

7 SÉCURITÉ DU PIPELINE

7.1 Transport du pétrole brut

Depuis 2007, la production canadienne de pétrole brut a augmenté de près de 15 % (ONÉ, 2013). L'augmentation de la production de pétrole brut a entraîné une augmentation de la demande pour le transport du pétrole brut. Trains, camions, pétroliers et pipelines constituent les quatre principaux modes de transport du pétrole brut. Et en matière de sécurité, de coûts et d'efficacité, chacun d'eux a ses avantages et ses inconvénients.

7.1.1 Chemin de fer

L'analyse des incidents ferroviaires au Canada entre 1998 et 2012 (Bureau de la sécurité des transports du Canada) révèle que le taux moyen d'incidents par million de milles de voie principale est de 18,4 et que le taux moyen de décès humains pour tous les accidents ou incidents ferroviaires est de 1,1 décès par million de milles de voie.

De récents incidents, notamment le déraillement de train de Lac-Mégantic qui a entraîné la mort d'environ 47 personnes, ont soulevé de nombreuses préoccupations en matière de sécurité liées au transport par train du pétrole brut (Giovannetti et coll., 2013).

L'AAR indique que la capacité idéale des wagons-citernes varie en fonction de la densité du pétrole brut transporté. Pour le brut léger, chaque wagon peut contenir approximativement 720 barils (b). Pour le brut lourd, la charge maximum d'un wagon-citerne est d'environ 600 b. En raison de l'augmentation de la demande pour l'expédition du pétrole brut par train et du déficit subséquent de wagons-citernes disponibles, les wagons-citernes contenaient approximativement en moyenne, en 2011, 665 b (AAR 2013). L'estimation des coûts d'expédition du pétrole brut par train varie d'environ 10 dollars US (\$ US) le baril à près de 30 \$ US le baril, en fonction de l'emplacement, de la distance et de la qualité du pétrole brut (Platts, 2013). Le brut lourd coûte plus cher à expédier parce qu'il faut parfois faire appel à des citernes isolées et à des systèmes de traitement thermique à destination pour améliorer la fluidité du produit.

La capacité nominale prévue du projet serait de 1,1 million de barils par jour (bpj), de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'aux raffineries de l'Est canadien, soit une distance de plus de 4 500 km. En se fondant sur une capacité moyenne de 714 b par wagon-citerne, plus de 16 trains de 100 wagons chacun (soit 1 650 wagons) seraient nécessaires pour acheminer la même quantité de pétrole que le Projet (Association canadienne de pipelines d'énergie, 2013).

7.1.2 Camion

Des camions et des véhicules à moteur assurent le déplacement du pétrole brut entre l'extrémité des pipelines ou des gares de triage et sa destination finale. En raison de l'incertitude de la conduite sur route et de la nature potentiellement dangereuse du pétrole brut, l'historique de sécurité du transport par camion est moins brillant que celui du transport par train ou par pipeline. Entre 2006 et 2010, 91 % des

incidents de matières dangereuses étaient reliés à des accidents de la route pendant le transport (Alliance canadienne du camionnage, 2014).

Le transport du pétrole brut par camion n'est pas économique en raison de la capacité de charge limitée de ce mode de transport. En se fondant sur une capacité approximative de charge maximum de 200 b par camion, il faudrait 5 500 camions pour transporter la capacité nominale du projet de 1,1 million b/pj. Le transport du pétrole brut par camion accroîtrait en outre le volume de véhicules sur la route et, par conséquent, les risques d'accident de véhicule. Quoi qu'il en soit, les camions sont nécessaires en raison de leur polyvalence et pour assurer la livraison à destination, particulièrement lorsque les infrastructures routières permettent d'assurer la livraison aux endroits où il n'y a pas de pipeline.

7.1.3 Pétrolier

Les pétroliers permettent d'expédier le pétrole brut par la mer. Quoiqu'ils exigent la présence d'infrastructures portuaires, ils sont plus souples que les pipelines sous-marins, qui n'offrent pas les mêmes possibilités en matière de distance et de destination.

Selon les données fournies par la Conférence des Nations Unies sur le commerce et le développement (2012) et par l'International Tanker Owners Pollution Federation Limited (ITOPF), les pétroliers seraient à l'origine de moins de un déversement important de plus de 51 b par 770 Gt-km de pétrole brut transporté. Le nombre de déversements par année a constamment diminué depuis que l'ITOPF a commencé à recueillir des données en 1970, en dépit d'une croissance intermittente des expéditions de pétrole par mer. Par conséquent, bien que le nombre de déversements attribuables à des pétroliers ait été élevé par le passé, on s'attend à ce que cette fréquence soit considérablement inférieure à l'avenir; se reporter au tableau 5-3 de la section 5.

7.1.4 Pipeline

Entre 2002 et 2011, plus de 99,9 % des produits liquides transportés par pipeline au Canada ont été livrés de manière sécuritaire et sans incident (Association canadienne de pipelines d'énergie, 2013). Entre 2003 et 2012, 14 incidents touchant des pipelines ont entraîné un déversement de pétrole brut. Cinquante-sept pour cent de ces incidents ont mené à un déversement inférieur à 6 b de pétrole, 14 % à un déversement variant de 6 à 160 b, 21 %, à un déversement variant de 165 à 6 300 b et 1 %, à un déversement de plus de 6 300 b (Bureau de la sécurité des transports du Canada, 2012).

Par rapport aux pipelines, le transport terrestre du pétrole par camion ou par train comporte un risque supérieur de préjudice pour le public en raison de la probabilité supérieure d'interaction entre le public et des véhicules comme les camions ou les trains (US Department of Transportation 2002). Par conséquent, les pipelines sont considérés comme le mode le plus sécuritaire de transport du pétrole brut.

Selon l'Association of Oil Pipe Lines (AOPL, 2013), le transport du pétrole brut coûte environ 1 \$ US par baril dans les zones où l'infrastructure des pipelines est bien développée. Il en coûterait approximativement 8 \$ US par baril pour acheminer le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien jusqu'à Houston, au Texas (Département d'État américain, 2013). Le transport du pétrole brut par pipeline coûte moins cher que son transport par train, mais les coûts peuvent varier en fonction des caractéristiques du projet.

Au moment de l'évaluation de tous les modes de transport, les pipelines représentent le mode de transport terrestre du pétrole brut le plus sécuritaire et le plus économique, par rapport au transport par train ou par camion.

7.1.5 Comparaison des modes de transport

La présente section aborde de manière objective les principaux modes de transport du pétrole brut, notamment les pipelines, les camions, les pétroliers et les trains, et en compare de nombreux aspects. Le tableau 7-1 comprend un sommaire des résultats de cette comparaison.

Tableau 7-1 Modes de transport du pétrole brut

Paramètre	Mode de transport			
	Train	Camion	Pétrolier	Pipeline
Sécurité : fréquence des incidents ou des décès	Environ 89/année	Environ 1/année ¹	-- ²	~0,4/année
Sécurité : risque pour le public	Modéré à élevé	Élevé	Faible	Faible
Sécurité : risque pour l'environnement (en fonction du volume)	Faible à modéré	Faible	Faible à élevé	Faible à élevé
Sécurité globale (public et environnement)	Bonne	Faible	Bonne	Meilleure pour le transport terrestre
Capacité (b)	714 b/wagon; 100 wagons/train	200 b/camion	70 000 à 2 500 000 bpj ³	1 100 000 millions bpj
Nombre de véhicules requis pour assurer la capacité nominale du projet (1 100 000 bpj)	1 650 wagons ou 16,5 trains	5 500 camions	Environ 1 pétrolier Suezmax (environ 1,1 million b chacun)	S.O.
Pourcentage du pétrole total transporté (moyenne aux É.-U. entre 2000 et 2009)**	0,13 % ⁴	0,38 %	21,87 %	77,59 %
Destination	Région continentale, exige des infrastructures	Région continentale, aucune infrastructure supplémentaire exigée	Au large, d'un port à l'autre, le transport repose généralement sur d'autres modes de transport	Région continentale, exige des infrastructures
Souplesse (en fonction des exigences liées aux infrastructures)	Modérée	Élevée, assure le transport à la destination finale	Modérée, offre une solution unique pour le transport outremer	Modérée

REMARQUES :

¹ Comme la source d'information n'a pas fourni de données détaillées sur les décès ou les blessures attribuables à des incidents routiers liés au transport du pétrole brut, ces estimations ont été tirées d'une représentation graphique de l'information et devraient par conséquent être considérées comme approximatives. De nombreux incidents se produisent au moment du chargement ou du déchargement, de sorte qu'ils ne sont pas nécessairement pris en compte dans le calcul du taux de décès ou de blessure.

² Information non disponible.

³ Le transport du pétrole fait appel à des pétroliers de nombreuses tailles différentes. Le plus imposant qui sera utilisé dans le cadre du projet est un très gros transporteur de brut (TGTB), pouvant contenir environ 2,2 millions de barils en fonction de la densité exacte brute et de l'état de la mer.

⁴ Un écart de la capacité de transport découlant du sous-développement des réseaux de pipeline a eu pour effet d'accroître l'utilisation du chemin de fer. C'est ainsi qu'en 2012 les chemins de fer de classe 1 aux É.-U. ont assuré le transport de plus de 168 millions de barils de pétrole brut, ce qui correspond à une augmentation de plus de 95 % par rapport aux 8 millions de barils transportés en 2009. Et l'année 2013 devrait voir une augmentation encore supérieure, près de 70 millions de barils ayant été transportés au cours du premier trimestre uniquement (AAR, 2013).

7.2 Mesures de sécurité pour pipeline

Des mesures de sécurité et de protection environnementale seront intégrées à la conception, à la construction et à l'exploitation du pipeline pour réduire les risques d'accident ou de défaillance. Énergie Est emploiera les normes, spécifications et meilleures pratiques de l'industrie pour le projet. Celui-ci se conformera à la réglementation du gouvernement fédéral, principalement sous l'autorité de l'Office national de l'énergie (ONÉ). Énergie Est respectera aussi la réglementation des autres organismes fédéraux, provinciaux ou municipaux, notamment d'Environnement Canada, de Pêches et Océans Canada et de Transports Canada.

7.2.1 Conception

Le projet sera conçu de manière à répondre aux normes de l'industrie, voire à les surpasser. Dans le cas des pipelines, la sécurité commence par la sélection et la conception soigneuses de l'itinéraire. Des mesures de protection ont été adoptées au moment de la conception et seront mises en œuvre au cours de la construction et de l'exploitation. Les fournisseurs d'acier, les aciéries et les postes d'enrobage seront préqualifiés dans le cadre d'un processus formel de qualification conforme aux exigences de l'Organisation internationale de normalisation. Le tuyau est conçu selon de strictes exigences en ce qui a trait aux composants comme le carbone, pour en assurer la soudabilité pendant la construction. Chaque lot de tuyaux fait l'objet d'essais mécaniques pour en vérifier la solidité, prévenir les ruptures et en enrayer la propagation. Il subit aussi des essais hydrostatiques. Il est aussi possible de retracer le quart de travail et le fournisseur d'acier ayant participé à la production de chaque joint du tuyau. Un programme formel de surveillance de la qualité est en place à l'aciérie et au poste d'enrobage. La conduite est inspectée en usine en fonction de strictes normes de tolérance en matière de rondeur et d'épaisseur nominale de la paroi. La préparation de sa surface est également inspectée avant l'application du revêtement. L'application du revêtement est attentivement surveillée pour s'assurer de sa qualité. Une dernière vérification de l'épaisseur du film est effectuée dans le cadre de l'inspection finale. Pour en savoir plus, se reporter à la Demande auprès de l'ONÉ, Évaluation technique.

Le meilleur moyen de réduire au minimum les effets environnementaux consiste à sélectionner soigneusement l'itinéraire du projet; pour de plus amples renseignements sur la sélection de l'itinéraire, se reporter à la Demande auprès de l'ONÉ, volume 4, section 2.2. En convertissant une canalisation de gaz naturel existante en pipeline pour pétrole brut, il est possible de réduire au minimum, voire d'éviter les effets associés à la construction du pipeline pour la plus grande partie du projet. Pour la construction et l'itinéraire du pipeline, Énergie Est a tenu compte de divers facteurs comme la topographie locale, l'utilisation du terrain, l'habitat des espèces rares ou menacées, les ressources historiques et les agglomérations.

7.2.2 Pendant la construction

Le projet sera réalisé de manière à répondre aux normes de l'industrie, voire à les surpasser. Les soudures du pipeline réalisées sur place feront l'objet d'un examen radiographique ou ultrasonique, tandis que le pipeline sera lui-même soumis à un essai hydrostatique à 125 % de la PMS.

Pour atténuer les effets possibles de la corrosion sur le nouveau pipeline, Énergie Est utilisera une résine époxyde liée par fusion – un revêtement protecteur appliqué sur la surface externe du tuyau pour éviter la

corrosion. Il bénéficiera également d'un système de protection cathodique par courant imposé. Ce système enverra un signal à courant continu de faible tension protégeant le pipeline contre la corrosion. Afin de réduire au minimum les risques de corrosion interne, on appliquera la norme de l'industrie de 1 % de sédiments et d'eau par volume. Le contrat de transport qu'a signé Énergie Est avec ses transporteurs comporte une spécification tarifaire de 0,5 %, ce qui est inférieur à la norme du secteur. Le pipeline est conçu pour fonctionner dans un écoulement turbulent pour réduire au minimum la rupture de gouttes d'eau, cause potentielle de corrosion interne.

Traditionnellement, l'un des plus importants risques associés à l'exploitation d'un pipeline pour pétrole brut est le risque potentiel de dommages causés par des travaux d'excavation de tierces parties. Pour réduire ces risques au minimum, le pipeline sera construit dans une emprise approuvée et des repères seront installés à intervalles réguliers ainsi qu'aux points de franchissement des routes, des voies ferrées et des cours d'eau. De plus, l'épaisseur de la couverture répondra à la réglementation fédérale.

7.2.3 Exploitation et entretien

Le projet sera exploité et entretenu de manière à répondre aux normes de l'industrie, voire à les surpasser. Pendant l'exploitation, le pipeline fera régulièrement l'objet de travaux d'inspection, d'entretien et de surveillance pour assurer son bon fonctionnement. Énergie Est procédera à des inspections visuelles périodiques complètes (terrestres ou aériennes) de l'emprise. Énergie Est surveillera aussi les activités aux environs du pipeline pour éviter toute intrusion ou tout accès non autorisé.

Pendant l'exploitation, le pipeline sera nettoyé au moyen d'outils d'inspection interne. Le pipeline sera inspecté au moyens d'outils d'inspection interne intelligents, qui mesureront et enregistreront la fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC), les pertes de métal interne et externes et les enfoncements. Énergie Est disposera ainsi de la capacité de prévenir la fissuration et la corrosion, ainsi que les éventuels dommages causés par les travaux d'excavation effectués par les entrepreneurs tiers.

Le pipeline fera l'objet d'une surveillance permanente, 24 heures sur 24 et 365 jours par année, par le centre de contrôle de l'exploitation (CCE) de TransCanada, au moyen d'un système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA ou Supervisory Control and Data Acquisition) perfectionné. Énergie Est mettra en application une stratégie de détection des fuites utilisant une variété de méthodes de détection en temps réel et en temps non réel. Ces méthodes garantiront une détection redondante dans toutes les conditions d'exploitation et la stratégie comprendra des critères de détermination des seuils de détection des fuites et d'arrêt du pipeline. Elle s'articulera de la façon suivante :

- Des systèmes de détection des fuites basés sur le modèle transitoire en temps réel (RTTM) et du bilan de volume modifié (MVB) diviseront le pipeline en petits tronçons et surveilleront chacun d'eux sur la base du bilan massique. Ils pourront déceler des fuites d'à peine 1,5 à 2 % de l'écoulement du pipeline;
- Ces systèmes seront complétés par un dispositif de surveillance pression-débit, qui assurera un niveau supplémentaire de surveillance en alertant rapidement les exploitants d'écarts de grande ampleur imprévus par rapport à diverses combinaisons de pressions et de débits, lorsqu'ils sont susceptibles d'indiquer une variation soudaine du fonctionnement du pipeline. Ce dispositif s'appuiera sur l'analyse des données d'exploitation historiques et sera réglé de manière à offrir une grande précision;

- Les systèmes décrits seront configurés de façon à alerter les contrôleurs du CCE des problèmes potentiels au moyen du système SCADA, qui permet l'affichage complet des renseignements dans un but d'analyse des incidents et d'enquête. Ce système présente notamment les débits, pressions et autres données essentielles de capteurs afin de faciliter la surveillance continue de l'état du pipeline.
- Ces systèmes en temps réel seront complétés par les méthodes en temps non réel suivantes :
 - Des contrôles informatisés de l'équilibrage de la canalisation serviront à surveiller les volumes de réception et de livraison et à déceler les fuites de 1,5 % et moins du volume d'écoulement du pipeline.
 - Des inspections internes effectuées dans le cadre du processus de gestion de l'intégrité permettront de déceler des fuites de la taille d'une tête d'épingle.
 - Des patrouilles aériennes et terrestres assureront la surveillance régulière des installations, de l'emprise du pipeline et des zones avoisinantes à la recherche d'indications de fuites et de possibles menaces.
 - Les observations effectuées par des tiers au sujet du pétrole ou des odeurs seront transmises à TransCanada dans le cadre du programme de sensibilisation de la population et renforceront la surveillance du projet.

En cas d'alarme (en provenance, par exemple, du système de détection des fuites) indiquant une fuite possible, le contrôleur du CCE dispose de 10 minutes au maximum pour déterminer de façon irréfutable, au moyen des procédures établies, qu'elle n'est pas causée par une fuite. S'il n'est pas en mesure de le faire, il lance immédiatement un arrêt du pipeline. Si plusieurs indices de fuite sont relevés dans le pipeline pendant ces 10 minutes, l'écoulement est immédiatement interrompu (la période de 10 minutes accordée au diagnostic est supprimée).

D'après les renseignements de conception actuels, l'arrêt du pipeline, notamment la fermeture des pompes et des vannes de sectionnement pour isoler les tronçons incluse, prendra moins de 12 minutes. L'intervention d'urgence, dont l'envoi de personnel sur place, sera immédiatement lancée au moyen du système de gestion des urgences de TransCanada. Des vannes de régulation du pipeline servant à isoler les tronçons seront installées dans les stations de pompage et à intervalles réguliers le long du pipeline, ainsi que de chaque côté des importants points de franchissement des cours d'eau ou près des ressources vulnérables.

Le système de détection des fuites avisera les préposés du CCE par l'entremise du système SCADA et leur fournira de l'information destinée à l'analyse et à l'enquête de l'incident. Un second CCE redondant, de réserve, sera en outre mis en place pour servir en cas d'urgence.

Énergie Est adoptera un programme d'entretien, d'inspection et de réparation qui sera conforme aux exigences réglementaires ou qui y sera supérieur afin d'assurer l'intégrité du pipeline pendant son exploitation. Le programme annuel d'entretien du pipeline (PEP) de TransCanada sera conçu pour assurer l'exploitation fiable et sécuritaire du pipeline. Le PEP est appuyé par un objectif touchant l'ensemble de l'entreprise, qui consiste à s'assurer que les installations sont fiables et en service. Les données recueillies au cours de l'année serviront à élaborer le programme de l'année suivante.

Énergie Est atténuera les risques d'excavation par des tiers en mettant en œuvre des programmes exhaustifs de sensibilisation du public et de prévention des dommages axés sur la formation et la

sensibilisation. Énergie Est participera à des programmes de centres d'appels nationaux et locaux, comme *Info-Excavation* ou *Centre d'appel unique*, aux endroits où de tels centres existent. Pour en savoir plus sur ces mesures d'exploitation et de maintenance et sur d'autres mesures, se reporter à la Demande auprès de l'ONÉ, Évaluation technique.

Enfin, Énergie Est mettra en place un plan d'intervention d'urgence (PIU) destiné à réagir face aux incidents. Le PIU regroupe des guides exhaustifs, des plans de formation détaillés, des exigences en matière d'équipement, des plans de ressources ainsi que des processus de vérification, de gestion du changement et d'amélioration permanente. Le système de gestion de la planification des immobilisations, le système de gestion de l'actif et le plan d'intervention d'urgence de TransCanada aideront celle-ci à exploiter le pipeline d'une manière responsable sur le plan environnemental.

7.3 Intervention d'urgence

Par souci de prudence, la présente évaluation est fondée sur l'hypothèse qu'aucune intervention ni aucun nettoyage n'aura lieu, mais TransCanada interviendra rapidement et de manière responsable en cas d'incident afin d'en réduire au minimum les effets. Conformément au Règlement de l'ONÉ sur les pipelines terrestres, Énergie Est avisera immédiatement le Bureau de la sécurité des transports en cas de déversement de pétrole brut. Énergie Est avisera aussi les autres organismes, notamment les organismes locaux d'intervention d'urgence, les premiers répondants, les ministères provinciaux et les communautés autochtones. Énergie Est possède des capacités d'intervention à l'interne en plus d'avoir des relations ainsi que des ententes d'entraide et de coopération mutuelle avec des entrepreneurs en intervention d'urgence. L'ONÉ est le principal organisme d'intervention fédéral en cas de déversement de pétrole affectant le sol et les eaux intérieures. En fin de compte, Énergie Est sera matériellement et financièrement responsable de l'intervention initiale (même si elle est exécutée par des tiers), du nettoyage du pétrole et des matériaux contaminés ainsi que de la restauration et de l'indemnisation des zones touchées, conformément aux exigences réglementaires applicables.

La réglementation fédérale exige des exploitants de pipeline qu'ils possèdent un PIU et que ce dernier soit mis en œuvre pour intervenir au cas où un incident ou une urgence surviendrait bien avant la demande d'autorisation d'exploitation. Les objectifs du PIU d'Énergie Est sont les suivants :

- établir les lignes directrices et les procédures à suivre en cas d'urgence pour assurer la protection de la santé et de la sécurité du public et des intervenants;
- réduire au minimum les dangers relatifs aux urgences liées aux pipelines;
- établir des processus de formation des employés sur les procédures d'urgence;
- établir des lignes directrices pour la mise en place de programmes de formation permanente et de liaison conçus pour informer les premiers répondants des communautés et le public des procédures à suivre afin de reconnaître une situation d'urgence, de la déclarer et d'intervenir de manière appropriée.

7.3.1 Phases de l'intervention d'urgence

L'intervention d'urgence s'effectue par phases. Un rejet commence par un événement initiateur (la cause) et une perte initiale de pétrole brut du pipeline. Une fois la fuite décelée, l'intervention d'urgence est menée de la façon suivante :

1. arrêt de la station de pompage;
2. fermeture des vannes pour isoler la fuite;
3. arrêt de l'écoulement du tuyau;
4. confinement et rétablissement, qui peuvent s'effectuer simultanément avec l'arrêt du rejet de pétrole.

La durée des phases 1 à 3 détermine la quantité de pétrole brut rejeté. La quatrième phase limite la propagation possible de pétrole brut rejeté et ses impacts potentiels. L'écoulement dans le pipeline ne reprend que lorsque la cause de la fuite a été déterminée, que l'infrastructure a été réparée et que les organismes de réglementation et la direction de l'entreprise en ont donné l'accord.

7.3.2 Notifications en cas d'urgence

Les procédures de notification en cas d'urgence s'enclenchent dès qu'un déversement est découvert. Les organismes de réglementation fédéraux et les services d'urgence locaux sont avisés immédiatement après la découverte d'un déversement. En parallèle, des notifications sont expédiées à l'interne pour déclencher l'intervention d'urgence chez Énergie Est et aviser les services pertinents, conformément aux procédures de notification d'urgence établies.

Lorsqu'un déversement est détecté, les intervenants d'Énergie Est sont immédiatement mobilisés.

7.3.3 Confinement du pétrole brut

Les options de nettoyage d'intervention d'urgence en cas de déversement de pétrole brut comprennent des méthodes de confinement associées à des procédures de récupération, comme le pompage et l'aspiration mécaniques, l'utilisation de produits absorbants (p. ex. tampons) et l'excavation des sols. Le recours aux surfactants biologiques, aux agents oxydants chimiques ou au brûlage du pétrole brut liquide est possible uniquement lorsque les autorités de réglementation compétentes le permettent.

Les travaux de confinement débuteront dès que les activités d'évaluation initiales sont terminées et qu'il est possible d'accéder au site du déversement. Les technologies de confinement sont mises en application près du point de déversement du pipeline, puis en aval, le long des bassins et des fossés de drainage. Si les eaux de surface sont touchées, des mesures de confinement seront prises pour éviter tout écoulement de pétrole brut supplémentaire dans les plans d'eau déjà touchés. L'équipement et les matériaux de confinement de base habituellement utilisés comprennent :

- des banages flottants pour contenir les fuites à la surface des plans d'eau (petits fossés et ruisseaux se dirigeant vers les rivières et les lacs);

- des banages flottants et des tampons absorbants pour absorber les huiles libres, retarder l'absorption par l'eau (p. ex. hydrophobe) et récupérer le pétrole;
- des engins de terrassement, des sacs de sable et des tuyaux de polychlorure de vinyle (PVC) pour la construction rapide de digues terrestres et de barrages à écoulement restreint.

7.3.3.1 Confinement sous la glace

Pendant l'hiver, les petits et moyens plans d'eau situés le long de l'emprise gèlent. En cas de déversement dans un plan d'eau sous la glace, les ondulations naturelles à la frontière entre l'eau et la glace piègeraient le pétrole, l'empêchant ainsi de se propager à l'horizontale. Le confinement naturel des déversements en hiver facilite les travaux de nettoyage, puisqu'il est possible d'accéder aux poches de pétrole en forant la glace pour les aspirer au moyen de camions aspirateurs.

7.3.4 Récupération du pétrole brut

La récupération sans délai du pétrole brut au sol est essentielle pour limiter l'étendue et l'ampleur des effets souterrains. Les travaux de récupération du pétrole brut commencent simultanément aux activités de confinement. Les premiers efforts de récupération devraient viser le pétrole brut accumulé au point de déversement et les zones de confinement en aval, où le pétrole brut peut s'être accumulé.

Le pétrole brut résiduel dans la section isolée du pipeline sera retiré et, selon son état, sera transporté vers des installations extérieures pour y être recyclé, traité ou éliminé.

L'équipement et les matériaux de récupération habituellement utilisés au moment des interventions de déversement comprennent :

- des banages de confinement et d'absorption;
- des camions-citernes dotés de pompes d'aspiration (p. ex. des camions aspirateurs);
- des pompes mécaniques (p. ex. une pompe centrifuge, une pompe à turbine ou une pompe à diaphragme);
- des engins de terrassement (p. ex. des rétrocaveuses, des chargeuses frontales, des camions tandem basculants ou des pelles);
- des récupérateurs flottants de divers types;
- des réservoirs portatifs, notamment des réservoirs de fracturation ou des camions-citernes, ou les deux;
- des embarcations.

7.4 Assainissement

Alors que les activités de confinement et de récupération visent à contrer les effets du pétrole brut à la surface du sol, y compris dans l'eau, l'assainissement vise pour sa part à contrer les effets souterrains. Il n'est pas rare que l'assainissement débute pendant que se poursuivent les activités de confinement et de récupération.

Ce sont les organismes de réglementation qui imposent les mesures correctives d'assainissement, qui peuvent comprendre de l'assainissement actif (p. ex. une excavation ou l'installation et l'utilisation de systèmes servant à récupérer le pétrole enfoui dans le sol) pour permettre au sol contaminé de se régénérer par l'entremise de processus environnementaux évolutifs naturels. La réglementation en vigueur régit les décisions quant aux méthodes et à l'envergure des méthodes d'assainissement utilisées pour le nettoyage.

7.4.1 Technologies d'assainissement

La récupération du pétrole brut liquide, de ses résidus et des composants dissous constitue effectivement un défi de taille lorsque le pétrole a pénétré dans le sol. Certains facteurs inhérents au sol déterminent en effet l'efficacité des mesures d'assainissement de suivi et le temps qui sera nécessaire pour se conformer aux objectifs de nettoyage réglementaires. Ces facteurs comprennent notamment la géologie et l'hydrogéologie locales, la chimie du sol et des eaux souterraines ainsi que l'étendue et l'envergure des effets du pétrole brut sur le sol. Il existe de multiples méthodes et associations de méthodes d'assainissement pour faire face aux déversements souterrains de pétrole brut. L'amélioration des technologies d'assainissement actuelles et la mise au point de nouvelles technologies évoluent constamment; quoi qu'il en soit, de nombreuses méthodes et technologies bien comprises ont été mises à l'essai et sont reconnues pour être efficaces dans certaines situations. Vous trouverez ci-dessous des technologies, éprouvées ou nouvelles, qui ont été utilisées et testées sur différents sites de déversement.

7.4.2 Récupération du pétrole brut

La récupération du pétrole brut comprend le retrait et l'élimination ou le traitement de l'eau dans laquelle du pétrole brut a été déversé. L'eau est d'abord récupérée et séparée du pétrole brut, pour être ensuite traitée et testée dans le but de confirmer que les effets résiduels sont inférieurs aux normes établies. Les technologies envisagées en cas de déversement sont décrites ci-dessous.

7.4.2.1 Récupération au moyen d'une pompe jumelée

La récupération du pétrole brut au moyen d'une pompe jumelée exige le forage d'un puits, l'installation d'une pompe à eau dont l'entrée est située près du fond du puits, associée à une pompe de récupération tout juste sous l'interface huile-eau (Sutherson, 1997). L'eau est récupérée selon un débit contrôlé pour abaisser la surface piézométrique près du puits de récupération. Des dispositifs de commande et des capteurs sont nécessaires pour réguler les pompes de récupération des eaux souterraines et des hydrocarbures à l'état libre à mesure que ces derniers s'accumulent dans le puits pour être par la suite récupérés. Le liquide récupéré est acheminé au moyen de conduites souterraines vers un réservoir central servant au traitement de l'eau et au stockage des hydrocarbures à l'état libre. Le pétrole récupéré est stocké dans un réservoir que l'on vide périodiquement en fonction du rythme de récupération du pétrole brut. L'eau récupérée est traitée jusqu'à ce que la concentration d'hydrocarbures qu'elle contient soit acceptable, de sorte qu'elle puisse être rejetée dans les égouts sanitaires de la municipalité. L'équipement nécessaire à la récupération au moyen d'une pompe jumelée comprend des pompes submersibles de puits et des dispositifs de commande, un système de traitement d'eau, des dispositifs de commande et une salle de contrôle.

7.4.2.2 Récupération intégrale des fluides

La récupération intégrale des fluides fait appel à une pompe pour récupérer les eaux souterraines et le pétrole brut (Sutherson, 1997). L'eau est récupérée à un débit permettant d'abaisser le niveau global des fluides jusqu'à une profondeur suffisante pour récupérer également le pétrole brut. Des dispositifs de commande et des capteurs sont nécessaires pour contrôler la récupération des fluides. Le liquide récupéré est acheminé au moyen de canalisations souterraines vers un réservoir central de traitement où l'eau et le pétrole brut sont séparés. Le liquide en phase non aqueuse récupéré est stocké dans un réservoir que l'on vide périodiquement en fonction du taux de récupération du pétrole brut. L'eau récupérée est traitée jusqu'à ce que la concentration d'hydrocarbures qu'elle contient soit acceptable, de sorte qu'elle puisse être rejetée dans les égouts sanitaires de la municipalité. L'équipement nécessaire à la récupération intégrale des fluides comprend une pompe submersible de puits et des dispositifs de commande, un système de traitement d'eau, des dispositifs de commande et une salle de contrôle.

7.4.2.3 Bioaspiration

La récupération du pétrole brut sous vide par bioventilation (bioaspiration) exige l'établissement d'un vide poussé dans le puits de récupération pour améliorer le gradient efficace vers le puits et ainsi accroître la production du puits (Sutherson, 1997). Ce processus assure la récupération de l'eau et du pétrole brut, au moyen d'une canalisation de guidage. Le liquide récupéré est acheminé au moyen de canalisations souterraines vers un réservoir central de traitement où l'eau et le pétrole brut sont séparés. Le pétrole récupéré est stocké dans un réservoir que l'on vide périodiquement en fonction du rythme de récupération du pétrole brut. L'eau récupérée est traitée jusqu'à ce que la concentration d'hydrocarbures qu'elle contient soit acceptable, de sorte qu'elle puisse être rejetée dans les égouts sanitaires de la municipalité. Il arrive que les vapeurs qui se dégagent du sol aient aussi besoin d'être traitées en fonction des concentrations d'hydrocarbures volatiles. L'équipement nécessaire à la bioaspiration comprend une pompe à vide, un système de récupération des fluides et de séparation de l'eau et de l'huile, un système de traitement de l'eau et des vapeurs du sol, des dispositifs de commande et une salle de contrôle.

7.4.3 Excavation des sols

L'excavation des sols exige le retrait et l'élimination ou le traitement des sols dans lesquels du pétrole brut a été déversé. Le sol est enlevé jusqu'à ce que les résultats des tests sur place et des analyses indiquent que les effets du pétrole brut résiduel sont inférieurs aux normes établies. Habituellement, l'excavation des sols ne se prolonge pas sous le niveau de la nappe phréatique. Le sol excavé est ensuite acheminé vers une installation d'élimination ou de traitement accréditée. La zone excavée est recouverte de terre propre. L'excavation est réalisée au moyen d'engins de terrassement et aucune amélioration des immobilisations n'est nécessaire.

7.4.4 Méthodes de dispersion sur place et par agents chimiques

Des dispersants chimiques peuvent être vaporisés sur les nappes de pétrole pour récupérer rapidement et efficacement de grandes quantités de pétrole brut. Ces produits chimiques entraînent le fractionnement du pétrole brut en toutes petites particules rapidement diluées qui se dispersent dans la

colonne d'eau, ce qui facilite les processus d'atténuation naturels comme la biodégradation (ITOPF, 2013).

Le brûlage sur place est une technique d'intervention en cas de déversement qui exige l'isolation et le brûlage du pétrole brut déversé. Cette méthode peut être efficace pour éliminer une grande quantité de pétrole brut à la surface de l'eau, ce qui permet de réduire au minimum les effets nocifs sur l'environnement aquatique (ITOPF, 2013).

Même si ces deux techniques peuvent être des méthodes d'assainissement efficaces, elles doivent être utilisées correctement et dans des environnements appropriés. C'est pourquoi TransCanada consultera les organismes de réglementation appropriés avant d'y faire appel.

7.4.4.1 Barbotage

Le barbotage est utilisé lorsque des composés organiques volatils sont dissous dans les eaux souterraines, absorbés dans les sols de la zone saturée ou piégés dans les pores du sol de la zone saturée (Sutherson, 1997; Wong et coll., 1997). Le barbotage est souvent associé à des systèmes d'extraction sous vide pour récupérer des composés volatilisés. De l'air comprimé est injecté à de multiples endroits sous la nappe phréatique. Les composés d'hydrocarbures dissous ou piégés sont alors volatilisés et acheminés vers la surface du sol pour y être récupérés ou traités par extraction des vapeurs du sol. L'injection d'air de ce processus permet d'améliorer la biodégradation aérobie. L'air comprimé est acheminé au moyen d'une canalisation souterraine vers le réseau de puits filtrants, et les vapeurs du sol sont récupérées au moyen de ces puits. L'équipement nécessaire au barbotage comprend des compresseurs d'air, des puits filtrants, une pompe à vide, un système de traitement de l'air (facultatif), des dispositifs de commande et une salle de contrôle.

7.4.4.2 Biodégradation améliorée par ajout d'oxygène

La biodégradation consiste en la réduction catalysée par action microbienne de la complexité des produits chimiques. Dans le cas des composés organiques, la biodégradation mène souvent à la conversion de la plus grande partie des éléments en sous-produits inorganiques, phénomène aussi appelé minéralisation (Sutherson, 1997; Wong et coll., 1997). Il est possible d'accroître l'efficacité du processus en y ajoutant de l'oxygène comme accepteur d'électrons. Cependant, le processus de biodégradation peut être ralenti par un déficit d'oxygène dissous. De l'oxygène est introduit dans le sol sous forme de peroxyde d'hydrogène ou d'un autre produit chimique. Le produit est préparé sous forme de boue, qui est injectée, dans le sol au moyen d'un appareil de forage doté d'une sonde diffuseuse. Le taux d'oxygène dissous dans les eaux souterraines peut être vérifié en même temps que d'autres paramètres pertinents en recueillant des échantillons dans un réseau de puits de surveillance.

7.4.4.3 Adjonction d'éléments nutritifs

Un apport insuffisant en éléments nutritifs, notamment en azote et en phosphore, peut limiter la biodégradation (Sutherson, 1997). La surveillance périodique des eaux souterraines et l'analyse d'échantillons permettent de déceler une telle insuffisance. L'augmentation de l'apport en éléments nutritifs est réalisée en épandant un mélange d'éléments nutritifs sur le sol, de sorte que ces derniers sont lessivés à travers la zone vadose, jusqu'à la zone touchée par les hydrocarbures. Les éléments

nutritifs peuvent aussi être injectés directement dans la zone touchée par les hydrocarbures au moyen d'un appareil de forage doté d'une sonde doseuse ou d'un système à points d'injection.

7.4.4.4 Oxydation chimique

L'oxydation chimique désigne un processus au cours duquel les hydrocarbures ciblés sont convertis en sous-produits sans danger par un agent oxydant (Sutherson, 1997). Divers agents oxydants ont été utilisés par le passé, en fonction des situations, dont le dioxyde de chlore, les hypochlorites, le sodium, le calcium, le peroxyde d'hydrogène et l'ozone. L'agent oxydant sélectionné est ajouté à la zone touchée au moyen d'un système de points d'injection.

7.4.5 Confinement par enfouissement, en entonnoir ou par endiguement

Il existe de multiples méthodes de confinement pour faciliter la récupération du pétrole brut dans le sol. Ces technologies comprennent la formation d'un mur de boue ou de palplanches. De telles barrières peuvent être conçues pour protéger des récepteurs voisins à forte sensibilité ou pour diriger (p. ex. au moyen d'un entonnoir) les contaminants vers un point de collecte localisé (p. ex. une barrière) où sont concentrées les activités de traitement.

7.4.6 Résumé

Quoique la prévention constitue la meilleure méthode pour éviter un déversement de pétrole brut, lorsqu'un tel déversement se produit, les facteurs clés permettant de limiter la contamination par le pétrole sont le type de sol, les délais d'intervention et l'efficacité du nettoyage. Le projet est situé en grande partie sur des sols et des couches de confinement qui empêcheraient l'infiltration du pétrole brut déversé dans les aquifères souterrains. Certains secteurs, notamment les sols alluvionnaires au niveau du franchissement des rivières, sont situés sur des sols grossiers où l'infiltration dans les eaux souterraines pourrait se produire.

Les eaux peu profondes peuvent indiquer que la nappe phréatique est proche de la surface du sol, sans nécessairement indiquer que l'aquifère pourrait être utilisé pour l'agriculture ou comme source d'eau potable. Les eaux très peu profondes sont souvent de très faible qualité, leur teneur en sels, en pesticides, en nitrates et autres contaminants étant élevée. Le déplacement du pétrole brut est habituellement limité en raison de son absorbance par les particules du sol, de sorte qu'il ne peut pas nécessairement atteindre des profondeurs où l'aquifère de grande qualité en serait touché (Fetter, 1993; Freeze et Cherry, 1979).

Dans la majorité des cas, la vitesse d'infiltration dans la plupart des types de sols le long de l'itinéraire du projet est lente, ce qui laisserait suffisamment de temps pour détecter, confiner et nettoyer un déversement de pétrole brut avant qu'une contamination environnementale à long terme se produise. Même un déversement dans une zone où les sols sont plus perméables pourrait être nettoyé avec succès, à la condition que l'incident soit rapidement détecté, confiné et nettoyé (dans la plupart des cas, en quelques jours ou semaines). Les risques de dommages environnementaux à long terme augmentent lorsqu'une fuite n'est pas rapidement détectée, qu'elle se produit dans des zones où le sol est très perméable et en présence d'eau (p. ex. des précipitations, des ruisseaux ou une nappe phréatique peu profonde).

Dans le cas peu probable d'un déversement, Énergie Est déclenchera son plan d'intervention d'urgence (PIU). Les étapes de ce plan comprennent la détection de la fuite, la fermeture du pipeline principal, l'isolation de la fuite, l'arrêt de l'écoulement du tuyau et le déclenchement des activités de confinement et de récupération. Le personnel d'Énergie Est serait immédiatement dirigé vers le site du déversement et mettrait en œuvre les procédures de confinement et de nettoyage d'urgence afin de confiner et de récupérer le pétrole brut. Les procédures de nettoyage d'un déversement seraient fondées sur l'état du site, mais comprendraient normalement des méthodes de confinement associées à des activités de récupération mécanique et de pompage, l'utilisation de produits absorbants (p. ex., des tampons), l'excavation des sols, l'épandage de surfactants biologiques et d'agents oxydants chimiques et le brûlage du pétrole brut liquide avant qu'il s'infilte dans le sol.

Si le pétrole brut atteint un aquifère, il pourrait s'accumuler à la surface des eaux souterraines. Avec le temps, et si aucune activité de nettoyage n'est réalisée, une zone de composants de pétrole brut dissous pourrait former un panache de contaminants qui se dirigerait vers les eaux souterraines. Les principales caractéristiques de l'aquifère qui influencent la propagation des composants dissous dans les eaux souterraines comprennent la conductivité hydraulique du sol et le gradient hydraulique. L'ampleur aérienne des composants dissous se stabilisera avec le temps par le fait des processus d'atténuation naturels. Des enquêtes menées sur les sites où se sont produits des déversements de pétrole brut indiquent que la propagation des composants dissous se stabilise habituellement à quelques centaines de pieds de la source de pétrole brut, en fonction de la vélocité du débit des eaux souterraines et d'autres facteurs hydrogéologiques particuliers au site. Sur une plus longue période, le panache de contaminants peut commencer à régresser en raison de la biodégradation naturelle. La récupération de la contamination sus-jacente attribuable au pétrole brut éliminera la source des composants dissous qui touchent les eaux souterraines.

La qualité de l'eau pourrait être particulièrement touchée par certains composants du pétrole brut, notamment le benzène. Dans le cas de ces composants, la concentration ne dépend pas de la quantité de pétrole en contact avec l'eau, mais plutôt de la concentration du composant en particulier dans le pétrole. Une analyse de 69 pétroles bruts a révélé que le benzène était le seul composant capable d'atteindre des concentrations supérieures aux normes de protection de l'eau potable (Kerr et coll., 1999, cité dans O'Reilly et coll., 2001).

Si les eaux souterraines devaient être contaminées par du pétrole brut provenant du projet, des mesures correctives s'imposeraient, dont des activités d'assainissement actives (p. ex. l'excavation, l'installation et l'utilisation de systèmes de récupération du pétrole infiltré dans le sol), pour permettre au sol contaminé de se régénérer par l'entremise de processus environnementaux évolutifs naturels. La réglementation et les normes applicables régiraient les décisions quant aux méthodes d'assainissement et à l'ampleur du nettoyage.

7.5 Conclusion

L'augmentation de la production de pétrole brut au Canada a entraîné une augmentation de la demande pour le transport du pétrole brut. Les trains, les camions, les pétroliers et les pipelines constituent les quatre principaux modes de transport du pétrole brut. Et en matière de sécurité, de coûts et d'efficacité, chacun d'eux a ses avantages et ses inconvénients. Au moment de l'évaluation de tous les modes de

transport, les pipelines représentent le mode de transport terrestre du pétrole brut le plus sécuritaire et le plus économique, par rapport au transport par train ou par camion.

En plus de la sécurité inhérente aux pipelines par rapport aux autres modes de transport du pétrole brut, TransCanada possède un système de gestion de la planification des immobilisations ainsi qu'un système de gestion de l'actif conçus pour assurer l'intégrité du pipeline. De plus, TransCanada élaborera des plans d'intervention d'urgence et d'assainissement destinés à réduire les conséquences environnementales et socio-économiques d'un éventuel déversement.

