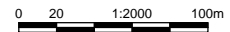
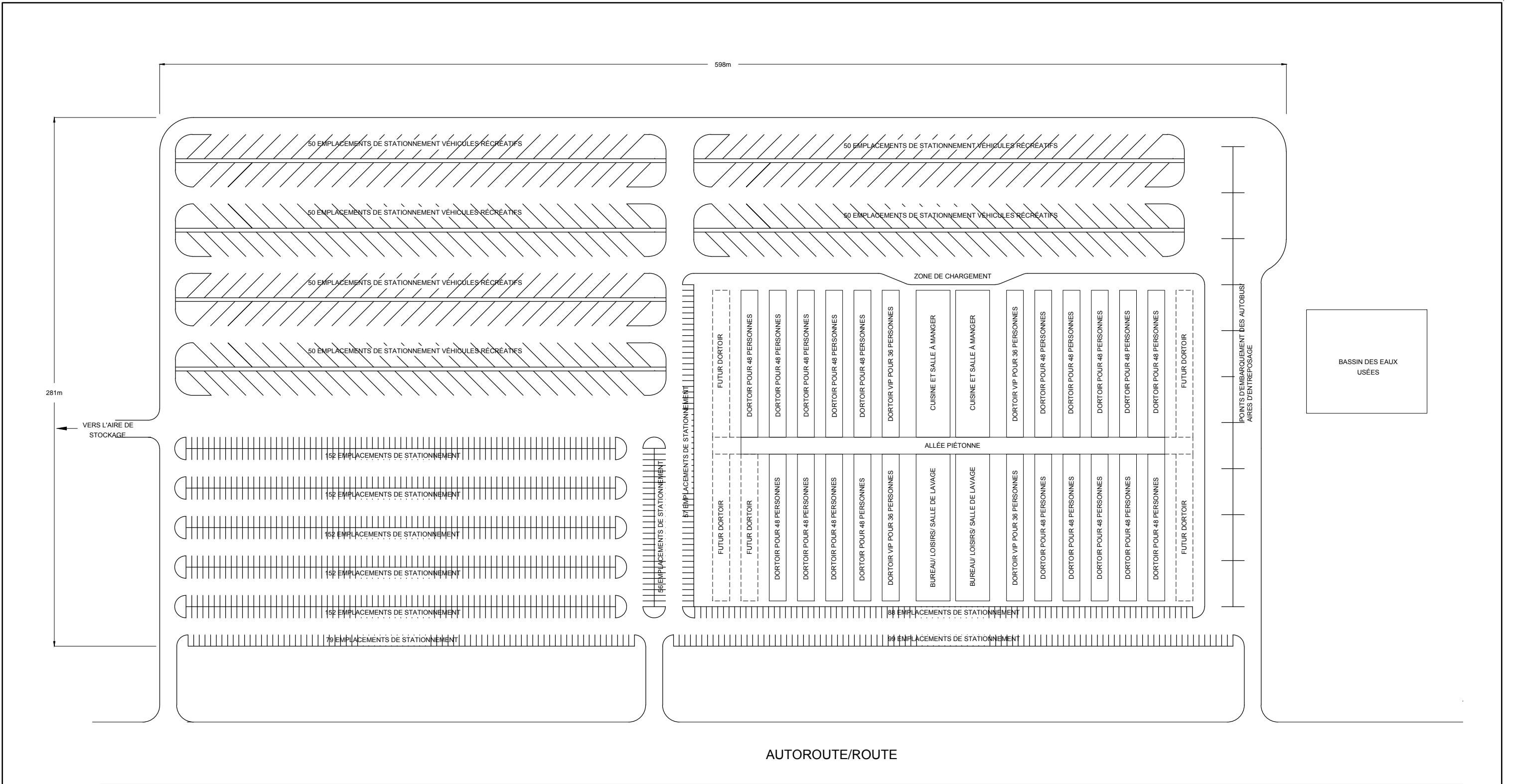


Annexe Vol 7-1

Plan du campement 1,350



- NOTES:
1. LES EMPLACEMENTS DE STATIONNEMENTS MESUREMENT (3m X 6m)
 2. LES EMPLACEMENTS DE STATIONNEMENTS VR MESUREMENT (9m X 18m)
 3. LES EMPLACEMENTS DES AUTOBUS MESUREMENT (6m X 20m)
 4. TOUTES LES ROUTES INDIQUÉES ONT UNE LARGEUR DE 9m.
 5. LE PLAN TYPIQUE DU CAMPEMENT PEUT VARIER EN FONCTION DE LA TOPOGRAPHIE ET DES LIMITES DE L'EMPLACEMENT.

TAILLE DU CAMP:
 20 Ha. DE TERRAIN
 1056 LITS
 300 EMPLACEMENTS DE STATIONNEMENT VÉHICULES RÉCRÉATIFS
 1139 EMPLACEMENTS DE STATIONNEMENT
 20 POINTS D'EMBARQUEMENT DES AUTOBUS/ AIRES D'ENTREPOSAGE

		NOM DE DOSSIER CAD _____	
		DATE 2014-04-25	
ÉCHELLE			
REV	DATE	RÉVISIONS	SIGNATURE

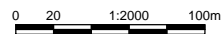
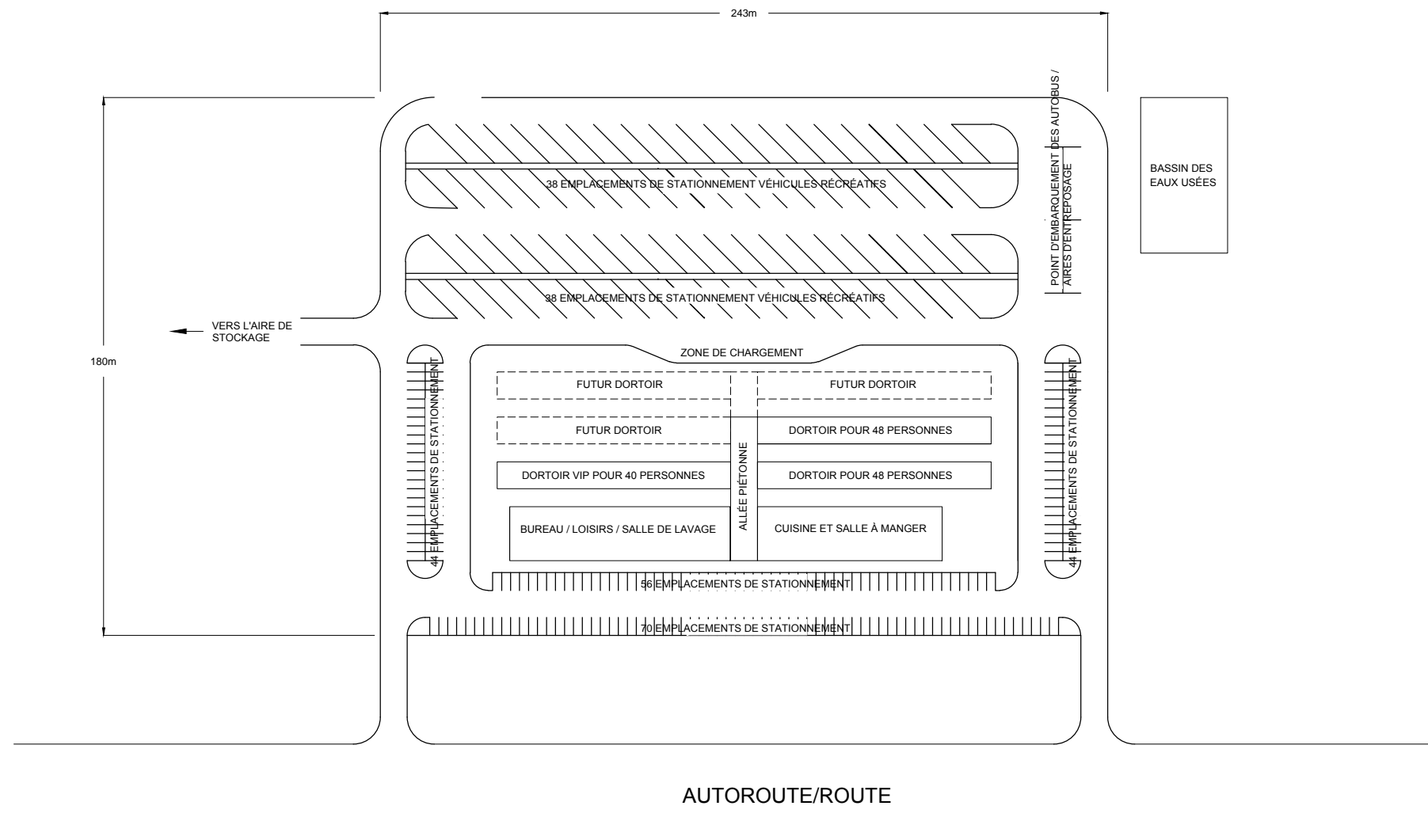
**OLÉODUC ÉNERGIE EST LT
 PLAN DU CAMPEMENT TYPIQUE
 CAPACITÉ APPROXIMATIVE DE
 1350 TRAVAILLEURS**

CONCEPTION	GP	DATE	2014-04-25
CONTRÔLE DE LA QUALITÉ	MC	DATE	2014-04-25
ASSURANCE DE QUALITÉ	MC	DATE	2014-04-25
DESSIN	GP	DATE	2014-04-25

CONCEPTEUR PRINCIPAL _____

NUMÉRO DE DOSSIER	NUMÉRO DE PROJET	REG	NUMÉRO DE DESSIN	REV

Annexe Vol 7-2
Plan du campement 200



TAILLE DU CAMPEMENT:
 6 Ha. DE TERRE
 136 LITS
 76 EMPLACEMENTS DE
 STATIONNEMENT VEHICULES
 RECREATIFS
 214 EMPLACEMENTS DE
 STATIONNEMENT
 4 POINTS D'EMBARQUEMENT
 DES AUTOBUS / AIRES
 D'ENTREPOSAGE

NOTES:

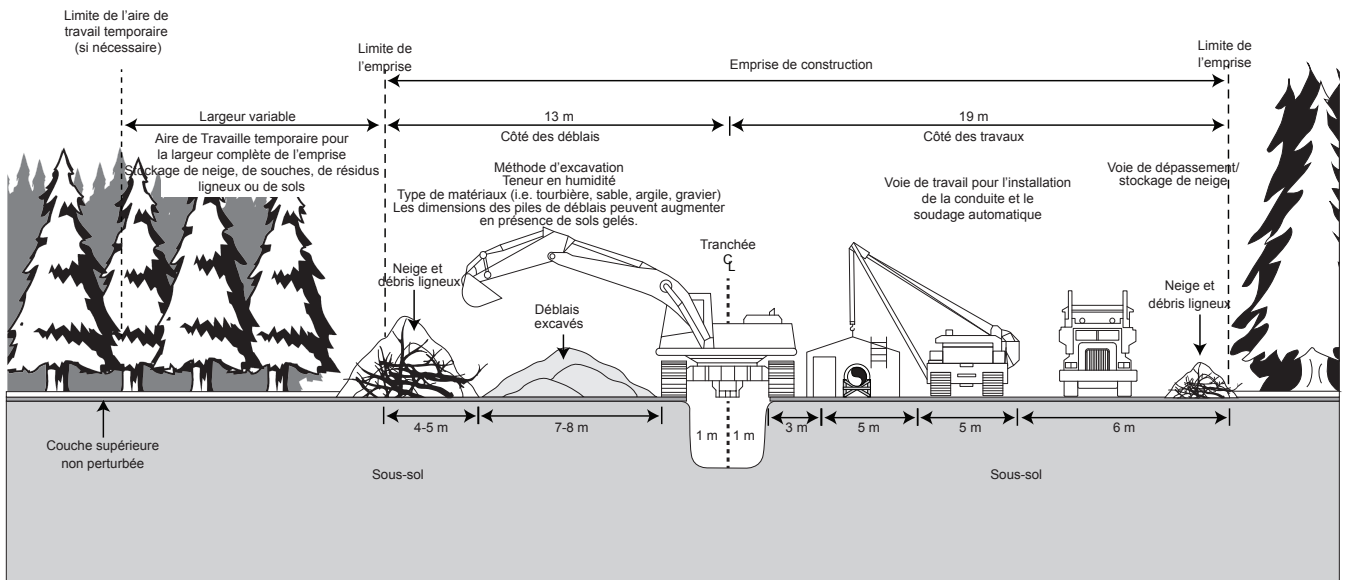
1. LES EMPLACEMENTS DE STATIONNEMENT MESURENT (3m X 6m)
2. LES EMPLACEMENTS DE STATIONNEMENT VEHICULES RECREATIFS MESURENT (9m X 18m)
3. TOUTES LES ROUTES INDIQUEES ONT UNE LARGEUR DE 9m.
4. LE PLAN TYPIQUE DU CAMPEMENT PEUT VARIER EN FONCTION DE LA TOPOGRAPHIE ET DES LIMITES DE L'EMPLACEMENT.

 <i>In business to deliver</i>		NOM DE DOSSIER CAD _____ DATE <u>2014-04-25</u>	
		ÉCHELLE	
REV	DATE	RÉVISIONS	SIGNATURE

OLÉODUC ÉNERGIE EST LT PLAN TYPIQUE DU CAMPEMENT CAPACITÉ APPROXIMATIVE DE 200 TRAVAILLEURS				
CONCEPTION _____ GP _____ DATE <u>2014-04-25</u> CONTRÔLE DE LA QUALITÉ _____ MC _____ DATE <u>2014-04-25</u> ASSURANCE DE QUALITÉ _____ MC _____ DATE <u>2014-04-25</u> DESSIN _____ GP _____ DATE <u>2014-04-25</u>		CONCEPTEUR PRINCIPAL _____ DATE _____		
NUMÉRO DE DOSSIER	NUMÉRO DE PROJET	REG	NUMÉRO DE DESSIN	REV

Annexe Vol 7-3

Typique



Coupe longitudinale
 (échelle approximative)

NOTES:

1. Ce dessin indique les exigences pour les aires minimales normales pour la construction des oléoducs lorsque le nivellement n'est pas requis. Voir le dessin 4 pour les exigences reliées à l'espace lorsque le nivellement est requis.
2. Les exigences d'aires normales reliées aux aires de travail peuvent changer en raison des conditions spécifiques du chantier, là où une tranchée plus large ou plus profonde peut être requise pour permettre la réalisation des travaux de façon sécuritaire et selon les ententes du projet.
3. Des aires de travail temporaires peuvent être requises de chaque côté de l'emprise.

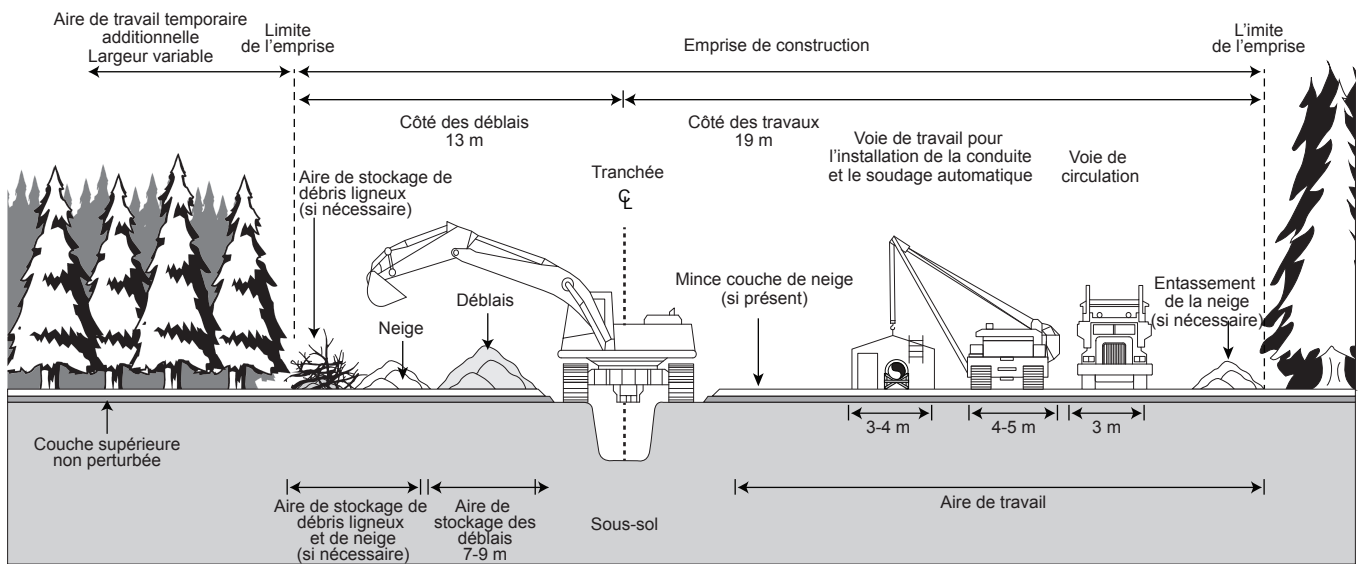


OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE
 PROJET ÉNERGIE EST

PLAN D'EMPRISE TYPIQUE – TERRES FORESTIÈRES - SOLS GELÉS


Juillet 2014

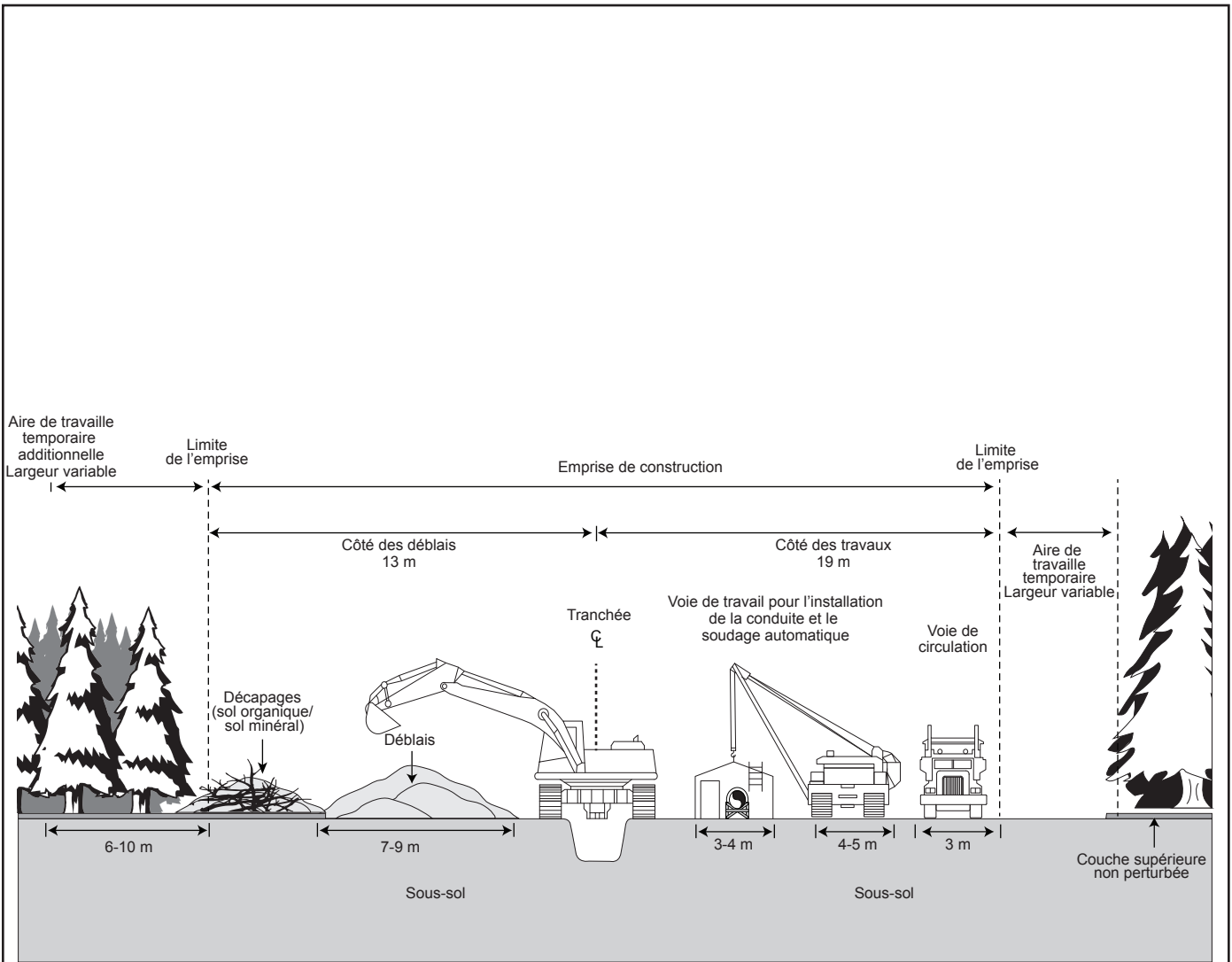
Dessin 1



Coupe longitudinale
 (n'est pas à l'échelle, les distances sont approximatives)


NOTE:
 Des aires de travail temporaires peuvent être requise de chaque côté de l'emprise.

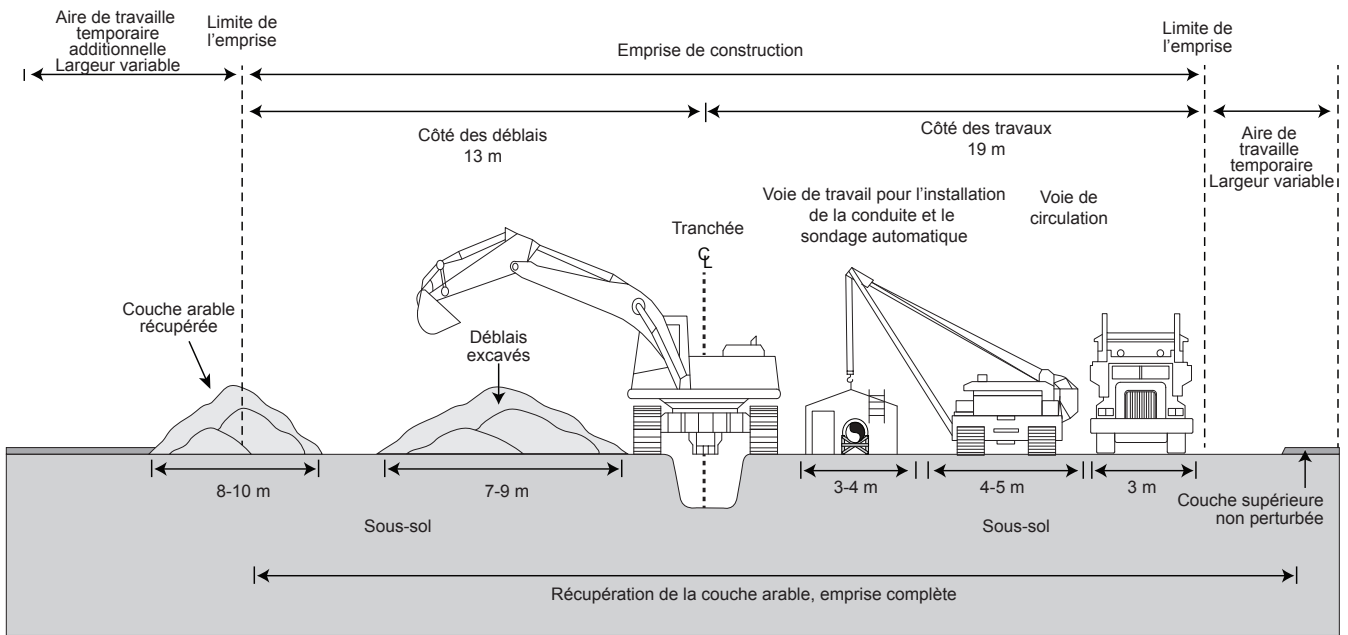
	OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE PROJET ÉNERGIE EST	
	TERRES FORESTIÈRES – PLAN D'EMPRISE TYPIQUE – SOLS GELÉS (perturbations minimales du couche supérieure)	
	Juillet 2014	Dessin 1A



Coupe longitudinale
 (n'est pas à l'échelle, les distances sont approximatives)


NOTE:
 Des aires de travail temporaires peuvent être requises de chaque côté de l'emprise.

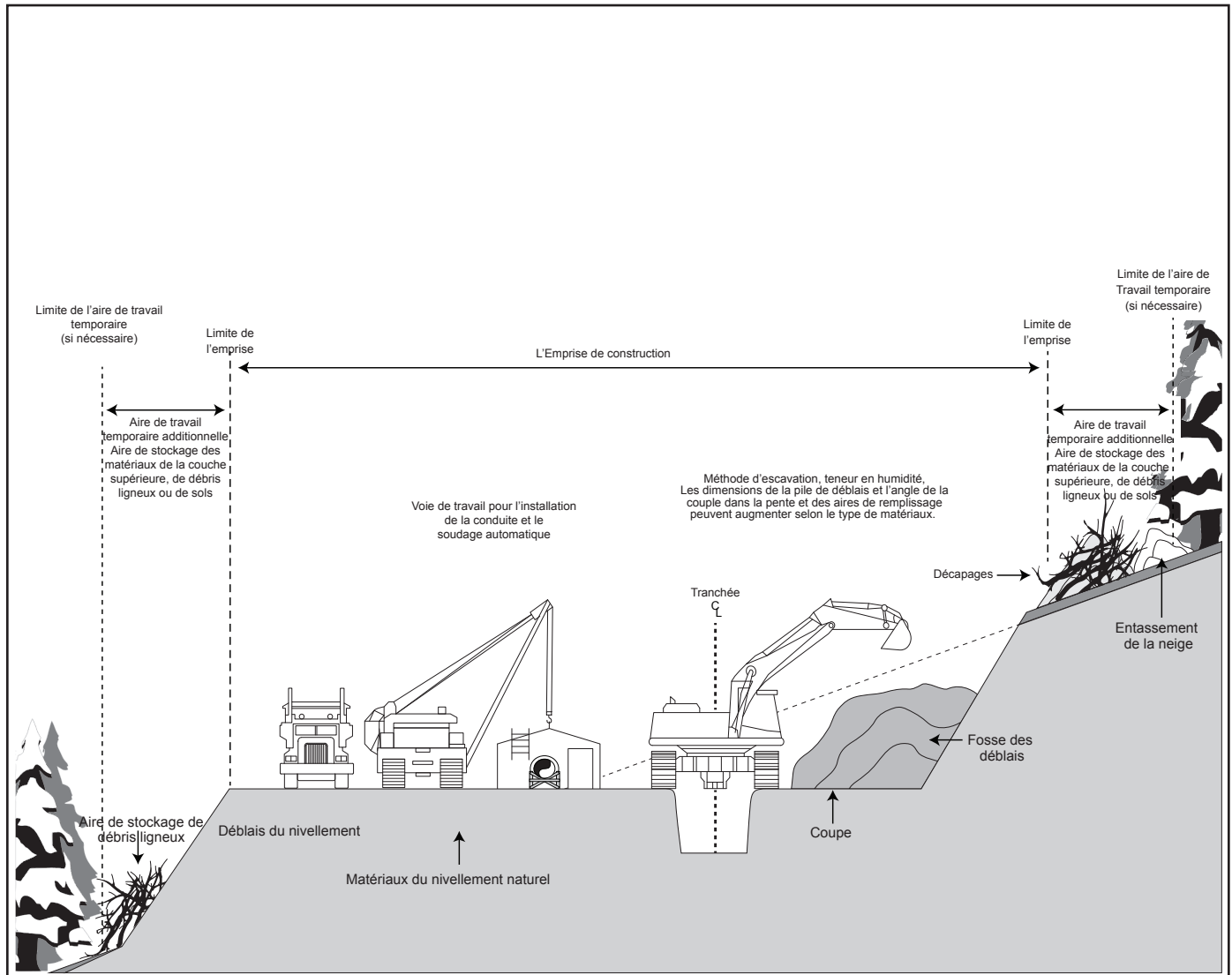
	OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE PROJET ÉNERGIE EST	
	RÉCUPÉRATION DU DÉCAPAGE – EMPRISE COMPLÈTE TYPIQUE – SOLS NON GELÉS	
	Juillet 2014	Dessin 2



Coupe longitudinale
 (n'est pas à l'échelle, les distances sont approximatives)

NOTE:
 Des aires de travail temporaires peuvent étre requises de chaque côté de l'emprise.


	OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE PROJET ÉNERGIE EST	
	RÉCUPÉRATION DE LA COUCHE ARABLE -- EMPRISE COMPLÈTE - TYPIQUE	
	Juillet 2014	Dessin 3



Coupe longitudinale
 (échelle approximative)

Notes:

1. Ce dessin indique les exigences pour les aires minimales normales pour l'emprise lorsque le nivellement est requis.
 Le nivellement requis est variable selon les conditions particulières du chantier.
2. La récupération des décapés sera effectuée lorsque le nivellement est requis.
 La zone décapée correspondra à la zone nivelée.

 <p>TransCanada <i>In business to deliver</i></p>	OLÉODUC ÉNERGIE EST LTÉE PROJET ÉNERGIE EST	
	RÉCUPÉRATION DU DÉCAPAGE DANS LA ZONE DE NIVELLEMENT - TYPIQUE	
	Juillet 2014	Dessin 4

Annexe Vol 7-4

Milieu marin – Zone de développement du projet, zone d'étude locale et zone d'étude régionale

1.0 APERÇU DES DEMANDES TERMPOL

Énergie Est a entamé des processus d'examen TERMPOL (*Processus d'examen technique des terminaux maritimes et des sites de transbordement*) distincts pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est et le terminal maritime de Cacouna. Dans le cadre de ce processus, Énergie Est mène un certain nombre d'études, décrites ci-dessous, qui seront utilisées dans le cadre de l'examen effectué par le comité d'examen TERMPOL.

1.1 Volume 1 : Introduction et ingénierie

La description du projet, les caractéristiques des navires de référence, les plans de situation, les données techniques et la description des systèmes de transferts de cargaison ont été tirés de l'étude d'ingénierie de base et ont été résumés conformément au processus d'examen TERMPOL.

Les études TERMPOL suivantes sont présentées dans le Volume 1 :

- 3.1 : Introduction
- 3.9 : Caractéristiques du navire
- 3.10 : Plans de situation et données techniques
- 3.11 : Systèmes de transferts de cargaison

L'objectif des études est de fournir au comité d'examen TERMPOL suffisamment de renseignements à propos de ce qui suit :

- la conformité des navires de référence, notamment en ce qui concerne les conventions de l'OMI telles que MARPOL et SOLAS
- la conception des terminaux maritimes et les paramètres d'exploitation et de sécurité, notamment des éléments de conception spécifiques de la sécurité de navigation et de la sécurité d'exploitation tels que les codes et les normes, les systèmes de protection contre les incendies et les systèmes de contrôle pour les lignes d'accostage et d'amarres
- le caractère approprié des procédés de transfert du pétrole brut, c'est-à-dire, les détails concernant les conduites, les raccords, les bras de chargement des terminaux maritimes, les pompes et les systèmes d'arrêt d'urgence

1.2 Volume 2 : Études sur la navigation, l'accostage et l'amarrage

Le Volume 2 présente des renseignements qui permettront au comité d'examen TERMPOL d'évaluer la route choisie en fonction de la sécurité de navigation et du dégagement sous la quille, des dangers identifiés et des routes de rechange potentielles. On y trouve également des détails concernant les processus d'approche, notamment en matière d'utilisation des aires de mouillage et de procédures de pilotage proposées, en plus d'y retrouver des détails concernant les exigences en

matière de remorquage, les manœuvres dans le bassin d'évitage et les dispositions relatives à l'accostage et à l'amarrage.

Les études TERMPOL suivantes sont présentées dans le Volume 2 :

- 3.5 : Analyse de la route, caractéristiques des approches et navigabilité
- 3.6 : Dégagement sous la quille
- 3.7 : Étude sur la durée des passages et les retards
- 3.12 : Chenaux, manœuvres et mouillage
- 3.13 : Procédures et dispositions relatives à l'accostage

Les études relatives aux deux terminaux maritimes comprenaient une évaluation détaillée et des descriptions des routes soutenues par des simulations de navigation.

Des pétroliers de taille et de classe semblables à ceux proposés dans le cadre du Projet naviguent déjà de façon sécuritaire sur le fleuve St-Laurent et dans la baie de Fundy, conformément aux procédures et aux dispositions existantes mises au point et éprouvées depuis nombre d'années (plus de 50 ans). Pour cette raison, les études de navigabilité porteront principalement sur les approches critiques vers les postes d'amarrage. Pour le terminal maritime de Cacouna, la zone qui fait l'objet d'une étude détaillée s'étend des stations d'embarquement des pilotes de Les Escoumins jusqu'au terminal maritime. Pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est, la zone qui fait l'objet d'une étude détaillée s'étend de la fin du dispositif de séparation du trafic maritime 5A jusqu'au terminal maritime.

Dans le cadre des études sur l'amarrage et l'accostage, des simulations en temps réel ont été effectuées afin de :

- vérifier la faisabilité en matière de navigation
- établir les exigences et procédures préliminaires en matière de remorquage
- établir les limites opérationnelles préliminaires pour le terminal maritime (p. ex., les vitesses maximales du vent et du courant pour l'accostage, l'appareillage et les opérations de transfert de cargaison)

Les simulations pour le terminal maritime de Cacouna ont été effectuées au Centre de simulation et d'expertise maritime (CSEM), à Québec, dans la province de Québec. Les simulations pour le terminal maritime Canaport d'Énergie Est ont été effectuées au *Maritime Institute of Technology and Graduate Studies* (MITAGS), dans le Maryland, aux États-Unis.

L'annexe 2 et l'annexe 3 du document TP743F ont été prises en considération lors de l'élaboration des caractéristiques de conception relatives à l'approche, aux bassins d'évitage, aux poches d'amarrage, aux défenses et à l'amarrage. En plus des recommandations du manuel TERMPOL, la conception des installations d'accostage et d'amarrage a été réalisée conformément aux directives de l'OCIMF et de la

Permanent International Association of Navigation Congress (PIANC). Les dispositions concernant l'amarrage ont été vérifiées à l'aide du progiciel TERMSIM.

Les spécifications de conception en matière d'emplacement, d'orientation et de navigation pour le terminal maritime de Cacouna et le terminal maritime Canaport d'Énergie Est répondent à toutes les exigences TERMPOL.

1.3 Volume 3 : Études portant sur le trafic maritime et les ressources halieutiques

Les études de TERMPOL présentées dans le Volume 3 portaient sur le trafic maritime actuel dans les zones d'évaluation définies et sur les variations et les emplacements géographiques, saisonniers et de l'habitat à l'égard des activités de pêche et de l'habitat des espèces marines.

Les études TERMPOL suivantes sont présentées dans le Volume 3 :

- 3.2 : Étude sur les provenances, les destinations et l'intensité du trafic maritime
- 3.3 : Étude sur les ressources halieutiques
- 3.4 : Études sur les exercices au large et les activités de l'industrie pétrolière *offshore*

L'étude 3.3 de TERMPOL contient un résumé des résultats de l'ÉES, qui identifie les poissons et leur habitat, de même que les activités de pêche, en faisant spécifiquement référence aux objectifs du processus d'examen TERMPOL, tels que définis dans le document TP743F.

L'étude 3.2 a été menée afin de quantifier et de décrire les mouvements de navires récréatifs, commerciaux et autres qui forment le trafic maritime local, qu'ils soient de plaisance, commerciaux ou autre. Selon la définition du document TP743F, un réseau de trafic maritime est composé d'une ou de plusieurs voies navigables de capacité définie.

Le terminal maritime de Cacouna et le terminal maritime Canaport d'Énergie Est sont situés dans des zones où il y a une seule voie pour entrer et une seule voie pour sortir. Par conséquent, leurs « réseaux » respectifs sont définis comme suit :

- la confluence du fleuve St-Laurent et du golfe du St-Laurent
- les limites de la baie de Fundy (jusqu'aux eaux internationales)

La zone d'évaluation régionale maritime pour les études sur le trafic est présentée à la Figure 1-1. La zone d'évaluation régionale maritime est différente de celle qui est examinée pour d'autres études TERMPOL puisque, dans le cas présent, l'accent est mis sur le réseau étendu du trafic maritime dans la zone.

Les données ont été recueillies sur le trafic maritime actuel, y compris :

- sur les navires qui doivent participer aux Services du trafic maritime (STM) et qui sont définis comme suit :
 - les navires de plus de 20 mètres de long
 - les navires qui remorquent ou qui poussent
- les navires qui ne sont pas obligés de participer au STM, soit :
 - les yachts de plaisance d'une longueur inférieure à 30 mètres
 - les bateaux de pêche d'une longueur inférieure à 24 mètres

1.4 Volume 4 : Analyses du risque et des accidents

Les études TERMPOL suivantes sont présentées dans le Volume 4 :

- 3.8 : Études des données d'accident
- 3.15 : Analyse générale des risques
- Modélisation des déversements d'hydrocarbures

Les risques et l'atténuation des risques font partie du processus relatif à tout terminal maritime et portent tant sur les installations que sur les procédures d'exploitation. L'étude 3.15 : Analyse des risques et des méthodes visant à réduire les risques, a d'ailleurs été réalisée dans le cadre du TERMPOL. L'objectif de cette étude était d'examiner et d'analyser les risques associés aux déversements accidentels de pétrole brut en cours de route ou au terminal.

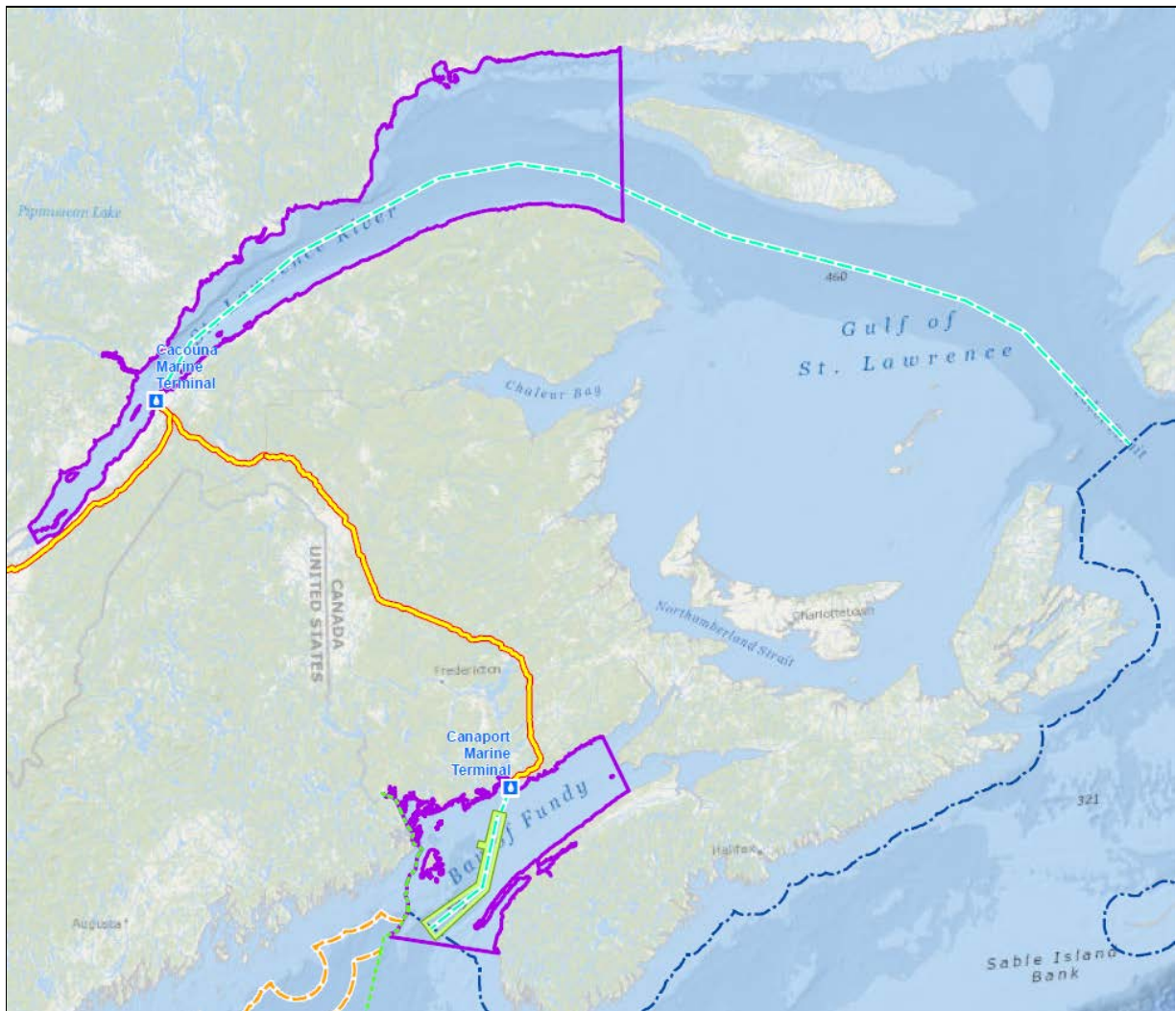


Figure 1-1 : Zone d'évaluation régionale pour les études sur le trafic

Les services d'une entreprise spécialisée en évaluation des risques, *Det Norske Veritas (DNV GL)*, ont été retenus afin d'aider à la réalisation de l'étude TERMPOL 3.8 et de l'étude TERMPOL 3.15.

Les données d'accidents proviennent des sources suivantes :

- la base de données mondiales sur les accidents de *Lloyd's Register Fairplay (LRFP)*, considérée comme une des bases de données d'accidents les plus complètes au monde dans le secteur maritime
- les déversements de pétrole consignés par la *International Tanker Owners Pollution Federation Ltd (ITOPF)*
- les déversements de pétrole consignés par la Garde côtière canadienne (GCC)

- les données sur les événements survenus dans les eaux canadiennes fournies par le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST)

Un atelier portant sur l'identification des risques et des dangers (HAZID) a été tenu à Saint John afin de dialoguer avec les parties prenantes, des experts techniques (notamment des pilotes locaux), l'administration portuaire de Saint John et des membres du comité d'examen TERMPOL, comme Transport Canada et la Garde côtière. Un atelier du même type a été tenu à Québec afin de dialoguer avec des agences et des organismes de réglementation qui sont concernés par le terminal maritime de Cacouna.

DNV GL a réalisé des analyses de risques d'accidents impliquant des pétroliers sur les routes de navigation définies, à proximité des terminaux et pendant le transfert de cargaison. Ces analyses ont permis de déterminer la fréquence d'un déversement donné accidentel (en termes de quantité).

L'étude 3.15, telle que définie par le document TP743F, comprend une évaluation des conséquences du pire scénario crédible de déversement. Afin de déterminer ces conséquences, la trajectoire et la composition chimique du déversement ont été calculées et prises en compte. Le Volume 4 de TERMPOL présente les détails et les résultats de la modélisation de la trajectoire d'un déversement survenant aux terminaux maritimes. Les autres conséquences d'un tel déversement sont présentées dans le Volume 6 de l'ÉES.

1.5 Volume 5 : Guide d'opérations

Les études TERMPOL suivantes sont présentées dans le Volume 5 :

- Étude 3.16 : Livret d'information portuaire
- Étude 3.17 : Manuel d'exploitation du terminal
- Étude 3.18 : Plans d'intervention d'urgence
- Étude 3.19 : Exigences relatives aux installations de manutention des hydrocarbures

Conformément au document TP743F, les études 3.16 et 3.17 ont pour objectif de fournir des renseignements pertinents aux équipages afin d'assurer un accostage et un appareillage sécuritaires des navires qui se présentent aux terminaux maritimes et afin d'assurer des transferts de cargaison efficaces. Un manuel détaillé d'exploitation portuaire et d'exploitation de terminaux maritimes sera finalisé au moins six mois avant la mise en service des terminaux maritimes. Cela permettra de terminer la conception technique détaillée, d'établir les stratégies d'exploitation et de conclure les accords commerciaux.

L'objectif des plans d'interventions d'urgence (étude 3.18) est de se préparer à faire face aux événements anormaux qui pourraient survenir. Un plan d'intervention d'urgence (PIU) détaillé sera élaboré pour le Projet et comprendra des interventions

planifiées visant à faire face à un large éventail d'incidents relatifs à l'exploitation pouvant conduire à des déversements, des incendies ou des explosions, et pouvant être causés par :

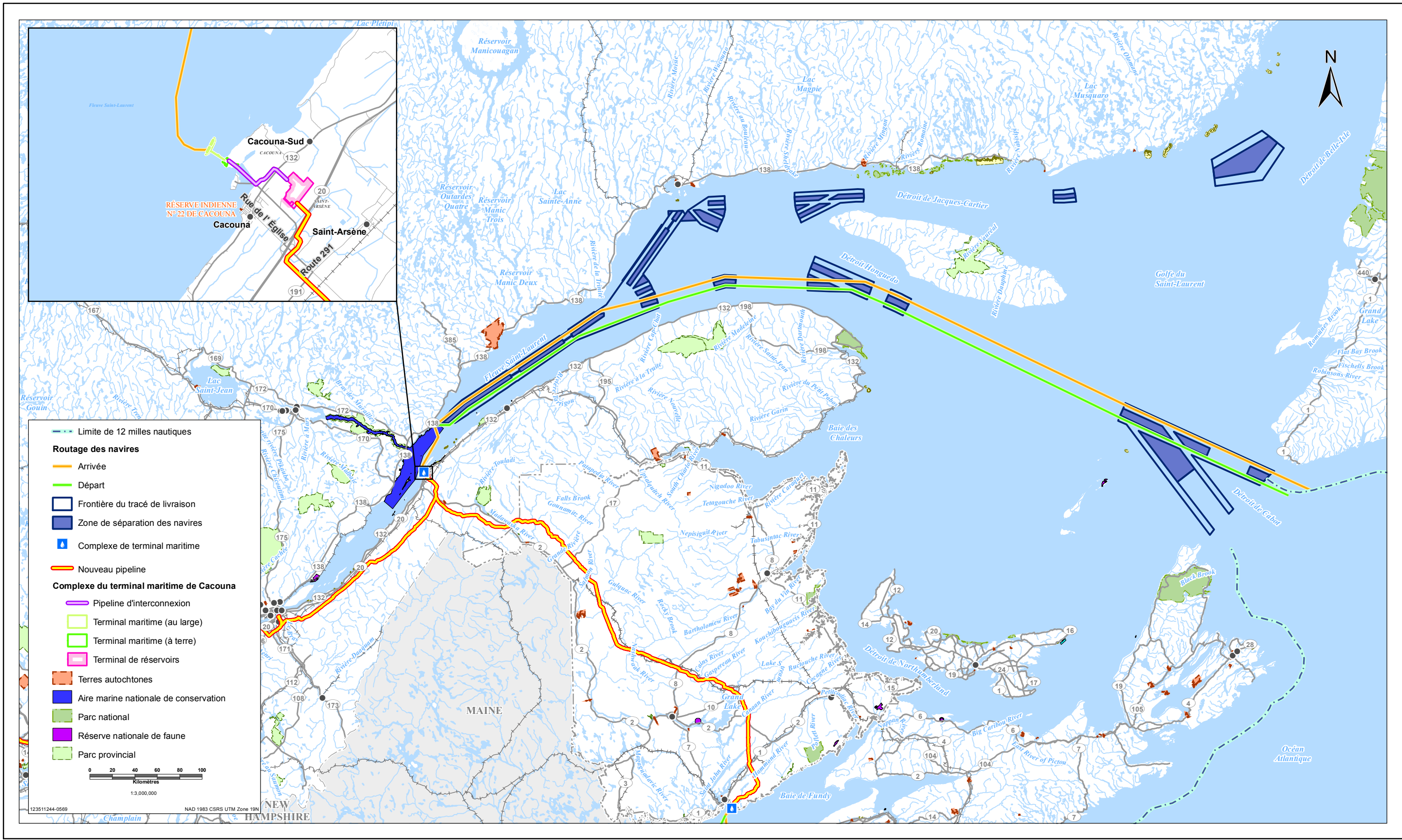
- les accidents d'accostage et d'amarrage
- une erreur humaine
- une défaillance mécanique

L'élaboration du PIU se poursuivra pendant l'élaboration de l'étape de la conception technique détaillée ainsi que pendant la construction et la mise en service du Projet.

L'étude 3.19 mentionne que les terminaux maritimes sont conformes aux exigences à l'égard des installations de manutention d'hydrocarbures de la *Loi de 2001*.

Annexe Vol 7-5

Routage des navires : Voie maritime du Saint-Laurent et golfe du Saint-Laurent



PROJET OLÉODUC ÉNERGIE EST

Routage des navires : Voie maritime du Saint-Laurent et golfe du Saint-Laurent

Sources : Les données relatives au Projet proviennent de TransCanada Pipelines Limited. Les données de base proviennent des gouvernements du Canada, du Québec et du Nouveau-Brunswick. La Carte 4201 du Service hydrographique du Canada a été utilisée pour numériser le tracé de livraison. Les données relatives au routage des navires proviennent de Morritt & Nichol.

Avertissement : Cette carte est fournie à des fins d'illustration pour étayer le présent projet de Stantec. Toute question doit être transmise à l'agence émettrice.

PRÉPARÉ PAR
 Stantec

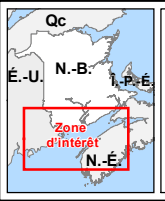
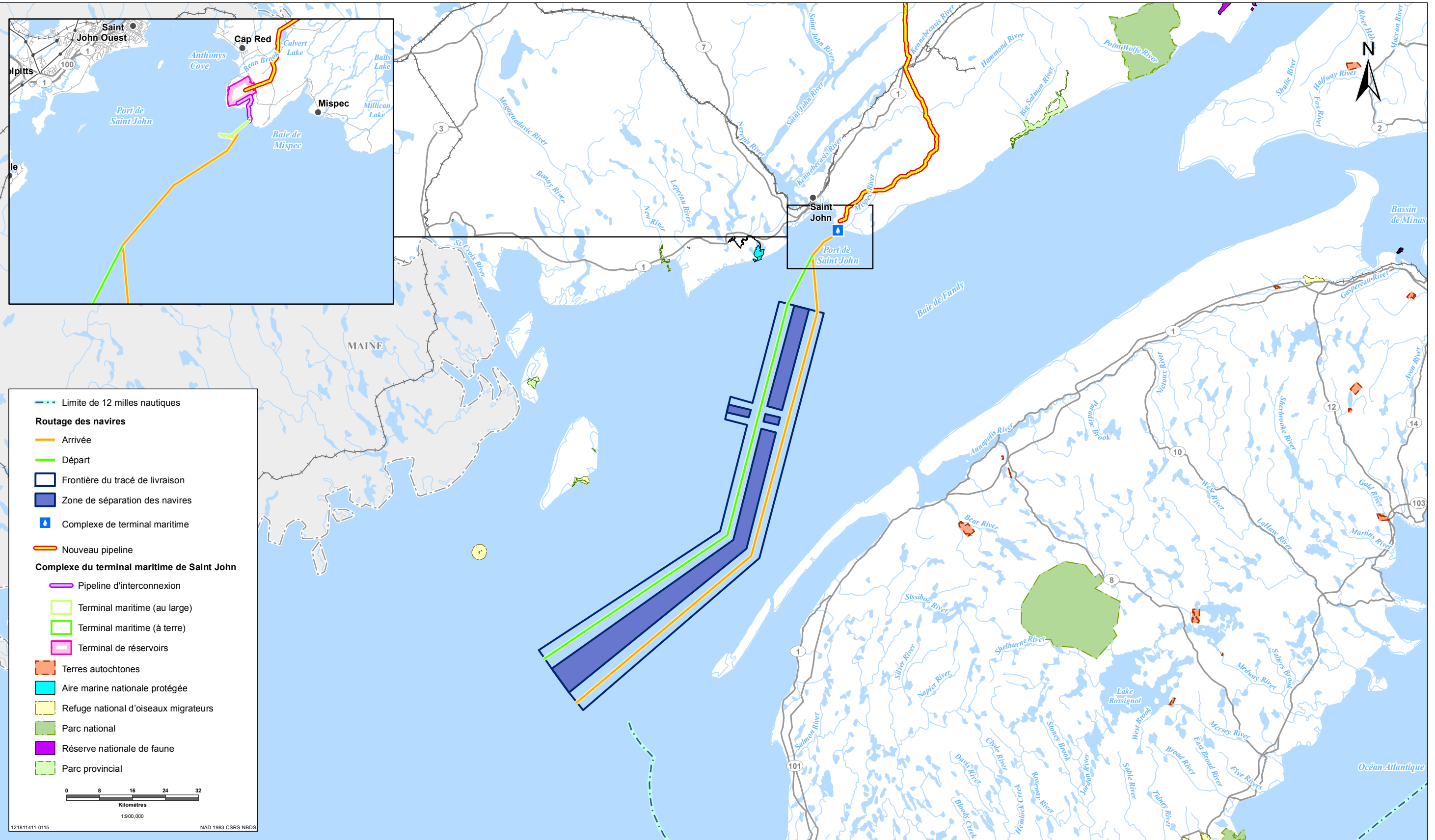
PRÉPARÉ POUR
 TransCanada
IN BUSINESS TO EXCELLE

FIGURE NO
1

Dernières modifications : 07/10/2014 par : jbenjamin

Annexe Vol 7-6

Routage des navires : La Baie de Fundy



Sources : Les données relatives au Projet pipeline de TransCanada Pipelines Limited.
Les données de base proviennent des gouvernements du Canada et du Nouveau-Brunswick.

PROJET OLÉODUC ÉNERGIE EST

Routage des navires : La Baie de Fundy

PRÉPARÉ PAR
Stantec

PRÉPARÉ POUR
TransCanada
IN BUSINESS TO GROW

FIGURE NO
2

Avertissement : Cette carte est fournie à des fins d'illustration pour étayer le présent projet de Stantec. Toute question doit être transmise à l'agence émettrice.

Dernières modifications : 07/10/2014 par : jbenjamin

Annexe Vol 7-7

Aperçu des agents dispersants et du brûlage in situ

Diverses stratégies d'intervention en cas de déversement

Un certain nombre de stratégies d'intervention en cas de déversement existent et peuvent être déployées en même temps que des méthodes plus traditionnelles de récupération par procédés mécaniques pour réduire l'impact environnemental global d'un déversement. Le déploiement de ces techniques devrait se faire rapidement par suite d'un déversement, étant donné qu'elles sont plus efficaces dans des situations où le pétrole n'a pas été altéré de manière importante. Les deux méthodes décrites ci-après, soit l'utilisation d'agents dispersants et le brûlage in situ, nécessitent une approbation réglementaire avant leur déploiement. Ces méthodes se sont avérées efficaces pour retirer de grandes quantités de pétrole en peu de temps. TransCanada collaborera avec les autorités fédérales et provinciales pour assurer une compréhension commune du moment et des lieux où ces techniques devraient être déployées en vue de réduire au minimum le temps nécessaire pour obtenir l'approbation pour déployer ces techniques.

Agents dispersants

Les agents dispersants sont des produits chimiques conçus pour disloquer le pétrole en très fines gouttelettes qui se mélangent à la colonne d'eau, ce qui fait augmenter le taux de biodégradation naturelle en raison de la présence de micro-organismes. Cette technique peut être employée pour augmenter la récupération faite au moyen de procédés mécaniques et peut réduire l'impact de la présence de pétrole à la surface de l'eau sur des éléments environnementaux sensibles, comme la faune. De plus, les agents dispersants peuvent être employés dans des situations où la météo limite l'efficacité d'autres stratégies d'intervention ou la capacité des intervenants à travailler efficacement sur un navire. L'efficacité des agents dispersants est variable selon les conditions météorologiques océaniques qui ont cours au site du déversement et le type de pétrole déversé. À l'heure actuelle, l'utilisation d'agents dispersants n'a pas été préapprouvée au Canada et leur emploi doit être autorisé par les organismes de réglementation fédéraux et provinciaux.

Brûlage in situ

Le brûlage in situ est une technique reconnue pour retirer d'importantes quantités de pétrole dans un court délai. Le brûlage in situ peut être employé dans divers environnements; il est toutefois particulièrement efficace dans les endroits éloignés sans population humaine à proximité et où les risques de feu de forêt sont réduits au minimum. En brûlant sur place la végétation couverte de pétrole, le brûlage in situ peut également réduire au minimum l'impact qui pourrait se produire sur les terres humides et d'autres milieux sensibles par l'application de techniques d'intervention par procédés mécaniques. Le brûlage in situ peut améliorer la repousse de la végétation au cours des saisons de croissance suivantes, par opposition au déblaiement de la végétation couverte de pétrole. Cette technique peut également réduire au minimum les impacts sur la faune. Avant d'effectuer un brûlage in situ, l'approbation devra être obtenue auprès des organismes de réglementation compétentes et un plan détaillé du brûlage devra être complété.

L'efficacité du brûlage in situ dépend de l'épaisseur du pétrole déversé, de la teneur en eau et des conditions météorologiques locales. Les couches épaisses de pétrole (13 mm ou plus) brûlent normalement à un taux de réduction de l'épaisseur de 2,5 mm/min (c.-à-d., environ 2,5 L/min/m² de zone de brûlage). Dans des conditions normales, le pétrole continuera d'être brûlé sur place jusqu'à ce qu'il atteigne une épaisseur finale d'environ 1 mm, ce qui entraîne des efficacités de brûlage au-delà de 90 %.

L'équipement type du brûlage in situ comprend des barrages flottants ou d'autres dispositifs de confinement (comme le sol), un système d'allumage et des systèmes d'extinction des incendies.

Si l'option du brûlage in situ est retenue dans une situation où le pétrole est à la surface de l'eau, un barrage ignifuge est installé. Un tel barrage peut être fait de tissu ignifuge recouvrant la partie intérieure refroidie à l'eau, ce qui rend le barrage plus durable. Par ailleurs, le barrage peut être en métal. Si la longueur du barrage ignifuge est limitée, un barrage traditionnel peut être employé comme prolongement à chaque extrémité du barrage ignifuge. En outre, des billots de bois peuvent être employés pour contenir le pétrole, ce qui permet de procéder au brûlage in situ.

Pour ce qui est des déversements au sol, des talus peuvent être érigés pour contenir le pétrole avant l'allumage.

Le système d'allumage produit une source de chaleur qui entraîne une évaporation rapide de la nappe d'hydrocarbures environnante sans éloigner le pétrole du dispositif d'allumage. Il existe deux types courants de systèmes d'allumage : les dispositifs d'allumage de surface (chalumeau au gaz propane/butane ou le carburant gélifié portatif) ou les dispositifs d'allumage aériens (le carburant gélifié déversé par hélicoptère). TransCanada étudiera ces deux options.

À la suite d'un brûlage in situ, des mesures correctives seront appliquées aux résidus d'hydrocarbures non brûlés. Les résidus d'hydrocarbures non brûlés, pouvant atteindre des épaisseurs de plusieurs centimètres, peuvent être suffisamment visqueux pour être récupérés mécaniquement avec de l'équipement comme des pelles, des gaffes, des rateaux grillagés ou des fourches. En outre, des filets de pêche dont les ouvertures sont relativement petites (2,5 cm ou moins) peuvent être employés pour encercler et récupérer les résidus. Tous les déchets produits au cours des activités de récupération sont gérés conformément au plan de gestion des déchets produits dans le cadre de l'intervention.

Un brûlage in situ est assorti d'exigences minimales devant être prises en compte avant qu'il ne soit entamé, dont :

- l'épaisseur de la couche de pétrole doit être d'environ 1 mm de pétrole frais, 2 à 3 mm pour le pétrole vieilli et non émulsifié et de 5 à 10 mm pour les émulsions (mélange d'eau et de pétrole);

- si le pétrole se trouve à la surface de l'eau, sans être sur le rivage ou sur la glace, il est contenu par un barrage ignifuge; s'il est au sol, il est contenu par l'emploi de talus.

Annexe Vol 7-8

Déversement terrestre avec effets sur les eaux souterraines

Scénario hypothétique d'intervention en cas de déversement : déversement de la canalisation principale sur des terres

Dans ce scénario, un déversement terrestre de 2 000 barils de pétrole brut Western Canadian Select a lieu dans une zone rurale au relief relativement plat durant l'été. Aucune résidence ne se trouve dans les environs immédiats. Les eaux souterraines se trouvent à environ deux mètres sous la surface et aucune voie navigable ne se trouve dans un rayon de deux kilomètres du site. Aucune terre humide ne se trouve dans un rayon d'un kilomètre du site et il n'existe aucun puits privé ni aucune zone d'approvisionnement public en eau à proximité. Des routes existantes permettent un accès facile au site. Le pétrole déversé devrait normalement se répandre horizontalement et relativement lentement sur les terres, en suivant la topographie du terrain et en collant au sol et à la végétation. L'écoulement vertical du pétrole dans le sol dépend toujours du substrat présent quel que soit l'emplacement. Selon l'expérience acquise lors des déversements terrestres passés, il est possible de s'attendre à ce que moins de quatre hectares soient touchés. Un scénario d'intervention comprenant les effets sur les eaux souterraines est présenté ci-après.

Intervention

Dans ce scénario hypothétique, le déversement serait immédiatement détecté par le centre de contrôle des opérations (CCO) puisque le système de détection des fuites aurait été activé et qu'une alarme aurait sonné. Dès l'enclenchement de l'alarme, le CCO amorcerait le processus de fermeture du pipeline. Pour éviter des dommages subséquents au pipeline, celui-ci serait fermé d'une manière contrôlée prévoyant la fermeture automatique des stations de pompage et des vannes.

Dès l'enclenchement de l'alarme, le CCO enverrait un avis au personnel de TransCanada afin d'amorcer immédiatement une intervention sur le terrain. TransCanada avvertirait également les services d'urgence locaux et les tiers entrepreneurs engagés pour réaliser l'intervention, et rapporterait le déversement au Bureau de la sécurité des transports, à l'Office national de l'énergie et aux autorités gouvernementales appropriées.

Les services d'urgences locaux, comme les pompiers et la police, pourraient également se présenter sur les lieux du déversement. Dans toutes les situations d'urgence, la priorité de TransCanada demeure la sécurité du public et des équipes d'intervention. Ainsi, le personnel de TransCanada demanderait aux pompiers et à la police de contrôler l'accès au site et de l'assister en cas d'évacuation du public tout en permettant au personnel de TransCanada de réaliser une évaluation de la sécurité afin d'assurer la protection de tout le personnel d'intervention.

La personne responsable la plus qualifiée de TransCanada sur le site occuperait le rôle de commandant du lieu de l'incident et assumerait la responsabilité de la santé et de la sécurité de tous les intervenants, en plus de réaliser l'évaluation préliminaire du déversement (type de pétrole, volume, emplacement, conditions météorologiques, présence de vapeurs nocives, etc.). Une fois le site jugé sécuritaire pour les premiers intervenants, les opérations de contrôle du déversement, de confinement et de récupération pourraient être amorcées par le personnel de TransCanada et les intervenants sous-traitants. TransCanada mobilisera tout le matériel d'intervention en cas de déversement d'Énergie Est ainsi que les équipements prévus par contrat, au besoin.

Dans ce scénario, l'évaluation préliminaire du déversement indiquerait que le déversement a eu lieu sur des terres et qu'il n'affecte ou ne menace pas de cours ou plan d'eau de surface.

Outre l'intervention sur le terrain, le commandant du lieu de l'incident mettrait en place une équipe de gestion d'incident en plus d'établir un poste de commandement du lieu d'incident. L'équipe de gestion d'incident serait formée de personnel interne spécialisé en interventions d'urgence, de ressources contractuelles et de représentants d'organismes gouvernementaux. Un commandement unifié serait également constitué avec des organismes gouvernementaux fédéraux, provinciaux et locaux ainsi qu'avec des communautés autochtones, le cas échéant. Le commandement unifié établirait ensuite les objectifs de l'intervention et le reste de l'équipe définirait des plans d'action en cas d'incident quotidiens pour s'assurer que le personnel de terrain puisse atteindre ces objectifs. Ces plans d'action en cas d'incident incluraient, sans s'y limiter, des objectifs d'intervention, des périodes d'opération, des préoccupations en matière de sécurité et des mesures d'atténuation, des assignations du personnel, des activités de suivi, des communications, la portée et les attentes en matière de responsabilité ainsi que les pouvoirs délégués.

En parallèle à la mise en place de l'équipe de gestion d'incident sur le terrain, TransCanada mettrait en place des équipes de soutien dans ses centres des opérations d'urgence régionaux et d'entreprise. Au plus tard une heure après la notification, ces centres seraient fonctionnels. Ils apporteraient leur soutien au personnel de terrain en assurant des services de logistique et de commande d'équipement, de documentation, de communications, de sécurité, d'évacuation de la communauté et bien d'autres choses. Ces centres se chargeraient également des avis envoyés aux organismes de réglementation et aux organismes gouvernementaux en plus de demander les services des sous-traitants. Tous les avis émis seraient conformes aux exigences réglementaires fédérales et provinciales ainsi qu'au système de gestion des interventions d'urgence de TransCanada. Les sous-traitants seraient mobilisés au besoin.

Le directeur du centre des opérations d'urgence régional avertirait un directeur de secteur afin qu'il occupe le rôle de commandant du lieu de l'incident. Une fois cette personne arrivée au poste de commandement du lieu d'incident, un transfert des pouvoirs aurait lieu pour relever le commandant du lieu de l'incident initial de ses responsabilités.

Du personnel et de l'équipement supplémentaire seraient envoyés sur le site et déployés pour contrôler et confiner le déversement. L'intervention d'urgence et le nettoyage se poursuivraient jusqu'à ce que tout le pétrole récupérable soit enlevé et que le commandement unifié détermine que l'intervention d'urgence n'est plus nécessaire. La remise en état du site se poursuivrait jusqu'à l'atteinte d'un état satisfaisant aux règlements et accepté par les organismes gouvernementaux.

Méthodes de confinement

Du personnel avec de l'équipement incluant des pelles, des excavatrices et des bulldozers construirait des barrages, des fossés et des rigoles pour confiner le pétrole. Des barrages, des blocs et des tranchées serviraient pour éviter la migration du pétrole dans les entrées, drains, égouts, conduites et autres voies d'écoulement. Ces derniers seraient construits au moyen de terre, de sacs de sable, de matières absorbantes, de planches ou par toute autre méthode efficace. Si les intervenants ne disposaient pas de suffisamment de temps pour construire un grand barrage, plusieurs petits barrages seraient construits, chacun retenant une partie du déversement durant son avancée. L'emplacement des barrages dépendrait du relief du terrain.

Dans le cas où les vapeurs dégagées par le produit déversé représenteraient un danger pour la vie ou les biens, de la mousse extinctrice serait vaporisée à la surface du pétrole pour stopper l'émanation de vapeurs.

Méthodes d'enlèvement

La principale méthode d'enlèvement serait l'enlèvement mécanique au moyen par exemple d'équipement d'aspiration (p. ex. des camions de pompage sous vide) ou d'excavatrices. Des tranchées et/ou des niches (chambres de collecte) pourraient être creusées pour améliorer l'accumulation du pétrole et faciliter l'utilisation de l'équipement d'enlèvement. Si les bonnes conditions prévalent et sous réserve de l'autorisation du gouvernement, d'autres contremesures, comme le brûlage in situ, pourraient être considérées.

Infiltration dans les eaux souterraines

Si les eaux souterraines étaient contaminées, TransCanada fournirait de l'équipement et du personnel d'intervention supplémentaire au besoin pour intervenir en fonction des conditions propres au site. TransCanada ferait également participer des entrepreneurs tiers possédant de l'expertise dans ce domaine afin d'évaluer les effets et proposer des solutions d'assainissement. Ce processus comprendrait la consultation des organismes de réglementation environnementale concernés afin de concevoir un plan d'assainissement propre au site et des mesures de suivi des eaux souterraines.

L'assainissement (nettoyage) des eaux souterraines se ferait par des moyens mécaniques et chimiques approuvés par les organismes de réglementation. Cela peut comprendre l'enlèvement des sols contaminés et l'excavation de tranchées d'interception en aval de la source de contamination. Des camions de pompage ou d'autres équipements de succion seraient utilisés pour enlever la mixture d'eau et de pétrole recueillie dans les tranchées. TransCanada consulterait des experts techniques et des organismes gouvernementaux afin de déterminer la meilleure méthode de remédiation du site.

Gestion des déchets

Tous les déchets seraient classifiés et gérés conformément aux exigences réglementaires applicables. Toute élimination hors site serait réalisée dans des installations de gestion des déchets approuvées.

Annexe Vol 7-9

Intervention en cas de déversement terrestre avec effets sur les eaux navigables

Cas de déversement hypothétique n° 2 : déversement terrestre avec effets sur les eaux

Scénario

Dans ce scénario, un déversement terrestre de 10 000 barils de pétrole brut du Bakken à partir de la canalisation principale du Projet se produit en hiver dans un secteur où les eaux souterraines se trouvent en profondeur (à une distance verticale de plus de 10 m de la surface), sur un terrain en pente à proximité duquel se trouvent des terres humides, et traversé par une rivière située à 300 m. Une prise d'eau publique se trouve à un kilomètre en aval, et un complexe comptant des terres humides et un lac partiellement recouverts de glace est situé à deux kilomètres en aval.

En raison de la pente du terrain décrit dans ce scénario, le pétrole s'écoulerait à l'horizontale le long de la pente jusqu'à la rivière se trouvant à proximité. Comme la vitesse de l'eau à la surface de la rivière est d'environ trois kilomètres à l'heure, il est probable que le pétrole brut prendrait environ 20 minutes pour atteindre la prise d'eau située à un kilomètre en aval (avant le déploiement de mesures de confinement).

Intervention

Comme on le décrit dans le scénario de déversement n° 1, l'intervention de TransCanada à la suite de cet incident serait guidée par le système de gestion des interventions d'urgence de TransCanada et les plans d'intervention en cas d'urgence spécifiques au site, qui contiendraient des directives relatives à la notification initiale de l'incident, à l'intervention d'urgence et aux actions requises pour gérer le déversement. La fermeture d'urgence immédiate du pipeline serait déclenchée aussitôt que le centre de contrôle des opérations (CCO) détecterait la fuite.

L'intervention initiale, la notification de l'incident ainsi que la mise en œuvre et l'utilisation de la structure de commandement des interventions et du commandement unifié seraient identiques aux éléments présentés dans le scénario de déversement n° 1. Le commandement unifié approuverait les tactiques d'intervention et les mesures de nettoyage par l'intermédiaire du plan d'action en cas d'incident.

Les utilisateurs de l'aqueduc municipal seraient informés et la prise d'eau publique fermée aussitôt que le déversement serait détecté.

Cours d'eau

Dans ce scénario hypothétique, Énergie Est aurait préalablement préparé et entreposé des barrages flottants et des barrières amovibles à proximité de la prise d'eau publique. Grâce aux activités de formation menées auparavant avec les premiers intervenants municipaux, il faudrait environ une heure ou moins pour déployer des barrages flottants de confinement autour de la prise d'eau publique.

La proximité du déversement et de la prise d'eau publique présenterait un danger pour la santé. Toutefois, comme la prise d'eau est immergée et que le pétrole brut déversé flotte pendant un certain temps, il n'existerait qu'un faible risque que la prise d'eau soit contaminée initialement par le déversement.

Les mesures supplémentaires d'atténuation des effets du déversement comprendraient le déploiement en cascade de dispositifs de déviation et de barrages flottants en plusieurs points en aval. L'ensemble de ce matériel serait déployé au cours des 24 premières heures. Les barrages flottants seraient disposés afin de diriger le pétrole vers le rivage, où il pourrait ensuite être

ramassé à l'aide d'équipement d'aspiration et d'écumeurs de surface. TransCanada mobiliserait également des hélicoptères pour faciliter le déploiement des barrages flottants et transporter l'équipement et les intervenants aux endroits voulus, selon les besoins. Des hélicoptères et des drones seraient également utilisés pour suivre la trajectoire de la nappe de pétrole.

Plans d'eau et eaux stagnantes (lacs et terres humides)

Dans les zones non glacées, le mouvement du pétrole serait surtout influencé par le vent. Le pétrole déversé aurait tendance à se concentrer sur une rive ou une côte ou encore dans un chenal. Les barrages flottants seraient installés pour retenir le pétrole dans cette zone restreinte advenant un changement de direction du vent. Pour collecter le pétrole, on utiliserait des barrages flottants et des sorbants combinés à de l'équipement d'aspiration en surface.

Dans le secteur du lac et des terres humides dans lequel le pétrole serait sous la glace, TransCanada s'assurerait en premier lieu que la glace est suffisamment épaisse pour fournir des conditions de travail sécuritaires. Une surveillance continue des vapeurs pour éviter que les premiers intervenants ne soient exposés à des vapeurs toxiques aura également lieu. Les efforts déployés comprendraient la taille de fentes dans la glace pour faciliter la récupération du pétrole. Ces fentes seraient découpées à l'aide de scies à chaîne, d'égoïnes, de tarières à glace ou d'un certain type de trancheuses ou d'excavatrices afin d'exposer l'eau sous la glace. Des barrages flottants, des pièces de contreplaqué ou d'autres méthodes pour diriger le pétrole exposé vers un point où on pourrait installer un récupérateur ou un équipement d'aspiration seraient utilisés afin de ramasser les matières pétrolières.

Sur le plan pratique, il est souvent impossible d'utiliser de l'équipement lourd sur les terres humides en raison de dommages que cet équipement cause aux plantes et à la faune. Durant la récupération, on utiliserait des embarcations à fond plat et à faible tirant d'eau, des planches ou des pièces de contreplaqué pour limiter les dommages causés par le personnel de récupération. Pour enlever le produit, les intervenants utiliseraient des balais, des pelles et des râteliers afin de récupérer manuellement les matières pétrolières ou accumuler le mélange de pétrole, de neige et de terre en amas qui pourraient être aspirés ou retirés à la main. On couperait la végétation imbibée de pétrole, au lieu de l'arracher, afin d'en favoriser le plus possible la régénération naturelle. Afin de s'assurer que la remédiation est complète, des techniques de biorestauration seraient appliquées, avec l'approbation des organismes de réglementation, afin d'aider l'écosystème naturel à éliminer les résidus de pétrole.

Autres stratégies d'intervention

En plus des méthodes mécaniques mentionnées ci-dessus, le brûlage in situ est une autre mesure d'intervention qui peut se révéler efficace pour éliminer le pétrole déversé sur les lacs et les terres humides. La technique de brûlage in situ n'est généralement pas appliquée dans les cours d'eau à débit rapide. Le brûlage in situ doit être préalablement autorisé par les organismes de réglementation.

Pétrole déposé au fond ou immergé

Même si le pétrole déversé flotte initialement, une partie des matières pétrolières peut être immergée avec le temps en raison de l'altération atmosphérique ou de la sédimentation, de l'ennoisement, de l'échouement et du renflouement. Pour prévenir la migration du pétrole immergé ou déposé au fond, on déploierait des barrages flottants et des barrières spécialisées, y compris des barrages en gabions, pour ramasser et détourner le pétrole vers un endroit où il pourrait être récupéré. De plus, de l'air serait injecté dans une colonne d'eau afin de renflouer le pétrole déposé au fond pour en faciliter la récupération. Dans les endroits où les sédiments de fond seraient

contaminés, on appliquerait des techniques de dragage pour restaurer le substrat. Il est aussi possible de faire appel à des plongeurs pour détecter les zones de contamination et diriger les tactiques de confinement et de récupération.

Nettoyage des rivages

Des Équipes d'évaluation du nettoyage des rivages (EENR) seraient déployées pour déterminer les effets du déversement sur les rivages et les techniques de nettoyage appropriées. Les EENR seraient sur les lieux en 24 heures ou moins et y demeureraient aussi longtemps que nécessaire pour s'assurer de l'achèvement de toutes les activités de nettoyage des rives à l'entière satisfaction des organismes de réglementation.

Stockage et élimination

La totalité du pétrole et des débris huileux récupérés serait placée dans des contenants de stockage temporaires approuvés, ou serait transportée dans un autre site pour le traitement ou la mise au rebut dans des installations approuvées. Le transport des matières résiduelles serait effectué conformément aux approbations réglementaires pertinentes par des entreprises de transport accréditées.

Fin des activités de nettoyage

Il serait mis fin aux activités de nettoyage une fois l'approbation des organismes de réglementation appropriés obtenue. En ce qui trait à l'approvisionnement public en eau, des activités de surveillance environnementale seraient menées, y compris l'analyse d'échantillons d'eau, jusqu'à ce que les paramètres de qualité de l'eau reviennent aux valeurs observées avant le déversement. Les autorités municipales seraient responsables de déterminer à quel moment la prise d'eau pourrait être remise en activité afin d'alimenter de nouveau leur territoire. TransCanada fournirait des sources d'eau potable de remplacement durant la période entre l'incident et la réactivation de l'aqueduc municipal.

Annexe Vol 7-10

Intervention en cas de déversement en milieu marin au terminal maritime de Cacouna



Scénarios de déversement en milieu marin - Terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est et l'Île Rouge

Préparé par la SIMEC~ECRC

Préparé pour Oléoduc Énergie Est Ltée



Le 30 juillet 2014

Déversement à partir d'un navire au terminal maritime de Cacouna

Portée

Dans ce scénario, où le navire est relié à l'installation de manutention d'hydrocarbures (IMH), l'intervention est fondée sur les exigences des installations de manutention d'hydrocarbures et des organismes d'intervention telles que décrites dans la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* et les règlements et normes connexes. La capacité d'intervention supplémentaire, fournie par Énergie Est, sera également prise en compte.

Il est reconnu que la réglementation applicable a été élaborée pour les cas de déversement en milieu marin libre de glace. Les règlements et normes seront appliqués dans la mesure du possible, en tenant compte de modifications adéquates veillant à assurer la sécurité des travailleurs et des options d'intervention appropriées et techniquement réalisables.

Scénario

Dans ce scénario, un déversement a lieu à partir d'un navire à quai à la suite d'une collision au terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est, causant un déversement de 14 000 tonnes de pétrole brut lourd (p. ex. Western Canadian Select). Le déversement se produit sur une période de 12 heures durant le mois de mars. Les hypothèses suivantes ont été établies afin de déterminer le scénario et les diverses options d'intervention :

- Le déversement se produit au bout du quai, à environ 800 m de la rive.
- L'analyse de la trajectoire du déversement, fournie par Énergie Est, indique que dans des eaux libres de glace, le pétrole se propagera à l'extérieur du voisinage immédiat du quai et qu'il pourrait toucher de 60 à 90 km de rivage le long de la rive sud du fleuve Saint-Laurent cinq jours après le déversement initial.
- La dispersion naturelle du pétrole sera ralentie par le temps froid et la présence de glace, mais il est estimé qu'il est possible de retrouver du pétrole dans une zone semblable à celle affectée en cas de déversement en eaux libres de glace après la période de dégel. La figure 1 indique l'étendue potentielle de rivage affecté par le pétrole en raison du déversement ainsi que la couverture de glace habituelle dans la région au mois de mars.
- En raison de l'atmosphérisation et des températures froides, la viscosité du pétrole augmentera, ce qui ralentira sa dispersion, et sa densité augmentera suffisamment pour le rendre naturellement flottant ou plus dense que l'eau de mer et la glace de mer.
- La présence de glace complique la situation et rend incertains le sort et le comportement du pétrole déversé, ce qui doit être pris en compte dans l'élaboration des options d'intervention. Les processus naturels de dispersion et d'atmosphérisation sont habituellement atténués par le temps froid et en présence de glace. Selon la couverture de glace, le pétrole peut rester coincé sous la glace ou entre les écoulements glaciaires, ou peut dériver avec la banquise. Au mois de mars, la couverture de glace sur le fleuve Saint-Laurent varie considérablement, de l'eau libre à la couverture complète, et dépend des marées, des courants et de la direction du vent (voir la figure 2). La présence de glace de rive le long de la majorité du rivage peut être envisagée. Les cartes d'observation des glaces publiées sur le site Web de la Garde côtière canadienne (GCC) ont servi à établir l'estimation de la couverture de glace pour ce scénario

<http://www.marinfo.gc.ca/fr/Glaces/TableauBord.asp>

Plus précisément, aux fins de ce scénario, les conditions de glace suivantes ont été prises en compte :

- la banquise est de 2 km de large sur 25 km de long et elle est située le long de la rive sud du fleuve Saint-Laurent à l'emplacement du terminal; la concentration de glace à proximité du terminal est de 7/10; la concentration de la banquise restante est de 5-6/10;
- les vents et les courants font en sorte que la banquise restera le long du rivage pendant toute la durée des opérations de récupération sur l'eau (10 jours);
- en raison de la présence de glace et la température ambiante, le pétrole reste coincé dans la banquise et la dispersion est minime.
- En raison des conditions rencontrées dans un port désigné (50 % de rivage, 50 % d'eau abritée), le pétrole déversé devrait se disperser comme suit :
 - 50 %, soit 7 000 tonnes, dans les eaux abritées entourant le terminal, dont :
 - 3 500 tonnes récupérables sur la banquise;
 - 3 500 tonnes emprisonnées, encapsulées, poussées sous la banquise, voire inatteignable;
 - 50 %, soit 7 000 tonnes, poussés vers le pied de glace ou la glace de rive, près du rivage.
- La présence d'éléments sensibles dans le secteur, par exemple des oiseaux, des mammifères (y compris le béluga), les activités de pêche et la circulation maritime de plaisance, est réduite durant la saison hivernale.
- Le terminal maritime de Cacouna est un port désigné situé dans un secteur primaire d'intervention au sein de la zone géographique d'intervention de la SIMEC~ECRC. Un centre d'intervention, certifié pour la récupération de 10 000 tonnes en vertu de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*, grâce à l'apport de ressources d'autres centres d'intervention, se trouve à proximité du terminal et peut accueillir 2 500 tonnes. Le centre d'intervention peut accueillir 10 000 tonnes supplémentaires, en plus des exigences établies par la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*.
- La capacité du centre d'intervention de Cacouna comprend de l'équipement permettant une intervention dans des températures froides et des conditions de glace maritime.
- Des ressources additionnelles peuvent être ajoutées en provenance d'autres centres d'interventions de la SIMEC~ECRC et d'autres organismes d'intervention par l'intermédiaire d'accords d'aide mutuelle ou grâce à l'intervention de la GCC.
- Le capitaine du navire a rapporté le déversement à la GCC par l'intermédiaire du numéro de téléphone d'urgence (24 h) des services d'intervention environnementale et indiqué que le propriétaire assumera la responsabilité de l'intervention à titre de partie responsable.
- La GCC veillera à ce que les organismes gouvernementaux (fédéraux, provinciaux et municipaux) appropriés soient notifiés.
- La GCC établira et gèrera une zone de contrôle de navires autour du déversement, avec la capacité d'étendre la zone de contrôle au besoin. Le capitaine du navire aurait communiqué avec la SIMEC~ECRC au moyen de son numéro d'urgence en tout temps, confirmant un contrat avec la SIMEC~ECRC demandant à la SIMEC~ECRC de fournir des services d'intervention pour un déversement d'hydrocarbures en milieu marin.

Première intervention de l'installation de manutention d'hydrocarbures - terminal maritime d'Énergie Est

Dès la découverte de l'incident, l'opérateur du terminal, ou la personne autorisée, mettrait en œuvre le Plan d'urgence en cas de pollution par les hydrocarbures (PUPH), lequel comprendrait le lancement de la récupération mécanique et manuelle à l'aide d'un récupérateur, d'un camion-citerne sous vide et de pompes pour le pétrole lourd déployées au quai, et activerait l'entente entre le propriétaire et la SIMEC~ECRC.

Première intervention sur le navire - propriétaire

Dès la découverte de l'incident, le capitaine du navire, ou la personne autorisée, mettrait en œuvre le plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures et activerait l'entente entre le propriétaire et la SIMEC~ECRC. La GCC aurait été avisée de l'incident et des intentions du propriétaire concernant la gestion de l'intervention. Le propriétaire assumerait la responsabilité de l'intervention.

Déploiement de l'organisme d'intervention - SIMEC~ECRC

L'équipe de gestion des déversements de la SIMEC~ECRC serait déployée et avisée des détails de l'incident. Une intervention serait lancée en fonction des activités décrites à la figure 3 (réaction, récupération sur l'eau et nettoyage du rivage, fin).

Mode d'urgence / phase de réaction

Opérations initiales sur l'eau

Les opérations initiales sur l'eau auraient lieu dans les 6 à 48 heures suivant l'incident et comprendraient ce qui suit :

1. Déploiement des systèmes de récupération dans les eaux non abritées entourant le terminal :
 - a. quatre remorqueurs/navires d'intervention d'Énergie Est dotés d'un récupérateur et d'une capacité de stockage de 50 tonnes
Remarque : Si les remorqueurs/navires d'intervention d'Énergie Est sont nécessaires aux opérations de soutien des navires, d'autres remorqueurs de Québec ou de Sept-Îles pourraient arriver sur le site dans les 12 à 18 heures, afin que les remorqueurs/navires d'intervention d'Énergie Est soient disponibles pour les opérations de récupération du pétrole;
 - b. deux récupérateurs de 384 tonnes/jour (récupérateurs oléophiles à cordes);
 - c. deux récupérateurs de 552 tonnes/jour (récupérateurs à brosses);
 - d. deux barges de stockage de 2 000 tonnes renforcées contre la glace pour servir de lieu de stockage temporaire dans le port de Cacouna.
2. Mise en œuvre de survols par hélicoptère pour assurer le suivi du déplacement du pétrole et de la glace et diriger les opérations de récupération sur l'eau.

Le personnel du centre des opérations

La SIMEC~ECRC dotera en personnel un centre des opérations dont le mandat serait de contribuer à l'élaboration de plans d'action en cas d'incident, notamment en réalisant les activités suivantes :

- Obtenir de l'information concernant l'état de la situation du navire directement du capitaine, ainsi que du propriétaire ou de l'IMH.

- Recueillir les renseignements relatifs à l'incident, comme les conditions météorologiques, les marées, les courants, les propriétés du pétrole, la faune, etc.
- Effectuer l'analyse de la trajectoire du déversement avec l'aide d'Environnement Canada.
- Demander à Transports Canada, par l'intermédiaire du Programme national de surveillance aérienne (PNSA), l'autorisation de survoler la zone.
- Respecter l'ordre de priorité des éléments sensibles établi par les organismes de réglementation, dans la mesure du possible en fonction des conditions de glace.
- Développer des stratégies d'intervention.
- Revoir les procédures réglementaires et opérationnelles concernant le brûlage in situ et l'utilisation d'agents dispersants ainsi que l'analyse de la trajectoire du déversement, les propriétés d'atmosphérisation du pétrole et les conditions environnementales afin de déterminer s'il s'agit d'options d'intervention acceptables.
- Concevoir un plan de santé et sécurité général propre au site.
- Obtenir les autorisations fédérales et provinciales pour le stockage temporaire des déchets solides et liquides.

Approbation du plan d'action en cas d'incident (PAI)

Le PAI consisterait en le déploiement d'équipement d'une capacité de récupération et de stockage sur l'eau de 2 052 tonnes par jour. Une fois le plan présenté par la partie responsable et sous réserve de l'approbation par les autorités, les mesures suivantes seraient prises :

1. Déploiement de deux remorqueurs/navires d'intervention, à partir du terminal d'Énergie Est, chacun doté d'une capacité de récupération de 384 tonnes/jour (récupérateurs oléophiles à câbles) et de 50 tonnes de stockage à bord.
2. Déploiement de deux remorqueurs/navires d'intervention, à partir du terminal d'Énergie Est, chacun doté d'une capacité de récupération de 552 tonnes/jour (récupérateurs oléophiles à brosses) et de 50 tonnes de stockage à bord.
3. Déploiement de deux remorqueurs tirant deux barges de 2 000 tonnes de stockage renforcées contre la glace.
4. Déploiement de deux remorqueurs tirant deux barges renforcées contre la glace d'une capacité de 500 tonnes qui seraient utilisées comme plateformes pour les opérations de nettoyage de la banquise côtière et des rives à l'aide d'un récupérateur à godet de type à brosses ayant une capacité de récupération de 90 tonnes par jour.
5. Mobilisation des systèmes de pompage de pétrole lourd vers le site.
6. Capacité de stockage serait offerte par deux barges d'une capacité de 2 000 tonnes et deux barges d'une capacité de 1 000 tonnes stationnées au port de Cacouna et utilisées pour décharger les réservoirs de stockage sur l'eau.
7. Mise en œuvre des accords avec des installations de traitement des eaux polluées par le pétrole.
8. Surveillance par observation aérienne du mouvement du pétrole, afin de diriger les opérations de récupération et de déterminer les rives qui doivent être nettoyées.
9. Brûlage in situ conformément aux règlements applicables et aux approbations gouvernementales.

Mode de projet

Opérations sur l'eau

Afin de faciliter la récupération du pétrole flottant librement, la SIMEC~ECRC veillerait à ce que des zones de déchargement soient prévues dans le port de Cacouna en vue de l'arrivée et du déploiement d'équipement supplémentaire. Une section du port serait également aménagée pour la décontamination des navires d'intervention. La SIMEC~ECRC demanderait une autorisation pour le stockage temporaire des produits récupérés dans le port, au moyen de camions de pompage, de camions-citerne, de camions à benne munis d'un revêtement et de réservoirs portatifs. D'autres aires de préparation seraient établies dans des lieux avoisinants.

Le pétrole à proximité du poste à quai serait récupéré à l'aide des systèmes déployés sur le quai ou les remorqueurs. Les opérations de récupération sur l'eau dans les eaux abritées seraient réalisées au moyen de récupérateurs afin d'enlever le pétrole se trouvant entre les écoulements glaciaires. Au besoin, les remorqueurs, qui sont en mesure de briser la glace, pourraient libérer le pétrole coincé.

Dans les zones extracôticières, la récupération du pétrole sur l'eau serait effectuée en déployant des récupérateurs dans les zones relativement libres de glace et en utilisant les remorqueurs et les barges pour stocker temporairement le pétrole récupéré.

Dans les secteurs où le pétrole est coincé sous la glace, les remorqueurs serviraient à briser la glace pour libérer le pétrole afin qu'il remonte à la surface. Généralement, les systèmes de remorqueurs et récupérateurs peuvent opérer dans une couverture de glace de 7/10. Les barrières pourraient être déployées pour confiner le pétrole dans les zones où la couverture de glace est de moins de 2/10.

Selon la disponibilité, la GCC pourrait être en mesure de fournir des systèmes de récupération sur l'eau supplémentaires et des brise-glaces pour soutenir les opérations. L'équipement potentiellement disponible consiste en deux récupérateurs d'une capacité de 600 tonnes/jour et deux brise-glaces.

Nettoyage du rivage

Selon le scénario et les modèles de trajectoire du déversement, il est possible que 60 à 90 kilomètres de rivage soient touchés par le déversement. La majeure partie du rivage serait couverte de glace (pied de glace) et de glace de rivage. Les mouvements des marées et des courants causeraient l'entraînement du pétrole sous la glace de rivage et la glace flottant librement en plus de pousser le pétrole sur la surface de la glace.

La SIMEC~ECRC, en consultation avec TransCanada et les organismes pertinents, établirait des équipes constituées de personnes détenant les connaissances nécessaires pour effectuer des relevés et suggérer les stratégies, techniques et critères de traitement en vue du nettoyage.

Les opérations de nettoyage du rivage seraient planifiées au moyen de la Technique d'évaluation pour la restauration des rives (TERR), qui sert à soutenir le processus décisionnel. Comme les conditions de glace fluctuent quotidiennement en fonction des conditions environnementales, le processus devra être adapté pour refléter ces conditions dynamiques. Des équipes seraient déployées, la priorité étant accordée aux secteurs riverains affectés afin de déterminer l'étendue de la situation et de recommander des stratégies, techniques et critères de traitement en vue du nettoyage.

affectée afin d'établir les exigences de traitement. Les équipes de la TERR devraient entreprendre plusieurs relevés à mesure que la glace fondrait sur le rivage en raison de changement de saison.

La SIMEC~ECRC assurerait le traitement des données de la TERR, la production des cartes et le soutien du processus de la TERR dans son ensemble en plus de partager les renseignements avec les organismes concernés au besoin.

La zone de rivage potentiellement affectée par le déversement se caractérise comme suit : 30 % de substrat rocheux, 20 % de plages de sable, 30 % de sédiments mixtes et 20 % de terres humides.

Durant les premières semaines suivant l'incident, la glace de rivage serait présente dans le secteur dans lequel les opérations de nettoyage auraient lieu. L'approche suivante serait adoptée pour le traitement de cette zone :

Glacé de rivage

- Lorsque possible, la lisière de la glace de rivage serait approchée avec une barge de 500 tonnes poussée par un remorqueur, afin d'entreprendre l'enlèvement du pétrole. Des récupérateurs ou d'autres moyens mécaniques (pelles, grattoirs, etc.) seraient utilisés.
- Si possible, la lisière de la glace de rivage serait approchée par voie terrestre pour entreprendre l'enlèvement du pétrole. Des récupérateurs ou d'autres moyens techniques (pelles, grattoirs, etc.) seraient utilisés.
- Le suivi du mouvement du pétrole et les nouveaux dépôts de pétrole sur la lisière de la glace de rivage serait assuré par le processus de la TERR.

Là où le rivage serait accessible en raison de la disparition de la glace, les activités de traitement du rivage, incluant ce qui suit, seraient entreprises en consultation avec les organismes de réglementation :

Substrat rocheux

- Les zones gravement contaminées seraient traitées par nettoyage à haute pression, nettoyage manuel, grattage et absorbants.
- Puisqu'il s'agit d'un rivage très exposé à forte énergie, une restauration naturelle se produirait; un suivi régulier serait assuré par les équipes de la TERR.

Sédiments mixtes

- Le pétrole serait confiné contre le rivage au moyen d'une barrière de confinement. Le pétrole flottant librement serait récupéré. Les matériaux lourdement contaminés seraient récupérés à la main ou par une méthode mécanique. Le pétrole restant et les zones peu contaminées seraient traités par nettoyage par le ressac (c.-à-d. l'utilisation de machinerie lourde pour niveler ou pousser les sédiments contaminés dans la zone des marées, où le mouvement des vagues permettrait de libérer le pétrole, que l'on pourrait alors récupérer au moyen de récupérateurs ou d'absorbants).

Sable

- Le pétrole serait confiné contre le rivage au moyen d'une barrière de confinement. Le pétrole flottant librement serait récupéré. Les matériaux lourdement contaminés seraient récupérés (à la main ou par une méthode mécanique). Dans les secteurs affectés par de basses concentrations de pétrole, le nettoyage par le ressac serait utilisé, tel qu'il est décrit ci-dessus.

Terres humides

- Un plan de traitement spécifique devrait être élaboré pour chaque site en collaboration avec les organismes gouvernementaux.

Gestion des déchets

La partie responsable, avec l'aide de la SIMEC~ECRC, ferait une demande au gouvernement du Québec pour obtenir les endroits et les permis permettant le stockage temporaire des solides et liquides récupérés. La partie responsable et la SIMEC~ECRC collaboreraient pour établir les sites de stockage temporaire. La partie responsable devrait préparer un plan de gestion des déchets visant la gestion à long terme et l'élimination définitive des matériaux récupérés.

Fin

Les organismes de réglementation et la partie responsable évalueraient conjointement les indicateurs de résultats et le travail se poursuivrait jusqu'à l'atteinte de ceux-ci. Le processus de la TERR continuerait de fournir des données pour soutenir le processus décisionnel des organismes concernés.

Annexe Vol 7-11

Intervention en cas de déversement en milieu marin à l'Île Rouge

Déversement à partir d'un navire à l'Île Rouge

Portée

Dans ce scénario, où l'incident se produit quand le navire est en transit, l'intervention est fondée sur les exigences relatives aux organismes d'intervention telles que décrites dans la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* et les règlements et normes connexes. La disponibilité d'une capacité d'intervention supplémentaire sera également prise en compte.

Il est entendu que la réglementation a été élaborée pour les cas de déversement en milieu marin libre de glace. Les règlements et normes seront appliqués dans la mesure du possible, en tenant compte de modifications adéquates veillant à assurer la sécurité des travailleurs et d'options d'intervention appropriées et techniquement réalisables.

Scénario

Dans ce scénario, un déversement a lieu à l'Île Rouge, au milieu du chenal du fleuve Saint-Laurent, au moment où le navire est en transit à partir du terminal maritime, ce qui se traduit par le déversement de 20 000 tonnes de pétrole brut lourd (p. ex. Western Canadian Select). Le déversement se produit sur une période de 12 heures durant le mois de mars. Les hypothèses suivantes ont été établies afin de déterminer le scénario et les diverses options d'intervention :

- Le lieu du déversement est l'Île Rouge.
- L'analyse de la trajectoire du déversement, fournie par Énergie Est, indique que dans des eaux libres de glace, le pétrole pourrait toucher de 60 à 90 kilomètres de rivage le long de la rive sud du fleuve Saint-Laurent cinq jours après le déversement initial.
- La dispersion naturelle du pétrole sera ralentie par temps froid et la présence de glace, mais on estime qu'on pourrait retrouver du pétrole dans une zone semblable à celle touchée en cas de déversement en eaux libres de glace après la période de dégel. La figure 1 indique l'étendue potentielle de rivage touché par le pétrole en raison du déversement ainsi que la couverture de glace habituelle dans la région au mois de mars.
- En raison de l'atmosphérisation et des températures froides, la viscosité du pétrole augmentera, ce qui ralentira sa dispersion, et sa densité augmentera suffisamment pour le rendre naturellement flottant ou plus dense que l'eau de mer et la glace de mer.
- La présence de glace complique la situation et rend incertains le devenir et le comportement du pétrole déversé, ce qui doit être pris en compte dans l'élaboration des options d'intervention. Les processus naturels de dispersion et d'atmosphérisation sont habituellement atténués par temps froid et en présence de glace. Selon la couverture de glace, le pétrole peut rester coincé sous la glace ou entre les écoulements glaciaires, ou peut dériver avec la banquise.
- Au mois de mars, la couverture de glace sur le fleuve Saint-Laurent varie considérablement, de l'eau libre à la couverture complète, et dépend des marées, des courants et de la direction du vent (voir la figure 2). On peut s'attendre à la présence de glace de rive le long de la majorité du rivage. Les cartes d'observation des glaces publiées sur le site Web de la Garde côtière canadienne (GCC) ont servi à établir l'estimation de la couverture de glace pour ce scénario (<http://www.marinfo.gc.ca/fr/Glaces/TableauBord.asp>).

Plus précisément, aux fins de ce scénario, les conditions de glace suivantes ont été prises en compte :

- À proximité du site de déversement (Île Rouge), la couverture de glace se situe entre 0/10 et 3/10 et la concentration de glace augmente vers le rivage.
- La banquise rapprochée du rivage est de 2 km de large sur 25 km de long et elle se situe le long de la rive sud du fleuve Saint-Laurent; le long du rivage, la concentration de la glace est de 7/10; la concentration de la banquise restante est de 5-6/10.
- Les vents et les courants poussent le pétrole vers la rive sud et font en sorte que la banquise restera le long du rivage pendant toute la durée des opérations de récupération sur l'eau (10 jours).
- Vu la présence de glace et la température ambiante, le pétrole reste coincé dans la banquise et la dispersion est minime.
- En raison des conditions rencontrées dans la principale zone d'intervention (50 % de rivage, 30 % d'eaux abritées et 20 % d'eaux non abritées), le pétrole déversé devrait se disperser comme suit :
 - 50 %, soit 10 000 tonnes, dans les eaux abritées ou non abritées, dont :
 - 4 000 tonnes récupérables dans un environnement non abrité (banquise de 0/10 à 3/10);
 - 6 000 tonnes récupérables dans un environnement abrité (couverture de glace de 4/10 à 6/10);
 - De ces 6 000 tonnes, la moitié sera poussée vers le rivage et sera coincée, encapsulée ou poussée sous la banquise, voire inatteignable
 - 3 000 tonnes seront récupérées au moyen de récupérateurs
 - 50 %, soit 10 000 tonnes, poussés vers le pied de glace ou la glace de rive, près du rivage.
- La présence d'éléments sensibles dans le secteur, par exemple des oiseaux, des mammifères (y compris le béluga), les activités de pêche et la circulation maritime de plaisance, est réduite durant la saison hivernale.
- Le terminal maritime de Cacouna est un port désigné situé dans un secteur primaire d'intervention au sein de la zone géographique d'intervention de la SIMEC~ECRC. Un centre d'intervention, certifié pour la récupération de 10 000 tonnes, en vertu de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*, grâce à l'apport de ressources d'autres centres d'intervention, se trouve à proximité du terminal et peut accueillir 2 500 tonnes. Le centre d'intervention peut accueillir 10 000 tonnes supplémentaires, en plus des exigences établies par la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada*.
- La capacité du centre d'intervention de Cacouna comprend de l'équipement permettant une intervention dans des températures froides et des conditions de glace maritime.
- Des ressources additionnelles peuvent être ajoutées en provenance d'autres centres d'interventions de la SIMEC~ECRC et d'autres organismes d'intervention par l'intermédiaire d'accords d'aide mutuelle ou grâce à l'intervention de la GCC.
- Le capitaine du navire a rapporté le déversement à la GCC par l'intermédiaire du numéro de téléphone d'urgence des services d'intervention environnementale et indiqué que le propriétaire assumera la responsabilité de l'intervention à titre de partie responsable.

- La GCC veillera à ce que les organismes gouvernementaux (fédéraux, provinciaux et municipaux) appropriés soient informés.
- La GCC établira et gèrera une zone de contrôle de navires autour du secteur du déversement, avec la capacité d'étendre la zone de contrôle.
- Le capitaine du navire aurait communiqué avec la SIMEC~ECRC au moyen de son numéro d'urgence en tout temps, confirmant un contrat avec la SIMEC~ECRC demandant à la SIMEC~ECRC de fournir des services d'intervention pour un déversement d'hydrocarbures en milieu marin.

Première intervention sur le navire - propriétaire

Dès la découverte de l'incident, le capitaine du navire, ou la personne autorisée, mettrait en œuvre le plan d'urgence de bord contre la pollution par les hydrocarbures et activerait l'entente entre le propriétaire et la SIMEC~ECRC. La GCC aurait été avisée de l'incident et des intentions du propriétaire concernant la gestion de l'intervention. Le propriétaire assumerait la responsabilité de l'intervention.

Déploiement de l'organisme d'intervention - SIMEC~ECRC

L'équipe de gestion des déversements de la SIMEC~ECRC serait déployée et avisée des détails de l'incident. Une intervention serait lancée en fonction des activités décrites à la figure 3 (réaction, récupération sur l'eau et nettoyage du rivage, fin).

Mode d'urgence / phase de réaction

Opérations initiales sur l'eau

Les opérations initiales sur l'eau auraient lieu dans les 12 à 48 heures suivant l'incident et comprendraient ce qui suit :

1. Déploiement des systèmes de récupération dans les eaux non abritées entourant le lieu du déversement.
 - a. un remorqueur/navire d'intervention d'Énergie Est doté de 50 tonnes de stockage et d'un récupérateur pour les opérations de confinement et de récupération sur le lieu du déversement au moyen d'une barrière de retenue (si les conditions de glace le permettent).
 - b. trois remorqueurs/navires d'intervention d'Énergie Est chacun doté de 50 tonnes de stockage et d'un récupérateur de côté adapté à la glace. Remarque : Si les remorqueurs/navires d'intervention d'Énergie Est sont nécessaires aux opérations de soutien des navires, d'autres remorqueurs de Québec ou de Sept-Îles pourraient arriver sur le site dans les 12 à 18 heures, afin que les remorqueurs/navires d'intervention d'Énergie Est soient disponibles pour les opérations de récupération du pétrole.
 - c. trois récupérateurs de 384 tonnes/jour (récupérateurs à brosses)
 - d. un récupérateur de 552 tonnes/jour (récupérateur à brosses)
 - e. deux barges de stockage de 2 000 tonnes renforcées contre la glace pour servir de lieu de stockage temporaire dans le port de Cacouna
2. Mise en œuvre de survols pour assurer le suivi du déplacement du pétrole et des glaces et diriger les opérations de récupération sur l'eau.

Centre des opérations

La SIMEC~ECRC mettrait en place un centre des opérations dont le mandat serait de contribuer à l'élaboration de plans d'action en cas d'incident, notamment en réalisant les activités suivantes :

- Obtenir l'état de la situation du navire directement du capitaine, ainsi que du propriétaire ou de l'IMH.
- Recueillir les renseignements relatifs à l'incident, comme les conditions météorologiques, les marées, les courants, les propriétés du pétrole, la faune, etc.
- Effectuer l'analyse de la trajectoire du déversement avec l'aide d'Environnement Canada.
- Demander à Transports Canada, par l'intermédiaire du Programme national de surveillance aérienne (PNSA), l'autorisation de survoler la zone.
- Respecter l'ordre de priorité des éléments sensibles établi par les organismes de réglementation, dans la mesure du possible en fonction des conditions de glace.
- Établir les stratégies d'intervention.
- Revoir les procédures réglementaires et opérationnelles concernant le brûlage in situ et l'utilisation d'agents dispersants ainsi que l'analyse de la trajectoire du déversement, les propriétés d'atmosphérisation du pétrole et les conditions environnementales afin de déterminer s'il s'agit d'options d'intervention acceptables.
- Concevoir un plan de santé et sécurité général et propre au site.
- Obtenir les autorisations fédérales et provinciales pour le stockage temporaire des déchets solides et liquides.

Approbation du plan d'action en cas d'incident (PAI)

Le plan d'action en cas d'incident consisterait en le déploiement d'équipement d'une capacité de récupération et de stockage sur l'eau de 3 068 tonnes par jour. Une fois le plan présenté par la partie responsable, et sous réserve de l'approbation par les autorités, les mesures suivantes seraient prises :

1. Déploiement de deux remorqueurs/navires d'intervention, à partir du terminal d'Énergie Est, chacun doté d'une capacité de récupération de 384 tonnes/jour (récupérateurs oléophiles à câbles) et de 50 tonnes de stockage à bord
2. Déploiement de deux remorqueurs/navires d'intervention, à partir du terminal d'Énergie Est, chacun doté d'une capacité de récupération de 552 tonnes/jour (récupérateurs oléophiles à brosses) et de 50 tonnes de stockage à bord
3. Déploiement de quatre systèmes de balayage dotés d'une barrière de 125 mètres et d'un récupérateur d'une capacité de 254 tonnes/jour chacun (récupérateur à brosses), si les conditions de glace le permettent.
4. Déploiement d'un remorqueur tirant une barge de 2 000 tonnes de stockage renforcée contre la glace.
5. La capacité totale de stockage serait atteinte au moyen de barges (2 x 2 000 tonnes et 2 x 1 000 tonnes) stationnées dans le port de Cacouna et servant à décharger le pétrole stocké au large.
6. Mobilisation de systèmes de pompage du pétrole lourd au port pour vider les barges.
7. Déploiement de deux remorqueurs tirant deux barges renforcées contre la glace d'une capacité de 500 tonnes servant de plateformes pour la glace de rive et les opérations de nettoyage du rivage, chacune pouvant récupérer 90 tonnes par jour (récupérateurs à brosses).
8. Mobilisation d'un pétrolier vide afin d'augmenter la capacité de stockage (p. ex. le Thalassa Desgagnés a une capacité d'environ 10 000 tonnes et peut manœuvrer dans les glaces).

9. Conclusion d'accords avec des installations de traitement traitant les eaux polluées au pétrole.
10. En raison des possibles conditions dynamiques des glaces, des observations aériennes de plus longue durée seraient réalisées pour assurer le suivi du mouvement du pétrole afin de diriger les opérations de récupération et de déterminer les zones riveraines à nettoyer.
11. Brûlage in situ conformément aux règlements applicables dans des lieux déterminés.

Mode de projet

Opérations sur l'eau

Afin de faciliter la récupération du pétrole flottant librement, la SIMEC~ECRC veillerait à ce que des zones de déchargement soient prévues dans le port de Cacouna en vue de l'arrivée et du déploiement d'équipement supplémentaire. Une section du port serait également aménagée pour la décontamination des navires d'intervention. La SIMEC~ECRC demanderait une autorisation pour le stockage temporaire des produits récupérés dans le port, au moyen de camions de pompage, de camions-citerne, de camions à benne munis d'un revêtement et de réservoirs portatifs. D'autres zones de déchargement seraient établies à Rivière-du-Loup et Rimouski.

Les opérations de récupération sur l'eau dans les eaux abritées seraient réalisées au moyen de récupérateurs afin d'enlever le pétrole se trouvant entre les écoulements glaciaires. Au besoin, les remorqueurs, qui sont en mesure de briser la glace, pourraient libérer le pétrole coincé.

Dans les zones situées plus au large, la récupération du pétrole sur l'eau serait effectuée en déployant des récupérateurs dans les zones relativement libres de glace et en utilisant les remorqueurs et les barges pour stocker temporairement le pétrole récupéré.

Dans les secteurs où le pétrole est coincé sous la glace, les remorqueurs serviraient à briser la glace pour libérer le pétrole afin qu'il remonte à la surface. Généralement, les systèmes de remorqueurs et récupérateurs peuvent opérer dans une couverture de glace de 7/10. Les barrières pourraient être déployées pour confiner le pétrole dans les zones où la couverture de glace est de moins de 2/10.

Selon la disponibilité, la GCC pourrait être en mesure de fournir des systèmes de récupération sur l'eau supplémentaires et des brise-glaces pour soutenir les opérations. L'équipement potentiellement disponible consiste en deux récupérateurs d'une capacité de 600 tonnes/jour et deux brise-glaces.

Nettoyage du rivage

Selon le scénario et les modèles de trajectoire du déversement, il est possible que 60 à 90 kilomètres de rivage soient touchés par le déversement. La majeure partie du rivage serait couverte de glace (pied de glace) et de glace de rivage. Les mouvements des marées et des courants causeraient l'entraînement du pétrole sous la glace de rivage et la glace flottant librement en plus de pousser le pétrole sur la surface de la glace.

La SIMEC~ECRC, en consultation avec TransCanada et les organismes pertinents, composerait des équipes constituées de personnes détenant les connaissances nécessaires pour effectuer des relevés et suggérer les stratégies, techniques et critères de traitement en vue du nettoyage.

Les opérations de nettoyage du rivage seraient planifiées au moyen de la Technique d'évaluation pour la restauration des rives (TERR), qui sert à soutenir le processus décisionnel. Comme les conditions de glace fluctuent quotidiennement en fonction des conditions environnementales, le processus devra être adapté pour refléter ces conditions dynamiques. Des équipes seraient déployées, la priorité étant accordée aux secteurs riverains touchés afin de déterminer l'étendue de la situation et de recommander des stratégies, techniques et critères de traitement en vue du nettoyage.

Les équipes de la TERR couvriraient également toute la zone touchée ou susceptible d'avoir été touchée afin d'établir les exigences de traitement. Les équipes de la TERR devraient entreprendre plusieurs relevés à mesure que la glace fondrait sur le rivage en raison de changement de saison.

La SIMEC-ECRC assurerait le traitement des données de la TERR, la production des cartes et le soutien du processus de la TERR dans son ensemble en plus de partager les renseignements avec les organismes concernés au besoin.

La zone de rivage potentiellement touchée par le déversement se caractérise comme suit : 30 % de substrat rocheux, 20 % de plages de sable, 30 % de sédiments mixtes et 20 % de terres humides.

Durant les premières semaines suivant l'incident, la glace de rivage serait présente dans le secteur dans lequel les opérations de nettoyage auraient lieu. L'approche suivante serait adoptée pour le traitement de cette zone :

Glacé de rivage

- Lorsque possible, la lisière de la glace de rivage serait approchée avec une barge de 500 tonnes poussée par un remorqueur, afin d'entreprendre l'enlèvement du pétrole. Des récupérateurs ou d'autres moyens techniques (pelles, grattoirs, etc.) seraient utilisés.
- Si possible, la lisière de la glace de rivage serait approchée par voie terrestre pour entreprendre l'enlèvement du pétrole. Des récupérateurs ou d'autres moyens techniques (pelles, grattoirs, etc.) seraient utilisés.
- Le suivi du mouvement du pétrole et de la repollution de la lisière de la glace de rivage serait assuré par le processus de la TERR.

Là où le rivage serait accessible en raison de la disparition de la glace, les activités de traitement du rivage, incluant ce qui suit, seraient entreprises en consultation avec les organismes de réglementation :

Substrat rocheux

- Les zones gravement touchées seraient traitées par nettoyage à haute pression, nettoyage manuel, grattage et absorbants.
- Puisqu'il s'agit d'un rivage très exposé à forte énergie, une restauration naturelle se produirait; un suivi régulier serait assuré par les équipes de la TERR.

Sédiments mixtes

- Le pétrole serait confiné contre le rivage au moyen d'une barrière de confinement. Le pétrole flottant librement serait récupéré. Les matériaux lourdement contaminés seraient récupérés à la main ou par une méthode mécanique. Le pétrole restant et les zones peu contaminées seraient traités par nettoyage par le ressac (c.-à-d. l'utilisation de machinerie lourde pour niveler ou pousser les sédiments contaminés dans la zone des marées, où le mouvement des vagues permettrait de libérer le pétrole, que l'on pourrait alors récupérer au moyen de récupérateurs ou d'absorbants).



Sable

- Le pétrole serait confiné contre le rivage au moyen d'une barrière de confinement. Le pétrole flottant librement serait récupéré. Les matériaux lourdement contaminés seraient récupérés (à la main ou par une méthode mécanique). Dans les secteurs peu touchés, le nettoyage par le ressac serait utilisé, tel qu'il est décrit ci-dessus.

Terres humides

- Un plan de traitement spécifique devrait être élaboré pour chaque site en collaboration avec les organismes gouvernementaux.

Gestion des déchets

La partie responsable, avec l'aide de la SIMEC~ECRC, ferait une demande au gouvernement du Québec pour obtenir les endroits et les permis permettant le stockage temporaire des solides et liquides récupérés. La partie responsable et la SIMEC~ECRC collaboreraient pour établir les sites de stockage temporaire. La partie responsable devrait préparer un plan de gestion des déchets visant la gestion à long terme et l'élimination définitive des matériaux récupérés.

Fin

Les organismes de réglementation et la partie responsable évalueraient conjointement les indicateurs de résultats et le travail se poursuivrait jusqu'à l'atteinte de ceux-ci. Le processus de la TERR continuerait de fournir des données pour soutenir le processus décisionnel des organismes concernés.

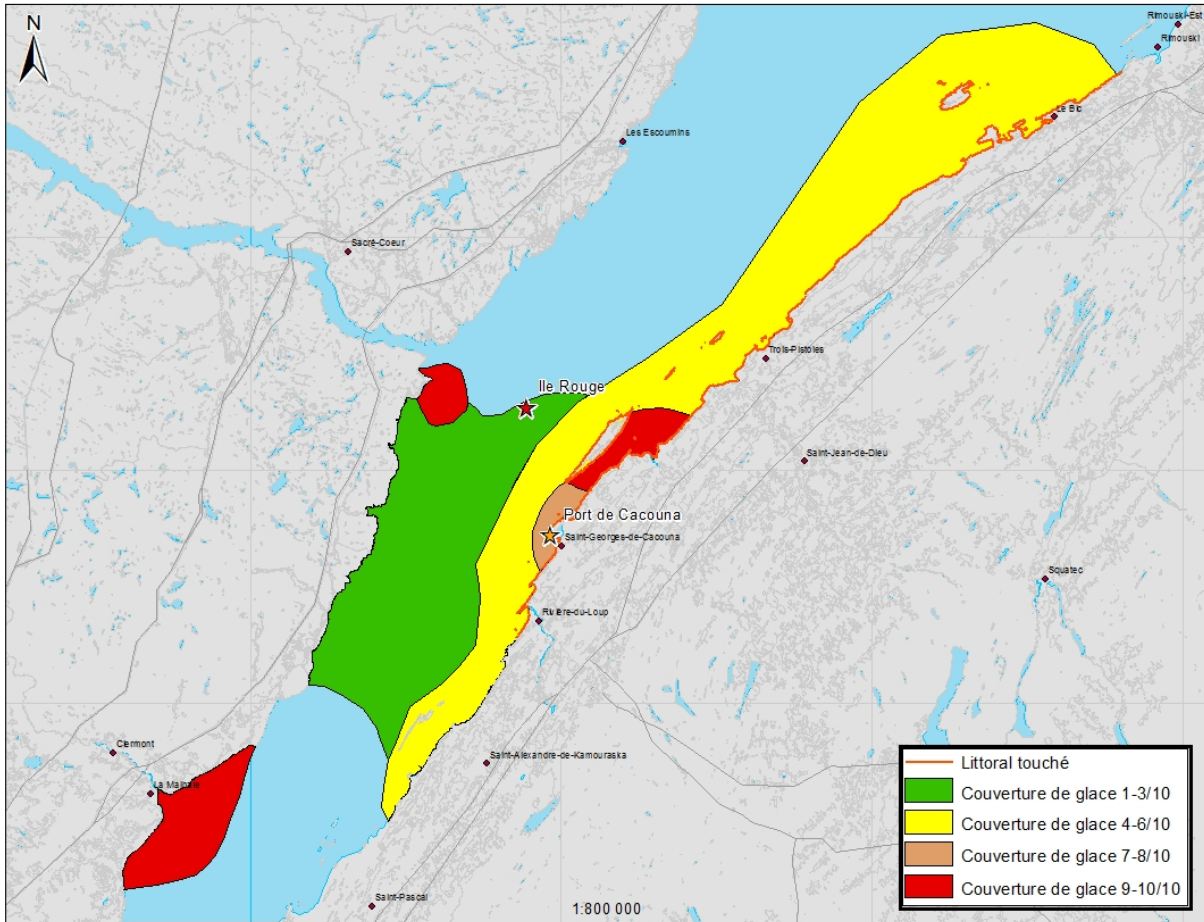


Figure 1. Carte montrant le mazoutage potentiel du rivage à la suite d'un incident au terminal maritime de Cacouna et dans le chenal du Fleuve Saint-Laurent ainsi que la couverture de glace habituelle au mois de mars.

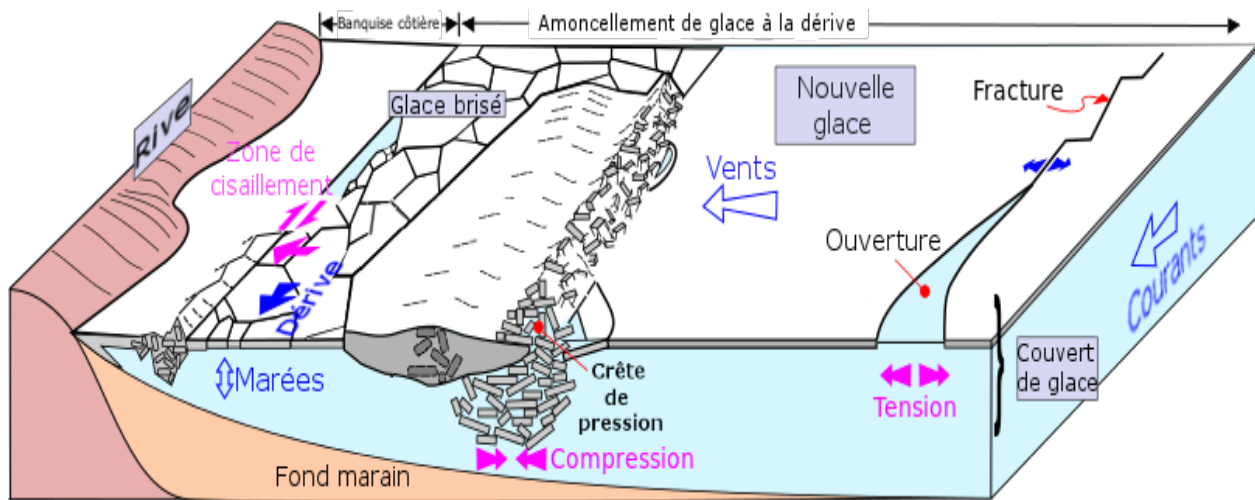


Figure 2. Exemple de répartition habituelle de la glace de mer

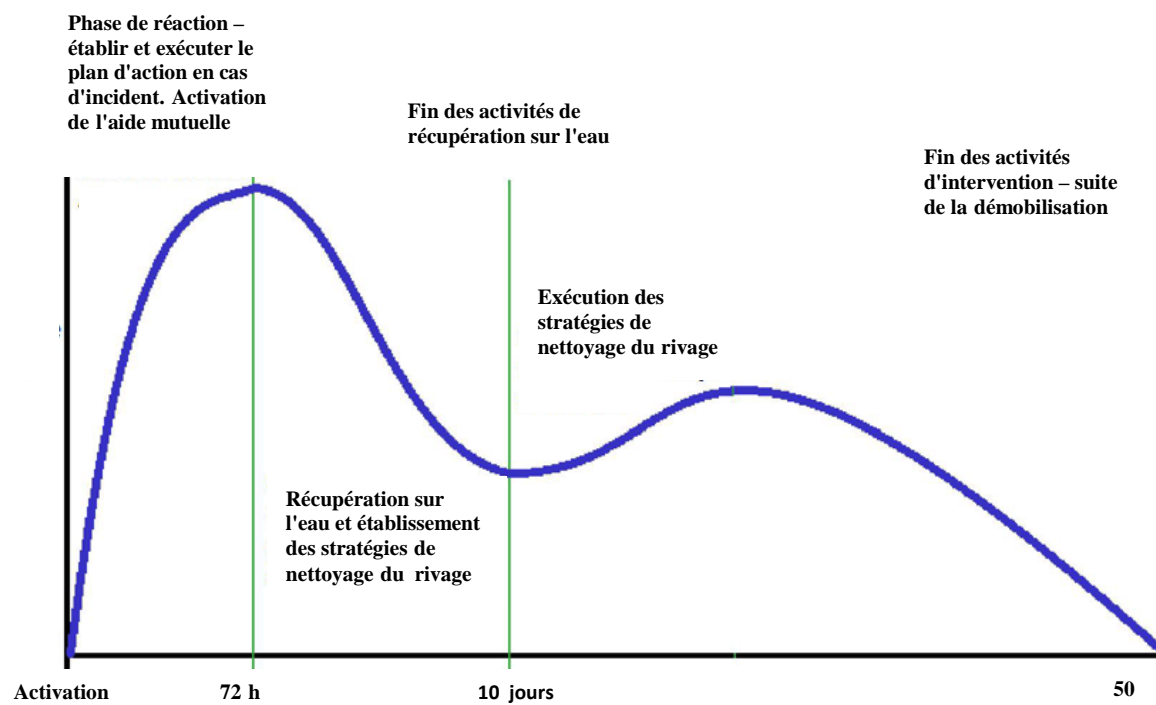


Figure 3. Activités d'intervention sur une période de 50 jours

Annexe Vol 7-12

Intervention en cas de déversement en milieu marin au terminal maritime Énergie Est Canaport



Énergie Est Canaport – Déversement à partir de l'installation de manutention d'hydrocarbures

Portée

La réponse au scénario décrit ci-après par l'installation de manutention d'hydrocarbures (IMH) est fondée sur le respect ou le dépassement des normes et des règlements relatifs aux IMH, découlant de la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* (LMMC 2001), lesquels exigent que les hydrocarbures sur l'eau soient confinés en une heure et que les opérations de récupération commencent dans les six heures.

Scénario

Dans ce scénario, un déversement se produit pendant l'été, au cours de la marée montante, en raison d'une défaillance de la connexion du bras de chargement au collecteur du navire pendant le chargement. Environ 80 tonnes de pétrole brut pénètrent dans le milieu marin.

Notification

Le déversement est immédiatement détecté par l'exploitant du terminal maritime qui active le dispositif d'interruption d'urgence des opérations commerciales à l'aide d'un bouton-poussoir situé dans l'abri du responsable du point d'accostage, qui met les pompes de chargement hors tension et ferme toutes les soupapes actives de chargement du navire. Le responsable du point d'accostage alerte par radio le superviseur du terminal et le bâtiment des installations locales, lesquels ont déjà été avertis par l'alarme sonore du dispositif d'interruption d'urgence des opérations commerciales. L'équipage du navire est notifié par radio et par l'alarme sonore. En raison de la proximité, le superviseur du terminal informe également le terminal méthanier et les installations extracôtières de Canaport de l'incident.

Lorsqu'il est informé du déversement, le superviseur du terminal assume le rôle de commandant du lieu de l'incident et avise la Garde côtière canadienne (GCC) en composant le numéro accessible en tout temps (24h) pour les cas d'interventions environnementales d'urgence. La GCC veille à ce que les organismes gouvernementaux appropriés soient informés du déversement. Le commandant du lieu de l'incident assume la responsabilité de la santé et de la sécurité de tous les intervenants, ainsi que de la conduite de l'évaluation initiale du déversement (c.-à-d. type d'hydrocarbures, volume, lieu, conditions météorologiques, etc.). Il assure la surveillance aérienne des vapeurs dangereuses afin d'assurer la sécurité des intervenants. Une fois que le site est jugé sécuritaire pour les premiers intervenants, le personnel d'Énergie Est Canaport et le navire de réserve sous contrat pour les interventions amorcent les opérations de confinement et de récupération. Énergie Est Canaport mobilise également ALERT pour les services d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures.



Intervention initiale – Énergie Est Canaport

Suivant le Plan d'urgence contre la pollution par les hydrocarbures (PUPH) des IMH, l'intervention initiale du personnel d'Énergie Est Canaport viserait à arrêter la source et à confiner les hydrocarbures déversés, en utilisant un barrage flottant préparé et un navire de réserve pour les interventions en cas de déversement. L'exploitant du terminal confirmerait que le barrage flottant est en place et qu'il a confiné la majeure partie des hydrocarbures déversés.

L'équipe de gestion des déversements d'ALERT serait mobilisée et informée des détails de l'incident et commencerait le déploiement du barrage flottant de confinement sur l'eau et de l'équipement de récupération, y compris :

- a. Barrage flottant de 1 000 pieds
- b. Récupérateur d'une capacité de 144 tonnes par jour
- c. Un navire d'intervention d'urgence
- d. Un réservoir de stockage sur l'eau d'une capacité de 10 tonnes

ALERT – Plan d'action en cas d'incident (PAI)

De plus, ALERT mettrait au point un plan d'action en cas d'incident (PAI) fondé sur les éléments suivants :

- Obtention de renseignements à jour sur les particularités de l'incident, y compris la météo, les marées, les courants, l'observation aérienne et les propriétés du pétrole, etc.
- Modélisation de la trajectoire du déversement
- Ordonnancement des aspects sensibles selon leur priorité
- Élaboration d'une stratégie d'intervention
- Examen des procédures de brûlage in situ et d'utilisation d'agents dispersants pour déterminer si elles représentent des options d'intervention viables, compte tenu de la trajectoire du déversement. Ceci comprendrait la transmission de demandes d'autorisation pour employer ces méthodes, si celles-ci sont déterminées d'être appropriées
- Élaboration de plans de santé et de sécurité d'ordre général et propre au site
- Obtention des approbations et des permis fédéraux et provinciaux pour le stockage temporaire des résidus liquides et solides
- Mobilisation de travailleurs pour l'exécution des opérations de nettoyage sur les rives

Approbation du plan d'action en cas d'incident (PAI)

Une fois le PAI approuvé par Énergie Est Canaport, les actions suivantes seraient exécutées :

1. Un navire d'intervention d'ALERT déploierait un barrage flottant de confinement secondaire à l'ouest (direction du vent dominant) du barrage flottant de confinement principal afin de créer une deuxième ligne de défense pour le cas où le produit s'échapperait à l'extérieur de la zone délimitée par le barrage flottant principal.
2. Afin de protéger les secteurs sensibles, un barrage flottant de 1 000 pieds serait déployé le long de la rive à l'ouest du quai afin d'intercepter le produit qui s'est échappé du confinement principal.
3. Récupération en eau libre - le déploiement d'un système de balayage Current Buster sera effectué pour la récupération des hydrocarbures flottant librement. Cela comprend :



- Une unité Current Buster - Système de balayage à haute vitesse à barrage flottant en nasse permettant de séparer le pétrole de l'eau
 - Une unité Boom Vane – Module à aubes permettant de remorquer un barrage flottant Current Buster à l'aide d'un seul navire
 - Un navire d'intervention d'urgence
 - Un réservoir de stockage sur l'eau d'une capacité de 50 tonnes
 - Récupérateur d'une capacité de 144 tonnes par jour
 - Un navire d'intervention pour le transport de réservoirs de stockage vers des sites de stockage secondaires.
4. Énergie Est Canaport accorderait un contrat à l'Atlantic Wildlife Institute (AWI) pour la surveillance de la faune autour du déversement.
 5. Une surveillance aérienne serait lancée pour déterminer la taille du déversement et effectuer le suivi du mouvement des hydrocarbures.

ALERT veillerait à ce qu'une zone de préparation soit établie au quai 20 du port de Saint John pour le déploiement de l'équipement et la décontamination des navires d'intervention. ALERT demanderait également l'autorisation d'entreposer temporairement les matières récupérées sur le quai 20 à l'aide de camions-vidange, de camions-citernes, de camions à rebuts à bennes doublées et de réservoirs de fracturation.

Nettoyage du rivage

Les opérations de nettoyage des rivages seraient lancées par le déploiement des équipes appliquant la technique d'évaluation pour la restauration des rives (TERR) sur les rives qui seraient :

- A. Menacées de pollution par les hydrocarbures, selon la trajectoire du déversement. Les équipes TERR recommanderaient l'enlèvement des débris libres de la zone intertidale. Elles recommanderaient aussi des techniques de nettoyage devant être mises en œuvre sur les plages polluées par des hydrocarbures et détermineraient l'équipement particulier nécessaire, ou l'installation d'un barrage flottant de protection s'il y a des secteurs sensibles dans la zone.
- B. Déjà polluées par des hydrocarbures, pour déterminer l'ampleur du mazoutage, recommander des stratégies de nettoyage et déterminer l'équipement nécessaire aux activités de nettoyage.

ALERT, en consultation avec la Table scientifique (pourrait consister de représentants de la GCC, d'Environnement Canada (EC), de Transports Canada (TC), du gouvernement local, des communautés autochtones et d'autres parties prenantes), formerait les équipes TERR composées de personnes possédant les compétences nécessaires pour suggérer des stratégies et des techniques de nettoyage appropriées.

L'information recueillie et transmise à ALERT par les équipes TERR confirmerait qu'un km de rivages a été pollué par des hydrocarbures. Quatre-vingt-quinze pour cent (950 m) de ce kilomètre de rives sont composés de substrats rocheux et 5 % (50 m) de sédiments mixtes. En consultation avec Environnement Canada, les interventions suivantes seraient amorcées sur le rivage :



Substrat rocheux

- 900 m des rives rocheuses correspondraient à un rivage de haute énergie. Cette section serait nettoyée par récupération naturelle et ferait l'objet d'une surveillance régulière par les équipes TERR. De plus, des barrages flottants seraient déployés dans des endroits stratégiques et on utiliserait des systèmes de lavage haute pression pour récupérer le pétrole incrusté.
- 50 m des rives rocheuses correspondraient à un rivage de faible énergie. Cette section serait nettoyée en combinant la coupe de la végétation à des techniques de récupération naturelle.

Sédiments mixtes

- Le pétrole serait confiné sur le rivage à l'aide de barrages flottants. Les débris libres pollués par des hydrocarbures seraient retirés et de la machinerie lourde serait utilisée pour niveler ou pousser les sédiments contaminés sur la plage dans la zone intertidale. L'action des vagues extrairait le pétrole des sédiments. On pourrait ensuite récupérer les hydrocarbures à l'aide de systèmes d'écumeur et de produits absorbants.

Gestion des déchets

ALERT et Énergie Est Canaport collaboreraient pour établir des sites de stockage temporaires. Énergie Est Canaport superviserait la gestion à long terme et l'élimination des matériaux récupérés grâce à l'utilisation d'installations accréditées de gestion et d'élimination des déchets.

Clôture et retrait

Il est estimé que les opérations de récupération sur l'eau seraient achevées environ 24 heures après notification. Les opérations de nettoyage des rives seraient achevées environ deux jours après notification. Après un dernier examen des données des TERR et des recommandations, le commandant du lieu de l'incident et la Table scientifique détermineraient que le déversement a été nettoyé de façon adéquate avant de conclure les opérations d'intervention. Les opérations du terminal maritime, y compris le chargement du pétrolier, ne reprendraient qu'après approbation par les organismes de réglementation.



12.6.4 - Rejets dans le milieu marin :

Les interventions maritimes sont généralement fondées sur des plans propres aux sites qui décrivent les stratégies visant à assurer la sécurité du personnel, à protéger les secteurs sensibles, à confiner et récupérer les hydrocarbures et à minimiser les effets sur l'environnement. Les déploiements suivants sont des interventions maritimes types :

- barrage flottant de confinement au site de déversement pour confiner tout rejet additionnel;
- systèmes de balayage sur l'eau pour la récupération des hydrocarbures flottant librement;
- récupérateurs sur l'eau pour appuyer le barrage flottant de confinement et les systèmes de balayage;
- barrage flottant de protection et de déviation pour protéger les secteurs sensibles;
- autres techniques d'intervention, comme les dispersants chimiques et le brûlage in situ. Ces interventions ne disposent que d'une fenêtre d'efficacité limitée et doivent être approuvées par la Table scientifique;
- les équipes TERR sont composées des individus qui possèdent les compétences nécessaires pour suggérer des stratégies et des techniques de nettoyage appropriées;
- techniques de nettoyage des rives, telles que le rinçage à l'eau, les retraits naturel et manuel et le nettoyage chimique;
- équipes d'effarouchement de la faune pour éloigner les animaux sauvages du site de déversement;
- surveillance et suivi grâce à l'utilisation de survols (le jour) et bouées de surveillance de la trajectoire du déversement (la nuit ou dans des conditions brumeuses).

Annexe Vol 7-13

Intervention en cas de déversement en milieu marin dans la baie de Fundy



Scénario de déversement de pétrole – 10 000 tonnes

Portée

Le scénario d'intervention décrit ci-après est fondé sur le respect ou le dépassement des exigences du Règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures intégrés à la *Loi de 2001 sur la marine marchande du Canada* (LMMC 2001), qui stipule que le pétrole déversé sur l'eau doit être ramassé dans un délai de 10 jours et que les activités de récupération sur le rivage doivent être terminées en 50 jours ou moins. Dans ce scénario, on pose l'hypothèse que la plupart des activités de récupération sont faites de jour seulement.

Au moment de la mise au point d'un plan d'action en cas d'incident (PAI) devant être approuvé par la partie responsable (le propriétaire du navire), ALERT discute des stratégies planifiées et de l'exécution du PAI avec les membres de la Table scientifique (formée de représentants des gouvernements fédéral, provincial et municipal, des communautés autochtones et d'autres parties prenantes).

Scénario

Le 5 juin 2014, une collision s'est produite vers 8 h dans le port de Saint John, au Nouveau-Brunswick, entre un porte-conteneurs en partance et un pétrolier de type Suezmax qui entrait dans le port. La collision a endommagé les réservoirs gauches 5 et 6 du pétrolier à environ 40 % de leur profondeur et au-dessus de la ligne de flottaison. Cette collision a entraîné le déversement de 10 000 tonnes de pétrole brut.

- Transport Canada a demandé aux capitaines des deux navires impliqués de se mettre à l'ancre, avec l'aide de remorqueurs, pour permettre l'évaluation des dommages.
- L'équipage du porte-conteneurs n'a signalé aucun rejet environnemental à ce moment.
- L'équipage du pétrolier a indiqué qu'il procédait au transfert de sa cargaison des réservoirs endommagés et n'a signalé aucun autre déversement de pétrole brut à ce moment.
- Le capitaine du pétrolier a rapporté le déversement à la Garde côtière canadienne (GCC) en composant le numéro d'urgence (24 h/7 jours sur 7) de son service d'intervention environnementale.
- La GCC veillera à transmettre des avis à tous les organismes concernés (fédéraux, provinciaux et municipaux).
- La GCC établira et gèrera la zone de contrôle de la circulation des embarcations autour de la zone affectée par le déversement, avec la possibilité d'élargir au besoin la zone où s'appliqueraient les restrictions à la circulation maritime.
- Le capitaine du pétrolier a aussi communiqué avec le groupe ALERT par l'intermédiaire de leur numéro d'urgence accessible en tout temps, pour confirmer qu'un contrat était en vigueur avec ALERT et demander à l'entreprise de fournir des services d'intervention d'urgence afin de contenir et de récupérer le pétrole déversé.



Mobilisation de l'équipe ALERT

À la suite de l'appel du capitaine du pétrolier, l'équipe de gestion des déversements d'ALERT serait mobilisée et informée des détails de l'incident et commencerait le déploiement du barrage flottant de confinement sur l'eau et de l'équipement de récupération, y compris :

- a. Barrage flottant de confinement de 1 000 pi
- b. Récupérateur d'une capacité de 144 tonnes par jour
- c. Un navire d'intervention d'urgence
- d. Un navire contenant deux réservoirs de stockage d'eau d'une capacité de 10 tonnes chacun
- e. Deux unités Current Buster – Systèmes de balayage à haute vitesse à barrage flottant en nasse permettant de séparer le pétrole de l'eau
- f. Deux unités Boom Vane – Modules à aubes permettant de remorquer un barrage flottant Current Buster à l'aide d'un seul navire
- g. Deux navires d'intervention d'urgence
- h. Quatre réservoirs de stockage d'eau d'une capacité de 50 tonnes chacun
- i. Récupérateur d'une capacité de 144 tonnes par jour
- j. Deux navires d'intervention pour le transport de réservoirs de stockage vers des sites de stockage secondaires
- k. Deux navires d'effarouchement de la faune, à déployer dans des emplacements déterminés à la suite de l'analyse de la trajectoire du déversement

De plus, ALERT mettrait au point un PAI fondé sur les éléments suivants :

- Obtention d'un résumé de la situation du navire fourni par son capitaine et son propriétaire (partie responsable).
- Collecte de renseignements à jour sur les particularités de l'incident, y compris la météo, les marées, les courants, l'observation aérienne et les propriétés du pétrole.
- Modélisation de la trajectoire du déversement.
- Ordonnancement des aspects sensibles selon leur priorité.
- Élaboration d'une stratégie d'intervention.
- Examen des procédures de brûlage in situ et d'utilisation d'agents dispersants pour déterminer si elles représentent des options d'intervention viables, compte tenu de la migration de la trajectoire du déversement. Ceci comprendrait la demande d'autorisation fédérale et provinciale afin d'employer ces méthodes, si elles sont appropriées.
- Élaboration de plans de santé et sécurité d'ordre général et propre au site.
- Obtention des approbations et des permis fédéraux et provinciaux pour le stockage temporaire des résidus liquides et solides.
- Mobilisation de travailleurs pour l'exécution des opérations de nettoyage sur les rives.
- Mise en application de l'entente d'assistance mutuelle conclue par ALERT avec la Société d'intervention Maritime, Est du Canada Ltée (SIMEC) pour l'obtention de personnel additionnel, de barrages flottants et d'équipement de récupération supplémentaires.



Approbation du plan d'action en cas d'incident (PAI)

Une fois le Plan d'action en cas d'incident approuvé par la partie responsable, les actions ci-après seraient exécutées dans les 72 heures suivant la notification de l'incident. Cette période serait considérée comme la phase réactive (voir la figure 1). Le PAI prévoirait le déploiement d'une capacité totale de récupération de 1 100 tonnes par jour et des capacités de stockage d'eau suivantes :

1. Navire de récupération de pétrole d'ALERT d'une capacité de 264 tonnes par jour et doté d'un réservoir de stockage de 15 tonnes, tirant un autre navire contenant deux réservoirs de stockage de 10 tonnes chacun
2. Système de barrage flottant en nasse Vee Sweep combiné à un récupérateur d'une capacité de 480 tonnes par jour et à des réservoirs de stockage d'eau embarqués de 100 tonnes, sur trois navires d'intervention
3. Barrage flottant de 500 pi combiné à un récupérateur d'une capacité de 144 tonnes par jour et à deux réservoirs de stockage d'eau embarqués de 50 tonnes, sur trois navires d'intervention
4. Barrage flottant de 500 pi combiné à un récupérateur d'une capacité de 144 tonnes par jour et à deux réservoirs de stockage d'eau embarqués de 25 tonnes, sur trois navires d'intervention
5. Barrage flottant de 500 pi combiné à un récupérateur d'une capacité de 216 tonnes par jour et à deux réservoirs de stockage d'eau embarqués de 50 tonnes, sur trois navires d'intervention
6. Barge d'intervention de grande capacité *Fundy Responder* d'ALERT tirée par un remorqueur loué, pour le stockage d'eau. Le *Fundy Responder*, qui offre une capacité de stockage de 2 850 tonnes, serait stationné à proximité de la nappe d'hydrocarbures et utilisé pour décharger les réservoirs d'eau embarqués sur les autres navires.
 - a. Les réservoirs du *Fundy Responder* seraient vidés dans le réservoir 5830 (d'une capacité de 4 400 tonnes) faisant partie des installations du terminal maritime de Canaport de Saint John Est.
 - b. Le contenu du réservoir 5830 pourrait ensuite être pompé dans les réservoirs de la raffinerie d'Irving Oil, qui offre une capacité de stockage supplémentaire de 9 000 tonnes.
7. Afin de protéger les zones sensibles, ALERT déploierait 16 500 pi (5 000 m) d'estacades de protection.

Dans le cadre de son entente d'assistance mutuelle, ALERT déploierait des systèmes de stockage d'eau embarqués et des récupérateurs supplémentaires d'une capacité totale de 1 000 tonnes fournis par la SIMEC. La SIMEC fournirait aussi l'équipement suivant, qui serait déployé dans un délai de 72 heures :

- a. Trois navires d'intervention d'urgence remorquant un barrage flottant Current Buster et transportant un récupérateur d'une capacité de 210 tonnes par jour ainsi que deux réservoirs de stockage d'eau d'une capacité de 100 tonnes chacun



- b. Trois navires d'intervention d'urgence remorquant un barrage flottant Harbour Buster (version plus petite du barrage Current Buster) et transportant un récupérateur d'une capacité de 210 tonnes par jour ainsi que deux réservoirs de stockage d'eau d'une capacité de 50 tonnes chacun
- c. Trois navires d'intervention d'urgence remorquant un barrage flottant Ocean Buster (version plus grande du barrage Current Buster) et transportant un récupérateur d'une capacité de 210 tonnes par jour ainsi que deux réservoirs de stockage d'eau d'une capacité de 500 tonnes chacun
- d. Un navire d'intervention d'urgence transportant un récupérateur d'une capacité de 492 tonnes par jour, un navire de soutien remorquant un barrage flottant de 500 pi et deux navires transportant chacun un réservoir de stockage d'eau d'une capacité de 100 tonnes

Pour faciliter la récupération du pétrole flottant dans un délai de 10 jours, ALERT veillerait à ce que des aires de réception soient aménagées sur les quais 20 et 3 du port de Saint John en prévision de l'arrivée de ressources supplémentaires et pour faciliter le déploiement de l'équipement.

L'équipement pour décontaminer les navires d'intervention serait aussi préparé sur le quai 20. ALERT demanderait également l'autorisation d'entreposer temporairement les matières récupérées sur le quai 20 à l'aide de camions-vidange, de camions-citernes, de camions à rebuts à bennes doublées et de réservoirs de fracturation. D'autres aires de préparation seraient aménagées en différents endroits à l'ouest de Saint John, à Beaver Harbour, Chance Harbour et Lime Kiln Bay.

La GCC fournirait des systèmes supplémentaires de récupération des hydrocarbures sur l'eau actuellement entreposés sur sa base de Saint John. Cet équipement comprend un récupérateur d'une capacité de 210 tonnes par jour, un barrage flottant Vee Sweep et deux navires d'intervention d'urgence.

Nettoyage du rivage

En consultation avec la Table scientifique, ALERT constituerait des équipes formées pour appliquer la technique d'évaluation pour la restauration des rives (TERR). Ces équipes regrouperaient des individus possédant les compétences nécessaires pour suggérer des stratégies et des techniques de nettoyage appropriées. Toutes les activités de nettoyage des rivages seraient terminées dans un délai de 50 jours grâce au déploiement d'équipes TERR sur les rives qui seraient :

- A. Menacées de pollution par les hydrocarbures, selon la trajectoire du déversement. Les équipes TERR recommanderaient l'enlèvement des débris libres de la zone intertidale. Elles recommanderaient aussi des techniques de nettoyage devant être mises en œuvre sur les plages polluées par des hydrocarbures et détermineraient l'équipement particulier nécessaire. Elles pourraient aussi recommander le déploiement de barrages flottants dans les secteurs sensibles.
- B. Déjà polluées par des hydrocarbures, pour déterminer l'ampleur du mazoutage, recommander des stratégies de nettoyage et déterminer l'équipement nécessaire aux activités de nettoyage.



L'information recueillie et transmise à ALERT par les équipes TERR confirmerait que 25 km de rivage ont été pollués par des hydrocarbures. La longueur totale de rivage affectée se répartirait comme suit : 80 % (20 km) serait constituée de substrat rocheux, 15 % (4 km) serait formée de galets et 5 % (1 km) serait constituée de sédiments mixtes. En consultation avec Environnement Canada, les interventions suivantes seraient amorcées sur le rivage :

Substrat rocheux

- Une section de 15 km des rives rocheuses correspondrait à un rivage de haute énergie. Cette section serait nettoyée par récupération naturelle et ferait l'objet d'une surveillance régulière par les équipes TERR. De plus, des barrages flottants seraient déployés dans des endroits stratégiques et des systèmes de lavage haute pression seraient utilisés pour récupérer le pétrole incrusté.
- Une section de 5 km des rives rocheuses correspondrait à un rivage de faible énergie. Cette section serait nettoyée en combinant la coupe de la végétation à des techniques de récupération naturelle.

Galets

- Le pétrole serait confiné sur le rivage à l'aide de barrages flottants. Les débris libres pollués par des hydrocarbures seraient retirés et la plage serait lavée à l'aide de jets d'eau à basse pression. Le pétrole serait récupéré dans l'eau à l'aide de systèmes d'écumeur et de produits absorbants.

Sédiments mixtes

- Le pétrole serait confiné sur le rivage à l'aide de barrages flottants. Les débris libres pollués par des hydrocarbures seraient retirés et de la machinerie lourde serait utilisée pour niveler ou pousser les sédiments contaminés sur la plage dans la zone intertidale. L'action des vagues extraierait le pétrole des sédiments. On pourrait ensuite récupérer les hydrocarbures à l'aide de systèmes d'écumeur et de produits absorbants.



Gestion des déchets

Les ministères de l'Environnement du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse et Environnement Canada fourniraient les sites de stockage temporaire des matières solides et liquides récupérées et délivreraient les permis d'exploitation temporaires. ALERT et la partie responsable collaboreraient pour mettre sur pied ces sites de stockage temporaires. Cependant, il incomberait à la partie responsable de gérer à long terme et d'éliminer les matières récupérées.

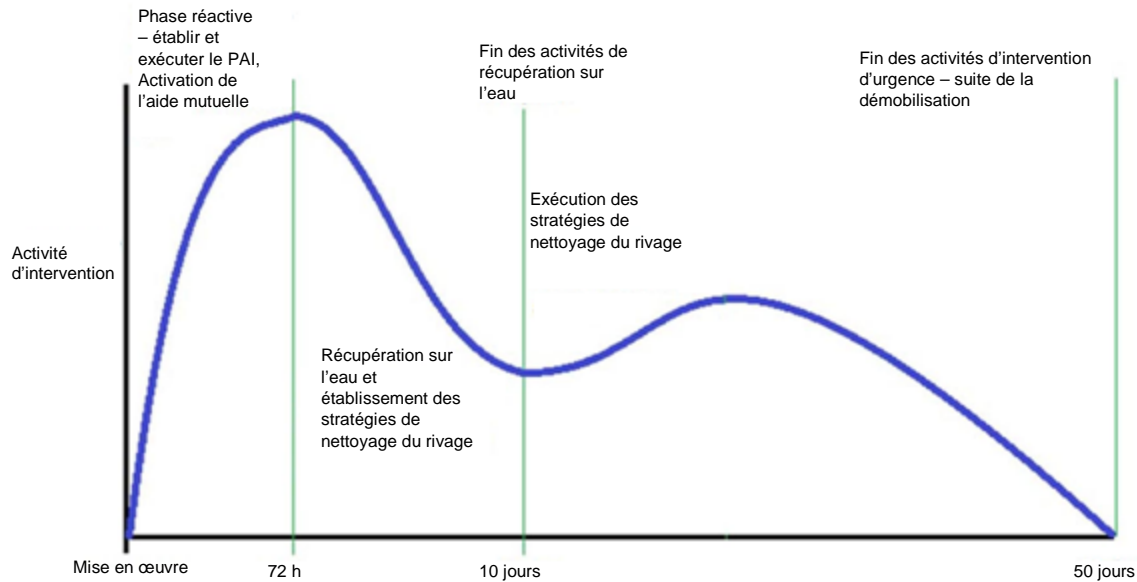


Figure 1 – Activités d'intervention sur une période de 50 jours