pour le terminal maritime Canaport Énergie Est.

Tableau 7-11 Capacité structurale de la jetée sur chevalets proposée pour le terminal maritime Canaport Énergie Est

Cas d'analyse	Description	Capacité structurale
		Force latérale en kN (kips)
1	Force appliquée à une altitude de 7,5 m	5 000 (1 125)
2	Force appliquée à une altitude de 10,5 m	5 700 (1 280)
3	Force appliquée à une altitude de 11,6 m	5 800 (1 300)



On calcule le rapport entre la résistance latérale maximale à la force d'impact du navire afin d'estimer la probabilité d'effondrement. Les équations (réf. /25/) qui permettent de calculer la probabilité d'effondrement sont les suivantes :

$$\text{Si } 0,0 \leq H/P < 0,1 \quad PC = 0,1 + 9 \times (0,1 - H/P) \quad \text{Équation (4)}$$

$$\text{Si } 0,1 \leq H/P < 1,0 \quad PC = (1/9) \times (1 - H/P) \quad \text{Équation (5)}$$

$$\text{Si } H/P \geq 1,0 \quad PC = 0,0 \quad \text{Équation (6)}$$

Où :

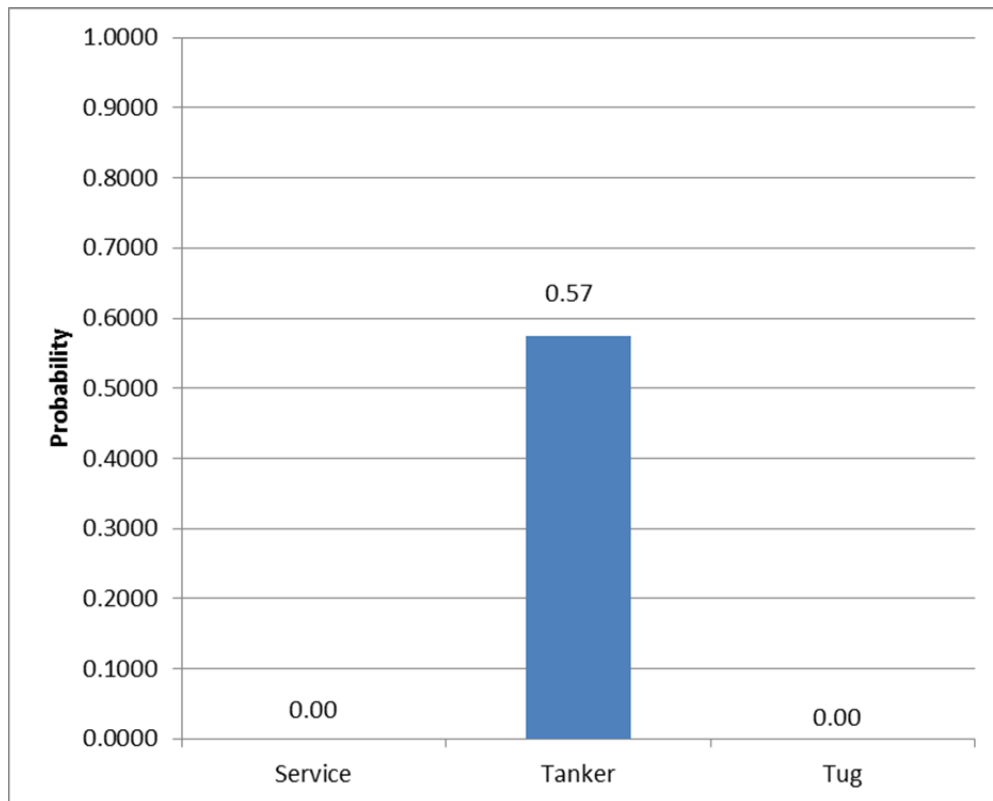
H = Résistance latérale maximale de la jetée (kips),

P = Force d'impact du navire (kips).

Les mouvements des navires de chaque classe sont regroupés en fonction de la combinaison du type, de la vitesse et du tonnage de port en lourd. Selon cette information, on calcule l'énergie d'impact maximale pour chaque mouvement de navire. Le Tableau 7-12 résume les forces d'impact moyennes des navires qui naviguent activement autour du site proposé pour le terminal maritime Canaport Énergie Est. Enfin, on calcule le rapport entre la résistance latérale maximale à la force d'impact du navire afin d'estimer la probabilité d'effondrement. La Figure 7-11 montre le résultat de l'estimation de la probabilité d'effondrement dans la zone d'étude. Il faut interpréter ce résultat comme étant la valeur attendue pour la force d'impact maximale en cas de collision causée par un navire de la classe à l'étude.

**Tableau 7-12 Forces d'impact moyennes pour les types de navires pertinents**

Description	Force d'impact selon la AASHTO (kips)
Service	405
Pétrolier	23 734
Remorqueur	1 115



**Figure 7-11 Probabilité d’effondrement de la jetée sur chevalets en cas de collision entre un navire et la structure**

#### 7.4.4 Probabilité géométrique $P_G$

Quand un navire s’éloigne de sa route, il est nécessaire d’estimer la probabilité que celui-ci frappe la jetée sur chevalets. Il faut alors prendre en considération les conditions géométriques. La probabilité géométrique est fondée sur un certain nombre de paramètres, dont la géométrie de la voie navigable, l’emplacement des quais de la jetée sur chevalets, le dégagement de travée, la route de navigation du navire, l’emplacement, le cap et la vitesse du navire, les conditions environnementales, la largeur, la longueur et la forme du navire, et son tirant d’eau.

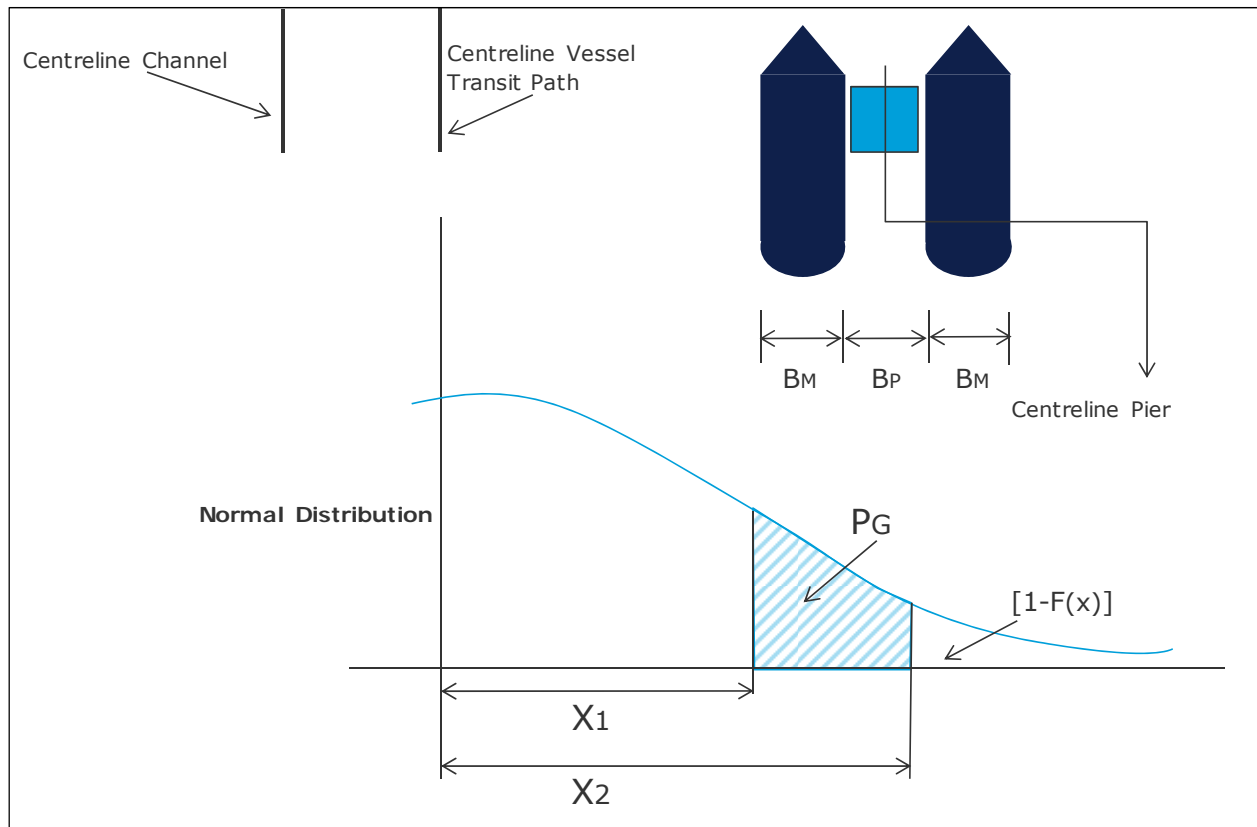
Cette spécification a développé une méthode empirique pour trouver la probabilité géométrique. La méthode de la AASHTO est fondée sur les trois hypothèses suivantes :

La position latérale d’un navire dans la voie navigable correspond à une distribution normale avec une valeur moyenne centrée sur la trajectoire requise (axe longitudinal de la voie de navigation).

L’écart-type de la distribution de la position latérale est égal à la longueur totale du navire, appelée longueur hors tout (LHT).

La probabilité géométrique est calculée à partir de la distribution normale, selon l’emplacement de la jetée par rapport à l’axe longitudinal de la voie de navigation, à la largeur et à l’orientation de la jetée, et à la largeur du navire. En ce qui concerne les flottilles, on devrait se servir de la largeur totale de la flottille.

La méthode de calcul de la probabilité géométrique,  $P_G$ , est illustrée dans la Figure 7-12. Elle a été adaptée de la ligne directrice de la AASHTO. L'utilisation d'un écart-type égal à la longueur du navire était justifiée par les données sur les accidents, de manière à tenir compte de l'influence de la taille du navire qui entre en collision.



**Figure 7-12** Modèle pour la probabilité géométrique de la collision entre le navire et le quai de la jetée sur chevalets

La probabilité géométrique,  $P_G$ , est la zone sous la courbe de distribution normale entre  $X_1$  et  $X_2$  :

$$P_G = \Phi(X_1) - \Phi(X_2) \quad \text{Équation (7)}$$

Où :

$\Phi$  = Fonction de distribution cumulative normale

#### 7.4.5 Résultats concernant la fréquence d'effondrement des jetées sur chevalets

Compte tenu de l'écart possible en ce qui a trait à certaines données d'entrée, on a considéré différentes plages de fréquences d'impact avec la jetée sur chevalets. Le tableau suivant présente les résultats de

l'évaluation des collisions avec la jetée sur chevalets et de la probabilité annuelle d'effondrement. Cette fréquence annuelle concerne l'ensemble de la structure de la jetée sur chevalets.

Le Tableau 7-13 donne à penser que la fréquence annuelle d'effondrement dépend des probabilités décrites plus haut. Dans l'ordre, DNV GL a calculé la probabilité qu'un navire s'écarte de sa route, puis la probabilité qu'un navire entre en collision avec l'objet fixe, et finalement la probabilité que la structure s'effondre en cas de collision avec un navire qui s'est écarté de sa route.

**Tableau 7-13 Fréquence annuelle d'effondrement**

Type de navire	FA
Service	0
Pétrolier	$7,23 \times 10^{-5}$
Remorqueur	0
<b>Total</b>	<b><math>7,23 \times 10^{-5}</math></b>

#### 7.4.6 Fréquence de collision avec un pétrolier à quai

Enfin, l'évaluation vise en partie à estimer la fréquence de collision entre la flotte commerciale et un pétrolier à quai au terminal maritime Canaport Énergie Est. Les collisions entre des navires et des pétroliers à quai sont plutôt rares, et les conditions diffèrent en fonction de l'emplacement géographique et des mesures d'atténuation des risques en place aux terminaux. Par conséquent, l'évaluation comprend les facteurs d'atténuation des risques maritimes, comme l'utilisation des remorqueurs, le STM et le pilotage. Les effets du STM et du pilotage dont on a parlé plus haut sont représentés sous forme de coefficient de réduction dans l'évaluation. Ils sont résumés dans le Tableau 7-14.

**Tableau 7-14 Facteurs qui influent sur le rendement du STM et du pilotage**

Type d'accident	Coefficient de réduction des collisions
STM	0,80
Pilote	0,38

Les plus importantes caractéristiques de toute enquête portant sur les collisions entre des navires et des pétroliers à quai sont le calcul de l'énergie d'impact et la conception structurelle de la protection du pétrolier contre les charges en question. Dans la présente étude, nous avons supposé qu'il faudrait un impact de 40 mégajoules (MJ) pour que la coque soit transpercée et qu'une rupture de citerne à marchandise se produise. La méthode empirique utilisée dans la présente étude consiste donc à estimer la fréquence annuelle de rupture de citernes à marchandise dans une double coque en fonction de la fréquence de déviation et des quatre facteurs de correction décrits à la section 0. On a ensuite évalué la fréquence annuelle de collision ainsi obtenue pour un seuil d'énergie d'impact de collision de 40 MJ.

Comme on l'a décrit plus haut, DNV GL a suivi une procédure similaire d'analyse des risques fondée sur les probabilités pour déterminer la fréquence annuelle de collision avec un pétrolier à quai, tout en tenant

compte de la proportion de temps qu'un pétrolier est susceptible de passer à quai. DNV GL pose l'hypothèse que dans 48 % du temps, un seul navire sera à quai (23 % du temps au poste d'amarrage 1 et 25 % du temps au poste d'amarrage 2), dans 35 % du temps, les deux quais seront occupés simultanément par un navire. Ces probabilités de « navire à quai » sont exposées de manière plus précise dans la section 8.4. On a estimé que la fréquence de collision avec un navire à quai qui entraîne une défaillance du confinement collision est de  $7,70 \times 10^{-5}$ .

## 7.5 Fréquence d'incendie et d'explosion lors des activités de chargement

On a effectué une analyse générale afin de déterminer la fréquence à laquelle une fuite se produisant dans les bras de chargement ou dans le pipeline à la jetée sur chevalets peut être allumée et causer un incendie ou une explosion. On a déterminé que la fréquence annuelle d'incendie et d'explosion est de  $1,15 \times 10^{-3}$  pour les bras de chargement et de  $4,35 \times 10^{-5}$  pour le pipeline à la jetée sur chevalets, pour une fréquence totale d'incendie et d'explosion lors des activités de chargement de  $1,19 \times 10^{-3}$ .

### 7.5.1 Hypothèses

La probabilité totale d'inflammation (c'est-à-dire les probabilités d'inflammation immédiate et à retardement additionnées) a été utilisée pour cette analyse. Le rapport intitulé *Ignition Probability Review, Model Development and Look-Up Correlations* (réf. /23/) fournit les probabilités totales d'inflammation obtenues à partir des données historiques sur le rapport fuites/inflammation. Ce rapport a été parrainé par la United Kingdom Offshore Operators Association, le Health and Safety Executive et le Energy Institute. Les probabilités d'inflammation indiquées dans le rapport dépendent du taux de fuite. On a émis l'hypothèse prudente que le taux de fuite serait associé à la rupture complète d'un bras de chargement ou de la jetée sur chevalets fonctionnant à pleine capacité. La capacité maximale pour le poste d'amarrage 1 est de 3 750 m<sup>3</sup>/h pour le bras de chargement et de 15 000 m<sup>3</sup>/h pour le pipeline. La capacité maximale pour le poste d'amarrage 2 est de 4 067 m<sup>3</sup>/h pour le bras de chargement et de 12 200 m<sup>3</sup>/h pour le pipeline. En supposant que la densité du pétrole déversé est de 900 kg/m<sup>3</sup>, le taux de fuite pour le poste d'amarrage 1 serait égal à 938 kg/s pour le bras de chargement et à 3 750 kg/s pour le pipeline. Le taux de fuite pour le poste d'amarrage 2 serait égal à 1 017 kg/s pour le bras de chargement et à 3 050 kg/s pour le pipeline. Selon le tableau 1.2 du rapport IP, tout taux de fuite supérieur à 50 kg/s donne une probabilité d'allumage de 0,08. Par conséquent, le pétrole qui s'échappe du pipeline et du bras de chargement a la même probabilité d'inflammation, soit 0,08.

### 7.5.2 Résultats

On a calculé la fréquence d'incendie et d'explosion en prenant la fréquence de fuite et en la multipliant par la probabilité d'inflammation. La fréquence annuelle de fuite de bras de chargement de  $1,43 \times 10^{-2}$  est fondée sur 281 escales annuelles au terminal (70 Aframax, 175 Suezmax et 36 TGTB). On a calculé que la fréquence annuelle d'incendie et d'explosion pour les bras de chargement est de  $1,15 \times 10^{-3}$ , comme il est montré dans l'équation ci-dessous.

$$\text{Fréquence annuelle d'incendie et d'explosion} = (1,43 \times 10^{-2}) \times (0,08)$$

La fréquence annuelle de fuite de  $7,23 \times 10^{-5}$  pour la jetée sur chevalets est fondée sur la probabilité qu'un navire heurte cette dernière et provoque son effondrement. On a calculé la fréquence d'incendie et

---

---

---

d'explosion pour la jetée sur chevalets de la même manière que pour les bras de chargement. On a ainsi obtenu une fréquence annuelle d'incendie et d'explosion pour la jetée sur chevalets de 5,79E-06.

La fréquence totale d'incendie et d'explosion dans le cadre des activités de chargement est de  $1,16 \times 10^{-3}$ .

### 7.5.3 Scénarios d'incendie et d'explosion

Différents types d'incendies et d'explosions sont compris dans ces fréquences. Le type d'incendie ou d'explosion qui peut se produire dépend du type de pétrole déversé et de son inflammation immédiate ou à retardement. Par exemple, les pétroles lourds sont plus susceptibles de donner lieu à un feu en nappe, tandis que les pétroles légers peuvent donner lieu à une inflammation instantanée et causer un feu en jets ou une explosion de nuage de vapeur. Ces différents scénarios sont décrits avec plus de précision dans les prochains paragraphes.

#### Feu en jets

Si du pétrole léger se vaporise lorsqu'il est déversé et s'inflamme de manière instantanée, un feu en jets se produira. Un feu en jets est un jet de gaz ou de liquide pulvérisé dont la forme est dictée par la vitesse de la fuite. Les feux en jets sont habituellement causés par des fuites de gaz ou de condensat dans de l'équipement sous haute pression. Ils présentent des flammes intenses, longues et étroites, comme celle d'un gros chalumeau. La longueur de la flamme dépend principalement du taux de fuite du carburant, ce qui dépend de la pression et de la taille du trou.

Un feu en jets est très destructif pour tout ce qui se trouve à l'intérieur. Cela s'explique par le fait que le feu en jets dégage, pour les objets à l'intérieur de la flamme, une chaleur de convection très importante en plus d'un rayonnement thermique, et les jets érodent aussi la surface.


#### Explosion de nuage de vapeur

La vapeur produite par une fuite de liquide forme un nuage qui est dispersé en fonction de la vitesse initiale de la fuite, de la turbulence autour des obstructions, de la ventilation naturelle et du vent. La taille d'un nuage de vapeur qui est supérieure à la limite inférieure d'inflammabilité est importante pour déterminer si la fuite sera allumée ou non. Dans le cas des fuites de gaz toxique, la taille du nuage dicte la zone dans laquelle des accidents mortels peuvent se produire.

Si une inflammation immédiate a lieu, il n'y a habituellement pas assez de temps pour qu'un nuage de vapeur se forme. Par conséquent, les dangers de feu à inflammation instantanée et d'explosion de nuage de vapeur associés à des nuages inflammables n'existent qu'en cas d'inflammation à retardement.

Un feu à inflammation instantanée se produit quand un nuage de gaz brûle sans produire de surpression importante. C'est habituellement le bord du nuage qui est allumé, loin du point de fuite. La zone de combustion se déplace dans le nuage en s'éloignant du point d'inflammation. La durée du feu à inflammation instantanée est plutôt courte, mais ce dernier peut se stabiliser sous forme de feu en jets au point de fuite.

Une explosion de nuage de vapeur a lieu si un nuage de gaz inflammable brûle suffisamment rapidement pour produire d'importantes surpressions (c'est-à-dire des pressions supérieures à l'air ambiant). Un certain



degré de confinement ou de congestion est nécessaire pour l'explosion de nuage de vapeur produise d'importantes surpressions.

## Feu en nappe

Le feu en nappe est un scénario plus pertinent pour les pétroles trop lourds pour une inflammation instantanée. Un feu en nappe est une nappe de liquide qui brûle après s'être accumulé sur une surface horizontale. Les feux en nappe sont habituellement causés par des fuites de pétrole dans de l'équipement de traitement. Les modèles de feux en nappe s'appliquent aux feux non confinés qui peuvent se produire sur les ponts extérieurs ou à la surface de l'eau.

Quand un feu en nappe est allumé, il se répand rapidement à toute la nappe d'hydrocarbure et consomme le liquide et un taux de combustion caractéristique. Dans le cas d'une fuite continue qui est allumée rapidement, le feu en nappe grandit jusqu'à ce qu'un équilibre soit atteint (c'est-à-dire que la combustion à la surface est en équilibre avec le taux de fuite). La forme du feu en nappe est habituellement un cylindre incliné en fonction des vents dominants.

Dans le cas des grands feux de pétrole, le degré de rayonnement thermique habituel à l'extérieur de la nappe est faible en raison du masquage du rayonnement thermique par la fumée.

## 8 ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES

### 8.1 Méthode conditionnelle pour les déversements de pétrole brut et hypothèses concernant le transport maritime

Dans la section suivante, DNV GL estime les volumes des fuites causées par des collisions et des échouements impliquant des pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est. Le modèle de collision et d'échouement lie clairement la conception de la coque des navires aux variables de fuite et à l'étendue des dommages longitudinaux et transversaux subis par les pétroliers. En superposant l'étendue des dommages à la conception de la citerne des navires, on obtient un volume de fuite de pétrole.

On a estimé les fonctions de distribution des probabilités de déversement de pétrole dans des scénarios de collision et d'échouement en réalisant des simulations Monte-Carlo avec l'échantillon de navires. Les simulations Monte-Carlo sont fondées sur les distributions de probabilité relatives à l'étendue des dommages causés par des collisions et des échouements présentées dans la résolution 122(52) (Explanatory notes on matters related to the accidental oil performance under regulation 23 of the revised MARPOL Annex I) du Comité pour la protection du milieu marin de l'OMI. On s'est appuyé sur les mêmes hypothèses que dans la MARPOL pour les calculs. Le débit des fuites de pétrole causées par des dommages latéraux est calculé en supposant un équilibre hydrostatique à la mer à une assiette nulle. Dans le cas de dommages au fond de la coque, on procède à des calculs supplémentaires pour une différence de marée de 4,4 m (c'est-à-dire, +/- 2,2 m). Les distributions de probabilité relatives à l'étendue des dommages de l'OMI sont tirées d'une centaine de scénarios historiques de collision et d'échouement entre 1980 et 1990. Elles permettent d'établir les fonctions de densité de probabilité pour le lieu et l'étendue des dommages (taille du trou et profondeur du renforcement) dans un scénario de collision ou d'échouement. Selon ces distributions, chaque combinaison unique de citernes ou de compartiments dans un aménagement de pétrolier donné peut être associée à une probabilité que le navire soit endommagé. Il convient de noter que les navires dans les données historiques étaient probablement des pétroliers à coque simple. Les probabilités de défaillance du confinement obtenues au moyen de cette méthode sont donc prudentes lorsqu'on les applique aux navires à double coque qui seraient utilisés au terminal maritime Canaport Énergie Est.

On a modélisé les impacts sur un Aframax, un Suezmax et un TGTB modernes à double coque à l'aide du progiciel d'architecture navale NAPA. Les paramètres de l'échantillon de navires utilisés dans la préparation du modèle sont résumés dans le Tableau 8-1. Le modèle s'applique à l'étendue des dommages de la distribution de probabilité dans la résolution 122(52) du Comité pour la protection du milieu marin de l'OMI. On calcule les volumes de fuite de pétrole en fonction du nombre de citernes à marchandise qui seront touchées selon le modèle. On effectue des simulations Monte-Carlo pour 50 000 cas de dommages afin d'estimer la variation sur le plan de l'impact et les volumes de fuite de pétrole.



**Tableau 8-1 Caractéristiques de l'échantillon de navires utilisées dans l'analyse**

<b>Paramètre</b>	<b>Aframax</b>	<b>Suezmax</b>	<b>TGTB</b>
Longueur	235 m	264 m	320 m
Largeur	42 m	50 m	58 m
Profondeur	21,3 m	23,1 m	31 m
Tirant d'eau maximal	14,78 m	17,15 m	22,47 m
Capacité de la citerne à marchandise	116 115 m <sup>3</sup>	177 978 m <sup>3</sup>	339 213 m <sup>3</sup>
Nombre de citernes à marchandise	12	12	15
Nombre de citernes à résidu	2	2	2

Les détails relatifs aux volumes maximaux de chargement des citernes des Aframax, des Suezmax et TGTB sont fournis dans le Tableau 8-2.

**Tableau 8-2 Détails relatifs au chargement des Aframax, des Suezmax et des TGTB**

Citerne à marchandise	Volume Aframax (m <sup>3</sup> )	Volume Suezmax (m <sup>3</sup> )	Volume TGTB (m <sup>3</sup> )
Centre-1	-	-	29 424
Centre-2	-	-	32 681
Centre-3	-	-	32 681
Centre-4	-	-	32 681
Centre-5	-	-	29 531
Bâbord-1	7 544	11 600	15 879
Bâbord-2	10 159	15 541	20 676
Bâbord-3	10 187	15 685	20 676
Bâbord-4	10 187	15 685	20 676
Bâbord-5	10 187	15 685	13 200
Bâbord-6	9 793	14 793	-
Tribord-1	7 544	11 600	15 879
Tribord-2	10 159	15 541	20 676
Tribord-3	10 187	15 685	20 676
Tribord-4	10 187	15 685	20 676
Tribord-5	10 187	15 685	13 200
Tribord-6	9 793	14 793	-
<b>Total</b>	<b>116 115</b>	<b>177 978</b>	<b>339 213</b>

## 8.2 Probabilités conditionnelles et volumes de déversement de pétrole brut

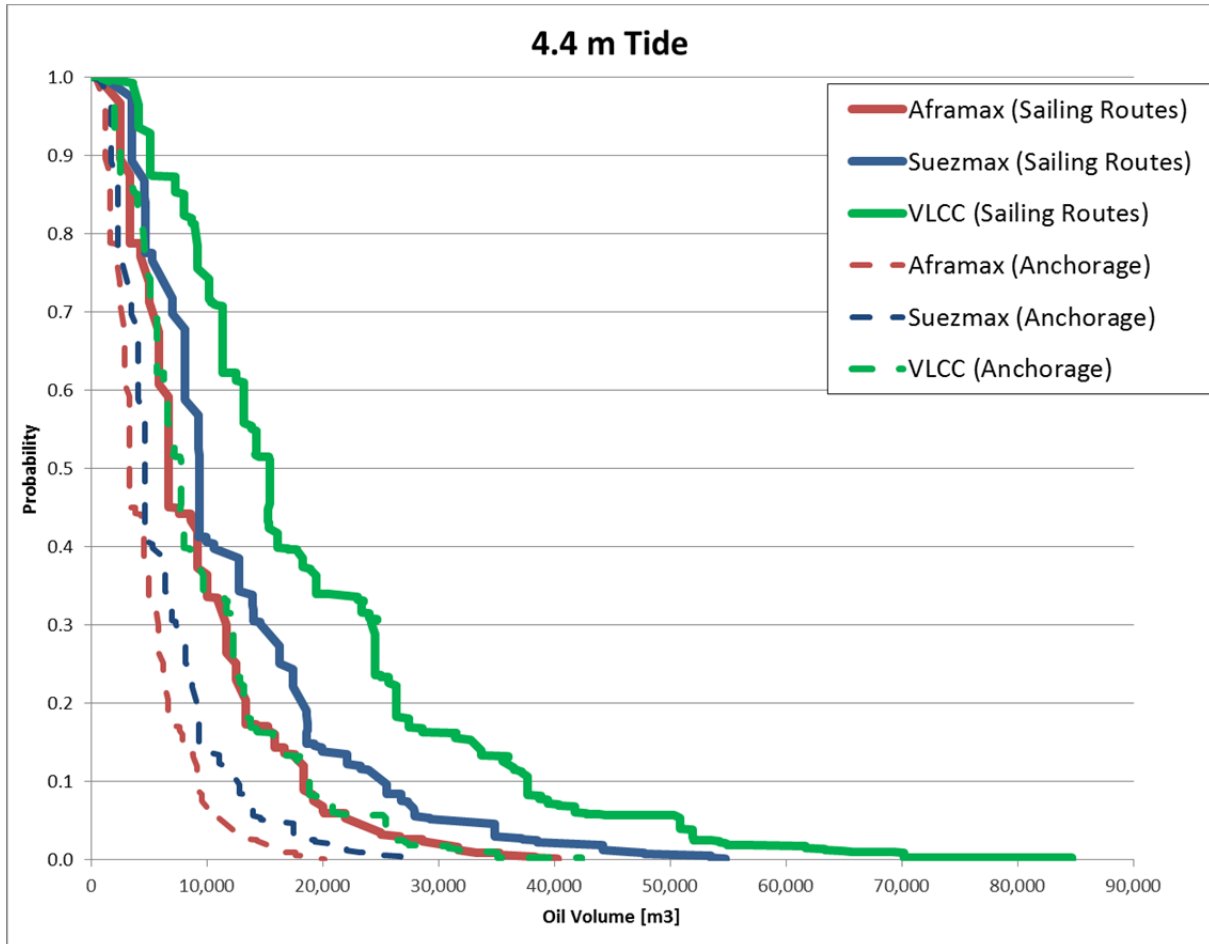
En cas de collision, on suppose que tout le pétrole contenu dans un compartiment endommagé est perdu. Le total des volumes de cargaison des compartiments endommagés représente donc le volume total du pétrole déversé. En cas d'échouement, on procède au calcul du bilan de pression où le niveau de l'eau qui entoure le pétrolier détermine la quantité de pétrole qui se déverse.

Après cette étape de calcul, on calcule la fonction de densité cumulative et le volume de fuite pour chaque combinaison unique de compartiments (Figure 8-1).

L'écoulement moyen ( $P_{50}$ ), l'écoulement au 90<sup>e</sup> centile ( $P_{90}$ ) proviennent des graphiques de distribution pour les impacts latéraux et les impacts de fond.  $P_{50}$  est le volume de pétrole brut déversé qui est associé à une probabilité de réalisation de 50 % qu'une collision cause un déversement de pétrole brut. On a défini  $P_{90}$  comme la portion de 10 % d'écoulement le plus élevé en cas de collision causant un déversement de pétrole brut. La Figure 8-1 et la Figure 8-2 illustrent une comparaison relative entre la probabilité de déversement en cas d'échouement ou de collision impliquant un Aframax, un Suezmax ou un TGTB.

Les résultats des simulations Monte-Carlo pour les échouements (dommages au fond du navire) sont présentés dans cette section. Les volumes sont calculés selon l'hypothèse susmentionnée que les pétroliers sont chargés à 50 % à quai, en partant de l'aire de mouillage et en y retournant, et totalement chargés

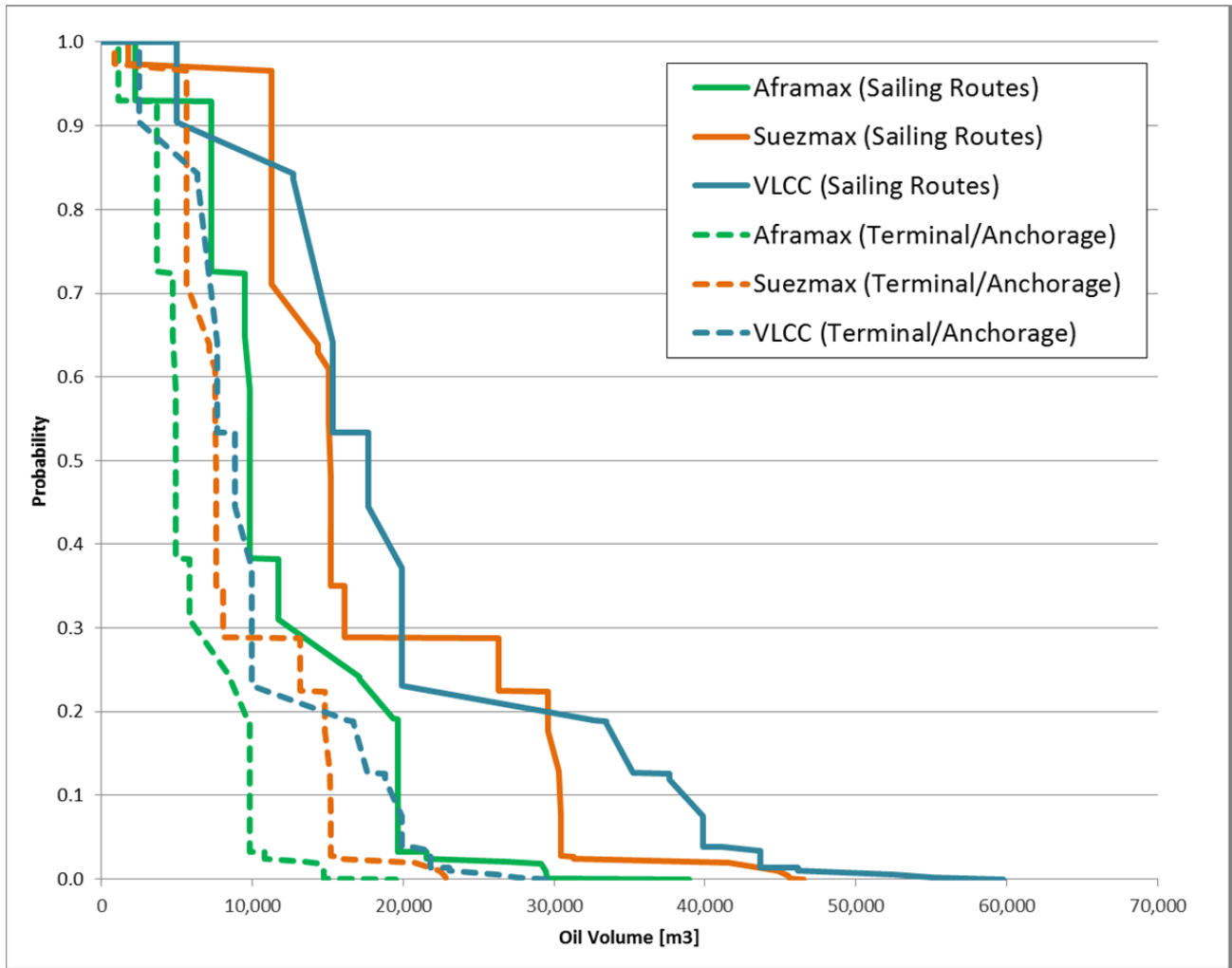
lorsqu'ils navigent en partance du terminal le long de la voie principale de navigation. On a effectué l'analyse en fonction d'une différence de marée de 4,4 m, ce qui correspond à l'environnement de la zone d'étude.



**Figure 8-1 Probabilité conditionnelle de déversement dépassant un volume donné en cas d'échouement**

Le volume de fuite de pétrole en cas de collision et la probabilité conditionnelle en cas de déversement de pétrole causé par une collision sont estimés dans cette section. Le volume de fuite de pétrole est estimé pour un choc latéral (c'est-à-dire un autre navire frappant le flanc d'un pétrolier). La fuite de pétrole dépend du volume de pétrole dans la citerne lors de la collision. On ignore si les pétroliers au terminal sont lestés ou chargés de pétrole. On suppose que les pétroliers au terminal sont chargés à moitié de leur capacité. Sur la route de navigation, on suppose que les pétroliers sont chargés à pleine capacité.

Après cette étape de calcul, on calcule la fonction de densité cumulative et le volume de fuite pour chaque combinaison unique de compartiments (Figure 8-2).



**Figure 8-2 Probabilité conditionnelle de déversement dépassant un volume donné en cas de collision**

### 8.2.1 Volumes de déversements de pétrole causés par des accidents de transport maritime

En vertu des lignes directrices du Code TERMPOL 2001<sup>2</sup>, il faut estimer le pire scénario crédible de déversement de pétrole. La définition de « pire scénario crédible » n'est pas donnée dans les lignes directrices. Cette tâche incombe à la personne responsable de l'évaluation des risques. DNV GL adopte la définition de « pire scénario crédible » de la Environmental Protection Agency des États-Unis selon laquelle il s'agit d'un scénario improbable, mais tout de même possible, qui causera un impact considérable si l'événement a lieu. Cette définition est approfondie à la section 9.1.5.

<sup>2</sup> L'étude était fondée sur le Code TERMPOL 2001, qui était la seule version disponible au commencement de l'étude. Cependant, DNV GL est au fait de la publication du Code TERMPOL 2014 et s'est assuré que l'élément 3.13 de celui-ci correspond à la méthode suivie par DNV GL pour procéder à l'élément 3.15 de TERMPOL.

---

---

---

Les volumes de déversement de pétrole ci-dessous sont utilisés comme données d'entrée pour l'élaboration des pires scénarios crédibles de risques de déversement dans des situations particulières (de la section 9.1.1 à la section 9.1.4), ainsi que le pire scénario crédible de risque de déversement de pétrole pour l'ensemble du projet (section 9.1.6). Étant donné qu'il n'y a jamais eu de cas de défaillance du confinement totale mettant en cause un pétrolier à double coque, un pire scénario crédible ne comprend pas pour l'instant une perte totale de marchandise.

### **Déversement de pétrole causé par une collision sur la route de navigation**

On évalue que les volumes de déversement utilisés dans l'estimation des risques de pire scénario crédible de déversement causé par une collision sont représentés par le volume de fuite de pétrole du pire scénario crédible de 90 %, qui a une probabilité conditionnelle de 10 % de se produire en cas de déversement de pétrole. On parle alors de volume de déversement  $P_{90}$ . On a estimé ce volume en utilisant la méthode de modélisation de NAPA, comme il est décrit dans la section précédente. Les résultats de la modélisation de NAPA indiquent que deux citernes de pétrole peuvent être pénétrées dans le pire scénario crédible. Un tel scénario peut être illustré par un porte-conteneurs ou un vraquier qui heurte le pétrolier selon un angle proche de 90 degrés et près de la transition entre deux citernes.

Les estimations de fuite de pétrole sont fondées sur l'hypothèse que le trou dans la coque et dans la citerne à marchandise se trouve à la ligne de flottaison. La fuite initiale de pétrole sera fonction de la pression hydrostatique du pétrole au-dessus de la ligne de flottaison. La fuite résiduelle de pétrole, qui représente la majorité du volume de pétrole, sera fonction des effets de fuite d'eau de l'eau qui pénètre dans l'espace vide entre la coque et la citerne à marchandise, puis dans la citerne à marchandise. Ce scénario s'applique aux trois classes de pétroliers, mais le volume de déversement  $P_{90}$  n'est pas le même pour les trois classes de navires.

Le volume de déversement  $P_{90}$  est d'environ 19 700 m<sup>3</sup> pour les Aframax, de 30 400 m<sup>3</sup> pour les Suezmax et de 37 600 m<sup>3</sup> pour les TGTB. On explique la faible différence de volume de déversement entre les Suezmax et les TGTB, malgré le fait que ces derniers ont une capacité presque deux fois plus importante, par le nombre et la configuration des citernes. Les TGTB comportent des citernes centrales et des citernes latérales. Les citernes centrales sont plus grandes que les citernes latérales. Par contre, les pétroliers Suezmax ne comportent que des citernes latérales, dont la capacité est presque la même que celle des citernes latérales TGTB. Les pétroliers Aframax ont la même configuration et le même nombre de citernes latérales que les Suezmax, et ne comportent pas de citernes centrales. Le volume de déversement pour les Aframax est relativement plus petit du fait que la capacité de ses citernes latérales est inférieure à celle des citernes latérales des Suezmax et des TGTB.

Il est important de noter que le scénario de déversement décrit plus haut influe sur le risque de déversement de pétrole du pire scénario crédible, lequel a peu de chances de se produire. La question sera approfondie au chapitre sur les risques (chapitre 9).

### **Déversement de pétrole transporté par un pétrolier causé par une collision à quai ou sur la route de l'aire de mouillage**

Un scénario de volume de déversement utilisé dans l'estimation du risque de déversement dans le pire scénario crédible pour un pétrolier à quai durant les activités de chargement ou pendant les déplacements vers et depuis la zone de mouillage est que le navire en mouvement frappe le flanc du pétrolier et pénètre deux citernes. Toutefois, les citernes ne seront pas toujours pleines pendant que le pétrolier est à quai ou en

mouillage. Ainsi, une hypothèse pour le scénario  $P_{90}$  est qu'une citerne percée est à moitié pleine. Les volumes de déversement de pétrole dans un tel scénario sont d'environ 9 800 m<sup>3</sup> pour un pétrolier Aframax, 15 200 m<sup>3</sup> pour un pétrolier Suezmax et 18 800 m<sup>3</sup> pour un TGTB.

### **Pire scénario crédible de déversement de pétrole causé par un échouement sur la route de navigation et sur la route de l'aire de mouillage**

On évalue que les volumes de déversement utilisés dans l'estimation des risques de pire scénario crédible de déversement causé par un échouement sont représentés par le volume de fuite de pétrole du pire scénario crédible de 50 % ( $P_{50}$ ), calculé selon la méthode de NAPA décrite plus haut. La raison pour laquelle on n'utilise pas les résultats  $P_{90}$  est qu'ils représentent la rupture de six citernes à marchandise, soit trois citernes centrales et trois citernes latérales dans le cas des TGTB, et trois citernes de chaque côté des pétroliers Aframax et Suezmax. Les experts techniques de DNV GL en matière de structure des navires et de calcul de la stabilité des navires ont évalué les résultats obtenus à l'aide de la méthode de NAPA en s'appuyant sur les données relatives aux activités du site. Ils ont conclu que le scénario  $P_{90}$  est trop improbable pour être utilisé dans l'estimation du pire scénario crédible de déversement de pétrole du présent projet. Voici le raisonnement :

- Les statistiques de l'OMI concernant les dommages à la coque sont fondées sur des données mondiales dans une situation où les navires maintiennent une vitesse de croisière normale la majorité du temps. Dans cette analyse, les navires seront attachés à des remorqueurs d'escorte et maintiendront une vitesse de 5 à 6 nœuds sur l'eau dans des zones où il y a un risque d'échouement moteurs allumés.
- Les remorqueurs attachés seront capables de réduire la vitesse des pétroliers dans une certaine mesure en cas d'échouement moteurs allumés et seront capables d'empêcher un échouement moteurs éteints.
- Des remorqueurs sont disponibles pour soutenir un pétrolier dérivant dans la partie de la voie navigable où les pétroliers ne sont pas attachés à des remorqueurs.
- L'énergie produite dans un scénario d'échouement moteurs éteints est considérablement plus faible que dans un scénario d'échouement moteurs allumés. On ne s'attend donc pas à ce que l'étendue des dommages soit la même dans les deux cas.
- Bien que la ligne de côte soit surtout rocheuse le long de la route de navigation, le fond marin dans les zones où les pétroliers pourraient s'échouer est un mélange de sable, de gravier et de roche.

Le pire scénario de 50 % ( $P_{50}$ ) représente la rupture de trois citernes, soit une citerne centrale et deux citernes latérales dans le cas des TGTB, et deux citernes dans le cas des Aframax et Suezmax. En raison de la faible vitesse des pétroliers et de la disponibilité des remorqueurs, on suppose que ce scénario est celui qui est retenu comme pire scénario crédible en cas d'échouement. Bien que le scénario  $P_{50}$  représente la rupture de deux ou trois citernes à marchandise, le volume de déversement ne représente pas l'intégralité du volume des citernes. Cela s'explique par le fait qu'une rupture dans la coque et dans les citernes à marchandise sous la ligne de flottaison causera l'entraînement d'eau dans les citernes. Le pétrole contenu dans les citernes pleines sera expulsé par l'eau qui y pénétrera. Toutefois, après un moment, le pétrole sera poussé vers le haut dans les citernes pleines, puisqu'il est plus léger que l'eau, et c'est surtout de l'eau qui entrera et sortira de la citerne. La quantité de pétrole qui est expulsée des citernes dépend d'une multitude de paramètres, dont l'amplitude des marées dans la zone. DNV GL a appliqué une différence

de marée de 4,4 m à la modélisation des fuites de pétrole. Les volumes de déversement de pétrole du scénario P<sub>50</sub> sont d'environ 6 700 m<sup>3</sup> pour un pétrolier Aframax, 9 300 m<sup>3</sup> pour un pétrolier Suezmax et 15 400 m<sup>3</sup> pour un TGTB sur les routes de navigation, et d'environ 3 300 m<sup>3</sup> pour un pétrolier Aframax, 4 700 m<sup>3</sup> pour un pétrolier Suezmax et 7 700 m<sup>3</sup> pour un TGTB sur la route de l'aire de mouillage.

### 8.3 Volume de déversement de pétrole brut survenant lors d'activités de chargement

La taille d'un déversement de pétrole qui survient lors d'activités de chargement dépend en bonne partie du débit de transfert ou d'écoulement du chargement et du moment où le système d'arrêt d'urgence est activé. Le terminal maritime Canaport Énergie Est est conçu pour charger le pétrole sur deux postes d'amarrage séparés : Le poste d'amarrage 1 a un débit de chargement maximal de 15 000 m<sup>3</sup>/h (96 000 barils/h). Le chargement y est effectué à l'aide de quatre bras de chargement. Le poste d'amarrage 2 a un débit maximal de chargement de 12 200 m<sup>3</sup>/h (78 080 barils/h). Le chargement y est effectué à l'aide de trois bras de chargement. Il y aura une série de vannes d'isolement, y compris des vannes d'arrêt d'urgence de 30 secondes aux bras de chargement. Le système d'arrêt d'urgence est conçu pour être activé automatiquement en cas de défaillance d'un bras de chargement ou d'un raccord rapide, mais il peut aussi être activé manuellement en cas de défaillance de la tuyauterie du navire ou d'erreur d'un opérateur.

$$\text{Volume du déversement} = \text{Taux de transfert} \times (\text{Temps de détection} + \text{Temps d'arrêt d'urgence})$$

On calcule que le volume maximal de déversement en cas de défaillance de bras de chargement ou de raccord rapide durant les activités de chargement est de 31,3 m<sup>3</sup> pour le poste d'amarrage 1 et de 33,9 m<sup>3</sup> pour le poste d'amarrage 2, selon la formule présentée plus haut. Comme on l'a décrit plus haut, le débit de transfert est de 3 750 m<sup>3</sup>/h pour un bras de chargement au poste d'amarrage 1 (15 000 m<sup>3</sup>/h divisé également entre les quatre bras de chargement) et de 4 067 m<sup>3</sup>/h au poste d'amarrage 2 (12 200 m<sup>3</sup>/h divisé également entre les trois bras de chargement), avec un temps d'arrêt d'urgence de 30 secondes.

On a évalué qu'un déversement de pétrole en raison d'un chargement excessif à bord du pétrolier (comme la défaillance des alarmes haut-haut ou d'une vanne de transfert de citerne) ou d'une erreur commise par un opérateur représente 50 % du débit maximal de chargement dans un minimum de deux compartiments. On suppose que le temps de réaction pour la détection du déversement et le lancement des procédures d'arrêt d'urgence à bord du navire est d'environ deux minutes, et l'on suppose que 50 % du pétrole déversé est retenu dans le confinement du pont des pétroliers. Cela représente 62,5 m<sup>3</sup> pour le poste d'amarrage 1 et 50,8 m<sup>3</sup> pour le poste d'amarrage 2.

Une défaillance de l'intégrité des amarres entraînerait la rupture de tous les bras de chargement au poste d'amarrage. Dans cette situation, le volume de déversement serait le suivant :

$$4 \times 31,3 = 125 \text{ m}^3 \text{ au poste d'amarrage 1}$$

et

$$3 \times 33,9 = 101,7 \text{ m}^3 \text{ au poste d'amarrage 2}$$

Les volumes de déversement de pétrole lors du transfert de marchandise sont résumés dans le Tableau 8-3.

**Tableau 8-3 Volumes de déversement de pétrole lors du transfert de marchandise**

Type d'accident	Quai 1 Volume de déversement de pétrole (m <sup>3</sup> )	Quai 2 Volume de déversement de pétrole (m <sup>3</sup> )
Défaillance de bras de chargement (joint à rotule ou tuyauterie)	31,3	33,9
Défaillance de raccords rapides (enclenchement et désengagement) (défaillance de raccord)	31,3	33,9
Défaillance de la tuyauterie du navire	62,5	50,8
Erreur d'un opérateur	62,5	50,8
Défaillance d'intégrité des amarres	125	101,7

On a estimé le volume de déversement de pétrole dans le cadre des activités de chargement dans le pire scénario crédible en utilisant une méthode de moyenne pondérée similaire à celle utilisée pour le transport maritime. Le volume pondéré de déversement (pour les activités de chargement) est de 43 m<sup>3</sup> pour l'ensemble des quais.

#### 8.4 Volume de déversement de pétrole brut survenant lors d'une collision avec la jetée sur chevalets

La jetée sur chevalets de pieux d'acier d'environ 615 m de long comporte deux pipelines de 1 067 mm de diamètre. La jetée sur chevalets s'étend de la côte jusqu'aux quais. Les deux conduites seront utilisées aux fins de déplacement, d'entretien et de chargement simultané aux deux postes d'amarrage (les conduites sont toujours pleines quand elles ne sont pas utilisées aux fins de chargement). En ce qui a trait aux déversements provenant des conduites de la jetée sur chevalets, on suggère un temps de détection d'arrêt de 5 minutes maximum, en s'appuyant sur des études réalisées dans le passé (réf. /25/, /26/).

On a calculé les volumes de déversement en fonction des quatre scénarios suivants :

1. Chargement au poste d'amarrage 1 : La quantité déversée est celle qui est transférée avant la fermeture de la vanne d'isolement à l'estran après un délai de 5 minutes. Voici le calcul :  $15\,000 \times \frac{5}{60} = 1\,250 \text{ m}^3$ .
2. Chargement au poste d'amarrage 2 : La quantité déversée est celle qui est transférée avant la fermeture de la vanne d'isolement à l'estran après un délai de 5 minutes. Voici le calcul :  $12\,200 \times \frac{5}{60} = 1\,017 \text{ m}^3$ .



3. Chargement aux postes d'amarrage 1 et 2 : La quantité déversée est celle qui est transférée avant la fermeture de la vanne d'isolement à l'estran après un délai de 5 minutes. Voici le calcul :  $1\ 250 + 1\ 017 = 2\ 267\ \text{m}^3$ .
4. Quand aucune activité de chargement n'a lieu : La quantité déversée sera le contenu de deux conduites pleines, soit  $550 + 550 = 1\ 100\ \text{m}^3$ .

Le volume de déversement de pétrole associé à la jetée sur chevalets est lié aux conditions opérationnelles du terminal, aux débits d'écoulement et au temps de fermeture de la vanne d'isolement à l'estran. Le Tableau 8-4 résume les volumes de déversement à la jetée sur chevalets en cas d'accident, ainsi que la probabilité annuelle que chaque scénario se produise.

**Tableau 8-4 Volumes de déversement de pétrole à la jetée sur chevalets**

Scénarios	Volume de déversement (m <sup>3</sup> )	Probabilité annuelle
Chargement au poste d'amarrage 1 seulement	$1\ 250 + 550 = 1\ 800$	0,23
Chargement au poste d'amarrage 2 seulement	$1\ 017 + 550 = 1\ 567$	0,25
Chargement simultané aux postes d'amarrage 1 et 2	$1\ 250 + 1\ 017 = 2\ 267$	0,35
Aucun chargement aux deux postes d'amarrage	$550 + 550 = 1\ 100$	0,17

On a estimé le volume de déversement de pétrole causé par une collision avec la jetée sur chevalets dans le pire scénario crédible en utilisant une méthode similaire à celle utilisée pour déterminer le volume pondéré de déversement dans le cadre du transport maritime et des activités de chargement. Selon les volumes et les probabilités de déversement associés aux quatre scénarios présentés ci-dessus, le volume pondéré de déversement causé par une collision avec la jetée sur chevalets est de  $1\ 786\ \text{m}^3$ . Les pétroliers EE sont exclus du volume de déversement du pire scénario crédible de l'analyse de l'impact avec la jetée sur chevalets. On suppose qu'ils ne représentent pas une menace pour l'intégrité de la jetée sur chevalets, en raison des mesures de maîtrise des risques relatifs aux activités d'amarrage qui sont décrites dans la section 6.

## 9 RISQUES DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE

La section suivante porte sur les risques de déversement de marchandise associés :

- aux navires qui circulent sur la voie principale de navigation;
- aux navires à quai et en route vers l'aire de mouillage;
- à l'effondrement de la jetée sur chevalets causé par une collision avec un navire;
- aux activités de transfert de marchandises.

Enfin, un aperçu des risques combinés de déversement de pétrole est présenté. Celui-ci comprend les volumes de déversement pour l'ensemble du projet dans le pire scénario crédible.

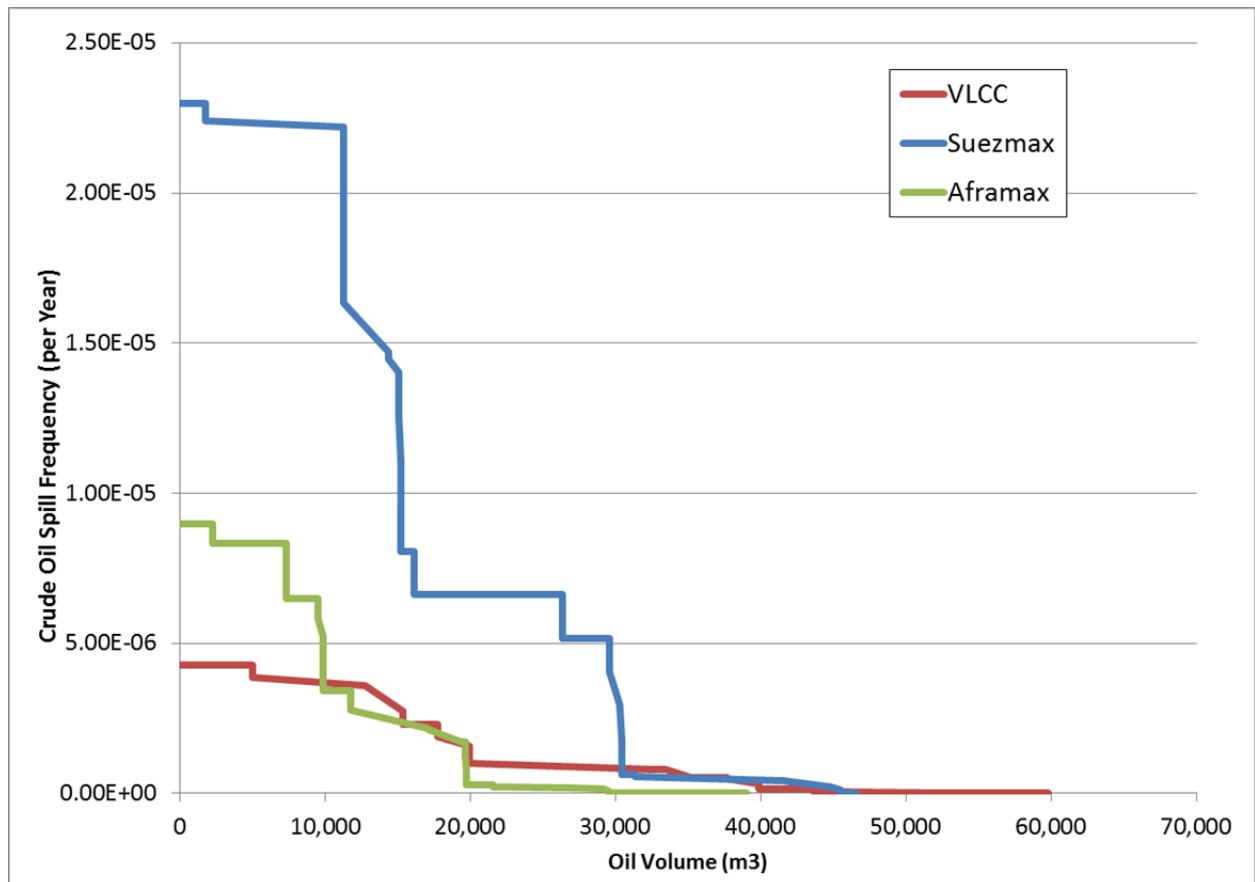
### 9.1 Risque de déversement de pétrole d'un navire dans le cadre du transport maritime

Le risque de déversement de pétrole dont il est question dans cette section s'entend de la combinaison de la fréquence de déversement de pétrole et de la conséquence d'un déversement de pétrole. La détermination des fréquences de déversement de pétrole brut a déjà été décrite au chapitre 7, et les conséquences des déversements de pétrole brut ont été décrites au chapitre 8.

#### 9.1.1 Risque de déversement de pétrole d'un navire causé par une collision sur la route de navigation

La Figure 9-1 montre la combinaison des volumes d'un éventuel déversement de pétrole causé par une collision et de la fréquence d'un tel événement. La fréquence annuelle de déversement de quelque importance que ce soit dans un scénario de collision impliquant un Aframax est d'environ  $9 \times 10^{-6}$  et d'environ  $2,3 \times 10^{-5}$  dans un scénario impliquant un Suezmax. Le risque total de déversement dans un scénario de collision impliquant un TGTB est encore plus faible (environ  $4,3 \times 10^{-6}$ ).

La fréquence annuelle de déversement de  $10\,000\text{ m}^3$  est d'environ  $3,4 \times 10^{-6}$  pour un Aframax,  $2,2 \times 10^{-5}$  pour un Suezmax et  $3,6 \times 10^{-6}$  pour un TGTB. La fréquence annuelle de déversement de  $20\,000\text{ m}^3$  est de  $2,9 \times 10^{-7}$  pour un Aframax,  $6,6 \times 10^{-6}$  pour un Suezmax et  $8,1 \times 10^{-7}$  pour un TGTB.



**Figure 9-1 Risque de déversement de pétrole brut causé par une collision sur la route de navigation**

Le volume de déversement causé par une collision dans le pire scénario crédible ( $P_{90}$ ) pour les trois types de navires est présenté dans le Tableau 9-1 ci-dessous.

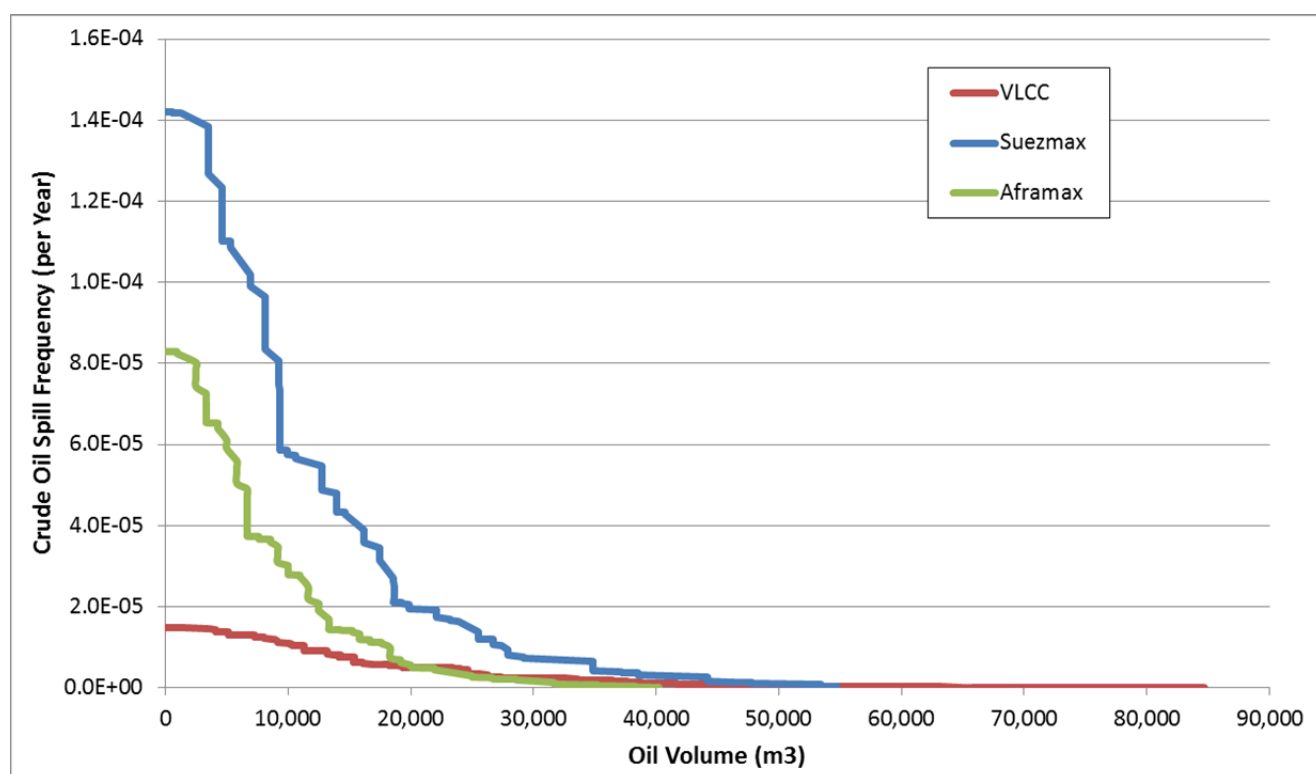
**Tableau 9-1 Volumes des déversements causés par une collision dans le pire scénario crédible ( $P_{90}$ ) et fréquences annuelles**

Type de navire	Volume de déversement dans le pire scénario crédible (m <sup>3</sup> )	Fréquence annuelle
Aframax	19 700	$7,9 \times 10^{-7}$
Suezmax	30 400	$1,8 \times 10^{-6}$
TGTB	37 600	$5,1 \times 10^{-7}$

## 9.1.2 Risque de déversement de pétrole d'un navire causé par un échouement sur la route de navigation

La Figure 9-2 montre le risque sous la forme de combinaison des volumes d'un éventuel déversement de pétrole causé par un échouement et de la fréquence annuelle d'un tel événement. La fréquence annuelle totale de déversement causé par un échouement est de  $8,3 \times 10^{-5}$  pour un Aframax,  $1,4 \times 10^{-4}$  pour un Suezmax et  $1,5 \times 10^{-5}$  pour un TGTB.

La fréquence de déversement de pétrole de  $10\,000\text{ m}^3$  causé par un échouement est de  $2,9 \times 10^{-5}$  pour un Aframax,  $5,8 \times 10^{-5}$  pour un Suezmax et  $1,1 \times 10^{-5}$  pour un TGTB. La fréquence de déversement de pétrole de  $20\,000\text{ m}^3$  causé par un échouement est de  $5,2 \times 10^{-6}$  pour un Aframax,  $1,9 \times 10^{-5}$  pour un Suezmax et  $5,0 \times 10^{-6}$  pour un TGTB.



**Figure 9-2 Risque de déversement de pétrole brut causé par un échouement sur la route de navigation**

Comme nous en avons parlé à la section 8.1, la modélisation de l'impact d'un navire et les estimations des fuites de pétrole connexes pour les scénarios d'échouement effectuées selon la méthode de NAPA et la méthode de l'OMI sont considérées comme étant trop prudentes pour la route de navigation et les activités prévues. On considère donc que les grands volumes de déversement associés à de très faibles fréquences qu'on trouve dans la Figure 9-2 ne sont pas réalistes. Le volume de déversement dans le pire scénario crédible ( $P_{50}$ ) pour les trois types de navires est présenté dans le Tableau 9-2 ci-dessous.

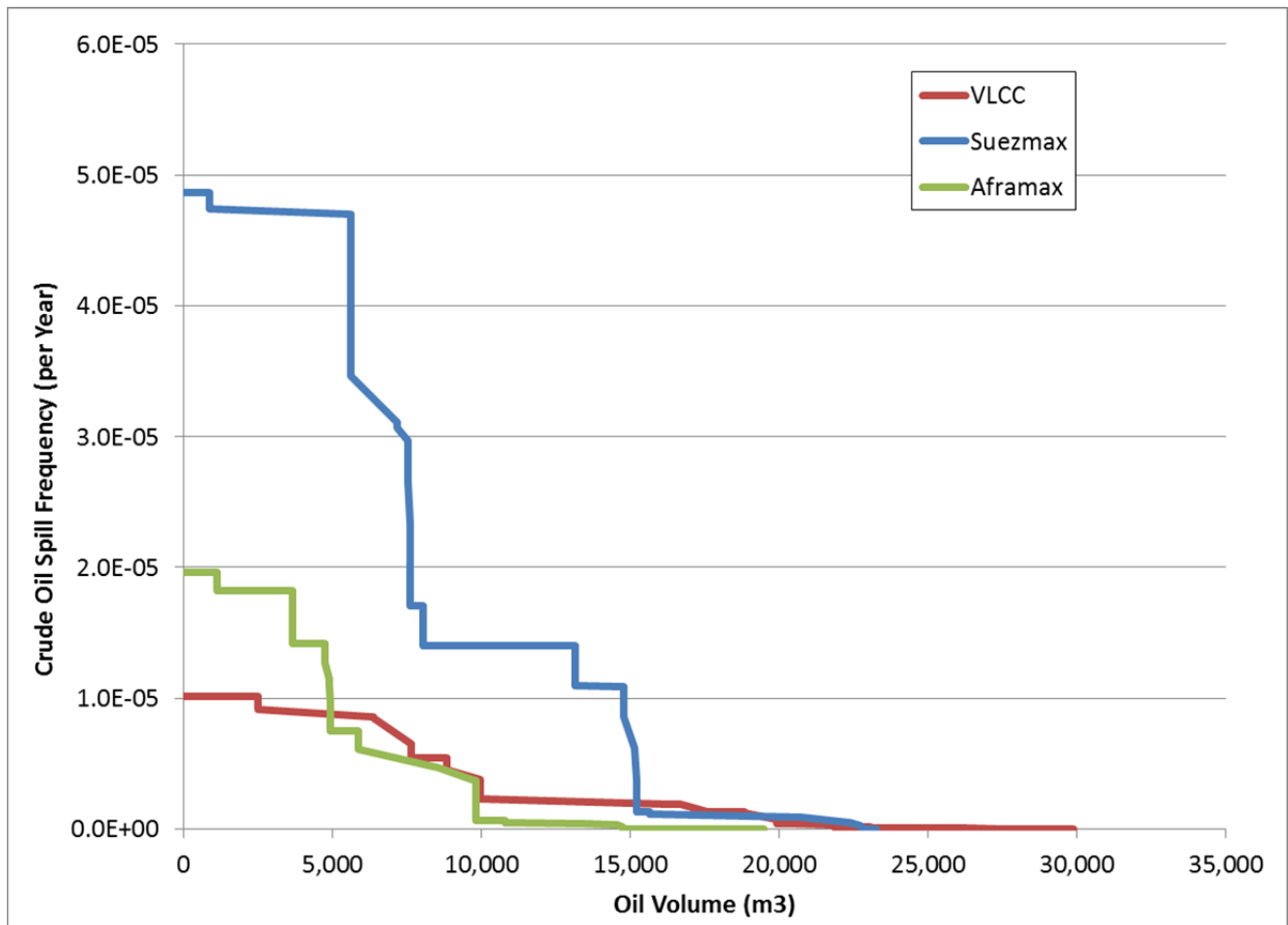
**Tableau 9-2 Volumes des déversements causés par un échouement sur la route de navigation dans le pire scénario crédible (P<sub>50</sub>) et fréquences annuelles**

Type de navire	Volume de déversement dans le pire scénario crédible (m <sup>3</sup> )	Fréquence annuelle
Aframax	6 700	4,2 x 10 <sup>-5</sup>
Suezmax	9 300	7,2 x 10 <sup>-5</sup>
TGTB	15 400	7,5 x 10 <sup>-6</sup>

### 9.1.3 Risque de déversement de pétrole d'un navire causé par une collision à quai ou en route vers l'aire de mouillage

La Figure 9-3 montre la combinaison des volumes d'un éventuel déversement de pétrole causé par une collision à quai ou en route vers l'aire de mouillage et de la fréquence d'un tel événement. La fréquence annuelle totale de déversement causé par une collision est de 2,0 x 10<sup>-5</sup> pour un Aframax, 4,9 x 10<sup>-5</sup> pour un Suezmax et 1,0 x 10<sup>-5</sup> pour un TGTB.

La fréquence annuelle de déversement de 10 000 m<sup>3</sup> est d'environ 6,4 x 10<sup>-7</sup> pour un Aframax, 1,4 x 10<sup>-5</sup> pour un Suezmax et 2,3 x 10<sup>-6</sup> pour un TGTB. La fréquence annuelle de déversement de 20 000 m<sup>3</sup> est de 9,3 x 10<sup>-7</sup> pour un Suezmax et 3,9 x 10<sup>-7</sup> pour un TGTB. On considère qu'un déversement de 20 000 m<sup>3</sup> n'est pas réaliste pour un pétrolier Aframax dans ce scénario.



**Figure 9-3 Risque de déversement de pétrole brut causé par une collision à quai ou en route vers l'aire de mouillage (navire chargé à moitié)**

Le volume de déversement causé par une collision dans le pire scénario crédible ( $P_{90}$ ) pour les trois types de navires est présenté dans le Tableau 9-3 ci-dessous.

**Tableau 9-3 Volumes des déversements à quai ou en route vers l'aire de mouillage causés par une collision dans le pire scénario crédible ( $P_{90}$ ) et fréquences annuelles (navire chargé à moitié)**

Type de navire	Volume de déversement dans le pire scénario crédible (m <sup>3</sup> )	Fréquence annuelle
Aframax	9 800	$1,7 \times 10^{-6}$
Suezmax	15 200	$3,7 \times 10^{-6}$
TGTB	18 800	$1,2 \times 10^{-6}$

### 9.1.4 Risque de déversement de pétrole d'un navire causé par un échouement en route vers l'aire de mouillage

La Figure 9-4 montre le risque sous la forme de combinaison des volumes d'un éventuel déversement de pétrole causé par un échouement et des fréquences annuelles. La fréquence annuelle totale de déversement causé par un échouement est de  $2,6 \times 10^{-5}$  pour un Aframax,  $5,3 \times 10^{-5}$  pour un Suezmax et  $3,9 \times 10^{-6}$  pour un TGTB.

La fréquence de déversement de pétrole de  $10\,000\text{ m}^3$  causé par un échouement est de  $1,7 \times 10^{-6}$  pour un Aframax,  $7,3 \times 10^{-6}$  pour un Suezmax et  $1,3 \times 10^{-6}$  pour un TGTB. La fréquence de déversement pétrole de  $20\,000\text{ m}^3$  causé par un échouement est de  $2,8 \times 10^{-8}$  pour un Aframax,  $9,7 \times 10^{-7}$  pour un Suezmax et  $2,8 \times 10^{-7}$  pour un TGTB.

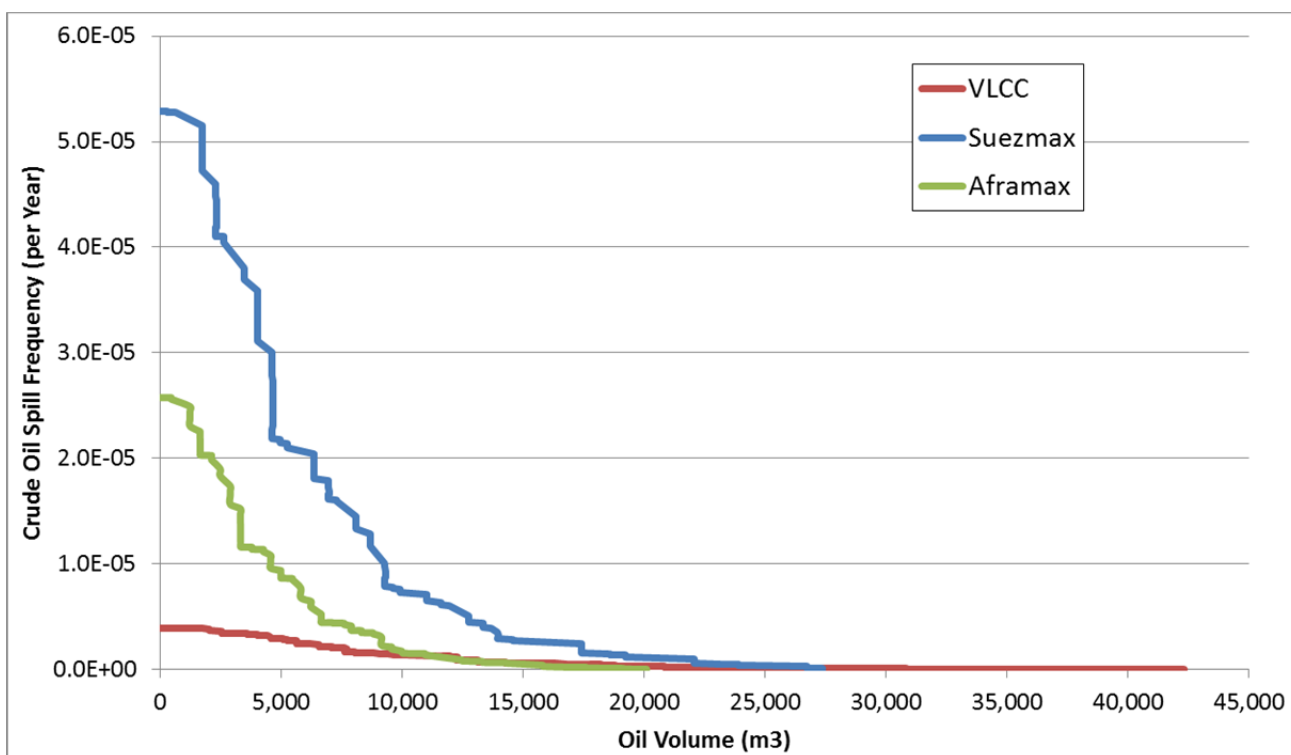


Figure 9-4 Risque de déversement de pétrole brut causé par un échouement en route vers l'aire de mouillage (navire chargé à moitié)

Comme nous en avons parlé à la section 8.1, la modélisation de l'impact d'un navire et les estimations des fuites de pétrole connexes pour les scénarios d'échouement effectuées selon la méthode de NAPA et la méthode de l'OMI sont considérées comme étant trop prudentes pour permettre d'estimer les risques pour la route de navigation et les activités prévues. On considère donc que les grands volumes de déversement associés à une très faible fréquence qu'on trouve dans la Figure 9-4 ne sont pas réalistes. Le volume de déversement dans le pire scénario crédible ( $P_{50}$ ) pour les trois types de navires est présenté dans le Tableau 9-4 ci-dessous.

**Tableau 9-4 Volumes des déversements en route vers l'aire de mouillage causés par un échouement dans le pire scénario crédible ( $P_{50}$ ) et fréquences annuelles (navire chargé à moitié)**

Type de navire	Volume de déversement dans le pire scénario crédible (m <sup>3</sup> )	Fréquence annuelle
Aframax	3 300	$1,3 \times 10^{-5}$
Suezmax	4 700	$2,6 \times 10^{-5}$
TGTB	7 700	$2,0 \times 10^{-6}$

### 9.1.5 Méthode d'évaluation du risque de pire scénario crédible de déversement d'un navire dans le cadre du transport maritime

Cette section présente la méthode employée pour calculer le risque de pire scénario crédible de déversement de pétrole dans le cadre du transport maritime pour l'ensemble du projet. Les sections 9.1.1 à 9.1.5 présentent les volumes de déversement dans le pire scénario crédible et les fréquences pour chaque combinaison de type d'accident et de type de navire. Les volumes vont de 3 300 m<sup>3</sup> à 37 600 m<sup>3</sup>, avec des périodes de récurrence de 15 000 années (pour les plus petits déversements dans le pire scénario crédible) et de plus de 2 000 000 années (pour les déversements les plus importants). Bien que ces résultats représentent le risque de déversement de pétrole dans le pire scénario crédible pour chaque combinaison unique de type de navire et de type d'accident, ils ne donnent pas une mesure unique du risque pour l'ensemble du projet. Au lieu de cela, on estime le risque global de déversement de pétrole dans le pire scénario crédible du projet en prenant la moyenne pondérée des volumes de déversement dans le pire scénario crédible et les fréquences de chaque combinaison de type d'accident et de type de navire.

En outre, selon DNV GL, un pire scénario crédible devrait se produire selon une période de récurrence raisonnable permettant de se préparer à l'événement. On peut soutenir qu'un pire scénario crédible dont la période de récurrence se situe entre 1 000 et 10 000 ans est crédible.

La fréquence totale de défaillance du confinement dans le cadre du transport maritime est de  $4,4 \times 10^{-4}$ , soit une fois toutes les 2 289 années, ce qui correspond à la plage crédible. On effectue le calcul en additionnant la fréquence totale de défaillance du confinement de  $3,6 \times 10^{-4}$  dans le cadre des accidents maritimes (Tableau 7-7) et la fréquence de défaillance du confinement de  $7,7 \times 10^{-5}$  causée par les collisions avec des navires à quai (section 7.4.6).



### Moyenne pondérée du volume de déversement dans le pire scénario crédible

On peut estimer la moyenne pondérée du volume de déversement dans le cadre du transport maritime dans le pire scénario crédible à l'aide de la formule suivante :

$$\text{Volume des déversements dans le pire scénario crédible} = \sum_i F_{i(LOC)} \times V_{i(LOC)}$$

Où :

$i$  = Combinaison unique de type d'accident et de type de navire,

$F_{i(LOC)}$  = Fréquence de défaillance du confinement pour  $i$ ,

$V_{i(LOC)}$  = Volume de déversement dans le pire scénario crédible pour  $i$

Vous trouverez une description des étapes du calcul de la moyenne pondérée du volume de déversement dans le pire scénario crédible pour le projet à la section 9.1.6.

### 9.1.6 Volume global de déversement dans le pire scénario crédible

Premièrement, on calcule la distribution de probabilité des fréquences annuelles de défaillance du confinement pour les trois types de navires en divisant la fréquence de défaillance du confinement pour chaque combinaison de type d'accident et de type de navire par la fréquence globale de défaillance du confinement pour le type d'accident. Les résultats sont résumés dans le Tableau 9-5.

**Tableau 9-5 Distribution de probabilité de défaillance du confinement pour chaque type de navire et chaque type d'accident**

Type de navire	Collision à quai ou en mouillage	Collision sur la route	Échouement sur la route	Échouement dans l'aire de mouillage
Aframax	25 %	25 %	35 %	31 %
Suezmax	62 %	63 %	59 %	64 %
TGTB	13 %	12 %	6 %	5 %

Remarque : Cette distribution est différente de la distribution réelle des escales au terminal par type de navire. On procède de la sorte pour ne pas attribuer incorrectement un poids à un type de navire qui est plus ou moins susceptible d'être impliqué dans un accident donné. Par exemple, dans le cas d'une défaillance du confinement causée par un échouement, une rupture de citerne de TGTB nécessiterait une plus grande énergie d'impact qu'un navire Aframax ou Suezmax. Par conséquent, la fréquence de défaillance du confinement des TGTB est plus basse que celle des autres types de navires par rapport au nombre total d'escales au terminal.

De plus, la moyenne pondérée du volume de déversement dans le pire scénario crédible pour chacun des quatre types d'accidents est calculée en appliquant la distribution de probabilité des défaillances du confinement du Tableau 9-5 aux volumes de déversement dans le pire scénario crédible pour chacun des

trois types de navires. Il s'agit du volume de déversement dans le pire scénario crédible propre à chaque type d'accident, comme on le montre dans le Tableau 9-6.

**Tableau 9-6 Moyenne pondérée du volume de déversement dans le pire scénario crédible pour chaque type d'accident**

Type de navire	Collision à quai ou en mouillage		Collision sur la route		Échouement sur la route		Échouement dans l'aire de mouillage	
	Volume de déversement P <sub>90</sub> (m <sup>3</sup> )	Distribution de probabilité des défaillances du confinement	Volume de déversement P <sub>90</sub> (m <sup>3</sup> )	Distribution de probabilité des défaillances du confinement	Volume de déversement P <sub>50</sub> (m <sup>3</sup> )	Distribution de probabilité des défaillances du confinement	Volume de déversement P <sub>50</sub> (m <sup>3</sup> )	Distribution de probabilité des défaillances du confinement
Aframax	9 836	25 %	19 672	25 %	6 672	35 %	3 336	31 %
Suezmax	15 218	62 %	30 435	63 %	9 320	59 %	4 660	64 %
TGTB	18 819	13 %	37 639	12 %	15 445	6 %	7 723	5 %
<b>Moyenne pondérée</b>	<b>14 339</b>		<b>28 625</b>		<b>8 781</b>		<b>4 392</b>	

Enfin, on calcule le volume de déversement dans le pire scénario crédible pour l'ensemble du projet en pondérant le volume de déversement dans le pire scénario crédible pour chaque type d'accident (Tableau 9-6) en utilisant les distributions de probabilité pour chaque type d'accident, soit les collisions à quai et sur la route de navigation, et les échouements sur la route de navigation et en route vers l'aire de mouillage. On calcule des distributions de probabilité en divisant la fréquence globale de défaillance du confinement pour chaque type d'accident par la fréquence totale de défaillance du confinement.

**Tableau 9-7 Volume de déversement dans le pire scénario crédible pour le transport maritime**

Distribution de probabilité en % des fréquences de défaillance du confinement pour chaque type de navire			Type d'accident entraînant une défaillance du confinement	Volume de déversement dans le pire scénario crédible pour chaque type d'accident (m <sup>3</sup> )	Distribution de probabilité en % pour chaque type d'accident	Déversement dans le pire scénario crédible Volume (m <sup>3</sup> )
Aframax	Suezmax	TGTB				
25 %	62 %	13 %	Collision avec un pétrolier à quai et en route vers l'aire de mouillage	P <sub>90</sub> : 14 339	17,9 %	10 595
25 %	63 %	12 %	Collision sur la route de navigation	P <sub>90</sub> : 28 625	8,3 %	
35 %	59 %	6 %	Échouement sur la route de navigation	P <sub>50</sub> : 8 781	54,29 %	
31 %	64 %	5 %	Échouement en route vers l'aire de mouillage	P <sub>50</sub> : 4 392	18,9 %	

Le risque global de déversement de pétrole dans le pire scénario crédible pour les accidents dans le cadre du transport maritime pour l'ensemble du projet peut donc être exprimé comme étant un déversement de 10 595 m<sup>3</sup> avec une fréquence annuelle de  $4,4 \times 10^{-4}$ , ou une fois toutes les 2 289 années d'exploitation.

## 9.2 Risque de déversement de pétrole dans le cadre des activités de transfert de marchandise

Le risque de déversement associé aux activités de transfert de marchandise sera évalué en utilisant la fréquence à laquelle les événements suivants devraient se produire :

- Défaillance de bras de chargement;
- Défaillance de raccord à désenclenchement rapide;
- Défaillance de la tuyauterie du navire;
- Erreur d'un opérateur;
- Défaillance de l'équipement d'amarrage.

Parmi ces événements ou causes de défaillance, on suppose que la défaillance de l'équipement d'amarrage est une défaillance d'élongement (défaillance d'amarrage). On suppose que les autres défaillances sont des défaillances de raccordement. L'étude dont on a tiré les fréquences comprend un arbre d'événements qui

suppose que les défaillances d'élongement entraînent des ruptures et que les défaillances de raccordement entraînent des fuites dans 90 % des cas et des ruptures dans 10 % des cas (réf. /22/). Bref, on suppose qu'une fuite complète se produit toujours lors des événements entraînant le débranchement complet des bras de chargement du navire ou du quai (c'est-à-dire des défaillances d'élongement). On suppose aussi une probabilité de 10 % de fuite complète lors des autres types de défaillances qui n'entraînent pas un débranchement (c'est-à-dire les défaillances de raccordement). Les défaillances de raccordement comprennent la défaillance d'un bras, d'un raccord à désenclenchement rapide et de la tuyauterie du navire, et les erreurs commises par les opérateurs. Le Tableau 9-8 montre la distribution des ruptures (fuite complète) et des fuites pour les causes de défaillance décrites plus haut.

**Tableau 9-8 Distribution des types de déversement associés aux fuites lors du chargement (réf. /22/)**

Cause	Fréquence totale (par an)	Distribution du type de fuite de produit		Fréquence de fuite	
		Fuite (%)	Rupture (%)	Fuite (par an)	Rupture (par an)
Défaillance d'un bras	$1,4 \times 10^{-2}$	90	10	$1,3 \times 10^{-2}$	$1,4 \times 10^{-3}$
Défaillance de raccord à désenclenchement rapide	$1,4 \times 10^{-3}$	90	10	$1,3 \times 10^{-3}$	$1,4 \times 10^{-4}$
Défaillance de la tuyauterie du navire	$1,5 \times 10^{-3}$	90	10	$1,4 \times 10^{-3}$	$1,5 \times 10^{-4}$
Erreur d'un opérateur	$1,5 \times 10^{-3}$	90	10	$1,4 \times 10^{-3}$	$1,5 \times 10^{-4}$
Défaillance de l'équipement d'amarrage	$1,7 \times 10^{-4}$	0	100	0	$1,7 \times 10^{-4}$
<b>TOTAL</b>	<b><math>1,9 \times 10^{-2}</math></b>	-	-	<b><math>1,7 \times 10^{-2}</math></b>	<b><math>2,1 \times 10^{-3}</math></b>

La fréquence annuelle totale de déversement pour les événements ci-dessus est de  $1,9 \times 10^{-2}$  pour le terminal maritime Canaport Énergie Est (comme il est décrit à la section 7.3). On calcule la fréquence de rupture en utilisant la distribution présentée dans le Tableau 9-8. La fréquence annuelle de rupture est de  $2,1 \times 10^{-3}$  fuite.

La fréquence de rupture associée aux défaillances de chargement (sans tenir compte des ruptures de jetée sur chevalets) est associée à un volume de  $43 \text{ m}^3$ . On calcule ce volume en pondérant les volumes de déversement de pétrole (section 8.3) en fonction de la fréquence de rupture dans le cadre de différents événements se produisant lors des activités de chargement (se reporter au Tableau 9-3). Les événements pris en considération dans le calcul du volume pondéré sont les suivants : défaillance d'un bras, d'un raccord à désenclenchement rapide et de la tuyauterie du navire, erreur commise par un opérateur et défaillance d'amarrage.

### 9.3 Aperçu du risque total

Dans le Tableau 9-9, on peut voir le classement des fréquences des défaillances associées aux activités menées au terminal maritime Canaport Énergie Est, ce qui comprend la fréquence de défaillance, la gravité des conséquences et le type d'accident.

Lorsqu'on utilise ce tableau de classement des risques évalués, il ne faut pas oublier que le classement s'applique à l'exploitation du terminal maritime Canaport Énergie Est. Par conséquent, il se peut que le tableau de classement de cette analyse ne puisse pas être comparé à la matrice des risques, ou le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre (ALARP) dans une autre analyse.

**Tableau 9-9 Classement des fréquences des défaillances pour les accidents maritimes associés à l'exploitation du terminal maritime Canaport Énergie Est**

Exploitation	Fréquence	Volume de déversement (m <sup>3</sup> )
Activités de chargement <sup>1</sup>	$2,1 \times 10^{-3}$	43
Transport maritime <sup>2</sup>	$4,4 \times 10^{-4}$	10 595
Jetée sur chevalets <sup>3</sup>	$7,23 \times 10^{-5}$	1 786

1. Fréquence des déversements dans le cadre des activités de chargement dans le pire scénario crédible en fonction de la fréquence totale de rupture lors du chargement (se reporter au Tableau 9-3).
2. Fréquence des déversements dans le cadre des activités maritimes dans le pire scénario crédible en fonction de la combinaison d'une fréquence de défaillance du confinement de  $3,6 \times 10^{-4}$  pour les accidents maritimes (voir le Tableau 7-7) et de  $7,7 \times 10^{-5}$  pour les collisions à quai (voir la section 7.4.6).
3. Fréquence des déversements provenant d'une conduite de la jetée sur chevalets dans le pire scénario crédible en fonction de la fréquence d'effondrement de jetée sur chevalets – se reporter à la section 7.4.5 (Tableau 7-13). Le volume de déversement causé par les collisions avec la jetée sur chevalets dans le pire scénario crédible est précisé dans la section 8.4.

## 10 ATTÉNUATION

Le trafic maritime dans le port de Saint John est géré au moyen de mesures de maîtrise des risques à la fine pointe. Le trafic est surveillé et dirigé par un service de communications et de trafic maritimes en service 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Le pilotage est obligatoire pour tous les grands navires. Le pilote monte à bord des transporteurs de pétrole et de gaz naturel liquéfié à la station d'embarquement des pilotes de l'avant-port, et monte à bord des navires de charge et des navires de croisière qui se rendent dans la partie intérieure du port à la station d'embarquement des pilotes du port intérieur.

Les pétroliers sont accompagnés par des remorqueurs sur la route d'accès au terminal et sur la route de sortie. En général, le premier remorqueur rejoindra le pétrolier à l'approche avant qu'il croise la route du traversier Saint John-Digby. Les autres remorqueurs rejoindront le pétrolier alors qu'il entame son approche finale vers le terminal et le bassin d'évitage. Pour les navires au départ, l'utilisation des remorqueurs est inversée. Les remorqueurs seront libérés par le pilote en fonction des conditions de navigation.

Tous les pétroliers et les transporteurs de gaz naturel liquéfié sont attachés à des remorqueurs d'escorte entre la station d'embarquement des pilotes et le quai. Lorsque les pétroliers s'approchent du quai et se préparent à l'amarrage, des remorqueurs supplémentaires sont présents pour assurer la sécurité de l'amarrage. La même procédure est suivie lors du désamarrage. En raison de la nature de l'escorte fournie par les remorqueurs attachés, la vitesse du pétrolier sur l'eau est basse (environ 5 nœuds). On considère la faible vitesse comme une mesure d'atténuation des risques. On s'attend à ce que les conséquences potentielles d'une collision ou d'un échouement soient moins importantes à basse vitesse qu'à la vitesse de croisière habituelle.

Les pétroliers qui feront escale au terminal seront tous soumis à un contrôle rigoureux par Énergie Est. Seuls les navires qui répondent aux normes imposées seront acceptés au terminal.

De nombreuses mesures d'atténuation et de protection sont mises en œuvre au terminal maritime Canaport Énergie Est afin d'éviter les déversements et d'atténuer les conséquences des déversements potentiels. Les mesures en question comprennent notamment :

- un système d'aide à l'amarrage à guidage laser;
- un système de surveillance de charge d'amarrage;
- le drainage de la plateforme de chargement aux postes d'amarrage dans des citernes de sloop et le traitement à terre;
- des raccords à désenclenchement rapide entre les bras de chargement et le manifold au navire;
- des vannes d'arrêt d'urgence aux conduites d'écoulement, près du manifold, à la plateforme de chargement et à l'atterrage;
- la détection du débordement au pétrolier;
- le contrôle de la pression et la protection contre la surpression;
- la détection des fuites dans le pipeline;
- des procédures opérationnelles pour s'assurer que tous les systèmes fonctionnent correctement avant le transfert de marchandise;

- une procédure opérationnelle pour la sécurité des activités de transfert de marchandise à bord du navire et au terminal;
- l'affectation d'un responsable du chargement à chaque activité de chargement;
- l'utilisation de remorqueurs attachés et le passage à une vitesse réduite des autres pétroliers et des transporteurs de gaz naturel liquéfié;
- la prévention des incendies et la protection contre l'incendie à bord du navire et au terminal maritime;
- du personnel adéquatement formé au terminal maritime.
- de l'équipement d'intervention en cas de déversement au terminal maritime.

Il doit y avoir un plan d'urgence approuvé contre la pollution par des hydrocarbures à bord des navires qui circulent dans les eaux canadiennes. Il doit aussi y avoir une entente avec une organisation d'intervention certifiée qui interviendra en cas de déversement au nom du pollueur. Les organisations d'intervention sont certifiées tous les trois ans par Transports Canada. L'organisation d'intervention en cas de déversement de pétrole qui intervient aux terminaux de la baie de Fundy et de Saint John, au Nouveau-Brunswick, est la Atlantic Emergency Response Team.

Le terminal sera pourvu d'équipement d'intervention en cas de déversement de pétrole. En cas de déversement de pétrole, des organisations d'intervention en cas de déversement de pétrole seront mobilisées dans le but de contenir le déversement et de récupérer le pétrole. Le terminal aura son propre équipement d'intervention en cas de déversement de pétrole. L'équipement comprendra des barrages de rétention et des récupérateurs de pétrole permettant de contenir un petit déversement au terminal. En cas de déversement majeur provenant du terminal ou d'un navire, il faudra faire appel à une organisation régionale d'intervention en cas de déversement de pétrole. La Atlantic Emergency Response Team s'occupe des interventions régionales.

## 10.1 Recommandations

DNV GL a évalué les mesures existantes de maîtrise des risques pour le trafic maritime dans la zone d'étude en fonction de la fréquence des déversements accidentels de pétrole liés au trafic du terminal maritime Canaport Énergie Est. Les mesures existantes de maîtrise des risques sont à la fine pointe pour les ports, et l'on considère que la fréquence de déversements accidentels de pétrole provenant des pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est est basse.

L'évaluation des risques a révélé l'existence d'un risque de collision entre un pétrolier ou un transporteur de gaz naturel liquéfié de passage et la jetée sur chevalets, la plateforme d'amarrage ou un pétrolier à quai, et qu'une telle collision pourrait entraîner un déversement de pétrole. On a fait preuve de prudence dans cette évaluation des risques, puisque celle-ci s'appuie sur une configuration du trafic tirée des données existantes du SIA, alors que le terminal est encore à l'étape de projet. La configuration du trafic changera quand le terminal sera construit, en raison de la présence même de ce dernier. Quelles que soient les conclusions dégagées dans le présent document, si jamais des organismes de réglementation exigent que l'on envisage d'autres mesures de maîtrise des risques, on recommande la réalisation d'une étude sur les avantages de la mise en place d'une zone d'exclusion de trafic autour du terminal pour l'atténuation des risques.

## 11 CONCLUSION

On a obtenu un aperçu de la configuration et des détails du trafic dans la zone d'étude en analysant les données du SIA pour 2013. On a ajouté les escales de pétroliers prévues au terminal maritime Canaport Énergie Est aux fins d'utilisation dans le cadre de l'évaluation des risques.

Les dangers et les risques relatifs à la route empruntée par les pétroliers du terminal maritime Canaport Énergie Est sont maîtrisés et atténués par les mesures de maîtrise des risques mises en œuvre. Les mesures de maîtrise des risques continueront de réduire la fréquence des situations critiques (p. ex., le dispositif de séparation du trafic diminuera la fréquence des rencontres, la situation critique associée aux collisions) et réduiront la probabilité d'accidents dans une situation critique donnée (p. ex., le pilotage réduira la probabilité de collision en cas de rencontre). Les mesures d'atténuation des risques suivantes ont été prises en compte dans le cadre de l'évaluation des risques : STM, pilotage, SEVCM et cartes électroniques de navigation, remorqueurs d'escorte (attachés et non attachés).

On a effectué une évaluation de la fréquence des accidents dans le cadre du transport maritime pour les navires exploités au terminal et circulant sur la route d'entrée, la route de sortie et la route de l'aire de mouillage. L'évaluation tient compte des mesures d'atténuation des risques et comprend une analyse de la fréquence des accidents pour chaque cas.

Pour chaque cas, on a estimé les fréquences d'accidents à l'aide du modèle MARCS. On a évalué la fréquence des collisions, des échouements moteurs allumés et des échouements moteurs éteints, des défaillances structurelles et des incendies et des explosions.

Les fréquences totales d'accidents dans le cadre du transport maritime sur la route principale de navigation ont été calculées pour chaque type de pétrolier du terminal maritime Canaport Énergie Est et en fonction de la nature des marchandises transportées sur la route d'entrée et la route de sortie, mais pas en route vers l'aire de mouillage. La fréquence annuelle totale d'accidents est de  $4,8 \times 10^{-2}$  pour tous les pétroliers associés au terminal maritime Canaport Énergie Est. On estime que les accidents qui ne concernent que les pétroliers lestés en route vers le terminal maritime Canaport Énergie Est se produisent  $4,2 \times 10^{-2}$  fois par année. On estime que les accidents qui touchent les pétroliers transportant du pétrole brut se produisent  $6,6 \times 10^{-3}$  fois par année.

La fréquence totale de déversements pour les pétroliers en provenance du terminal maritime Canaport Énergie Est sur la route de navigation est de  $2,8 \times 10^{-4}$  déversement de pétrole brut par année. À l'instar de la fréquence d'accidents relative aux pétroliers en provenance du terminal maritime Canaport Énergie Est, les échouements moteurs éteints représentent le principal type d'accident qui entraîne des déversements de pétrole brut, avec une fréquence de  $1,4 \times 10^{-4}$  déversement par année.

La fréquence totale de déversements pour les pétroliers à quai et en mouillage au terminal maritime Canaport Énergie Est est de  $1,6 \times 10^{-4}$  déversement de pétrole brut par année. Pour ces scénarios, les échouements moteurs allumés ( $8,3 \times 10^{-5}$ ) et les collisions à quai et en mouillage ( $7,8 \times 10^{-5}$ ) sont les principaux types d'accidents qui entraînent des déversements de pétrole brut.

On a aussi évalué le risque de déversement dans le cadre du chargement. On a déterminé que la fréquence annuelle de ce type d'événement s'élevait à  $2,1 \times 10^{-3}$ , et que le volume du pire scénario crédible de déversement était de  $43 \text{ m}^3$ .

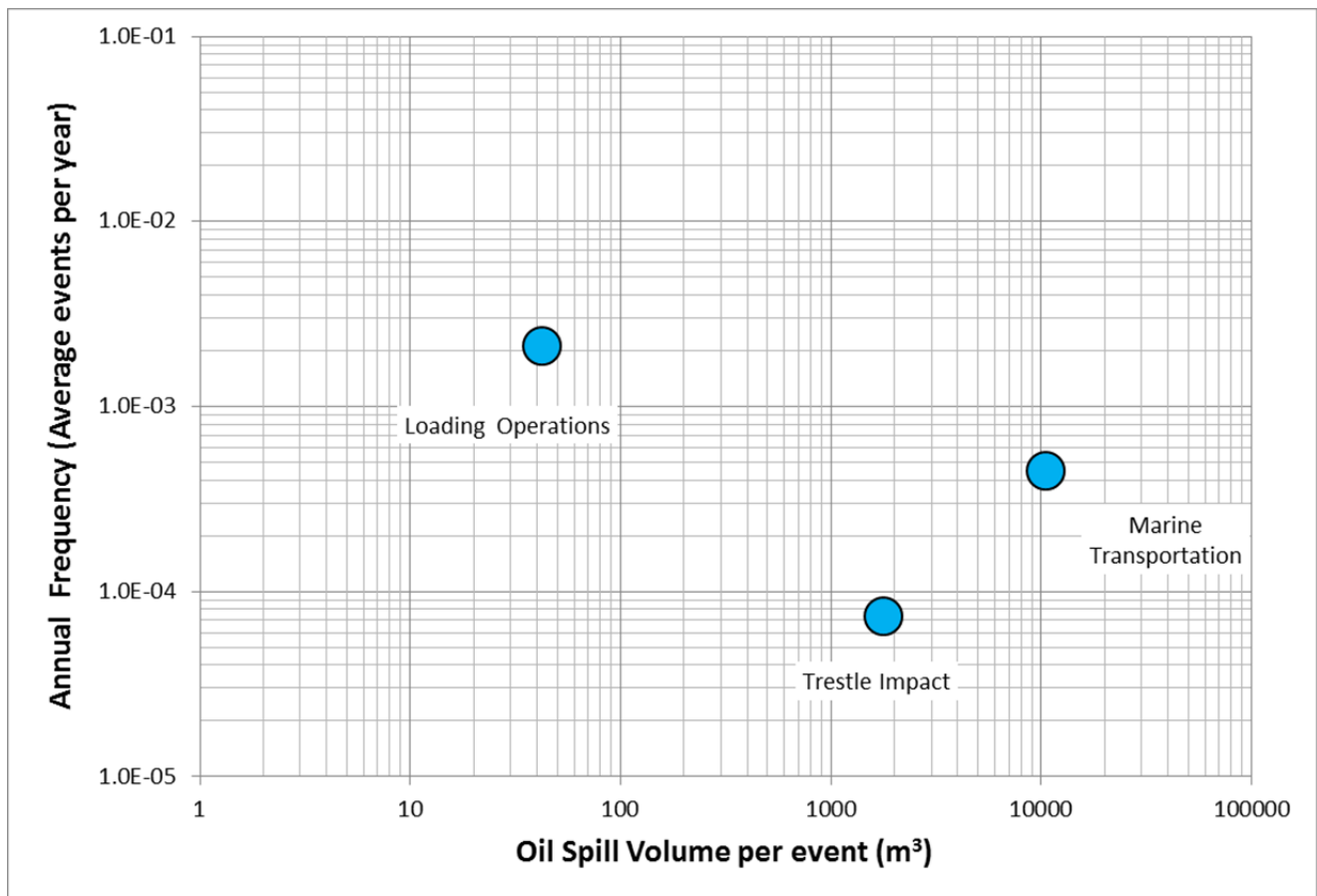
Enfin, l'évaluation visait aussi en partie à estimer le risque de collision entre les navires et la jetée sur chevalets du terminal maritime Canaport Énergie Est entraînant l'effondrement de cette dernière. On a



déterminé que la fréquence annuelle de ce type d'événement s'élevait à  $7,23 \times 10^{-5}$ , et que le volume du pire scénario crédible de déversement était de  $1\,786 \text{ m}^3$ .


Dans la Figure 11-1, on peut voir les fréquences et les conséquences des déversements de pétrole associés à l'exploitation du terminal maritime Canaport Énergie Est, ce qui comprend la fréquence de défaillance, la gravité des conséquences et le type d'activité.

On estime que le volume du pire scénario crédible de déversement pour les accidents de transport maritime sur la route de navigation, en route vers l'aire de mouillage et au quai est de  $10\,595 \text{ m}^3$ . Il s'agit de la moyenne pour tous les volumes pondérée selon la fréquence de défaillance du confinement pour les autres types de navires et d'accidents.



**Figure 11-1 Fréquences des défaillances et volumes connexes de déversement de pétrole dans le pire scénario crédible associés à l'exploitation du terminal maritime Canaport Énergie Est**

TransCanada s'est engagé à prendre des mesures de prévention, de détection et d'atténuation pour éviter les accidents et prendra les mesures nécessaires pour que les effets potentiels soient réduits ou neutralisés. On considère que la probabilité d'une fuite de pétrole contenu dans un navire est faible en raison des pratiques de l'industrie du transport de pétrole, de l'utilisation de remorqueurs attachés et de remorqueurs d'escorte rapprochée pour les pétroliers chargés, et des autres mesures d'atténuation et d'intervention proposées pour le projet. La prise en considération de l'équipement haute fiabilité standard pour le transfert



de pétrole, des pratiques d'exploitation courantes et du personnel formé et spécialisé en transfert de marchandise est conforme aux lignes directrices relatives à l'acceptabilité des risques.

Malgré les conclusions dégagées dans le présent document, si jamais des organismes de réglementation exigent que l'on envisage d'autres mesures de maîtrise des risques pour le terminal, DNV GL recommande une zone d'exclusion de trafic autour du terminal. La zone d'exclusion de trafic serait établie en étroite collaboration avec le terminal SPMS et le terminal d'importation de gaz naturel liquéfié afin d'éviter des restrictions de trafic ingérables.

## 12 RÉFÉRENCES

/1/	MOFFATT & NICHOL, <i>TransCanada Canaport Energy East Marine Terminal Feed, Revised Marine Terminal Shipping Emissions Estimate Rev 0</i> , 14 mars, 2014. (doc. n° EE4933-MON-TCPL-Z-MM-0008)
/2/	MOFFATT & NICHOL, <i>TransCanada Canaport Energy East Marine Terminal, TERMPOL Study 3.5 Route Analysis, Approach Characteristics and Navigability</i>
/3/	MILLAR, Gillian. Courriel à Bjorn Nilberg. <i>FW: Canaport – Progress and Questions</i> , 5 mai 2014.
/4/	Canada, Service hydrographique et cartographique, carte marine 4116 du Service hydrographique du Canada : Approches à Saint John, BSB V3, permission de reproduction : SHC n° 2014-0603-1260-D, 24 juillet 2014.
/5/	Oléoduc Énergie Est Itée., <i>Volume 3 : Aspects techniques Section 8 Opérations</i> , 16 mai 2014.
/6/	Administration de pilotage de l'Atlantique, <i>Zones de pilotage obligatoire</i> , <a href="https://www.atlanticpilotage.com/fra/compulsory-areas/index.html">https://www.atlanticpilotage.com/fra/compulsory-areas/index.html</a> , consulté le 30 juin 2014.
/7/	Oléoduc Énergie Est Itée., <i>Volume 3 : Aspects techniques Section 11 Opérations maritimes</i> , 17 mars 2014.
/8/	Service hydrographique du Canada, <i>Carte marine : Approches à Saint John</i> , consulté le 20 mars 2014.
/9/	Oléoduc Énergie Est Itée., <i>Volume 3 : Aspects techniques Section 4 Terminaux maritimes</i> , avril 2015.
/10/	NOAA Satellite and Information Service, <i>Climatic Data Online</i> , mai 2014. Web. < <a href="http://cdo.ncdc.noaa.gov/pls/plclimprod/poemain.accessrouter?datasetabbv=DS3505">http://cdo.ncdc.noaa.gov/pls/plclimprod/poemain.accessrouter?datasetabbv=DS3505</a> >.
/11/	Brian J. Todd & John Shaw, CGC (Atlantique), Ressources naturelles Canada, Institut océanographique de Bedford,
/12/	SAFECO I (1998). <i>Safety of Shipping in Coastal Waters (SAFECO) Summary Report</i> , Rapport n° 98-2038 de DNV
/13/	SAFECO II <i>Safety of Shipping in Coastal Waters (SAFECO II), WP IV, D24</i> : Rapport n° 99-2032 de DNV <a href="http://www.transport-research.info/Upload/Documents/200310/safeco2.pdf">http://www.transport-research.info/Upload/Documents/200310/safeco2.pdf</a>
/14/	CCE, <i>Cost 301 - Système d'aide à la navigation maritime depuis le littoral – rapport EUR 11304</i> , 1988.
/15/	Larsen, O.L., <i>Ship Collision with Bridges</i> , International Association for Bridge and Structural Engineering, Zurich, 1993.
/16/	Lewis, G.R.G., <i>The Estimation of Collision Risk for Marine Traffic in UK Waters</i> , Journal of Navigation, sept. 1980 (aussi dans le rapport R91 de NMI).

/17/	SSPA, <i>Summary Report on Evaluating VTS and Pilotage as Risk Reduction Measures</i> , Efficiency Sea project, document W-WP6-5-04, janvier 2012.
/18/	DNV, <i>Risk Assessment of Pollution from Oil and Chemical Spills in Australian Ports and Waters</i> , projet Det Norske Veritas 9330-3972, décembre 1999.
/19/	DNV, <i>Assessment of the Risk of Pollution from Marine Oil Spills in Australian Ports and Waters</i> , projet Det Norske Veritas PP002916, décembre 2011.
/20/	Drager, K.H., Kristiansen, S., Karlsen, J.E. & Wienke, P.M., <i>Cause Relationships of Collisions and Groundings - Conclusions of Statistical Analysis</i> , Norwegian Maritime Research n° 3, 1981.
/21/	Advisory Committee on Dangerous Substances, <i>Health &amp; Safety Commission Major Hazard Aspects of the Transport of Dangerous Substances</i> , HEALTH & SAFETY COMMISSION, HMSO <i>Major hazard aspects of the transport of dangerous substances</i> , 1991.
/22/	DNV, <i>Technical Note 14, Process Equipment Failure Frequencies</i> , 14 mars 2011.
/23/	IP Research Report, <i>Ignition Probability Review, Model Development and Look-Up Correlations</i> , page 2, tableau 1.2, « Generic ignition probabilities », The Energy Institute, Londres, janvier 2006.
/24/	AASHTO, <i>Guide Specification and Commentary for Vessel Collision Design of Highway Bridges</i> , Washington, D.C., 1991.
/25/	DNV, <i>Totalrisikoanalyse</i> , Statoil – Karsto, rapport de DNV 2006 – 0340, confidentiel
/26/	2013. <i>TERMPOL 3.15 – General Risk Analysis an Intended methods of Reducing Risks, Trans Mountain Expansion Project</i> , rapport de DNV 167ITKV-9



## À PROPOS DE DNV GL

Poussé par son objectif de protéger la vie, les biens et l'environnement, DNV GL permet aux organisations d'améliorer la sécurité et la durabilité de leurs activités. DNV GL propose des services de classification et de conformité technique, conjointement à des services d'ingénierie informatique et logicielle et d'expertise indépendante pour l'industrie maritime, pétrolière, gazière et énergétique. Le groupe fournit également des services de certification à des clients dans un large éventail d'industries. Les 16 000 professionnels de DNV GL, qui travaillent dans plus de 100 pays, consacrent leurs efforts à aider ses clients à rendre le monde plus sûr, plus ingénieux et plus durables.

## **Annexe Vol 1-8**

# **Coût des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin - Terminal Canaport d'Énergie Est**

# Coût des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin – Terminal Canaport Énergie Est

---

## Sommaire

Atlantic Environmental Response Team (ALERT) Inc. a été engagée par Énergie Est pour concevoir un profil de coût des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures dans deux des pires scénarios réalistes – bien qu'improbables – susceptibles de se produire dans la baie de Fundy dans le cadre du transport maritime et des activités du terminal. L'estimation des coûts d'intervention présentée ici pour ces deux scénarios de déversement repose sur des données propres au projet et sur un certain nombre d'hypothèses prudentes.

L'expérience a démontré que chaque cas de déversement d'hydrocarbures est différent. Les variables sont infinies : l'endroit du déversement, sa durée, la période de l'année et les conditions environnementales sont autant de facteurs qui déterminent la trajectoire des hydrocarbures. Ces derniers seront influencés, entre autres, par le vent, le climat, l'état de la mer, les marées et les courants. Si le déversement survient une heure plus tard, la trajectoire peut être totalement différente et modifier radicalement les vulnérabilités concernées et, par conséquent, les stratégies de nettoyage ou de protection à adopter. Tous ces facteurs jouent sur les coûts, comme l'illustrent les deux scénarios exposés dans le présent document. Il convient de préciser que ces scénarios sont hypothétiques et ont été produits par Énergie Est à la suite d'une évaluation quantitative des risques menée par Det Norske Veritas GL (DNV GL).

La longueur du littoral risquant d'être touché et les coûts associés varient considérablement de l'un à l'autre. Malgré la petite quantité d'hydrocarbures déversés du terminal pétrolier dans le scénario 1, les coûts de nettoyage sont plus élevés à cause du type du littoral atteint, des lieux et de l'énergie marémotrice relative. En revanche, le littoral est moins éloigné et moins étendu que dans le scénario 2, ce qui réduit les frais associés aux équipes d'évaluation du nettoyage du rivage.

La durée nécessaire au nettoyage des déversements est tirée des *Normes sur les organismes d'intervention du Canada* (TP 12401) et de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* (LMMC), qui prévoient le retrait des hydrocarbures de la surface de l'eau dans les dix jours et le nettoyage du littoral dans les cinquante jours. Selon nos calculs, le nombre d'heures-personnes nécessaire en cas de déversement est le suivant : scénario 1 = 549 662 heures-personnes, scénario 2 = 365 221 heures-personnes.

## Introduction

Oléoduc Énergie Est Ltée (Énergie Est) a demandé à Atlantic Environmental Response Team (ALERT) Inc. d'estimer les coûts associés à une intervention en cas de déversement hypothétique d'hydrocarbures dans la baie de Fundy en provenance du terminal maritime d'Énergie Est ou découlant du transport maritime vers ou à partir de ce terminal<sup>1</sup>.

Le présent rapport donne les estimations des coûts bruts de l'intervention et du nettoyage associés à deux scénarios hypothétiques de déversement d'hydrocarbures choisis par Énergie Est et DNV et présentés par ALERT :

- 1) un déversement de 10 595 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd à partir d'un navire (p. ex. Access Western Blend) à la station de pilotage du port de Saint John pendant l'hiver;
- 2) un déversement de 1 786 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd (p. ex. Access Western Blend) au terminal maritime pendant l'été.

Le coût total brut pour l'intervention et le nettoyage d'un déversement de pétrole brut lourd de 10 595 m<sup>3</sup> en hiver (station de pilotage) répondant à la description est estimé à 137 millions de dollars. En comparaison, le coût total brut pour l'intervention et le nettoyage d'un déversement de pétrole brut lourd de 1 786 m<sup>3</sup> en été (terminal maritime) répondant à la description est estimé à 105 millions de dollars. La répartition des coûts est résumée dans le tableau plus bas. Ces chiffres correspondent aux coûts relevant généralement du mandat des organismes d'intervention selon la définition de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*, soit :

- la gestion opérationnelle, la supervision, le personnel d'intervention;
- le confinement et la récupération sur l'eau;
- la protection et le nettoyage du littoral;
- l'effarouchement de la faune;
- la réhabilitation de la faune;
- l'élimination des déchets<sup>2</sup>.

ALERT a calculé les estimations des coûts de nettoyage pour une trajectoire projetée à partir des cartes du système Oilmap d'ASA, de son expérience lors des précédents cas réels et de discussions avec des fournisseurs tiers. Un supplément pour imprévus de 30 % a été inclus pour les inconnus comme les questions de sécurité propres au site, l'accès en

---

<sup>1</sup> Pour en savoir davantage sur le type d'activités du terminal maritime de Canaport Énergie Est, consultez la demande d'Énergie Est à l'Office national de l'énergie, volume 7, section 5.

<sup>2</sup> L'élimination des déchets et la réhabilitation de la faune incombent à la partie responsable et ne sont pas régies par la LMMC de 2001. À la demande d'Énergie Est, nous avons ajouté le coût de ces deux activités.



fonction du climat, les problèmes de ressources humaines et d'autres circonstances. Ce supplément a été pris en compte dans les totaux du tableau 1.

Il convient d'observer que les coûts associés à un déversement sont influencés par une vaste gamme de facteurs, notamment la quantité et le type de produit déversé, l'emplacement géographique et le moment du déversement, les conditions climatiques et maritimes et le régime réglementaire qui régit l'incident. Bien qu'il soit universellement admis que la quantité d'hydrocarbures déversée joue considérablement sur le coût du nettoyage par unité, ce coût est surtout influencé par le type du produit et l'emplacement du déversement. Enfin, l'emplacement géographique et la saison peuvent avoir un effet sur la faisabilité et l'efficacité des interventions, la logistique, les répercussions sur la faune ainsi que les vulnérabilités environnementales et socioéconomiques.

**Tableau I. Récapitulatif du coût des interventions en cas de déversement en milieu marin pour un incident de 10 595 m<sup>3</sup> à partir d'une station de pilotage en hiver et un autre de 1 786 m<sup>3</sup> au terminal maritime en été**

Intervention en cas de déversement et activités de nettoyage	Coûts associés	
	Scénario 1 Déversement à partir d'un navire à la station de pilotage en hiver (en millions de \$)	Scénario 2 Déversement à partir d'un terminal maritime en été (en millions de \$)
Gestion du déversement	21 M	12 M
Gestion du déversement par TransCanada	-	10 M
Récupération des hydrocarbures sur l'eau	8 M	4 M
Protection des vulnérabilités	13 M	4 M
Nettoyage du littoral	32 M	31 M
Opérations aériennes	8 M	5 M
TERR	9 M	2 M
Gestion de la faune	13 M	8 M
Installations de formation	6 M	2 M
Aires de rassemblement	12 M	12 M
Élimination des déchets	15 M	15 M
<b>Coût total</b>	<b>137 M</b>	<b>105 M</b>

Il se peut que la partie responsable doive prendre en charge d'autres coûts qui s'ajouteront alors à ceux indiqués, notamment,

- les frais exigés par des organismes municipaux, provinciaux et fédéraux pour, par exemple, la surveillance, des études, la supervision, des visites annuelles de suivi sur place;
- la surveillance de longue durée par la partie responsable;
- la dépollution des zones touchées;
- des inspections aériennes sans lien direct avec les opérations d'intervention;
- l'indemnisation pour dommages aux biens, pertes indirectes, perte purement financière et dommages environnementaux;
- les coûts associés à l'intervention du gouvernement américain en cas d'incident frontalier;
- les coûts associés au stockage prolongé des produits récupérés.

Le terminal Canaport Énergie Est est situé dans le port de Saint John et dans le secteur géographique d'intervention d'ALERT (SGI). ALERT est un organisme d'intervention agréé au sens de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*. D'une capacité interne de 10 000 tonnes, ALERT a accès à 7 500 tonnes de plus grâce au détachement des ressources de la Garde côtière canadienne ou d'autres organismes d'intervention avec lesquelles elle a passé une entente.

*Les renseignements présentés dans ce rapport sont destinés à la direction d'Énergie Est dans le cadre de l'évaluation des exigences de préparation aux déversements pour le projet Énergie Est. Toute utilisation de ce rapport et toute décision fondée sur ce dernier relèvent de la seule responsabilité de l'utilisateur et ALERT décline toute responsabilité pour des pertes ou dommages découlant de décisions ou de mesures prises sur la foi de ce rapport.*

## Scénarios

### *Scénario 1 – Déversement à partir d'un navire à la station de pilotage en hiver*

Le 23 janvier vers 6 h 45, une collision a lieu entre un navire-porte-conteneurs entrant et un pétrolier Suezmax sortant, dans la station de pilotage du port de Saint John, au Nouveau-Brunswick (à 5 M environ au sud-ouest du terminal maritime Canaport Énergie Est). Au moment de l'incident, des vents légers soufflent du nord-ouest. À la suite de la collision, les citernes 5 et 6 du pétrolier sont endommagées et laissent s'échapper 10 595 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd (p. ex. Access Western Blend) pendant douze heures. Voici la liste des activités qui ont généralement lieu lors de la mise en œuvre d'une intervention d'urgence.

- Transport Canada ordonne aux deux navires de se faire remorquer et de mouiller l'ancre en vue de l'évaluation des dommages.
- Le navire-porte-conteneurs n'a déclaré aucun rejet dans l'environnement.
- Le pétrolier déclare qu'il transfère le chargement des citernes. Il signale également l'arrêt du déversement de pétrole brut.
- Son capitaine a rapporté le déversement en composant le numéro d'urgence d'intervention environnementale de la Garde côtière canadienne (GCC).
- La GCC se chargera d'en informer les organismes concernés (échelons fédéral, provincial et local).
- La GCC a défini et va gérer une zone contrôle autour du secteur touché par le déversement, en étendant la zone de restriction des mouvements au besoin.
- Le capitaine du pétrolier a composé le numéro de la ligne téléphonique 24 h sur 24 et 7 j sur 7 d'ALERT pour confirmer la validité du contrat<sup>3</sup> et demander une intervention en mer visant à confiner et récupérer les hydrocarbures déversés.

---

<sup>3</sup> Tous les navires de manutention d'hydrocarbures naviguant dans les eaux territoriales canadiennes sont tenus, en vertu de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*, de passer un accord avec l'organisme d'intervention agréé du territoire dans lequel ils évoluent.

## *Scénario 2 – Déversement de 1 786 tonnes de pétrole brut lourd en été (terminal maritime)*

Le 18 août à 10 h, le tuyau de chargement de l'estacade se met à fuir, et près de 1 786 m<sup>3</sup> de pétrole brut lourd (p. ex. Access Western Blend) se répandent dans l'environnement marin. Au moment de l'incident, des vents légers soufflent du nord-ouest. L'opérateur du terminal maritime a déclaré le déversement en composant le numéro d'urgence d'intervention environnementale de la GCC et en précisant que le terminal maritime assumera la responsabilité de l'intervention à titre de partie responsable. Parallèlement, des responsables du terminal ont composé le numéro de la ligne téléphonique jour et nuit d'ALERT pour confirmer la validité du contrat<sup>4</sup> et demander des services d'intervention pour déversement en milieu marin.

## **Hypothèses**

Il est entendu que les conditions environnementales peuvent varier considérablement au moment du déversement et donc, influencer les activités d'intervention. Par conséquent, il est nécessaire de formuler certaines hypothèses pour concevoir ces scénarios et les possibilités d'intervention adaptées. Ces hypothèses sont inspirées de la connaissance du terrain par des intervenants locaux et de l'expérience tirée de précédentes interventions dans la région de la baie de Fundy et ailleurs.

- Les données climatiques sont extraites des statistiques météorologiques historiques pour la période de l'année concernée, notamment sur la vitesse et le sens du vent ainsi que sur la température de l'air.
- La marée et les courants proviennent d'approximations fiables reposant sur les données de l'Applied Sciences Association (ASA).
- Toutes les ressources nécessaires aux activités sont disponibles.
- Le problème de la glace n'est pas pris en compte dans le cadre des activités d'intervention dans la baie de Fundy.
- Le plan CANUSLANT<sup>5</sup> n'est pas activé.
- Toutes les approbations réglementaires nécessaires ont été obtenues.

---

<sup>4</sup> Les installations de manutention d'hydrocarbures d'une certaine dimension, comme le terminal maritime Canaport Énergie Est, sont tenues, en vertu de la loi *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* de passer un accord avec l'organisme d'intervention agréé.

## Activités d'intervention

### Gestion du déversement

Un centre de commandement est installé à l'endroit où doivent avoir lieu les activités de l'équipe de gestion du déversement (EGD) organisées pour gérer et diriger les activités de nettoyage et d'intervention. L'EGD gère le personnel, les installations et l'équipement nécessaires afin d'assurer l'efficacité des activités. La structure organisationnelle, conforme aux principes du Système de commandement des interventions (SCI), prévoit un commandement général pour la gestion, les activités, la planification et les coûts des interventions en cas de déversement. Le personnel sur place amorce l'intervention, et une EGD complète est formée des entrepreneurs d'ALERT et des partenaires d'aide mutuelle. Des spécialistes de l'environnement, des experts scientifiques et des conseillers sont embauchés pour assurer le soutien technique dans des domaines comme les systèmes d'information géographique (SIG), le repérage sur carte, l'analyse de la trajectoire des déversements d'hydrocarbures, la gestion des déchets, etc. Le coût prévoit le maintien 24 h sur 24, 7 j sur 7 d'un poste de commande pendant cinquante jours (LMMC de 2001).

Scénario 1 : total de 192 010 heures-personnes pour la gestion par ALERT

Scénario 2 : total de 101 010 heures-personnes pour la gestion par ALERT

<sup>4</sup>CANUSLANT est l'annexe géographique pour l'Atlantique du plan d'urgence bilatéral Canada-États-Unis en cas de pollution des eaux.

### Récupération sur l'eau

Le choix des stratégies et de l'équipement en vue de la récupération des hydrocarbures sur l'eau, c'est-à-dire en surface, est surtout motivé par le cadre opérationnel et les conditions environnementales au moment du déversement. La récupération fait surtout intervenir des systèmes de balayage et d'écumage, en fonction des conditions météorologiques. La récupération sur l'eau s'étend sur une période de dix jours (conformément à la LMMC de 2001).

Scénario 1 : ALERT a déployé six systèmes Current Buster provenant de ses stocks et de la Société d'intervention maritime, Est du Canada (SIMEC), la barge d'écumage ALERT I, cinq systèmes de balayage, deux barges d'intervention, un bateau de sécurité et un pétrolier affrété pour le stockage. Les opérations totalisent 18 364 heures-personnes, 39 vaisseaux et 13 écumeurs. Au cours de la période de dix jours, les mauvaises conditions climatiques ont forcé l'interruption des activités pendant une journée entière.

Scénario 2 : ALERT a déployé trois systèmes Current Buster provenant de ses stocks, la barge d'écumage ALERT I, trois systèmes de balayage, une barge d'intervention et un bateau de sécurité. Les opérations totalisent 11 157 heures-personnes, 27 vaisseaux et 9 écumeurs.

Pour en savoir davantage sur les techniques d'intervention marine en cas de déversements d'hydrocarbures (dans l'eau et sur le littoral), consultez la demande d'Énergie Est à l'Office national de l'énergie, volume 7, annexes 7-12 et 7-13.

### **Protection des vulnérabilités**

Des barrières de pollution sont posées en mode dérivation ou exclusion pour protéger les espaces sensibles et éviter ou réduire le mazoutage. En général, la pose de barrière en eaux peu profondes s'effectue à partir de navires à tirant d'eau réduit. La trajectoire du déversement d'hydrocarbures de ce scénario a permis de déduire la nature des vulnérabilités et des ressources associées au déploiement de barrières de protection et de déviation. Ces activités sont maintenues et surveillées constamment pendant l'intervention s'il existe un risque direct de mazoutage de la zone pendant le mouvement des marées. Le calcul concernant les navires et le personnel d'intervention se base sur l'estimation de la durée du déploiement des barrières et de la surveillance ultérieure. Il est possible que ces mêmes ressources puissent effectuer plusieurs déploiements. Par conséquent, il est préférable d'exprimer ces données en heures-personnes.

Scénario 1 : 11,34 km (36 200 pi) de barrières et 43 898 heures-personnes

Scénario 2 : 5,46 km (17 900 pi) de barrières et 14 742 heures-personnes

### **Technique d'évaluation et de restauration des rives (TERR)**

La Technique d'évaluation et de restauration des rives (TERR) est une méthode scientifique visant à effectuer des mesures sur littoral avant et après l'impact des hydrocarbures. Les mesures de la TERR sont amorcées dès le début de l'intervention pour évaluer l'état initial du littoral, et se poursuivent idéalement avant les activités de nettoyage pour alimenter les stratégies de protection et de nettoyage. La TERR fait partie intégrante des interventions en cas de déversements d'hydrocarbures. Dans ces scénarios du présent document, le nombre d'équipes TERR et leur composition sont déterminés par le type, la longueur et les vulnérabilités du littoral menacé. En général, une équipe TERR est constituée de quatre personnes compétentes, d'outils et d'un véhicule ou d'une embarcation.

Scénario 1 : 15 équipes TERR déployées par ALERT, totalisant 52 416 heures-personnes

Scénario 2 : 3 équipes TERR déployées par ALERT, totalisant 8 727 heures-personnes

## Nettoyage du littoral

Plusieurs facteurs sont pris en compte pour estimer le coût du nettoyage du littoral, notamment la longueur du littoral touché, son type, le degré de mazoutage, les techniques de traitement employées et le volume et le type de déchets produits. La segmentation du littoral en fonction du type est effectuée d'après les renseignements communs à d'Environnement Canada, à la Garde côtière canadienne et à ALERT. Cette base de données donne une estimation des types de littoraux présents dans la baie de Fundy et permet d'établir une segmentation du littoral à intégrer dans le processus de la TERR.

À partir des tronçons établis, des stratégies connues et acceptées sont employées pour nettoyer les différents types de littoraux. Pour évaluer l'intensité des activités et les coûts de nettoyage, on estime les niveaux de mazoutage habituels pour les types de littoraux en cause. Les solutions de traitement peuvent inclure la récupération mécanique, le lessivage rapide, le lavage à pression basse-élevée, la récolte manuelle, le lavage de la zone de déferlement, etc. L'intensité des activités nécessaires pour amorcer le nettoyage est estimée en fonction des techniques choisies, du type et du tronçon de littoral.

La baie de Fundy est balayée par deux marées quotidiennes d'une amplitude de neuf mètres. Du fait de cette amplitude élevée, le mazoutage risque de toucher une plus large partie de littoral. Bien que l'impact du littoral mazouté soit supérieur dans la zone intertidale moyenne à inférieure, cette région reste au sec, ce qui empêche les hydrocarbures d'adhérer au littoral. Ces hydrocarbures peuvent ainsi être remis à flot à marée montante. La marée montante assure également le lavage quotidien des littoraux touchés par les hydrocarbures et favorise leur remise à flot et donc, la récupération mécanique.



Figure 1 : Carte des vulnérabilités d'Environnement Canada



Pour fixer les coûts, nous avons recensé tous les types de littoraux et formulé une hypothèse sur la portée du mazoutage (en fonction des trajectoires). Ces données ont servi à établir la stratégie de nettoyage adaptée. Puisque la LMMC de 2001 impose le nettoyage quotidien d'au moins 152 mètres de littoral, nous avons divisé chaque tronçon par 152 mètres pour calculer la durée nécessaire à son nettoyage. Afin de respecter la norme des cinquante jours, nous avons calculé le nombre d'heures-personnes pour nettoyer les tronçons touchés.

**Scénario 1 : total de 139 490 heures-personnes**

Mélange de sable et de gravier	1,2 km	lourd
Mélange de sable et de gravier	1 km	léger
Substrat rocheux recouvert d'algues	4,16 km	lourd
Substrat rocheux recouvert d'algues	36,16 km	léger
Cailloux ou galets	0 km	lourd

**Scénario 2 : total de 152 490 heures-personnes**

Mélange de sable et de gravier	2,1 km	lourd
Mélange de sable et de gravier	0 km	léger
Substrat rocheux recouvert d'algues	8,49 km	lourd
Substrat rocheux recouvert d'algues	4,51 km	léger
Cailloux ou galets	5,35 km	lourd
Sable	0,6 km	lourd

### **Opérations aériennes**

Les opérations aériennes font intervenir des avions à voilure fixe et des hélicoptères servant à la surveillance aérienne des nappes d'hydrocarbures. Les données recueillies sont transmises au centre de commandement pour mettre à jour les trajectoires et la planification. Les opérations aériennes permettent également d'orienter les opérations de récupération sur l'eau et d'assurer l'aide et les ressources nécessaires aux opérations sur le littoral. Enfin, elles facilitent les activités d'effarouchement de la faune et de récupération.

Scénario 1 : 1 avion et 3 hélicoptères déployés par ALERT, et 11 830 heures-personnes

Scénario 2 : 2 hélicoptères déployés par ALERT et 5 460 heures-personnes



## **Gestion de la faune**

Le volume du déversement, les espèces vulnérables de la région et la période de l'année à laquelle le déversement se produit constituent trois facteurs essentiels pour fixer le coût de la gestion de la faune. Les éléments à prendre en compte dans ce cadre sont

- l'effarouchement, consistant à éloigner les animaux de la nappe pendant la journée;
- la collecte des animaux touchés;
- le triage des animaux recueillis;
- la réhabilitation.

Scénario 1 : 10 bateaux destinés à l'effarouchement et 3 équipes d'effarouchement sur le littoral déployés par ALERT, pour un total de 32 760 heures-personnes. ALERT a également aménagé un poste de nettoyage dans un entrepôt sur place, pour un total de 25 480 heures-personnes.

Scénario 2 : 3 bateaux destinés à l'effarouchement et 2 équipes d'effarouchement sur le littoral déployés par ALERT, pour un total de 12 376 heures-personnes. ALERT a également aménagé un poste de nettoyage dans un entrepôt sur place, pour un total de 25 480 heures-personnes.

## **Installations de formation**

Pendant le déversement d'hydrocarbures, ALERT mobilise le personnel et les ressources locales et, au besoin, les complète en faisant appel à d'autres provinces ou pays. Pour que toutes les personnes et organisations participantes possèdent les compétences nécessaires, ALERT met en place des installations de formation dans les communautés locales. Ces installations doivent pouvoir être opérationnelles 24 h sur 24, 7 j sur 7.

Scénario 1 : 7 sites de formation créés par ALERT, total de 12 740 heures-personnes

Scénario 2 : 2 sites de formation créés par ALERT, total de 5 460 heures-personnes

## **Aires de rassemblement et soutien sur place**

Les bases et aires de rassemblement facilitent le nettoyage dans l'eau et sur le littoral en approchant l'équipement des zones opérationnelles et en procurant des lieux pour les repas, les toilettes et les vestiaires. Les aires de rassemblement permettent également les opérations de grutage, le transport et le transfert ou le stockage temporaire des produits récupérés. Enfin, elles assurent la sécurité et la salubrité des opérations sur place.

Scénario 1 : Tout au long du déversement, ALERT établit des aires de rassemblement à sept endroits différents pour surveiller les opérations sur place, ce qui correspond à 25 225 heures-personnes.

Scénario 2 : Tout au long du déversement, ALERT établit des aires de rassemblement à cinq endroits différents pour surveiller les opérations sur place, ce qui correspond à 21 949 heures-personnes.

### **Élimination des déchets**

Pour calculer la quantité de déchets et, donc, les coûts associés, nous avons utilisé le logiciel *Waste Management Calculator* spécialement conçu par Polaris Applied Sciences Inc. pour la planification des interventions en cas de déversements d'hydrocarbures. Des hypothèses ont été formulées sur le volume du mazoutage de chaque tronçon de littoral, le type de tronçon et le type d'hydrocarbure, afin de déterminer les déchets et les volumes opérationnels. Pour calculer les coûts de l'élimination des déchets, nous avons pris les estimations fournies par des entreprises locales de gestion des déchets concernant l'élimination des liquides et des solides récupérés ainsi que des déchets non commerciaux non pétroliers. Les résultats tiennent également compte du nettoyage et du remplacement des barrières et de l'équipement mazoutés.

Scénario 1 : Le total des déchets solides s'élève à 10 820 m<sup>3</sup> et le total des déchets liquides, à 5 501 m<sup>3</sup>.

Scénario 2 : Le total des déchets solides s'élève à 18 702 m<sup>3</sup> et le total des déchets liquides, à 1 144 m<sup>3</sup> (dans ce scénario, le volume de déchets est supérieur du fait que la zone mazoutée exige un nettoyage plus intensif et le type de littoral nécessite davantage de ressources).

## Coûts associés au déversement de 10 595 m<sup>3</sup> à la station de pilotage pendant l'hiver

Le tableau ci-dessous résume les coûts potentiels associés à une intervention pour le scénario 1 d'Énergie Est, dans lequel un pétrolier libère des hydrocarbures à la station de pilotage.

<b>Intervention en cas de déversement et activités de nettoyage</b>	<b>Coûts associés</b>
	<b>Scénario 1 Déversement à partir d'un navire à la station de pilotage en hiver (en millions de \$)</b>
Gestion du déversement	21 M
Récupération des hydrocarbures sur l'eau	8 M
Protection des vulnérabilités	13 M
Nettoyage du littoral	32 M
Opérations aériennes	8 M
TERR	9 M
Gestion de la faune	13 M
Installations de formation	6 M
Aires de rassemblement	12 M
Élimination des déchets	15 M
	<b>137 M</b>

## Coûts associés au déversement de 1 786 m<sup>3</sup> au terminal maritime en été

Le tableau ci-dessous récapitule les coûts potentiels associés à une intervention pour le scénario 2 d'Énergie Est, dans lequel un tuyau de chargement du terminal maritime libère des hydrocarbures.

<b>Intervention en cas de déversement et activités de nettoyage</b>	<b>Coûts associés</b>
	<b>Scénario 2 Déversement à partir d'un terminal maritime en été (en millions de \$)</b>
Gestion du déversement	12 M
Gestion du déversement par TransCanada	10 M
Récupération des hydrocarbures sur l'eau	4 M
Protection des vulnérabilités	4 M
Nettoyage du littoral	31 M
Opérations aériennes	5 M
TERR	2 M
Gestion de la faune	8 M
Installations de formation	2 M
Aires de rassemblement	12 M
Élimination des déchets	15 M
<b>Coût total</b>	<b>105 M</b>

### Autres éléments à prendre en compte

ALERT a estimé les coûts de nettoyage ci-dessus d'après son expérience et les coûts connus, en y ajoutant un supplément pour imprévus de 30 %. Ces chiffres sont conformes aux coûts moyens pratiqués ailleurs dans le monde pour le nettoyage de pétrole lourd (Dagmar Schmidt Etkin, juin 2000).

## Références:

ETKIN, Dagmar Schmitt. 1999. *Estimating Cleanup costs for oil spills*. Cutter Information Corp. Arlington Mass. USA

ETKIN, Dagmar Schmitt. 2000. *Worldwide Analysis of Marine Oil Spill Cleanup Cost Factors*. Dagmar Schmidt Etkin Environmental Research Consulting. Winchester, Massachusetts, USA.

## Annexe A : Fonds pour la lutte contre la pollution

Nous avons jugé intéressant de démontrer que les coûts associés au nettoyage de déversements d'hydrocarbures décrits dans ce rapport se situent dans la plage des remboursements prévus par les assurances et les autres indemnités disponibles à cet effet. Ces mécanismes sont décrits dans la page web de Transports Canada intitulée *Responsabilité et indemnisation quant au nettoyage et aux dommages en cas de déversement d'hydrocarbures*. En voici un aperçu.

### Sources d'indemnisation pour les déversements d'hydrocarbures :

- **Responsabilité des propriétaires**

En cas de déversement de pétrole brut ou de mazout (hydrocarbures persistants), la *Convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures* rend les propriétaires de navires responsables des dommages. La limite de responsabilité dépend de la taille de chaque navire et est couverte par une assurance obligatoire. La responsabilité maximale des plus gros navires-citernes est d'environ 145 millions de dollars par incident.

Si le montant des dommages excède la responsabilité d'un propriétaire, des fonds internationaux et nationaux seront en mesure de fournir une indemnisation complémentaire.

En cas de déversement d'hydrocarbures de soute (moteurs des navires) provenant de tout type de navire, la *Convention internationale de 2001 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures* de soute rend les propriétaires de navires responsables des dommages. Encore une fois, la limite de responsabilité dépend de la taille du navire. Pour les plus gros navires, cette limite s'élève actuellement à 88 millions de dollars et est couverte par une assurance obligatoire. L'Organisation maritime internationale a récemment adopté des modifications qui auront pour effet d'augmenter les limites de responsabilité de plus de 50 % en 2015.

- **Fonds internationaux**

Le Canada est membre des Fonds internationaux d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures, c'est-à-dire deux fonds d'indemnisation internationaux consacrés aux dommages attribuables à la pollution par les hydrocarbures persistants. Le premier est le Fonds de 1992 et le deuxième, le Fonds complémentaire. Ces deux fonds sont financés par des contributions provenant des sociétés de transport d'hydrocarbures. Combinés à l'assurance responsabilité des propriétaires de navires-citernes, ces fonds fournissent ensemble une indemnisation d'environ 1,2 milliard de dollars pour des déversements d'hydrocarbures persistants causés par des navires-citernes.

- **Fonds canadien : Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires**

Au début des années 1970, le Canada a créé sa propre Caisse d'indemnisation des dommages dus à la pollution par les hydrocarbures causée par les navires, et ce, à partir de contributions imposées aux sociétés de transport d'hydrocarbures. La Caisse se charge de l'indemnisation pour les déversements de toute forme d'hydrocarbures qui surviennent au Canada, peu importe le type de navires en cause. À l'heure actuelle, le montant disponible à la Caisse est d'environ 400 millions de dollars. Pour un déversement, l'indemnisation provenant de la Caisse peut atteindre 161 millions de dollars en tout.

Ainsi, grâce à toutes les protections mentionnées plus haut, un montant de 1,36 milliard de dollars est désormais disponible pour couvrir les dommages potentiels d'un déversement d'hydrocarbures. Il s'agit là du régime le plus solide et le plus complet du monde entier.

## **Annexe Vol 1-9**

# **Scénarios d'intervention en cas de déversement de pétrole en milieu marin - Estimation des coûts de réhabilitation environnementale**

**Scénarios d'intervention en  
cas de déversement de  
pétrole en milieu marin –  
Estimation des coûts de  
réhabilitation  
environnementale**

Rapport final révisé



Préparé pour :  
Oléoduc Énergie Est Itée

Préparé par :  
Stantec Experts-conseils Itée

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015



## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

### Historique des révisions

Révision	Description	Préparé par	Vérifié par	Approuvé par
1	Révisions	M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
2	Révisions	M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
Version finale		M.E. Clayton	D. Lapointe	M. Charles
Version finale révisée	Révisions	D. Lapointe	M. Charles	M. Charles

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

## Table des matières

<b>1.0</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
<b>2.0</b>	<b>OBJECTIF</b> .....	<b>1</b>
<b>3.0</b>	<b>DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET DE L'APPROCHE GÉNÉRALE</b> .....	<b>2</b>
3.1	SCÉNARIO IMPLIQUANT UN NAVIRE .....	3
3.2	SCÉNARIO IMPLIQUANT UNE JETÉE SUR CHEVALETS .....	4
<b>4.0</b>	<b>HYPOTHÈSES GÉNÉRALES</b> .....	<b>4</b>
4.1	HYPOTHÈSES GÉNÉRALES/LIMITES .....	4
4.2	APPROCHE GÉNÉRALE DE RÉHABILITATION.....	5
4.3	COÛTS DIRECTS .....	5
4.3.1	Main-d'œuvre.....	6
4.3.2	Équipement .....	6
4.4	COÛTS INDIRECTS.....	6
4.4.1	Gestion de projet et de la construction .....	7
4.4.2	Mobilisation/démobilisation.....	7
4.4.3	Hébergement.....	7
<b>5.0</b>	<b>SCÉNARIO 1 – DÉVERSEMENT D'UN NAVIRE</b> .....	<b>7</b>
5.1	HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO.....	7
5.1.1	Travail de caractérisation du site.....	7
5.1.2	Réhabilitation environnementale .....	9
5.1.3	Délimitation de la contamination du site.....	9
5.1.4	Dissuasion de la faune .....	10
5.1.5	Suivi à long terme .....	10
5.2	ESTIMATION DES COÛTS .....	11
<b>6.0</b>	<b>SCÉNARIO 2 – DÉVERSEMENT D'UNE JETÉE SUR CHEVALETS</b> .....	<b>12</b>
6.1	HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO.....	12
6.1.1	Travail de caractérisation du site.....	12
6.1.2	Réhabilitation environnementale .....	13
6.1.3	Délimitation de la contamination du site.....	13
6.1.4	Dissuasion de la faune .....	14
6.1.5	Suivi à long terme .....	14
6.2	ESTIMATION DES COÛTS .....	15
<b>7.0</b>	<b>SOMMAIRE DES COÛTS, DEUX SCÉNARIOS</b> .....	<b>16</b>
<b>8.0</b>	<b>LIMITATIONS</b> .....	<b>17</b>

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 1.0 INTRODUCTION

L'Office national de l'énergie (ONÉ) a demandé des renseignements auprès d'Oléoduc Énergie Est Itée (Énergie Est) au sujet des coûts potentiels associés aux accidents ou défaillances pouvant découler de la construction et de l'exploitation du pipeline d'Énergie Est (le projet). Cette demande fait partie de la lettre d'orientation du 27 juin 2014 de l'ONÉ (A3Y6E3) portant sur les renseignements supplémentaires qu'Énergie Est doit déposer pour permettre la construction et l'exploitation du projet.

Pour répondre aux exigences de l'ONÉ telles qu'elles sont indiquées ci-dessus, Énergie Est a sollicité plusieurs spécialistes pour estimer les coûts d'intervention en cas d'urgence, ainsi que les coûts de réhabilitation environnementale à la suite de scénarios hypothétiques de déversement de pétrole qui ont été élaborés pour le terminal maritime et la navigation maritime, le pipeline et les installations associées, ainsi que les terminaux de réservoirs. Stantec a été retenue par Énergie Est pour évaluer les coûts potentiels associés à la partie de réhabilitation environnementale des divers scénarios de déversement.

En plus des estimations de coûts pour d'hypothétiques scénarios de déversement, le présent document propose une description des hypothèses envisagées, prises en compte et incluses. Le coût estimé de chaque scénario de déversement est fondé sur une portée précise des travaux et sur les conditions connues ou présumées au moment de l'estimation. Des changements dans les données d'entrée et dans la portée établie à partir de ces hypothèses peuvent modifier la précision de l'estimation ou la rendre invalide.

Les estimations ont été élaborées à l'aide de pratiques industrielles généralement admises et de l'expérience acquise lors d'interventions pour des déversements réels dans le cadre de scénarios semblables. La portée des travaux liée à la réhabilitation a été estimée d'après le travail effectué dans des contextes semblables, notamment les zones potentiellement touchées, les milieux touchés et les conditions du site que l'on pense être présentes une fois que la phase initiale d'intervention en cas d'urgence est terminée. Veuillez noter que les estimations ont été élaborées de façon conservatrice.

## 2.0 OBJECTIF

Ce document vise à présenter la méthode et les hypothèses utilisées pour établir une estimation des coûts pour la phase de réhabilitation environnementale uniquement concernant l'ensemble des mesures nécessaires pour répondre à deux scénarios hypothétiques « plausibles de la pire éventualité » de déversement en milieu marin associé au projet Énergie Est, et déterminés par Énergie Est.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 3.0 DESCRIPTION DES SCÉNARIOS ET DE L'APPROCHE GÉNÉRALE

Les estimations de coûts de réhabilitation de Stantec ont été préparées à l'aide des extraits de modélisation produits par Atlantic Emergency Response Team (ALERT) pour deux scénarios de déversement hypothétiques définis par Énergie Est et décrits ci-dessous : un scénario impliquant un navire et un scénario impliquant une jetée sur chevalets. ALERT a été retenu par Énergie Est pour estimer les mesures et les coûts associés pour achever la phase d'intervention d'urgence initiale des scénarios déterminés. ALERT a utilisé les volumes déversés estimés par Det Norske Veritas (Canada) Ltd. (DNV) comme scénarios plausibles de la pire éventualité pour des déversements liés aux activités d'un terminal maritime et à la navigation maritime, puis a ensuite modélisé le devenir et le transport du pétrole dans l'environnement afin de produire ses estimations.

Comme objectifs ultimes des efforts d'intervention d'urgence d'ALERT, on a supposé une quantité de pétrole restante minimale à nulle, et aucun hydrocarbure pouvant être à nouveau mobilisé à partir des rivages touchés ou à partir des sédiments. Le travail d'ALERT est détaillé dans son rapport, « Marine Spill Response Costs – Canaport Energy East Terminal » (coûts en cas de déversement en milieu marin – terminal Canaport Énergie Est [traduction]), ALERT (2015).

Pour ses estimations de coûts, Stantec a présumé que les objectifs ultimes d'ALERT correspondaient aux conditions initiales pour estimer le coût de la réhabilitation. Stantec a examiné deux approches de réhabilitation réalistes potentielles fondées sur des projets réalisés antérieurement et sur des pratiques industrielles reconnues qui comprennent l'utilisation d'une analyse des avantages environnementaux nets :

- 1) effectuer une réhabilitation du milieu (sol, eau ou sédiments) touché par le pétrole brut à des niveaux qui, s'ils ne sont pas éliminés, risquent de causer plus de dommages à l'environnement que la perturbation associée à leur élimination, puis analyse des risques découlant des impacts restants grâce à un suivi *in situ* pendant quelque temps (option de « réhabilitation/analyse de risque »);
- 2) s'il est confirmé par une analyse des risques écologiques et pour la santé humaine que les milieux (sol, eau ou sédiments) sont touchés par le pétrole brut à des niveaux présentant un risque moins important de dégrader davantage l'environnement que la perturbation associée à leur élimination, réaliser une caractérisation environnementale détaillée et une analyse de risque, ainsi qu'un suivi *in situ* pendant quelque temps (option d'« analyse de risque »).

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

L'objectif final de Stantec était la réhabilitation du milieu touché afin de revenir aux valeurs génériques de qualité de l'environnement publiées par l'organisme de réglementation approprié, ou aux niveaux jugés protecteurs de l'environnement qui ont été estimés à l'aide d'une analyse des risques écologiques et pour la santé humaine.

La figure suivante présente diverses responsabilités des parties visant à intégrer des intrants et des extrants clés aux scénarios d'intervention en cas de déversement en milieu marin.

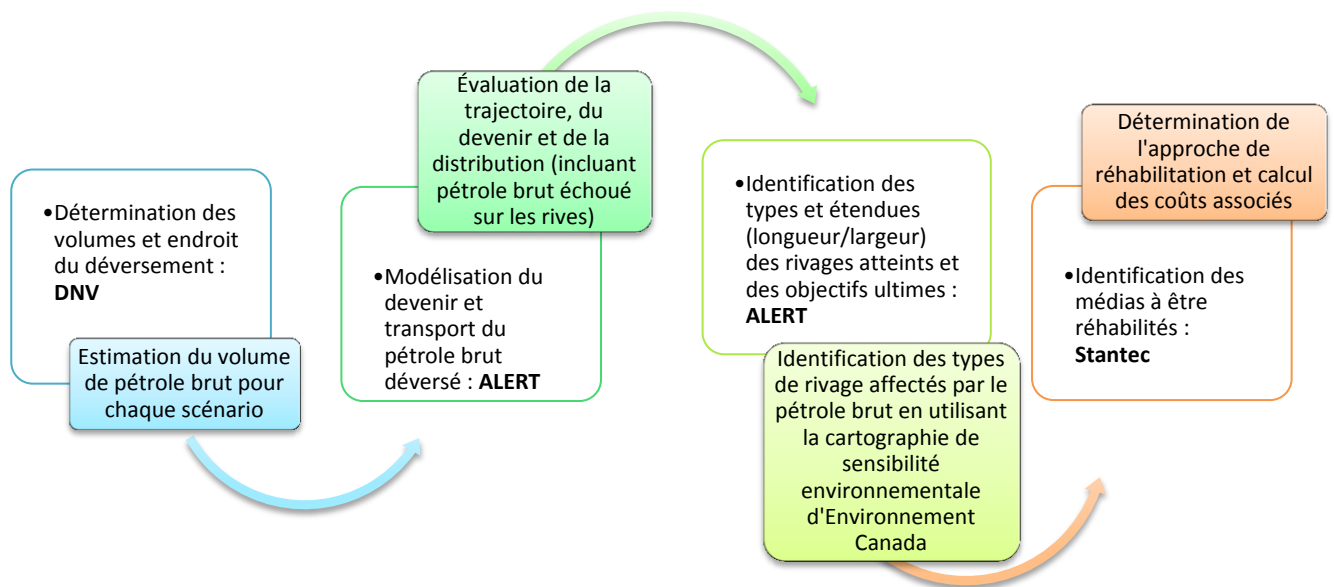


Figure 3.1 : Lien entre les intrants fournis dans le cadre de l'estimation des coûts liés aux activités d'un terminal maritime et à la navigation maritime

## 3.1 SCÉNARIO IMPLIQUANT UN NAVIRE

Extrait du rapport d'ALERT (p.4) :

« Le 23 janvier, au port de Saint John (Nouveau-Brunswick), un porte-conteneurs entrant et un pétrolier Suezmax sortant sont entrés en collision vers 6 h 45 à la station d'embarquement des pilotes (environ 5 nm au sud-ouest du terminal maritime Canaport Énergie Est). Les conditions météorologiques au moment de la collision étaient des vents légers en provenance du nord-est. À la suite d'une collision, les réservoirs 5 et 6 de tribord du pétrolier ont été endommagés. Le résultat a été le déversement de 10 595 t (sic) de pétrole brut pendant une période de 12 heures. [...] » [traduction]

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

Une fois les activités de réponse d'urgence terminées, ALERT a confirmé qu'aucune quantité ou qu'une quantité minimale de pétrole libre resterait. Stantec s'est fié sur le rapport d'ALERT identifiant les types de rivage touchés et les distances pour estimer les coûts de réhabilitation (p. 9, ALERT [2015]). La largeur des rivages touchés a été calculée en fonction d'une variation verticale de la marée de 9 m, avec une pente moyenne de 5 % pour les sédiments exposés.

## 3.2 SCÉNARIO IMPLIQUANT UNE JETÉE SUR CHEVALETS

Extrait du rapport d'ALERT (p.5) :

« Le 18 août à 10 h, une fuite le long d'une jetée sur chevalet maritime provenant d'un tuyau de chargement a donné lieu à un déversement d'environ 1 786 tonnes (*sic*) de pétrole brut (p. ex., *Access Western Blend*) dans le milieu marin. Les conditions météorologiques au moment de la collision étaient des vents légers en provenance du nord-est. » [traduction]

Après les activités de réponse d'urgence terminées, ALERT a confirmé que l'intervention serait effectuée le long des rivages touchés et qu'aucune quantité ou qu'une quantité minimale de pétrole libre resterait. Stantec s'est fiée sur le rapport d'ALERT identifiant les types de rivage touchés et les distances pour estimer les coûts de réhabilitation (p. 9, ALERT [2015]). La largeur des rivages touchés a été calculée en fonction d'une variation verticale de la marée de 9 m, avec une pente moyenne de 5 % pour les sédiments exposés.

## 4.0 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES

### 4.1 HYPOTHÈSES GÉNÉRALES/LIMITES

Ce volet de l'estimation des scénarios de déversement vise en particulier le coût de réhabilitation environnementale des répercussions potentielles restantes selon les scénarios hypothétiques déterminés par Énergie Est lorsque l'on considère que la phase d'intervention d'urgence est terminée (lorsque la quantité de pétrole libre restante ou de pétrole pouvant être à nouveau mobilisé est minimale à nulle). Les portions de l'estimation des scénarios de déversement qui ne sont pas couvertes par la présente portée des travaux comprennent ce qui suit : justification du choix du lieu de déversement et du scénario, production d'une trajectoire de déversement du pétrole et de modèles d'évolution, coûts associés à la phase des travaux portant sur les interventions d'urgence, coûts associés à la participation d'organisme de réglementation, et perte de coûts d'exploitation d'Énergie Est ou d'une tierce partie ou tout dommage indirect associé au déversement hypothétique.

L'ensemble des coûts a été calculé en dollars canadiens. Aucun calcul n'a été effectué pour convertir les dépenses des années à venir en valeurs actuelles.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 4.2 APPROCHE GÉNÉRALE DE RÉHABILITATION

Ci-dessous figurent les options de réhabilitation environnementale qui ont été choisies et dont le coût a été évalué :

- excavation des zones souillées sur le rivage, suivie d'une analyse des risques;
- analyse des risques (sans excavation de réhabilitation).

Si l'on doit procéder à une réhabilitation environnementale suivie d'une analyse des risques, on présume que les milieux touchés ne peuvent ou ne devraient pas tous être excavés en raison de certaines restrictions applicables au site ou aux avantages mis en lumière par une analyse des bénéfices environnementaux nets (consulter la section 3.0); par conséquent, une analyse des risques serait requise pour établir le niveau de contamination pouvant être laissé tel quel et qui ne devrait pas causer davantage de dommages aux écosystèmes récepteurs existants. Avec l'option d'« analyse des risques uniquement », on présume qu'une évaluation des avantages environnementaux nets a été complétée et, d'après nos estimations, la réhabilitation par excavation ne constitue pas une option viable ou durable, car elle peut causer plus de dommages aux écosystèmes que si l'on choisit de laisser les contaminants en place tels qu'ils sont.

Les principaux éléments du projet associés à l'approche de réhabilitation environnementale et d'analyse des risques comprennent :

1. Caractérisation environnementale du site;
2. Réhabilitation;
3. Dissuasion de la faune;
4. Suivi environnemental à long terme.

Les principaux éléments du projet associés à l'approche d'analyse des risques comprennent :

1. Caractérisation environnementale du site;
2. Travaux de délimitation;
3. Dissuasion de la faune;
4. Suivi environnemental à long terme.

## 4.3 COÛTS DIRECTS

Deux catégories principales de coûts (main-d'œuvre et équipement) ont été utilisées pour estimer les coûts directs et sont décrites ci-dessous.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 4.3.1 Main-d'œuvre

Les taux de main-d'œuvre pour les spécialistes environnementaux ont été estimés d'après les normes de l'industrie et les connaissances obtenues auprès des bureaux locaux de Stantec près du site de déversement. On a présumé que le personnel affecté aux travaux travaillerait 12 heures par jour, selon des rotations de dix jours.

L'estimation de la main-d'œuvre requise reposait sur un taux de production par équipe de spécialistes. Par exemple, pour les rivages, l'eau de surface ou les sédiments, il a été estimé qu'une équipe de deux ou quatre spécialistes pourrait évaluer une certaine distance chaque jour. Concernant la réhabilitation, il a été estimé qu'une équipe de quatre spécialistes pourrait de façon conservatrice procéder à l'excavation d'un tonnage donné par jour.

### 4.3.2 Équipement

On a supposé que l'équipement à utiliser pendant la réhabilitation était fourni par les entrepreneurs locaux. Les coûts associés (chargement, transport et élimination de déchets) ont été estimés d'après les connaissances des bureaux locaux de Stantec concernant les tarifs généralement en place dans la province où se déroulent les scénarios. On a supposé que tous les déchets étaient acceptables et en tant que déchets solides non dangereux aux installations d'élimination ou d'enfouissement. Les coûts liés au transport routier, à l'excavation et à l'élimination ont été estimés par des entrepreneurs locaux comme suit :

- Transport routier : 20 \$ par tonne métrique;
- Excavatrice : 225 \$ l'heure;
- Élimination des sols : 125 \$ par tonne métrique.

Les taux de location de l'équipement ont été basés sur les taux d'équipement standard obtenus grâce aux connaissances de l'industrie par l'intermédiaire des bureaux locaux de Stantec. Les tarifs d'exploitation de l'équipement incluent des indemnités pour le carburant, l'entretien, les pièces et les réparations diverses qui sont nécessaires pendant la réhabilitation.

Les logements, la location de véhicules, les indemnités quotidiennes, ainsi que les frais de laboratoire, ont été estimés à l'aide des prix locaux et des taux de laboratoire du marché.

## 4.4 COÛTS INDIRECTS

Les catégories de coûts suivantes ont été utilisées pour estimer les coûts indirects.



## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 4.4.1 Gestion de projet et de la construction

On présume que le programme de réhabilitation qui serait associé aux scénarios hypothétiques ci-dessus sera réalisé en une seule séquence (p. ex., réaliser l'excavation en une seule fois au lieu de procéder à multiples excavations mineures); ainsi, la gestion nécessiterait un gestionnaire de projet à temps plein, un responsable sur le terrain et un coordonnateur en logistique pendant toute la durée des travaux de réhabilitation. De plus, une réserve pour imprévus de 25 % a été ajoutée aux coûts estimés afin de tenir compte d'éléments non envisagés.

### 4.4.2 Mobilisation/démobilisation

En fonction de l'emplacement des scénarios de déversement hypothétique déterminés, on a présumé que le matériel et les fournitures seraient obtenus auprès de la collectivité locale. En outre, on a supposé que le personnel de terrain serait mobilisé pour une rotation de dix jours et qu'il serait ensuite démobilisé par la voie des airs (tarif aérien de retour de 1 200 \$). Cette hypothèse a été appliquée seulement aux spécialistes (ouvriers à l'échantillonnage environnemental et superviseurs, professionnels de l'évaluation des rivages et spécialistes de la faune); on a supposé qu'ils arriveraient en provenance de bureaux éloignés.

### 4.4.3 Hébergement

On présume que les logements seront établis à l'hôtel local où un tarif estimé de 200 \$ pour une nuit a été utilisé.

## 5.0 SCÉNARIO 1 – DÉVERSEMENT D'UN NAVIRE

### 5.1 HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO

#### 5.1.1 Travail de caractérisation du site

Le travail de caractérisation du site dans le cadre de la phase de réhabilitation du scénario dans lequel la source est le navire comprendrait la portée des travaux des éléments suivants :

- caractérisation et évaluation du rivage;
- évaluation de l'eau de surface marine;
- programme d'échantillonnage des sédiments marins.

Comme l'indique le tableau 5-1, le taux d'évaluation global du rivage a été estimé à entre 100 m et 1 000 m par jour pour une équipe de quatre personnes, en fonction du type de rivage et du niveau de contamination modélisés par ALERT.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

**Tableau 5-1 : Taux de caractérisation du site qui dépendent des types de rivage et du niveau de contamination**

Type de rivage	Conditions initiales de souillure (avant les efforts d'ALERT en matière d'intervention en cas de déversement)	Distance quotidienne évaluée estimée
Sable et gravier mélangés	Fortement souillé	100 m par jour
Sable et gravier mélangés	Faiblement souillé	200 m par jour
Substrat rocheux recouvert d'algues de mer	Fortement souillé	600 m par jour
Substrat rocheux recouvert d'algues de mer	Faiblement souillé	1 000 m par jour

On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles de 20 m à 100 m le long du rivage en fonction du type de rivage. Pour l'approche de réhabilitation et d'analyse de risque, les efforts qui seraient nécessaires pour effectuer l'évaluation quotidienne et l'échantillonnage étaient plus importants pour les rivages composés de matériau granulaire, par rapport aux rivages de substrat rocheux, ce qui explique les grandes fourchettes de valeurs utilisées.

Pour tenir compte des effets des marées sur les sédiments exposés, Stantec a estimé que la différence du niveau de la mer dans la baie de Fundy entre la marée haute et la marée basse était de 9 mètres. Pour estimer la superficie de sédiments exposés à marée basse qui pourrait être à risque d'être touchée dans un tel scénario hypothétique, Stantec a utilisé une pente moyenne de 5 % pour tous les types de rivage identifiés par ALERT. Cela a généré une estimation moyenne de 180 m de rivage exposé à marée basse.

On a présumé que les travaux d'évaluation du programme d'échantillonnage de l'eau de surface comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical (quatre profondeurs) dans la colonne d'eau, avec un échantillon qui doit être prélevé à des intervalles de 500 m le long du rivage touché (pour confirmer si la contamination est présente dans le milieu marin) par quatre personnes dans un bateau, et à un taux de 1 000 m par jour le long du rivage touché.

On a supposé que l'échantillonnage des sédiments au large était effectué selon la même densité de relevé que l'échantillonnage de l'eau de surface, à partir du bateau au moment où le prélèvement d'échantillon d'eau de surface est effectué. L'effort requis pour échantillonner les sédiments faisait partie intégrante de la tâche d'échantillonnage de l'eau décrite ci-dessus.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 5.1.2 Réhabilitation environnementale

Les volumes d'excavation pour les excavations de restauration ont été estimés en fonction de la superficie (longueur et largeur) contaminée (largeur moyenne de 180 m), en supposant une profondeur de contamination de 0,2 m, et un taux d'excavation de 200 tonnes métriques par jour. On a estimé que la profondeur d'excavation correspondrait à l'épaisseur minimale pouvant être enlevée par un équipement mécanisé. En raison de l'état saturé par l'eau de mer des sédiments potentiellement touchés, l'effet des cycles de marée sur la flottabilité du pétrole, du temps limité de contact du pétrole avec les sédiments, de la durée limitée de l'exposition globale (d'après le rapport d'ALERT, qui indique que 10 jours sont nécessaires pour éliminer le pétrole de l'eau et que 50 jours sont nécessaires pour nettoyer les rivages), et de la pression hydraulique limitée générée par la couche de pétrole, Stantec a supposé une pénétration minimale du pétrole dans les sédiments.

La densité de la grille d'échantillonnage de confirmation des sols a été calculée en supposant que 5 % de la zone totale excavée était échantillonnée de nouveau. Aucun remblai des zones excavées n'a été inclus dans les estimations des coûts. Stantec a utilisé l'hypothèse que les sédiments ne pourraient pas être remplacés ni compactés efficacement sans que les marées érodent les matériaux nouvellement placés.

### 5.1.3 Délimitation de la contamination du site

En vertu du scénario de réhabilitation où la réhabilitation environnementale n'est pas possible ou recommandée (puisque l'excavation contribuerait à détériorer davantage les écosystèmes existants touchés), la délimitation de la contamination, suivie d'une analyse des risques et d'un suivi, était l'autre approche de réhabilitation utilisée. L'analyse des risques et le suivi environnemental constituent une pratique acceptée dans la région atlantique et par les organismes de réglementation fédéraux, le cas échéant.

On a présumé que les travaux de délimitation du rivage seraient accomplis à un rythme de 200 à 3 000 m par jour pour quatre personnes, en fonction du type de rivage et du niveau de contamination. On a présumé que la fréquence d'échantillonnage était effectuée à des intervalles variant de 20 m à 500 m le long du rivage en fonction du type de rivage.

On a présumé que les programmes de délimitation de l'échantillonnage de l'eau de surface et des sédiments comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical (quatre profondeurs) dans la colonne d'eau et la collecte d'un échantillon de sédiments extracôtiers à une densité d'un échantillon par 2 500 m de rivage touché par quatre personnes dans un bateau, et à un taux de 5 000 m par jour le long du rivage touché.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

### 5.1.4 Dissuasion de la faune

Les activités de dissuasion de la faune devraient être exécutées pour la première moitié des efforts de caractérisation et de réhabilitation par des équipes de deux personnes, chacune couvrant 1 000 m par jour de rivage touché. Le degré d'effort requis a été estimé d'après les renseignements fournis par Focus Wildlife International.

Les mesures de capture et de réhabilitation de la faune ont été incluses dans la phase de réponse d'urgence des scénarios établis par ALERT. Ces activités n'ont pas été incluses par Stantec dans le cadre de la phase de réhabilitation, car, selon l'hypothèse émise, une quantité minimale ou nulle de pétrole mobile devrait être encore présente durant la phase de réhabilitation du programme, ce qui réduit la probabilité de souillage de la faune. Un programme de dissuasion est inclus pour réduire davantage le risque de rencontrer des espèces fauniques pendant la réalisation des travaux de réhabilitation ou de caractérisation et de délimitation.

### 5.1.5 Suivi à long terme

Dans le scénario de réhabilitation et d'analyse de risque, un suivi à long terme a été estimé en évaluant les coûts qui pourraient être associés à l'échantillonnage semestriel du sol, des sédiments et de l'eau de surface, pendant une période de cinq ans. On a présumé que le taux de production variait de 1 000 m par jour à 6 000 m par jour pour des équipes de quatre personnes, en fonction du type de rivage. On a présumé que l'échantillonnage serait effectué à des intervalles variant de 20 m à 1 000 m le long du rivage en fonction du type de rivage. En outre, un rapport de suivi annuel dans le cadre de ce scénario a été estimé à 250 000 dollars.

Dans le scénario d'analyse des risques, on a présumé que le suivi à long terme durerait cinq ans et serait exécuté par des équipes de deux à quatre personnes à un taux de production de 400 m à 6 000 m par jour, en fonction du type de rivage et du niveau potentiel des contaminations laissées en place, car aucune réhabilitation n'a dû être réalisée. On a présumé que l'échantillonnage serait effectué à des intervalles variant de 20 m à 1 000 m le long du rivage en fonction du type de rivage. Un rapport de suivi annuel dans le cadre de ce scénario a été estimé à 500 000 dollars.

Dans le cadre du scénario de *réhabilitation et d'analyse des risques* et du scénario d'*analyse des risques*, on a présumé que le suivi de l'eau de surface et l'échantillonnage des sédiments extracôtiers nécessiteraient quatre personnes à un taux de production de 5 000 m par jour, avec des échantillons prélevés à des intervalles de 5 000 m (quatre échantillons dans la colonne d'eau, un échantillon de sédiments à sa base).

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 5.2 ESTIMATION DES COÛTS

Les tableaux suivants résument les coûts estimés en vertu du scénario de réhabilitation avec analyse des risques et du scénario d'analyse des risques.

**Tableau 5.2 – NAVIRE COMME SOURCE - Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation et analyse des risques – Déversement de 10 595 m<sup>3</sup>**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	2,4 M\$
2	Caractérisation	2,1 M\$
3	Réhabilitation	14,4 M\$
4	Dissuasion de la faune	8,6 M\$
5	Suivi (cinq ans)	5,5 M\$
Imprévus	Présumés à 25 % des coûts estimés	8,3 M\$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>41,3 M\$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

**Tableau 5.3 – NAVIRE COMME SOURCE - Résumé de l'estimation des coûts et analyse des risques – Déversement de 10 595 m<sup>3</sup>**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	2,9 M\$
2	Caractérisation	2,1 M\$
3	Délimitation	0,6 M\$
4	Dissuasion de la faune	5,5 M\$
5	Suivi (cinq ans)	8,8 M\$
Imprévus	Présumés à 25 % des coûts estimés	5,0 M\$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>24,9 M\$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 6.0 SCÉNARIO 2 – DÉVERSEMENT D'UNE JETÉE SUR CHEVALETS

### 6.1 HYPOTHÈSES DU SCÉNARIO

#### 6.1.1 Travail de caractérisation du site

Le travail de caractérisation du site dans le cadre de la phase de réhabilitation du scénario de déversement d'une jetée sur chevalets comprend la portée des travaux des éléments suivants :

- caractérisation et évaluation du rivage;
- évaluation de l'eau de surface marine;
- programme d'échantillonnage des sédiments marins.

Le taux d'évaluation global du rivage a été estimé entre 100 m et 1 000 m par jour pour une équipe de deux à quatre personnes, en fonction du type de rivage et du niveau de contamination modélisés par ALERT conformément au tableau 6-1 ci-dessous. On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles de 20 m et de 100 m le long du rivage en fonction du type de rivage.

**Tableau 6-1 : Taux de caractérisation du site qui dépendent des types de rivage et du niveau de contamination**

Type de rivage	Conditions initiales de souillure (avant les efforts d'ALERT en matière d'intervention en cas de déversement)	Distance quotidienne évaluée estimée
Sable et gravier mélangés	Fortement souillé	100 m par jour
Substrat rocheux recouvert d'algues de mer	Fortement souillé	600 m par jour
Substrat rocheux recouvert d'algues de mer	Faiblement souillé	1 000 m par jour
Pierres et galets	Fortement souillé	100 m par jour
Sable	Fortement souillé	100 m par jour

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

Pour tenir compte des effets des marées sur les sédiments exposés, Stantec a estimé que la différence du niveau de la mer dans la baie de Fundy entre la marée haute et la marée basse était de 9 mètres. Pour estimer la superficie de sédiments exposés à marée basse qui pourrait être à risque d'être touchée, Stantec a utilisé une pente moyenne de 5 % pour tous les types de rivage identifiés par ALERT. Cela a généré une estimation moyenne de 180 m de rivage exposé à marée basse.

On a présumé que les travaux d'évaluation du programme d'échantillonnage de l'eau de surface comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical (quatre profondeurs) dans la colonne d'eau, avec un échantillon qui doit être prélevé à des intervalles de 500 m le long du rivage touché (pour confirmer si la contamination est présente dans le milieu marin) par quatre personnes dans un bateau, et à un taux de 1 000 m par jour le long du rivage touché.

On a supposé que l'échantillonnage des sédiments au large était effectué selon la même densité de relevé que l'échantillonnage de l'eau de surface, à partir du bateau lorsque le prélèvement d'échantillon d'eau de surface est effectué. L'effort requis pour échantillonner les sédiments faisait partie intégrante de la tâche d'échantillonnage de l'eau décrite ci-dessus.

### 6.1.2 Réhabilitation environnementale

Les volumes d'excavation pour les excavations de restauration ont été estimés en fonction de la superficie (longueur et largeur) de contamination (largeur moyenne de 180 m), en supposant une profondeur de contamination de 0,2 m, et un taux d'excavation de 200 tonnes métriques par jour. On a estimé que la profondeur d'excavation correspondrait à l'épaisseur minimale pouvant être enlevée par un équipement mécanisé. En raison de l'état saturé par l'eau de mer des sédiments potentiellement touchés, l'effet des cycles de marée sur la flottabilité du pétrole, du temps limité de contact du pétrole avec les sédiments et de la pression hydraulique limitée générée par la couche de pétrole, Stantec a supposé une pénétration minimale du pétrole dans les sédiments.

La densité de la grille d'échantillonnage de confirmation des sols a été calculée en supposant que 5 % de la zone totale excavée était échantillonnée de nouveau. Aucun remblai des zones excavées n'a été inclus dans les estimations des coûts. Stantec a utilisé l'hypothèse que les sédiments ne pourraient pas être remplacés ni compactés efficacement sans que les marées érodent les matériaux nouvellement placés.

### 6.1.3 Délimitation de la contamination du site

En vertu du scénario de réhabilitation où la réhabilitation n'est pas possible ou recommandée (puisque l'excavation contribuerait à détériorer davantage les écosystèmes existants touchés), la délimitation de la contamination, suivie d'une analyse des risques et d'un suivi, était l'approche de réhabilitation utilisée. L'analyse des risques et le suivi environnemental constituent une pratique acceptée dans la région atlantique et par les organismes de réglementation fédéraux, le cas échéant.

## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

On a présumé que le taux de délimitation du rivage serait effectué à un rythme de 200 et à 3 000 m par jour pour des équipes de quatre personnes, en fonction du type de rivage et du niveau de contamination. On a présumé que la fréquence d'échantillonnage était effectuée à des intervalles variant de 20 m à 500 m le long du rivage en fonction du type de rivage.

On a présumé que les programmes de délimitation de l'échantillonnage de l'eau de surface et des sédiments comprenaient un échantillonnage stratigraphique vertical (quatre profondeurs) dans la colonne d'eau et la collecte d'un échantillon de sédiments extracôtiers à une densité d'un échantillon par 2 500 m de rivage touché par quatre personnes dans un bateau, et à un taux de 5 000 m par jour le long du rivage touché.

### 6.1.4 Dissuasion de la faune

Les activités de dissuasion de la faune devraient être exécutées pour la première moitié du programme comprenant la caractérisation et la réhabilitation, par des équipes de deux personnes, chacune couvrant 1 000 m par jour de rivage touché. Le degré d'effort requis a été estimé d'après les renseignements fournis par Focus Wildlife International.

De façon semblable à l'autre scénario en milieu marin, aucun effort de capture et de réhabilitation n'a été inclus dans cette partie du scénario.

### 6.1.5 Suivi à long terme

Dans le scénario de réhabilitation et d'analyse des risques, un suivi à long terme a été estimé en évaluant les coûts qui pourraient être associés à l'échantillonnage semestriel du sol, des sédiments et de l'eau de surface, pendant une période de cinq ans. On a présumé que le taux de production variait de 600 m à 4 500 m par jour pour des équipes de quatre personnes, en fonction du type de rivage et du niveau de contamination. On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles variant de 20 m à 1 000 m le long du rivage en fonction du type de rivage et du niveau de contamination. En outre, un rapport de suivi annuel dans le cadre de ce scénario a été estimé à 250 000 dollars.

Dans le scénario d'analyse des risques, la durée du suivi environnemental à long terme a été estimée à cinq ans et devait être exécuté par des équipes de quatre personnes à un taux de production de 600 m à 4 500 m par jour, en fonction du type de rivage. On a présumé qu'un échantillonnage était effectué à des intervalles variant de 20 m à 1 000 m le long du rivage en fonction du type de rivage. Le taux de couverture quotidienne pour cette approche est inférieur et la densité d'échantillonnage est supérieure que pour l'approche où il y a eu une certaine réhabilitation pour tenir compte de la possibilité d'avoir laissé des niveaux plus élevés de contamination résiduelle en place. Un rapport de suivi annuel dans le cadre de ce scénario a été estimé à 500 000 dollars.



## SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

Dans le cadre du scénario de *réhabilitation et d'analyse des risques* et du scénario d'*analyse des risques*, on a présumé que le suivi de l'eau de surface et l'échantillonnage des sédiments extracôtiers nécessiteraient quatre personnes à un taux de production de 5 000 m par jour, avec des échantillons prélevés à des intervalles de 5 000 m (quatre échantillons dans la colonne d'eau, un échantillon de sédiments à sa base).

### 6.2 ESTIMATION DES COÛTS

**Tableau 6.2 – JETÉE SUR CHEVALETS - Résumé de l'estimation des coûts, réhabilitation et analyse des risques – Déversement de 1 760 m<sup>3</sup>**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	2,4 M\$
2	Caractérisation	2,3 M\$
3	Réhabilitation	54,1 M\$
4	Dissuasion de la faune	6,9 M\$
5	Suivi (cinq ans)	5,5 M\$
Imprévis	Présumés à 25 % des coûts estimés	17,8 M\$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>89,0 M\$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

**Tableau 6.3 – JETÉE SUR CHEVALETS - Résumé de l'estimation des coûts et analyse des risques – Déversement de 1 760 m<sup>3</sup>**

WBS	Élément	Estimation des coûts*
1	Rapports et gestion	2,9 M\$
2	Caractérisation	2,3 M\$
3	Délimitation	1,0 M\$
4	Dissuasion de la faune	2,1 M\$
5	Suivi (cinq ans)	8,3 M\$
Imprévis	Présumés à 25 % des coûts estimés	4,1 M\$
<b>Estimation des coûts</b>		<b>20,7 M\$</b>

\*Les estimations ont été arrondies au million de dollars près.

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 7.0 SOMMAIRE DES COÛTS, DEUX SCÉNARIOS

Le tableau suivant résume les coûts estimés dans le cadre des deux scénarios hypothétiques de déversement identifiés par Énergie Est en vertu de l'option de réhabilitation avec analyse des risques et, de l'option d'analyse des risques seulement. Dans les deux scénarios de déversement, les options de réhabilitation et d'analyse des risques sont plus coûteuses que les options d'analyse des risques en raison des coûts d'excavation, de transport et d'élimination des déchets contaminés (sol, sédiments, végétation, etc.).

Il convient de noter que les coûts de réhabilitation pour le scénario impliquant une jetée sur chevalets sont supérieurs, en dépit du fait que le volume théorique de pétrole déversé dans le cadre du scénario impliquant un navire (1 760 m<sup>3</sup> pour le scénario avec jetée par rapport à 10 595 m<sup>3</sup> pour le scénario avec navire) et la longueur du rivage touché dans la simulation avec le navire comme source sont plus importants. Cela est dû à la nature des rivages identifiés par ALERT comme étant possiblement touchés par le pétrole à la suite de la modélisation de la trajectoire. La majorité de la contamination anticipée pour le scénario hypothétique identifié pour le déversement impliquant un navire était le long des rivages de substrats rocheux, tandis que la majorité de la contamination anticipée pour le scénario hypothétique identifié de déversement de la jetée sur chevalets était le long de rivages de sable, gravier et pierres et de galets. Les efforts de réhabilitation associés aux rivages touchés par le déversement hypothétique de la jetée sur chevalets constitués de matériau granulaire ont été modélisés par Stantec comme nécessitant plus d'efforts de caractérisation et de réhabilitation environnementale, ce qui se traduit par des coûts plus élevés.

**Tableau 7.1 – Résumé de l'estimation des coûts – Scénarios 1 et 2**

<b>Scénario 1</b>	Déversement d'un navire	Réhabilitation / analyse des risques	41,3 M\$
<b>Scénario 1</b>	Déversement d'un navire	Analyse des risques	24,9 M\$
<b>Scénario 2</b>	Déversement d'une jetée sur chevalets	Réhabilitation / analyse des risques	89,0 M\$
<b>Scénario 2</b>	Déversement d'une jetée sur chevalets	Analyse des risques	20,7 M\$

# SCÉNARIOS D'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE EN MILIEU MARIN – ESTIMATION DES COÛTS DE RÉHABILITATION ENVIRONNEMENTALE

Le 1<sup>er</sup> décembre 2015

## 8.0 LIMITATIONS

Le présent rapport documente le travail effectué conformément aux pratiques professionnelles généralement reconnues concernant l'évaluation de scénarios hypothétiques pour lesquels les services seraient fournis. Toutes les estimations des scénarios se limitent aux hypothèses avancées et décrites dans le document. L'établissement de prix unitaires et les estimations du degré d'effort ont été basés sur les renseignements publiés auxquels s'ajoutent les connaissances de Stantec au sujet de l'industrie locale. Aucune autre déclaration ou garantie n'est donnée concernant l'exactitude ou l'exhaustivité des méthodes proposées contenues dans le présent rapport; aucune assurance n'est fournie stipulant que ce travail a mis au jour toutes les responsabilités potentielles associées aux scénarios de déversement.

Les hypothèses et estimations du présent rapport valent uniquement pour la portée des travaux et la méthode de travail proposées. Le présent rapport ne doit pas être interprété comme constituant un avis juridique.

Il a été préparé pour l'utilisation exclusive d'Énergie Est et toute utilisation par une tierce partie est interdite. Stantec n'assume aucune responsabilité pour les pertes, dommages, obligations ou réclamations de quelque nature que ce soit découlant de l'utilisation du présent rapport par une tierce partie.