

2 FRÉQUENCE DES INCIDENTS ET ANALYSE DE VOLUME – OLÉODUC TERRESTRE

PR3.6.3

324

Projet Oléoduc Énergie Est de
TransCanada – section québécoise

6211-18-018

2.1 Introduction

La détermination de la fréquence des incidents et l'analyse du volume font partie de l'évaluation environnementale et socioéconomique. La portée et les méthodes de cette analyse sont distinctes de ce que l'on retrouve dans la Demande auprès de l'ONÉ, volume 5, Évaluation technique, et indépendantes de l'analyse technique approfondie du risque qui sera menée avant l'exploitation du pipeline et des installations maritimes.

L'analyse statistique de l'historique combiné des incidents de l'ONÉ et de la Pipeline and Hazardous Material Safety Administration (PHMSA) relatifs aux oléoducs confirme que le volume de l'incident le plus courant devrait être faible, c'est-à-dire inférieur ou égal à 4 barils, même si la plage des incidents peut s'étendre de la petite fuite à la rupture complète de la canalisation. Bien qu'une grande partie des déversements surviennent dans des installations et affectent uniquement la propriété de l'exploitant, aux fins de cette analyse, le risque émanant des installations est ajouté au risque associé à la canalisation principale afin de surestimer les effets sur le public et l'environnement.

L'évaluation examine les menaces à l'intégrité des composantes du Projet, les méthodes et les sources de données utilisées pour l'analyse, et indique la fréquence des incidents qui en résultent.

2.2 Menaces

Les menaces sont des dangers qui peuvent influencer sur l'intégrité du pipeline et des installations connexes telles que définies par l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) B31.8S et l'American Petroleum Institute (API) 1160. Bien que l'ASME B31.8S ait été élaborée pour les pipelines de gaz naturel, les types de menace qu'elle recense sont essentiellement les mêmes que pour les pipelines de liquide, sauf en ce qui concerne les événements hydrauliques, lesquels ont été intégrés à l'analyse.

2.2.1 Corrosion externe

De la corrosion peut se former aux endroits où de l'eau peut entrer en contact avec de l'acier non protégé pendant une période prolongée. Différents facteurs peuvent influencer sur la corrosion externe (humidité, conditions du sol, anomalies dans le revêtement de la canalisation, etc.). Les revêtements modernes de pipelines (comme l'ÉLF) ont énormément réduit la possibilité de corrosion externe. Aucun incident lié à la corrosion externe ne s'est produit sur des pipelines recouverts d'ÉLF depuis le début de leur utilisation par TransCanada il y a une trentaine d'années.

2.2.2 Corrosion interne

Dans un oléoduc, de la corrosion interne peut se former pour différentes raisons (p. ex. contact prolongé avec de l'eau, prolifération microbienne). De la corrosion peut se produire lorsque l'eau et les sédiments qui se sont séparés du pétrole restent en contact prolongé avec la paroi de la canalisation d'acier. Cependant, l'eau et les sédiments sont maintenus en suspension par la turbulence de l'écoulement.

En ce qui concerne les spéculations sur la possibilité que le bitume dilué soit plus corrosif que le pétrole brut conventionnel ou synthétique, elles ont été définitivement réglées dans le rapport de l'Academy of National Sciences, qui conclut que le bitume dilué n'est pas plus corrosif que les pétroles bruts classiques.

Le public a exprimé des inquiétudes au sujet de la corrosion excessive dans les pipelines transportant du bitume dilué en raison des concentrations d'acides naphthéniques, d'eau et de sédiments. Toutefois, les études ont montré que les acides naphthéniques n'augmentent pas la corrosion dans les pipelines de pétrole brut. Pour ce qui est de la corrosion provoquée par l'eau et les sédiments, elle sera atténuée par la limitation de leur concentration au moyen de spécifications tarifaires. Se reporter à l'annexe 2A pour en savoir plus.

2.2.3 Fissuration par corrosion sous contrainte

La fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC) fait référence à des dommages localisés à la canalisation (fissures) causés par l'effet combiné des facteurs suivants : la vulnérabilité du revêtement du pipeline, un environnement propice (p. ex. des sols corrosifs), des contraintes (de tension) d'exploitation et, jusqu'à un certain point, la température de la canalisation.

Un revêtement ÉLF à haute performance recouvrira tous les nouveaux pipelines du Projet. Ce système de revêtement est largement utilisé depuis plusieurs décennies et il offre une excellente protection contre la FCSC en raison de la performance de l'apprêt et de la durabilité de la couche d'époxy. Selon la publication de la Canadian Energy Pipeline Association (CEPA ou Association canadienne de pipelines d'énergie) intitulée *Recommended Practices 2nd Edition Section 5.1.1.1, Coating Type and Coating Condition*, « Aucune FCSC associée à l'ÉLF, à de l'époxy, à des uréthanes époxyques ou à du polyuréthane extrudé appliqués sur place n'a été documentée ».

2.2.4 Matériaux

Il est peu probable que l'on retrouve des défauts de fabrication, comme la présence de points durs ou des défauts dans les joints longitudinaux, sur des canalisations de fabrication moderne dont sont composés les nouveaux tronçons et les tronçons convertis. Malgré cela, les incidents liés aux matériaux ont été conservés dans l'analyse, afin d'y inclure toutes les menaces possibles, même les plus improbables.

2.2.5 Soudage et fabrication

Les défauts de soudage et de fabrication concernent généralement les accouplements mécaniques, les joints circulaires non ductiles soudés (comme ceux faits à l'oxygène-acétylène) ou les coudes plissés. Or, le pipeline ne comportera aucune de ces liaisons, que ce soit sur les nouveaux tronçons ou sur les tronçons convertis. Malgré cela, les incidents de soudage et de fabrication ont été conservés dans l'analyse, afin d'y inclure toutes les menaces possibles, même les plus improbables.

2.2.6 Équipement

Les incidents d'équipement sont les incidents liés à l'équipement de pipeline, notamment :

- joints d'étanchéité de bride
- vannes de régulation
- indicateur de la valeur de réglage sur les régulateurs
- joints toriques
- capuchons et sièges de vannes
- garnitures de vannes.

Les incidents d'équipement se produisent aux stations de pompage et aux terminaux et plus de 80 % des fuites survenant à l'intérieur des stations de pompage et des terminaux demeurent à l'intérieur des limites des installations, où les effets tendent à être entièrement subis par l'exploitant. En conséquence, cette partie de l'analyse surestime le nombre d'incidents sur la canalisation principale, où les effets sur le public et l'environnement seraient les plus importants.

Consulter la section 5 pour une évaluation du risque associé à l'équipement du terminal maritime (c.-à-d. les réservoirs hors sol, le pipeline en mer ainsi que les installations de transbordement).

2.2.7 Dommages liés à l'excavation

Les dommages causés par des excavations faites par une tierce partie ou des dommages mécaniques constituent une menace pour la plupart des pipelines enfouis.

2.2.8 Fausses manœuvres (événement hydraulique)

De fausses manœuvres ou le non-respect des procédures d'exploitation standard peuvent être à la source d'un événement de surpression ou d'un afflux hydraulique. Bien qu'il faille qu'une suite d'erreurs humaines et mécaniques se produise pour qu'un événement hydraulique survienne, ce qui arrive

rarement, les incidents liés à de fausses manœuvres ont été retenus comme des menaces potentielles aux pipelines convertis et aux nouveaux pipelines. En plus de 50 ans d'exploitation, TransCanada n'a jamais connu d'incident causé par des fausses manœuvres.

2.2.9 Éléments naturels (mouvements du sol ou inondations)

Les préoccupations hydrologiques et géotechniques sont des questions qui relèvent de chaque emplacement en particulier et qui sont prises en considération lors de l'établissement du tracé et de la conception du Projet. Le processus d'établissement du tracé vise à éviter autant que possible les pentes potentiellement instables, les cours d'eau à méandres, les sols saturés et les dangers sismiques actifs. Lorsqu'il n'est pas possible de les éviter, la menace est réduite grâce à des éléments conceptuels.

La menace des éléments naturels est réduite par des processus d'établissement du tracé à l'étape de la conception; cependant, ce risque ne peut être complètement éliminé. En conséquence, cette analyse a retenu les éléments naturels comme une menace pour les pipelines convertis et les nouveaux pipelines.

2.2.10 Autres éléments extérieurs

D'autres éléments extérieurs indépendants de la conception, de la construction et de l'exploitation du Projet, comme les incendies et les explosions, les dommages électriques et intentionnels, peuvent menacer l'intégrité du pipeline. Cette catégorie de menace représente seulement une petite partie des incidents liés au pipeline, mais elle ne peut être complètement éliminée. En conséquence, cette analyse a retenu les autres éléments extérieurs comme une menace pour les pipelines convertis et les nouveaux pipelines.

2.3 Atténuation

Le tableau 2-1 présente un résumé des mesures d'atténuation des menaces.

2.4 Fréquence des incidents

La fréquence des incidents de référence a été déterminée à partir des données de l'industrie (c.-à-d. de l'Office national de l'énergie [ONÉ] et de la Pipeline and Hazardous Material Safety Administration [PHMSA]), qui ont été ajustées pour tenir compte des conditions particulières du Projet et des sites. Les facteurs de modification tiennent compte des technologies et des pratiques améliorées utilisées sur les pipelines modernes qui ne sont pas représentés actuellement dans les fréquences des incidents historiques.

Tableau 2-1 Menaces et principales mesures d'atténuation pour le pipeline terrestre

Menace	Mesures d'atténuation	Description de la mesure
Corrosion externe	Revêtement externe résistant à la corrosion	Nouveau pipeline : époxy lié par fusion (ÉLF) Pipeline converti : variable (p. ex. ÉLF, asphalte, résine époxy liquide et polyéthylène en ruban)
	Protection cathodique	Protection cathodique par courant imposé
	Inspection interne	Les outils d'inspection interne font appel à différentes techniques pour mesurer les pertes de métal et déterminer les zones de corrosion potentielle.
Corrosion interne	Tarif sur l'eau et les sédiments	Limiter la quantité d'eau et de sédiments dans le pétrole brut à 0,5 % du poids pour réduire le potentiel de corrosion interne.
	Écoulement turbulent	Exploiter le pipeline dans des conditions d'écoulement turbulent afin d'éviter la stratification du pétrole et de l'eau.
	Inspection interne	Les outils d'inspection interne font appel à différentes techniques pour mesurer les pertes de métal et déterminer les zones de corrosion potentielle.
	Nettoyage interne	L'utilisation régulière d'instruments de nettoyage de pipeline permettra d'enlever l'accumulation de sédiments et d'eau, le cas échéant.
Fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC)	Revêtement externe résistant à la FCSC	Nouveau pipeline : ÉLF Pipeline converti : ÉLF ou résine époxy liquide pour certains tronçons
	Protection cathodique	Protection cathodique par courant imposé
	Inspection interne	Les outils d'inspection interne font appel à différentes techniques pour mesurer la fissuration par corrosion sous contrainte des tronçons revêtus d'asphalte ou de polyéthylène en ruban.
Matériaux	Conception, inspection et essais	Utiliser une canalisation ayant été conçue, inspectée systématiquement à l'usine, durant le transport et les phases de la construction et mise à l'essai, s'il y a lieu, afin de s'assurer que le nouveau pipeline est construit avec des matériaux de haute qualité.
	Inspection interne	Les outils d'inspection interne évalueront les soudures longitudinales des tronçons convertis soumis à l'analyse de la FCSC.
Soudage	Inspection non destructive des joints circulaires soudés	Nouveau pipeline : 100 % des joints seront inspectés Pipeline converti : 100 % des joints ont été inspectés.
	Essais hydrostatiques	Nouveau pipeline : toutes les canalisations seront soumises à un essai hydrostatique à un minimum de 125 % de la pression maximale d'exploitation (PEM) avant la mise en service. Pipeline converti : toutes les canalisations ont subi ou subiront un essai hydrostatique à un minimum de 125 % de la PEM.
Équipement	Inspection et exploitation	Les vannes seront inspectées et actionnées partiellement au moins une fois par année civile.
	Essais hydrostatiques	Tous les sous-ensembles seront soumis à un essai hydrostatique à l'usine de fabrication à un minimum de 125 % de la pression d'exploitation maximale (PEM).

Tableau 2-1 Menaces et principales mesures d'atténuation pour le pipeline terrestre

Menace	Mesures d'atténuation	Description de la mesure
Dommages liés à l'excavation	Épaisseur de recouvrement	Nouveau pipeline : épaisseur de recouvrement atteignant ou excédant les exigences réglementaires. Pipeline converti : étude de l'épaisseur de recouvrement dans les zones hautement sensibles définies par l'évaluation technique.
	Repères visuels du tracé du pipeline	Des repères visuels délimitent l'emprise du pipeline.
	Système d'appel unique	Le programme existant de sensibilisation du public pour localiser les ouvrages souterrains et informer les exploitants du pipeline que des travaux d'excavation sont en cours à proximité.
	Canadian Common Ground Alliance (CGA)	Respect des <i>meilleures pratiques de CGA</i> .
	Patrouilles aériennes régulières	Patrouilles aériennes régulières afin de déceler l'excavation ou la perturbation du sol à proximité du pipeline.
	Co-occupation	Le pipeline est situé dans un corridor comprenant plusieurs pipelines à de nombreux emplacements.
Fausses manœuvres	Protection contre la surpression	Le pipeline sera protégé contre la surpression jusqu'à 110 % de la PEM.
	Système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA)	Emploi d'un système SCADA et mise en œuvre d'une formation appropriée sur la gestion des alarmes et les interventions.
	Conformité à la norme CSA Z662-11 et au règlement sur les pipelines terrestres de l'ONÉ pour la gestion de processus du réseau	Mise en œuvre d'un système de gestion pour s'assurer que les employés ont les qualifications, la formation et l'expérience nécessaires à l'exécution de leurs tâches respectives.
Éléments naturels ¹	Matériaux et technologies du pipeline qui atteignent ou excèdent les normes et les règlements applicables de l'industrie.	Les canalisations sont conformes aux normes et aux règlements applicables de l'industrie.
	Reconnaissance et détection des risques	Reconnaissance aérienne et au sol. Évaluation des risques pour déterminer les sites nécessitant des mesures d'atténuation particulières.
Autres éléments extérieurs	Matériaux et technologies du pipeline qui atteignent ou excèdent les normes et les règlements applicables de l'industrie.	Les canalisations sont conformes aux normes et aux règlements applicables de l'industrie.
REMARQUE :		
¹ Les éléments naturels sont mentionnés dans la Demande auprès de l'ONÉ, volume 5, Évaluation technique, à l'intérieur de l'évaluation des risques liés au climat et aux éléments naturels (géotechniques), où des mesures de conception et d'atténuation additionnelles sont étudiées.		

2.4.1 Fréquence des incidents de référence

Les bases de données sur les incidents de l'ONÉ et de la PHMSA constituent les sources de données sur la fréquence des incidents de la présente évaluation. Il existe d'autres bases de données pour d'autres régions dans le monde, mais elles n'ont pas été considérées comme applicables dans le cas de la présente évaluation.

La possibilité d'utiliser uniquement la base de données de l'ONÉ a été considérée, mais ses données ne portent que sur 37 000 km d'oléoducs. En comparaison, la base de données de la PHMSA porte sur plus de 320 000 km d'oléoducs, ce qui assure une meilleure fiabilité statistique. De plus, les données de la PHMSA sont plus complètes en ce qui concerne les types de données recueillies, ce qui permet une analyse plus détaillée des facteurs responsables.

Aux fins de la présente analyse, nous émettons l'hypothèse que les fréquences des défaillances des pipelines canadiens et américains sont comparables en raison de la similarité des règlements et des normes de l'industrie. Ainsi, les statistiques de l'ONÉ ont été incluses dans la base de données de la PHMSA pour créer une plus grande base de données, qui demeure pertinente, sur les incidents pipeliniers (désormais appelée « Base de données combinées sur les incidents »).

La fréquence des incidents calculée pour les projets précédents de TransCanada (c.-à-d. la portion américaine de Keystone) est différente de celle qui est présentée ici en raison des changements apportés aux critères de signalement de la PHMSA. En 2002, la PHMSA a institué une limite de signalement de 5 gallons (18,9 litres). Auparavant, seuls les déversements de plus de 50 barils (1 575 gallons [5 962 litres]) étaient signalés. Bien que le critère de signalement a été réduit par un facteur de 315, le nombre d'incidents n'a augmenté que par un facteur de 2,4.

Dans le cadre du présent Projet, les données de la PHMSA sur les incidents terrestres de 2002 à 2013 ont été utilisées afin de tenir compte de la limite de signalement de 5 gallons (18,9 litres) et de faire preuve d'une certaine prudence. Les données recueillies avant 2002 n'ont pas été utilisées dans cette analyse.

Le tableau 2-2 présente la définition et la comparaison des critères de signalement des incidents pipeliniers de l'ONÉ et de la PHMSA.

Tableau 2-2 Comparaison des critères de déclaration d'incidents liés au pipeline

Catégorie	Canada – Base de données sur les incidents de l'ONÉ	É-U – Base de données sur les incidents de la PHMSA
Volume du déversement	Déversement excédant 1,5 m ³ (9,4 barils)	Déversement de 5 gallons ou plus (0,1 baril)
Blessure ou décès	Décès ou blessure grave	Décès ou blessure grave
Incendie ou explosion	Incendie ou explosion	Incendie ou explosion
Importance	Effets négatifs importants sur l'environnement	Un évènement jugé important par l'exploitant
Dépassement des seuils de conception	Exploitation d'un pipeline au-delà de ses seuils de conception	S.O.
Domage à la propriété	S.O.	Domage à la propriété de 50 000 \$ ou plus

Les fréquences des incidents de référence indiquées dans le tableau 2-3 ont été obtenues à partir de la Base de données combinées sur les incidents (ONÉ 2013; PHMSA 2013) en divisant le nombre total d'incidents causés par chacune des menaces par la longueur totale du pipeline. La fréquence des incidents est exprimée en incidents par kilomètre de pipeline par année (ou incidents/km-année).

La fréquence des incidents cumulative a été calculée en faisant la somme de la probabilité de toutes les catégories de menaces énumérées au tableau 2-3.

Tableau 2-3 Fréquences des incidents de référence et intervalles d'apparition

Catégorie de menace	Fréquence des incidents (incidents/km-année) ¹	Intervalle d'apparition (années)
Corrosion et FCSC	2,74E-04	3 651
Matériaux, soudage et équipement	4,6E-04	2 172
Dommages liés à l'excavation	1,18E-04	8 470
Fausses manœuvres	1,17E-04	8 556
Éléments naturels	4,84E-05	20 659
Autres éléments extérieurs	1,77E-05	56 468
Toutes les autres causes	1,45E-04	6 886
Cumulatif	0,00118	847
REMARQUES :		
¹ La fréquence des incidents est exprimée en notation scientifique. Une valeur de 2,74E-04 incidents/km-année équivaut à 0,000274 incident/km-année, ce qui représente environ 1 incident tous les 3 651 ans.		

2.4.2 Fréquence des incidents

La fréquence des incidents de référence est obtenue à partir de la Base de données combinées sur les incidents (ONÉ 2013; PHMSA 2013). Environ 65 % des pipelines américains ont été construits avant 1970 (canalisation prémoderne), dont un grand nombre immédiatement après la Seconde Guerre mondiale dans le but d'éviter les livraisons de produits pétroliers par transport maritime¹. De nombreux pipelines construits dans les années 1930 ou avant sont encore exploités de nos jours. Comme la majorité des pipelines des États-Unis ont été construits à l'époque prémoderne, ces fréquences de référence reflètent souvent des taux d'incidents associés à des conceptions et à des méthodes de construction anciennes qui souvent ne répondent pas aux exigences réglementaires ou aux meilleures pratiques de gestion (MPG) actuelles. En outre, ces données historiques ne tiennent pas compte des mesures de protection supplémentaires recommandées.

En ajustant la fréquence des incidents de référence de manière à tenir compte de l'amélioration des technologies et des pratiques, cette analyse offre une approximation plus précise de la fréquence des incidents attendue que la fréquence de référence de la PHMSA non modifiée. Des facteurs de modification modérés ont été utilisés, ce qui donne une fréquence des incidents calculée qui surestime le risque d'incidents.

¹ On considère généralement que l'infrastructure de l'oléoduc canadien est plus récente que celle de la moyenne des pipelines américains.

2.4.2.1 Facteurs de modification

La fréquence des incidents de référence a été ajustée à l'aide d'un facteur de modification compris entre 0,1 et 0,8. Par exemple, un facteur de modification de 0,3 indique que la fréquence des incidents a été multipliée par 0,3, ce qui a pour effet de la réduire de 70 %. Les facteurs de modification attribués à cette analyse sont détaillés dans l'annexe 2B. Des facteurs similaires ont été approuvés par les autorités de réglementation lors d'autres projets de pipeline, notamment :

- le pipeline TransCanada Gulf Coast;
- le latéral TransCanada Houston;
- le pipeline TransCanada Keystone (États-Unis);
- le pipeline BakkenLink entre Dry Creek et Beaver Lodge;
- le pipeline Plains All American Pipeline à Pascagoula.

En résumé, la fréquence cumulative des incidents a été calculée en faisant la somme de la probabilité de chacune des catégories modifiées de menace.

$$f_{\text{cumulative}} = (f_{\text{co}} * a_j) + (f_{\text{ex}} * a_j) + (f_{\text{fm}} * a_j) + (f_{\text{ms}} * a_j) + (f_{\text{én}} * a_j) + (f_{\text{ée}} * a_j) + (f_{\text{ac}} * a_j)$$

Où :

$f_{\text{cumulative}}$	=	fréquence cumulative des incidents
f_{co}	=	fréquence des incidents liés à la corrosion
f_{ex}	=	fréquence des incidents liés à l'excavation
f_{fm}	=	fréquence des incidents liés à de fausses manœuvres
f_{ms}	=	fréquence des incidents liés au matériel, au soudage ou à la défaillance de l'équipement
$f_{\text{én}}$	=	fréquence des incidents liés aux éléments naturels
$f_{\text{ée}}$	=	fréquence des incidents liés à d'autres éléments extérieurs
f_{ac}	=	fréquence des incidents liés à toutes les autres causes
a_j	=	facteur(s) de modification pour la catégorie de menace (décrits dans le tableau 2-4)

Tableau 2-4 Facteurs de modification et justification pour le nouveau pipeline et le pipeline converti

Catégorie de menace	Nouveau pipeline		Pipeline converti	
	Facteur de modification	Justification	Facteur de modification	Justification
Corrosion et FCSC	0,06	Un revêtement externe en ÉLF à haute performance, des pratiques de construction visant à minimiser les dommages causés au revêtement durant l'installation, la protection cathodique, des tarifs sur l'eau et les sédiments qui permettent la livraison d'un produit propre et une inspection interne de base devant être effectuée dans l'année suivant la mise en service, le jugement professionnel d'un ingénieur et le respect des normes de l'industrie pourraient réduire les incidents par rapport aux résultats de la Base de données combinées sur les incidents.	0,12	Divers types de revêtement (ÉLF ou résine époxy liquide pour la plupart des canalisations), la protection cathodique, des tarifs sur l'eau et les sédiments qui permettent la livraison d'un produit propre, un programme d'inspection interne devant être effectuée avant la mise en service ainsi qu'une inspection continue durant l'exploitation, la connaissance de l'historique du pipeline, le jugement professionnel d'un ingénieur et le respect des normes de l'industrie lors de la construction pourraient réduire les incidents par rapport aux résultats de la Base de données combinées sur les incidents.
Matériaux, soudage et équipement	0,1	Les exigences réglementaires applicables actuelles, les mesures d'atténuation de l'Oléoduc Énergie Est et un plan de contrôle et d'assurance qualité pour la construction, y compris des efforts de réduction des défaillances des matériaux et les défauts de construction se traduiraient par une réduction des incidents par rapport aux résultats de la Base de données combinées sur les incidents.	0,24	Les exigences réglementaires applicables au moment de la construction réduisent le risque d'erreurs de fabrication et de construction, des périodes prolongées de transport gazier, un procédé éprouvé de soudage linéaire continu et d'inspection se traduiront par une réduction des incidents par rapport aux résultats de la Base de données combinées sur les incidents. La totalité des soudures ont été vérifiées aux rayons X. L'ensemble de l'équipement des stations de pompage sera neuf. Les vannes seront neuves ou remises à neuf.
Excavation	0,05	Des mesures d'atténuation telles que l'épaisseur de recouvrement, des repères visuels du tracé du pipeline, des patrouilles régulières et des canalisations hautement résistantes aux perforations se traduiraient par une réduction des incidents par rapport aux résultats de la Base de données combinées sur les incidents.	0,12	Des mesures d'atténuation telles que l'épaisseur de recouvrement, des repères visuels du tracé du pipeline, des patrouilles aériennes régulières, des canalisations à parois épaisses selon le facteur d'emplacement pour le transport du gaz, des corridors de pipelines multiples et une canalisation hautement résistante à la perforation se traduiraient par une réduction des incidents par rapport aux résultats de la Base de données combinées sur les incidents.
Fausses manœuvres	0,5	Des essais hydrostatiques, un système SCADA, une protection contre la surpression, d'autres normes et pratiques exemplaires de l'industrie. La formation des exploitants mènerait à une réduction des incidents par rapport aux résultats de la Base de données combinées sur les incidents.	0,5	Toutes les canalisations ont été soumises à un essai hydrostatique. Le système SCADA, une protection contre la surpression, d'autres normes et pratiques exemplaires de l'industrie et la formation des exploitants se traduiraient par une réduction des incidents par rapport à la Base de données combinées sur les incidents. L'historique d'exploitation est connu.

Les catégories de menaces potentielles et les facteurs de modification qui y sont associés pour le Projet sont décrits en détail ci-dessous. Le tableau 2-4 résume les facteurs de modification et leur justification.

L'intervalle d'apparition, c'est-à-dire la période prévue entre les incidents pour chaque kilomètre de pipeline, est l'inverse de la fréquence des incidents. Les intervalles d'apparition peuvent être calculés pour des menaces individuelles ou, comme il est illustré ci-dessous, pour toutes les catégories de menaces.

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

Où :

$ia_{\text{cumulatif}}$ = intervalle d'apparition pour les incidents liés à toutes les causes

$f_{\text{cumulative}}$ = fréquence cumulative des incidents

Les intervalles d'apparition pour des segments donnés de pipeline (c.-à-d. un segment du pipeline situé dans une seule province) peuvent être calculés en incorporant des kilomètres dans le calcul.

$$ia_{\text{segment}} = 1/(f_{\text{cumulative}} \cdot km_{\text{segment}})$$

Où :

ia_{segment} = intervalle d'apparition pour les incidents liés à toutes les causes pour un segment spécifique de la canalisation

$f_{\text{cumulative}}$ = fréquence cumulative des incidents

km_{segment} = kilomètres du segment du pipeline

CORROSION ET FCSC

Selon la Base de données combinées sur les incidents (ONÉ 2013; PHMSA 2013), la fréquence des incidents de référence pour les fuites causées par la corrosion équivaut à 2,74E-04 incidents/km-année. Pour le Projet, cette fréquence de référence a été modifiée afin de tenir compte des pratiques standards actuelles de l'industrie et des mesures de protection additionnelles d'Énergie Est. Le choix des matériaux des nouvelles canalisations est régi par les normes de l'industrie, qui exigent également l'utilisation de systèmes de protection cathodique actifs régulièrement surveillés tout au long du pipeline (CSA 2011).

Ces pratiques de l'industrie ont permis de réduire de manière considérable le nombre d'incidents ces dernières années. Ainsi, la fréquence de référence des incidents liés à la corrosion pour le nouveau pipeline et le pipeline converti a été modifiée en fonction des facteurs suivants :

- respect ou dépassement des normes de l'industrie;
- respect ou dépassement des normes de l'industrie lors de la construction du tronçon converti;
- jugement professionnel d'un ingénieur.

La justification d'un facteur de modification équivalent pour le nouveau pipeline et pour le pipeline converti comprend un programme d'inspection interne qui sera mené par Énergie Est afin de confirmer que le pipeline converti est propre au service. De plus, les normes d'ingénierie pour les portions converties du pipeline n'étaient pas sensiblement différentes des normes actuelles.

En plus des normes de l'industrie, on recommande à Énergie Est d'utiliser les mesures d'atténuation décrites ci-dessous pour réduire la probabilité des incidents liés à la corrosion.

Nouveau pipeline :

- utilisation de revêtement externe en ÉLF à haute performance;
- utilisation de revêtements résistants à l'abrasion (compatibles avec l'ÉLF) pour l'installation sans tranchée;
- systèmes de protection cathodique avec étude initiale dans les six mois suivant la date de mise en service.

Nouveau pipeline et pipeline converti :

- utilisation du système actuel de protection cathodique;
- implantation d'un programme de contrôle du courant alternatif induit;
- exécution d'une inspection interne à haute résolution à titre d'évaluation de l'intégrité de base avant l'exploitation du pipeline pour le pipeline converti et dans l'année suivant la mise en service pour le nouveau pipeline, et selon un calendrier de réévaluation périodique qui atteint ou dépasse les exigences applicables.

Comme les sédiments et l'eau sont les plus importants facteurs de risque de corrosion interne, Énergie Est limitera les sédiments et l'eau de base grâce à des tarifs de 0,5 % par volume. L'accumulation de ces matières devrait être minimale en raison de la turbulence de l'écoulement, mais des instruments de nettoyage du pipeline seront également utilisés en cas d'écoulement intermittent ou laminaire.

La fréquence des incidents de référence a été réduite en raison de l'utilisation des éléments suivants :

- un revêtement externe à haute performance (ÉLF et résine époxy liquide seulement);
- des pratiques de construction visant à minimiser les dommages au revêtement durant l'installation;
- une protection cathodique;
- un produit propre (dont le contenu en eau et en sédiments n'excède pas 0,5 %);
- le système de gestion de la planification des immobilisations et le système de gestion des actifs de TransCanada;
- Programme d'inspection interne
 - Utilisation des tout derniers instruments de mesure de la fissuration par corrosion sous contrainte avant la mise en service et durant la première année d'exploitation, lorsque la FCSC est une menace;
 - FFM pour les segments convertis avant leur entrée en service;
 - FFM pour le nouveau pipeline dans la première année à compter de la date de mise en service;
 - Inspection interne continue durant l'exploitation.

Après l'application des facteurs de modification, la fréquence des incidents liés à la corrosion est toujours considérée comme une estimation prudente de la probabilité d'incident.

MATÉRIEL, SOUDAGE ET ÉQUIPEMENT

Les incidents de pipeline liés aux matériaux, au soudage et à l'équipement peuvent être causés par :

- des matériaux de qualité inférieure;
- un mauvais choix de matériaux;
- un manque de contrôle de la qualité et d'inspection durant la fabrication des matériaux et de l'équipement;
- une insuffisance d'essais hydrostatiques conformes à la norme.

Bon nombre de déversements historiques contenus dans les données de la PHMSA font référence à des pipelines prémodernes, pour lesquels des défaillances étaient liées à des déficiences de certains ou de tous ces facteurs. TransCanada a mis à profit plus de 60 années d'expérience en exploitation de pipelines pour établir une série complète de pratiques exemplaires concernant les devis, l'approvisionnement, le transport, le soudage, la construction, l'inspection, les essais et l'assurance qualité des pipelines qu'elle construit.

Selon la Base de données combinées sur les incidents (ONÉ 2013; PHMSA 2013), la fréquence des incidents de référence pour les défaillances liées aux matériaux, au soudage et à l'équipement est de 4,60E-04 incidents/km-année. Dans le cadre du Projet, cette fréquence de référence a été modifiée afin de tenir compte des règlements applicables actuels, des mesures de protection supplémentaires d'Énergie Est et du programme de contrôle et d'assurance de la qualité de la construction.

Le choix des matériaux de la nouvelle canalisation est régi par un règlement (le RPT de l'ONÉ 2013), lequel exige également des essais non destructifs (c.-à-d. par radiographie ou ultrasons) de la totalité des joints circulaires et des essais hydrostatiques jusqu'à un minimum de 125 % de la PEM. Ce règlement vise à détecter et à éliminer les matériaux défectueux et les défaillances de construction avant que la canalisation ne soit en exploitation.

Les facteurs de modification ont été appliqués à la fréquence de référence afin de tenir compte des exigences réglementaires applicables pour le nouveau pipeline et des exigences réglementaires en vigueur au moment de la construction du pipeline converti. Des facteurs de modification ont été appliqués de manière à tenir compte des mesures courantes d'Énergie Est pour le nouveau pipeline, y compris les efforts de réduction des matériaux défectueux et des défaillances de construction. Les facteurs de modification ont été appliqués à la partie convertie du pipeline afin de tenir compte de son utilisation prolongée pour le transport de gaz naturel, du procédé éprouvé de soudage des joints et de l'inspection des portions linéaires.

Ces facteurs de modification entraînent une surestimation de la fréquence des incidents, car les inspections réalisées à la fabrication et à la construction et l'essai hydrostatique effectué après la construction à 125 % de la PEM permettent de déceler tous les défauts presque critiques, rendant ainsi un incident d'exploitation très peu probable.

DOMMAGES LIÉS À L'EXCAVATION

Les dommages liés à l'excavation menant à des incidents pipeliniers comprennent les dommages causés à la canalisation par des tierces parties ou des exploitants de pipeline. Historiquement, les dommages

occasionnés par une tierce partie sont l'une des principales causes de dommages causés aux pipelines. Les dommages causés par les exploitants sont moins fréquents et se produisent habituellement au cours des activités d'entretien. Par conséquent, le développement local, l'épaisseur de recouvrement, le balisage du pipeline et les patrouilles aériennes régulières influent sur le risque de dommage par excavation.

Les pipelines peuvent fuir en raison de dommages causés par des tierces parties soit immédiatement par perforation directe, soit à retardement à la suite d'une défaillance par gougeage, ce qui peut être détecté au cours des inspections internes régulières. Étant donné que la probabilité de percement est fonction de la limite d'élasticité conventionnelle et de l'épaisseur de la paroi et influe sur la résistance du matériau de la canalisation, il est possible de calculer la force requise pour percer la canalisation.

Les mesures suivantes réduiront la probabilité d'un effet sur le nouveau pipeline et le pipeline converti :

- l'épaisseur de recouvrement atteignant ou excédant les exigences réglementaires;
- des repères visuels sur le tracé du pipeline;
- les meilleures pratiques de Canadian Common Ground Alliance² (à utiliser dans un programme de prévention des dommages);
- la participation à un système d'appel unique;
- des patrouilles aériennes régulières.

À partir de ces mesures, la fréquence des incidents peut être calculée en se fondant sur des modèles de fiabilité basés sur l'industrie et la probabilité qu'un incident survienne si de l'équipement d'excavation percute la canalisation (Chen et Nessim 1999). Dans le cas de la canalisation qui sera utilisée pour le Projet, la fréquence de percement immédiat est très basse parce que la force de creusage de la majorité des excavatrices est inférieure à la résistance au percement de la canalisation. On prévoit que la canalisation convertie ait une résistance au percement égale ou supérieure à celle de la nouvelle canalisation.

Selon la Base de données combinées sur les incidents (ONÉ 2013; PHMSA 2013), la fréquence des incidents de référence pour les fuites liées à l'excavation équivaut à 1,18E-04 incident/km-année. Cette fréquence comprend des incidents sur toutes les longueurs de pipeline, les diamètres et les dates de construction. Cette fréquence de référence a été modifiée en raison des différentes mesures qui ont été recommandées afin de réduire la menace de dommages liés à l'excavation.

La fréquence des incidents pour le nouveau pipeline et le pipeline converti a été modifiée pour tenir compte des mesures d'atténuation des dommages liés à l'excavation comme l'épaisseur de recouvrement, les repères visuels du tracé du pipeline, les patrouilles aériennes régulières, les canalisations aux parois épaisses et le corridor de pipelines multiples dans lequel des portions de la canalisation sont situées.

² Common Ground Alliance est une association d'entreprises de pipelines, de propriétaires d'installations souterraines et d'entrepreneurs en excavation qui cherchent à répondre aux questions de prévention des dommages causés aux installations souterraines. Le groupe a publié une série complète de meilleures pratiques, y compris l'établissement de centres d'appel unique « One Call »; les procédures d'excavation; les cartes; le repérage et le marquage; la conformité; la planification et la conception; les rapports et l'évaluation; l'éducation du public; et les technologies émergentes.

FAUSSES MANŒUVRES

Les événements hydrauliques, comme les variations de pression (coups de bélier), sont causés par des changements brusques de débit et peuvent être imputables à une erreur de l'exploitant ou à une absence de pression.

Énergie Est s'est engagée à mettre en place plusieurs éléments relatifs au contrôle SCADA et à la qualification des exploitants qui visent directement à réduire la probabilité d'un déversement de pipeline. Ces techniques comprennent :

- une protection contre la surpression à 110 % de la PEM;
- la gestion de l'exploitation du réseau pipelinier;
- l'installation d'un système de détection des fuites informatisé, l'utilisation d'un modèle et d'un simulateur de pipeline SCADA pendant la formation ainsi que pour que la reconnaissance par contrôleur de conditions d'exploitation anormales;
- la satisfaction des exigences de la norme CSA Z662-11 et du RPT de l'ONÉ pour les Processus de gestion des réseaux, qui indiquent que les exploitants de pipelines doivent établir et mettre en œuvre un processus visant à assurer que les employés sont qualifiés, formés et expérimentés dans leurs tâches respectives et qu'ils doivent effectuer toutes les tâches de façon sécuritaire et de manière à assurer la sécurité du pipeline et de l'environnement.

Les événements hydrauliques peuvent être atténués grâce à des dispositifs de prévention des arrêts brusques. En cas d'urgence, le système SCADA d'Énergie Est avertirait l'exploitant afin qu'il stoppe le Projet selon une séquence contrôlée et qu'il procède à la fermeture complète des stations de pompage et des vannes. Les règlements fédéraux exigent que le nouveau pipeline soit soumis à des essais hydrostatiques à 125 % de la PEM avant sa mise en exploitation. Si un événement hydraulique provoquant le dépassement de la PEM survient dans le pipeline, Énergie Est enquêtera pour en connaître la cause. Si la pression transitoire dépasse 105 % de la PEM, Énergie Est évaluera le pipeline pour déterminer si des effets nuisibles se sont produits.

Selon la Base de données combinées sur les incidents (ONÉ 2013; PHMSA 2013), la fréquence des incidents de référence pour les événements hydrauliques équivaut à 1,17E-04 incident/km-année. Dans le cadre du Projet, cette fréquence de référence a été modifiée pour tenir compte des contrôles hydrauliques comme le système SCADA, des systèmes améliorés de formation et d'intervention des exploitants et des règlements applicables en vigueur.

ÉLÉMENTS NATURELS

La catégorie des éléments naturels comprend plusieurs menaces différentes, dont les inondations (fortes pluies ou orages) et les mouvements terrestres géotechniques ou causés par des glissements de terrain ou des séismes. La menace de dommages causés par ces éléments naturels dépend de la capacité de la canalisation à résister à ces éléments naturels. Historiquement, les canalisations prémodernes résistaient moins bien à ces contraintes que les canalisations modernes pour différentes raisons, notamment :

- des joints circulaires de piètre qualité;

- des pipelines munis de raccords mécaniques ou de joints filetés;
- des franchissements à ciel ouvert au lieu de forages directionnels horizontaux.

Les données recueillies sur le terrain montrent que les canalisations modernes sont plus résistantes et supportent mieux les forces externes que les anciennes canalisations. De plus, Énergie Est a réalisé une étude géotechnique et hydrotechnique sur toute la longueur de la conversion proposée. Par prudence, et parce que le danger ne peut être complètement éliminé, aucun facteur de modification n'a été appliqué à cette catégorie de menace.

AUTRES ÉLÉMENTS EXTÉRIEURS

La catégorie des autres éléments extérieurs englobe plusieurs menaces différentes, y compris les incendies et les explosions, les dommages électriques et les dommages intentionnels. Par prudence, et parce que le danger ne peut être complètement éliminé, aucun facteur de modification n'a été appliqué à cette catégorie de menace.

TOUTES LES AUTRES CAUSES

Cette catégorie de menaces englobe toutes les causes de natures diverses, inconnues et non spécifiées. Par prudence, et en raison de la nature ambiguë de ces dangers, aucun facteur de modification n'a été appliqué à cette catégorie.

2.4.3 Fréquence des incidents modifiée

Les facteurs de modification décrits ci-dessus ont été appliqués à la fréquence de base des incidents. Les tableaux 2-5 et 2-6 résument les fréquences des incidents modifiées pour les segments nouveaux et convertis.

Tableau 2-5 Fréquence des incidents modifiée et intervalles d'apparition – nouveau pipeline

Catégorie de menace	Fréquence des incidents de référence (incidents/km-an ¹)	Fréquence des incidents modifiée (incidents/km-an ¹)	Intervalle d'apparition par km (années)
Corrosion et FCSC	2,74E-04	1,64E-05	60 849
Matériaux, soudage et équipement	4,6E-04	4,60E-05	21 718
Dommages liés à l'excavation	1,18E-04	5,90E-06	169 404
Fausse manœuvre	1,17E-04	5,84E-05	17 112
Éléments naturels	4,84E-05	4,84E-05	20 659
Autres éléments extérieurs	1,77E-05	1,77E-05	56 468
Toutes les autres causes	1,45E-04	1,45E-04	6 886
Cumulatif	0,00118	0,00034	2 957
REMARQUES :			
¹ Dans le cas du nouveau pipeline, l'ajustement de la fréquence des incidents altère la fréquence totale des incidents par un facteur de 3,49 par rapport au taux d'incidents de référence initial.			

Tableau 2-6 Fréquence des incidents modifiée et intervalles d'apparition – Pipeline converti

Catégorie de menace	Fréquence des incidents de référence (incidents/km-an ¹)	Fréquence des incidents modifiée (incidents/km-an ¹)	Intervalle d'apparition par km (années)
Corrosion et FCSC	2,74E-04	3,29E-05	30 425
Matériaux, soudage et équipement	4,6E-04	1,11E-04	9 049
Dommages liés à l'excavation	1,18E-04	1,42E-05	70 585
Fausse manœuvres	1,17E-04	5,84E-05	17 112
Éléments naturels	4,84E-05	4,84E-05	20 659
Autres éléments extérieurs	1,77E-05	1,77E-05	56 468
Toutes les autres causes	1,45E-04	1,45E-04	6 886
Cumulatif	0,00118	0,00043	2 340
REMARQUES :			
¹ Pour le pipeline converti, l'ajustement de la fréquence des incidents altère la fréquence totale des incidents par un facteur de 2,76 par rapport au taux d'incidents de référence initial.			

2.5 Fréquence des défaillances de la canalisation principale de TCPL

Pour illustrer le degré de prudence avec lequel l'analyse de la fréquence des incidents a été effectuée d'après les données de la PHMSA et de l'ONÉ, on a réalisé une analyse secondaire à partir de l'historique des défaillances de la canalisation principale de gaz naturel de TransCanada. Cette dernière analyse devrait donner des résultats plus représentatifs du taux de défaillance du pipeline Énergie Est que les données de l'industrie fournies par la PHMSA et l'ONÉ. La canalisation principale utilise la même emprise qu'Énergie Est et son âge et sa taille sont similaires. Cette méthode se démarque des bases de données publiques dont les ouvrages présentent une grande diversité de dimensions, d'états de l'emprise, d'utilisation de la terre et d'ancienneté de construction. L'utilisation des données de TransCanada permet également de tenir compte de l'expérience, de l'apprentissage et des processus et procédures employés par TransCanada pour la maintenance de ses actifs.

La canalisation principale de TransCanada s'étend de la limite de l'Alberta à Montréal et traverse les Prairies et le nord de l'Ontario. Son emprise est principalement aménagée en zone rurale et croise de petits secteurs peuplés. Dans les Prairies, on y compte jusqu'à sept canalisations parallèles, et trois ou quatre dans le nord de l'Ontario. Dans le sud de l'Ontario et au Québec, l'emprise abrite une à deux canalisations. Les canalisations ont été construites au fur et à mesure à partir de 1954 et ont un diamètre de 20 à 48 po. Les revêtement utilisés dépendent de l'époque de leur application, mais sont représentatifs de ce que l'on retrouve sur les segments Énergie Est convertis et nouveaux.

Les mêmes taux de défaillance ont été appliqués aux tronçons convertis et aux tronçons nouveaux d'Énergie Est. Par contre, on n'a pas pris en considération l'évaluation et les mesures d'atténuation importantes que TransCanada a effectuées ou prévoit effectuer. Les résultats sont donc extrêmement prudents et surestiment la probabilité de défaillance. Comme les données historiques de TransCanada

n'incluent pas les fuites de l'équipement, on a ajouté le taux modifié de la PHMSA (calculé au prorata pour 1 600 km de nouvelle canalisation et 3 000 km de canalisation convertie) pour les incidents d'équipement afin de garantir la justesse de la comparaison.

La canalisation principale ayant été construite au fur et à mesure, on a recouru à un système cumulatif pour calculer le taux de défaillance. Les taux d'incidents signalés pour chaque année sont calculés en divisant le nombre d'incidents cumulatif jusqu'à l'année en question par l'exposition du système la même année. Pour l'exposition annuelle du système (en kilomètres-année), on additionne la longueur cumulative de cette année et le nombre de kilomètres-année cumulatif jusqu'à cette année. Le calcul est illustré ci-dessous :

Année	N ^{bre} d'incidents	Incidents cumulés	km installés	Longueur cumulative (km)	Exposition cumulative (km-année)
1961	1	1	x	x	x
1962	3	4	y	x+y	(x+y)+x = 2x+y
1963	2	6	z	x+y+z	(x+y+z)+2x+y = 3x+2y+z

Le taux d'incident cumulatif pour 1963 est donc :

$$Taux = \left(\frac{\text{Incidents cumulés}}{\text{Exposition cumulative}} \right) \times 1000 = \frac{6}{3x + 2y + z} \frac{1}{1000 \text{ km} \cdot \text{an}}$$

Le tableau 2-7 montre que les deux taux de défaillance modifiés estimés à partir des données de l'industrie sont supérieurs au taux réel de la canalisation principale TransCanada (et plus prudents), même si ce dernier ne tient compte ni du fait qu'il s'agit d'un nouveau pipeline ni du programme d'évaluation proposé du pipeline converti.

Tableau 2-7 Comparaison de la fréquence des incidents inférés et historiques

Méthode d'estimation	Fréquence des incidents (incidents/km-année)
Fréquence des incidents modifiée – nouveau pipeline	3,4E-04
Fréquence des incidents modifiée – pipeline converti	4,3E-04
Historique de la canalisation principale TransCanada	2,6E-04

2.6 Résumé

La présente étude a été menée afin de fournir une évaluation prudente des valeurs de la fréquence des incidents dans le but d'obtenir une estimation des risques environnementaux associés au Projet. Les menaces pertinentes ont été déterminées et analysées, et la fréquence des incidents a été calculée.

La fréquence des incidents estimée est basée sur les conditions existantes du pipeline au moment de sa mise en service. Bien que le risque de menaces dépendantes du temps puisse changer avec le temps, la présente analyse est applicable à au moins toute la durée de vie utile du Projet pour les raisons suivantes :

- L'analyse est basée sur des données historiques. L'analyse de ces données démontre un déclin marqué des taux d'incidents du pipeline au cours des 10 dernières années, principalement en raison d'une diminution des événements liés à la corrosion. Ce déclin est attribué à l'utilisation accrue des outils d'inspection interne dans l'industrie, à l'amélioration des revêtements et à l'utilisation de protection cathodique.
- Cette analyse est basée sur une base de données historiques où la canalisation a majoritairement été construite à l'époque « prémoderne ». En raison de l'amélioration de la qualité de l'acier et de ses propriétés, des pratiques de construction et des exigences relatives à l'inspection, les pipelines installés et convertis aujourd'hui connaîtront une fréquence des incidents beaucoup plus basse que celle des canalisations prémodernes n'ayant pas été modifiées.
- Les facteurs de modification sont modérés et, par conséquent, l'analyse surestime le risque réel, même pour une période de plusieurs décennies.
- Les meilleures pratiques de gestion de l'industrie et l'environnement réglementaire continueront à évoluer, ce qui devrait mener à une amélioration de l'inspection et de la protection des pipelines. En conséquence, la fréquence des incidents pipeliniers connaîtra probablement un déclin continu.
- La fréquence des inspections et des interventions de maintenance augmentera avec le vieillissement du pipeline.

L'évaluation des menaces pour le projet d'Énergie Est a déterminé sept catégories principales de menaces qui pourraient être à l'origine d'un déversement :

- corrosion (externe, interne et FCSC);
- matériel, soudage et équipement (défauts de fabrication, erreurs de soudage, mauvais fonctionnement de l'équipement, etc.);
- dommages liés à l'excavation (exploitant, entrepreneur, tierce partie, etc.);
- fausses manœuvres (surremplissage, surpression, etc.);
- éléments naturels (mouvements terrestres, inondations, foudre, etc.);
- autres éléments extérieurs (explosion, dommage électrique, dommage intentionnel, etc.);
- toutes les autres causes (diverses, inconnues et non spécifiées).

Ces menaces ont été analysées avec soin en tenant compte des normes de conception et d'exploitation exclusives du pipeline de TransCanada.

2.6.1 Prévisions relatives à la fréquence des déversements

Bien qu'on ne puisse pas prédire l'avenir avec certitude, il est possible de se baser sur la fréquence des événements historiques pour faire une évaluation prudente (surestimation) du nombre d'événements qui pourraient se produire sur une période donnée. L'analyse de la fréquence des déversements faite à partir

des données disponibles de la PHMSA a généré un facteur modéré de fréquence des incidents de 0,00034 incident/km-année pour le nouveau pipeline, ce qui équivaut à 0,54 déversement par année ou moins pour les 1 584 km de cette section. Pour tout segment de 1 km, cette probabilité équivaut à 1 déversement tous les 2 957 ans.

En ce qui concerne la portion convertie du Projet, l'analyse de fréquence des déversements a généré un facteur modéré de fréquence des incidents de 0,00043 incident/km-année, ce qui équivaut à 1,28 déversement par année ou moins pour la section de 3 000 km. Pour tout segment de 1 km, cette probabilité équivaut à 1 déversement tous les 2 340 ans. Le tableau 2-8 montre le nombre de déversements qui pourraient se produire le long du Projet entier, par province, durant une année de service.

Tableau 2-8 Intervalle d'apparition de déversements liés au Projet sur un an par province

Province	Longueur (km) de pipeline converti	Longueur (km) de nouveau pipeline	Longueur totale (km) de pipeline	Évaluation prudente du nombre de déversements par année pour la longueur totale
Alberta	0,0	280,1	280,1	0,09
Saskatchewan	614,0	6,9	620,9	0,26
Manitoba	465,3	55,6	520,9	0,02
Ontario	1 920,6	104,1	2 024,7	0,86
Québec	0,0	731,9	731,9	0,25
Nouveau-Brunswick	0,0	406,1	406,1	0,14
Total	2 999,9	1 584,6	4 584,5	1,82

REMARQUES :

Si l'on utilisait la fréquence non modifiée, le nombre estimé de déversements serait de 5,41, ce qui représente environ trois fois la fréquence des incidents modifiée pour la totalité du pipeline.

Le nombre de déversements par année est calculé en multipliant la longueur du nouveau pipeline et du pipeline converti par leur fréquence des incidents modifiée respective.

L'examen des données courantes de la PHMSA (de 2002 à 2014) indique que la majorité des déversements actuels des pipelines sont relativement petits. Cinquante pour cent des déversements de pipelines sont inférieurs ou égaux à 4 barils. Dans 80 % des cas, le volume de déversement était inférieur ou égal à 50 barils. Dans 84 % des cas, le volume de déversement était inférieur ou égal à 100 barils. Dans 95 % des cas, le volume de déversement était inférieur ou égal à 1 000 barils. Les déversements de 10 000 barils et plus comptent pour 0,5 % des cas. Ces données démontrent que la plupart des déversements de pipeline sont peu importants et que les déversements d'envergure, de 10 000 barils ou plus, sont peu fréquents. Le tableau 2-9 illustre les prévisions relatives aux fréquences de déversement de pétrole de différents volumes sur une période d'un an.

Tableau 2-9 Intervalle d'apparition de déversements liés au Projet sur un an par volume

Volume de déversement	Évaluation prudente du nombre de déversements par année – nouveau pipeline	Évaluation prudente du nombre de déversements par année – pipeline converti	Évaluation prudente du nombre total de déversements par année
Volume de déversement de 4 barils ou moins	0,27	0,65	0,92
Volume de déversement entre 4 et 50 barils	0,16	0,38	0,54
Volume de déversement entre 50 et 100 barils	0,02	0,051	0,071
Volume de déversement entre 100 et 1 000 barils	0,06	0,14	0,2
Volume de déversement entre 1 000 et 10 000 barils	0,02	0,06	0,08
Volume de déversement supérieur à 10 000 barils	0,003	0,006	0,009
Déversements totaux	0,54	1,28	1,82

Les données sur les volumes de déversement d'incidents réels rapportés par les pétroliers entre 2002 et 2013 montrent que la majorité des déversements ont un volume de 4 barils ou moins (PHMSA 2013). Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, le volume réel attendu devrait être significativement inférieur au volume maximal de déversement. Par conséquent, l'utilisation du pire scénario de déversement dans les documents de planification future fournira à Énergie Est des données prudentes et lui permettra de se préparer à affronter le pire des déversements.

2.7 Références

- Ayello, F., W. Robbins, S. Richter ET S. Nestic. 2011. *Crude Oil Chemistry Effects on Inhibition of Corrosion and Phase Wetting*. Article n° 11060 de la conférence CORROSION 2011.
- Been, J. 2011. *Comparison of the Corrosivity of Dilbit and Conventional Crude*. Rapport rédigé pour le Dr. J. Zhou, Alberta Innovates Energy and Environmental Solutions, 29 p.
- Chen et Nessim, 1999. CHEN, Q. ET M. NESSIM. *Reliability-based Prevention of Mechanical Damage to Pipelines*, produit n° L51816 au catalogue de Pipeline Research Council International, Inc. (PRCI), 1999.
- Crude Monitor. 2011 *Crudemonitor.ca* (site Web consulté le 24 janvier 2011). Site Web : <http://www.crudemonitor.ca/home.php>.
- DTI Oil and Gas. 2006 « Is THAI Heavy Oil Technology Any Use for the North Sea? », *Improved Oil Recovery Group*, n° 12, août 2006. Site Web : <http://ior.senergytld.com/issue12/rnd/universities/bath/>
- Environnement Canada. 2011. *Propriétés d'hydrocarbures*, base de données. (Site Web consulté le 24 janvier 2011). Site Web : <http://www.etc-cte.ec.gc.ca/databases/oilproperties/>.

- Hindin, B. et Leis, B. 2012 *Diluted Bitumen-Derived Crude Oil: Relative Pipeline Impacts*. Battelle Memorial Institute. Site Web : http://oilsandsfactcheck.org/wp-content/uploads/2012/07/Battelle_Dilbit-Relative-Pipeline-Impacts_072012.pdf.
- Kane, R.D., E. Trillo et S. Srinivasan. 2006. *The state-of-the-art of naphthenic acid and sulfidic corrosion evaluation and prediction*. Actes de la conférence de l'AIChE 2006.
- Messer, B., B. Tarleton, M. Beaton et T. Philips. 2004. *New Theory for Naphthenic Acid Corrosivity of Athabasca Oilsands Crudes*. Article n° 04634 de la conférence CORROSION 2004.
- Conseil national de recherches. 2013. *Effects of Diluted Bitumen on Crude Oil Transmission Pipelines*, rapport spécial n° 311 du Transportation Research Board.
- ONÉ, 2013. *Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada*. Site Web : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmrtn/sttstc/crdlndptrimprdct/stmtdprdctn-fra.html>.
- Norwegian Petroleum Directorate. 2011. *The NPD Fact Sheets* (Site Web consulté le 27 janvier 2011). Site Web : <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/well/all/2661.htm>.
- PHMSA. 2013. Pipeline Safety Stakeholder Communications – *Incident Data Access*, U.S. Department of Transportation (consulté en mai 2013). Site Web : <http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/safety/sida.html?nocache=6864>.
- Stratiev, D., R. Dinkov, K. Petkov et K. Stanulov. 2010. « Evaluation of Crude Oil Quality », *Petroleum & Coal*, vol. 52, n° 1, p. 35-43.
- Teball, S., R. Podlecki, C. Sudhakar et H.U. Schutt. 2004. *Analysis and Corrosivity Testing of Eight Crude Oils*. Article de la conférence CORROSION 2004 de NACE International tenue du 28 mars au 1^{er} avril 2004 à la Nouvelle-Orléans, LA.

ANNEXE 2A

Corrosion interne causée par les concentrations d'acides naphténiques, d'eau et de sédiments

Les renseignements supplémentaires fournis ci-dessous visent à répondre aux inquiétudes soulevées par le public au sujet de la corrosion excessive causée par le bitume dilué.

ACIDES NAPHTÉNIQUES

On retrouve des acides naphthéniques dans tous les pétroles bruts, mais leur concentration dans les sables bitumineux de l'Alberta est plutôt élevée. Comme les acides naphthéniques sont très solubles dans l'eau, ils sont en grande partie retirés des sables bitumineux lors du fractionnement aqueux du bitume. Il est difficile de quantifier les concentrations d'acide naphthénique dans le bitume dilué parce que les tests chimiques sur les acides tendent à détruire les composés. En conséquence, les acides naphthéniques sont mesurés indirectement grâce à l'indice d'acide, un indicateur couramment utilisé dans l'évaluation de l'acidité des pétroles bruts.

L'examen d'autres pétroles bruts démontre que l'indice d'acide du bitume dilué de l'Alberta est intermédiaire comparativement à d'autres pétroles bruts du monde entier. Les pétroles bruts qui ont un indice d'acide élevé se trouvent généralement en Californie, au Venezuela, en mer du Nord, en Afrique de l'Ouest, en Inde, en Chine et en Russie (Zhang et al. 2006). On tend aussi à classer ces pétroles bruts comme des pétroles bruts lourds. Les pétroles bruts de l'Alberta sont modérément acides (indice d'acide de 0,2 à 1,0 ppm); ils ont une acidité intermédiaire par rapport aux autres pétroles bruts (tableau 2A-1).

Tableau 2A-10 Indice d'acide de différents pétroles bruts

Type	Endroit	Nom du brut	API* Gravité	Indice d'acide (mg KOH/g)	Référence
Lourd	Canada	Pétrole lourd de Bow River	26,7	0,79	Crude Monitor 2011
		Mélange de Cold Lake	22,6	0,95	Crude Monitor 2011
		Western Canadian Select	20,6	0,89	Tebbal et al. 2004
	Californie	Midway Sunset	---	4,70	Tebbal et al. 2004
	Chad	Doba	21,1	5,20	Chevron 2011
	Mexique	Maya	22,2	0,28	Stratiev et al. 2010
	Koweït/Arabie saoudite	Ratawi	24,6	0,10 – 0,40	Tebbal et al. 2004; Chevron 2011
	Mer du Nord	Captain	19,1	2,36	Chevron 2011
		Clair	23,7	1,20	Chevron 2011
		Heimdal	---	6,3	Norwegian Petroleum Directorate (NPD) 2011
		Mariner	15,0	4,2	Tebbal et al. 2004; DTI Oil and Gas 2006
	Arabie Saoudite	Arabe lourd	27,4	0,10	Stratiev et al. 2010
	Venezuela	BCF	17,0	2,5	Environnement Canada

Tableau 2A-10 Indice d'acide de différents pétroles bruts

Type	Endroit	Nom du brut	API* Gravité	Indice d'acide (mg KOH/g)	Référence
					2011
		Hamaca (lourd enrichi)	25,9	0,70	Chevron 2011
		Frade	18,0	0,47	Chevron 2011
		Tia Juana Pesado	12,1	3,61	Stratiev et al. 2010
Léger	Canada	Suncor Syncrude A	33,2	---	Crude Monitor 2011
		Mélange albertain	35,7	---	Crude Monitor 2011
	Louisiane	Louisiana Light Sweet	36,1	0,58	Stratiev et al. 2010
	Texas	West Texas Intermediate	40,8	0,10	Stratiev et al. 2010
		West Texas Sour	30,2	1,2	Tebbal et al. 2004
	Koweït	Koweït exporté	31,4	0,15	Stratiev et al. 2010
	Amérique latine	Escravos	33,7	0,52	Chevron 2011
		Medanito	35,1	0,11	Chevron 2011
		Rincon	35,8	0,05	Chevron 2011
	Mexique	Isthmus	33,3	0,06	Stratiev et al. 2010
	Nigéria	Pennington	33,7	0,22	Chevron 2011
	Mer du Nord	Brent	38,3	0,10	Stratiev et al. 2010
	Russie	Mélange CPC	44,2	0,05	Chevron 2011
		Mélange russe exporté	31,8	0,56	Stratiev et al. 2010
Arabie Saoudite	Arabe léger	33,4	0,00	Stratiev et al. 2010	
REMARQUES :					
* API = American Petroleum Institute					

Bien que les acides naphthéniques puissent entraîner la corrosion à des températures extrêmement élevées semblables à celles que l'on retrouve dans des raffineries (230 degrés Celsius [°C] et plus), des études récentes ont conclu que les acides naphthéniques ne sont pas corrosifs aux températures d'exploitation d'Énergie Est (Alberta Innovates 2012; Ayello et al. 2011; Been 2011; Dettmen et al. 2010; Dettmen et al. 2009; Hindin and Leis 2012; Kane et al. 2006; Messer et al. 2004; National Research Council 2013). En fait, les données indiquent que les acides naphthéniques peuvent offrir une protection contre la corrosion induite par prolifération microbienne dans les pipelines (Alberta Innovates 2012). Ainsi, des études ont conclu que les acides naphthéniques contenus dans le bitume dilué n'augmentent pas la corrosion interne des pipelines (Alberta Innovates 2012; Hindin and Leis 2012; Conseil national de recherches 2013).

L'absence de corrosion associée aux acides naphthéniques a aussi été corroborée par des exploitants de pipelines, qui ont indiqué que le bitume dilué se comporte de la même manière que les pétroles bruts conventionnels dans les pipelines. Ces affirmations sont appuyées par des photographies internes, qui illustrent que même après avoir assuré pendant des années le transport de bitume dilué, les pipelines ne présentent pas plus d'usure que des pipelines similaires qui transportent d'autres pétroles bruts (Hindin and Leis 2012).

SPÉCIFICATIONS RELATIVES AU TARIF

La corrosion de l'acier est causée par des réactions électrochimiques qui ne peuvent se produire qu'en présence d'un solvant ionisant, comme de l'eau combinée à du dioxyde de carbone (CO₂), du sulfure d'hydrogène (H₂S) et de l'oxygène (O₂).

Afin de réduire au minimum la corrosion associée à l'eau et aux sédiments, Énergie Est établira un tarif qui minimisera la quantité d'eau et de sédiments présents dans le bitume dilué et les autres pétroles bruts à un total combiné de 0,5 % du poids. Ce tarif standard est inférieur à celui de nombreux pétroles bruts transportés dans d'autres oléoducs. La plupart du temps, l'écoulement dans le pipeline sera turbulent, ce qui favorisera la dispersion et l'entraînement des microgouttes d'eau dans le pétrole. L'utilisation régulière d'instruments de nettoyage de pipeline permettra d'enlever l'accumulation de sédiments et d'eau, le cas échéant. Les pertes de métal seront évaluées lors des II régulières.

Tandis que des quantités excessives de sédiments dans le pétrole brut pourraient abraser la paroi de la conduite, la quantité de sédiments dans le bitume dilué et les autres pétroles bruts à transporter sera réduite au minimum grâce au tarif sur l'eau et les sédiments. La limitation de la quantité d'eau et de sédiments dans le bitume dilué réduira les taux de corrosion, ce qui réduira le risque de corrosion interne.

ANNEXE 2B

Facteurs de modification

La fréquence des incidents de référence tirée des données de l'ONÉ et de la PHMSA (base de données combinées sur les incidents [ONÉ, 2014; PHMSA, 2014]) a été ajustée en fonction d'un facteur de modification de 0,1 à 0,8 pour tenir compte des différences entre la conduite utilisée lors de l'EEP et l'âge avancé de l'infrastructure des pipelines de la base de données (la majeure partie a plus de 50 ans). Un facteur de modification de 0,3 indique que la fréquence des incidents a été multipliée par 0,3, ce qui a pour effet de la réduire de 70 %. Ces facteurs ont été approuvés par les ingénieurs en pipeline et par les autorités de réglementation lors de plusieurs projets, dont les suivants :

- le pipeline TransCanada Gulf Coast;
- le latéral TransCanada Houston;
- le pipeline TransCanada Keystone (États-Unis);
- le pipeline BakkenLink entre Dry Creek et Beaver Lodge;
- le pipeline Plains All American à Pascagoula.

Les facteurs de modification de la nouvelle canalisation et de la canalisation convertie peuvent différer en raison, entre autres, de différences de spécifications des matériaux, de conception, de méthodes de construction, de conditions d'exploitation et de programmes de gestion de l'intégrité (se reporter au tableau 2B-1).

La formule ci-dessous permet de calculer la part de la fréquence des incidents de chaque composante dans le calcul du facteur de modification global indiqué au tableau 2B-1. La fréquence des incidents liés aux éléments naturels, aux autres éléments extérieurs et autres causes n'a pas été modifiée (le facteur de modification est de 1,0).

$$f_{\text{cumulative}} = (f_{\text{co}} * a_j) + (f_{\text{ex}} * a_j) + (f_{\text{fm}} * a_j) + (f_{\text{ms}} * a_j) + (f_{\text{én}} * a_j) + (f_{\text{ée}} * a_j) + (f_{\text{ac}} * a_j)$$

Où :

$f_{\text{cumulative}}$	=	fréquence des incidents cumulative
f_{co}	=	fréquence des incidents liés à la corrosion
f_{ex}	=	fréquence des incidents liés à l'excavation
f_{fm}	=	fréquence des incidents liés à de fausses manœuvres
f_{ms}	=	fréquence des incidents liés au matériel, au soudage ou à la défaillance de l'équipement
$f_{\text{én}}$	=	fréquence des incidents liés aux éléments naturels
$f_{\text{ée}}$	=	fréquence des incidents liés à d'autres éléments extérieurs
f_{ac}	=	fréquence des incidents liés à toutes les autres causes

Tableau 2B-1 Facteurs de modification et justification pour le nouveau pipeline et le pipeline converti

Catégorie de menace	Nouveau pipeline		Pipeline converti	
	Facteur de modification	Justification	Facteur de modification	Justification
Corrosion	$f_{co} = 0,2$	Revêtement externe en ÉLF à haute performance, pratiques de construction visant à minimiser les dommages causés au revêtement durant la pose, protection cathodique, tarifs sur l'eau et les sédiments qui permettent la livraison d'un produit propre et inspection FFM de base devant être réalisée dans les trois ans suivant la date de la mise en service.	$f_{co} = 0,4$	Divers types de revêtement, protection cathodique, programme d'inspection FFM continue, ensemble des caractéristiques historiques de pertes de métal.
	$f_{co} = 0,3$	Normes minimales actuelles de l'industrie et jugement professionnel d'un ingénieur.	$f_{co} = 0,3$	Normes minimales de l'industrie au moment de la construction et jugement professionnel d'un ingénieur. Le facteur de modification est le même pour le nouveau pipeline et pour le pipeline converti parce que les normes minimales de l'industrie n'ont pas grandement changé depuis l'époque de la construction des tronçons à convertir.
Matériaux, soudage et équipement	$f_{mw} = 0,5$	Exigences réglementaires fédérales actuelles.	$f_{mw} = 0,8$	Exigences réglementaires fédérales à l'époque de la construction.
	$f_{mw} = 0,2$	Mesures d'atténuation et plan de contrôle et d'assurance qualité de la construction d'Énergie Est, qui comprend des efforts de réduction des défaillances des matériaux et des déficiences de construction.	$f_{mw} = 0,3$	Expérience en matière de transport gazier, procédé de soudage linéaire continu et d'inspection éprouvé.

Tableau 2B-1 Facteurs de modification et justification pour le nouveau pipeline et le pipeline converti

Catégorie de menace	Nouveau pipeline		Pipeline converti	
	Facteur de modification	Justification	Facteur de modification	Justification
Excavation	$f_{ex} = 0,5$	Mesures d'atténuation de l'excavation telles que l'épaisseur de recouvrement, des repères visuels du tracé du pipeline et des patrouilles toutes les deux semaines.	$f_{ex} = 0,6$	Mesures d'atténuation de l'excavation telles que l'épaisseur de recouvrement, des repères visuels du tracé du pipeline, des patrouilles aériennes toutes les deux semaines, des conduites à parois épaisses selon le facteur de localisation pour le transport du gaz et des corridors de pipelines multiples.
	$f_{ex} = 0,1$	Conduites à forte résistance à la perforation.	$f_{ex} = 0,2$	Conduites à forte résistance à la perforation (identique ou légèrement inférieure à celle du nouveau pipeline).
Défectuosité	$f_{io} = 0,5$	Des essais hydrostatiques, un système SCADA, une protection contre la surpression, d'autres normes et pratiques exemplaires de l'industrie.	$f_{io} = 0,5$	Des essais hydrostatiques, un système SCADA, une protection contre la surpression, d'autres normes et pratiques exemplaires de l'industrie.
<p>REMARQUE :</p> <p>La fréquence des incidents liés aux éléments naturels, aux autres éléments extérieurs et autres causes n'a pas été modifiée.</p>				

