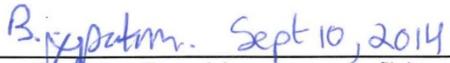
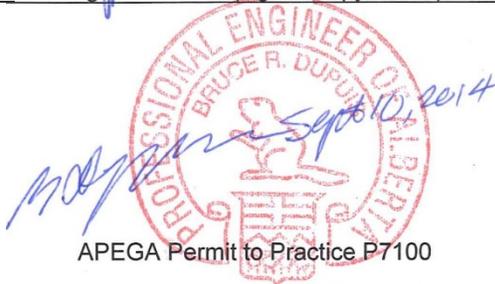


# **Annexe Vol 5-1**

## **Évaluation technique**

**APPROBATIONS**

Date d'entrée en vigueur : 10 septembre 2014	Révision : 00	État : Document publié
Code de classification : DE-01	Propriétaire du document : Intégrité de la canalisation	
Examineur : Brian Yeung, ing. Ingénieur en intégrité des liquides Intégrité des oléoducs Intégrité des pipelines	 Signature/Date (signed copy on file)	
Ingénieur responsable : Bruce Dupuis, ing. Chef de la planification du programme Intégrité des oléoducs Intégrité des pipelines	 APEGA Permit to Practice P7100 Signature/Date (signed copy on file)	

(signed copy on file)	(copie signée dans le dossier)
APEGA Permit to Practice P7100	Permis de pratique de l'APEGA P7100

## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.0</b>	<b>Objet.....</b>	<b>1</b>
1.1	Conversion de parties de la canalisation principale de TransCanada pour le transport du pétrole.....	1
1.2	Programme de gestion de l'intégrité des canalisations transportant des liquides .....	1
<b>2.0</b>	<b>Programme de conversion.....</b>	<b>2</b>
2.1	Phase 1 – Évaluation des données à l'appui de l'évaluation technique .....	2
2.2	Phase 2 – Évaluations additionnelles avant la cessation du transport du gaz .....	2
2.3	Phase 3 –Atténuation et répartitions avec reconfiguration en vue du transport de liquides.....	3
2.4	Phase 4 – Évaluation restantes et mesures correctives connexes pendant l'exploitation initiale.....	3
<b>3.0</b>	<b>Examen des canalisations à convertir.....</b>	<b>3</b>
3.1	Ligne 100-4 – Ligne des Prairies .....	4
3.1.1	Fabricant des conduites .....	4
3.1.2	Essais hydrostatiques.....	4
3.1.3	Exploitation et rendement historiques.....	4
3.2	Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario .....	5
3.2.1	Fabricant des conduites .....	6
3.2.2	Essais hydrostatiques.....	6
3.2.3	Exploitation et rendement historiques.....	6
3.3	Ligne 1200-2 – Raccourci de North Bay .....	7
3.3.1	Fabricant des conduites .....	7
3.3.2	Essais hydrostatiques.....	7
3.3.3	Exploitation et rendement historiques.....	7
<b>4.0</b>	<b>Modifications proposées aux conduites associées à la reconfiguration du pipeline pour le transport de pétrole brut.....</b>	<b>8</b>
<b>5.0</b>	<b>Évaluation des conséquences .....</b>	<b>8</b>
5.1	Récepteurs sensibles .....	8
<b>6.0</b>	<b>Détermination des tronçons du pipeline qui pourraient avoir un effet sur les RTS.....</b>	<b>9</b>
6.1	Méthode d'interaction directe .....	9
6.2	Méthode d'écoulement indirect .....	9
<b>7.0</b>	<b>Détermination et gestion des dangers applicables.....</b>	<b>10</b>
7.1	Évaluation des dangers de corrosion.....	11
7.1.1	Corrosion externe .....	11
7.1.2	Corrosion interne.....	11

7.2	Techniques d'évaluation .....	11
7.3	Méthode sous-jacente aux critères de réponse .....	11
7.3.1	Pression de défaillance .....	11
7.3.2	Taux de croissance .....	12
7.4	Critères de réponse à court terme.....	12
7.5	Critères de réponse à la croissance de la corrosion.....	12
<b>8.0</b>	<b>Évaluation du danger de fissuration causée par l'environnement.....</b>	<b>13</b>
8.1	Fissuration par corrosion sous contrainte.....	13
8.2	Évaluation .....	13
8.3	Méthode sous-jacente au critère de réponse .....	14
8.3.1	Calcul de la pression de défaillance .....	14
8.3.2	Valeurs de résilience Charpy.....	14
8.3.3	Ligne des Prairies .....	14
8.3.4	Ligne du nord de l'Ontario et raccourci de North Bay .....	15
8.3.5	Taux de croissance .....	16
8.3.6	Fatigue par corrosion.....	16
8.3.7	Dissolution par interaction avec le milieu ambiant (indépendante du cycle de pression) .....	17
8.4	Critères de réponse aux données TEA .....	17
8.4.1	Critères à court terme .....	17
8.4.2	Critères basés sur la croissance .....	18
8.5	Critères de réponse aux données des essais EU par ondes de cisaillement .....	18
8.5.1	Critères à court terme .....	19
8.5.2	Critères basés sur la croissance .....	19
<b>9.0</b>	<b>Évaluation des dangers dus à la fabrication.....</b>	<b>20</b>
9.1	Technologies d'évaluation .....	20
9.2	Méthode sous-jacente au critère de réponse .....	20
9.2.1	Taux de croissance .....	20
9.2.2	Critères de réponse à court terme.....	20
9.2.3	Critères basés sur la croissance .....	21
<b>10.0</b>	<b>Évaluation des dangers dus au soudage/assemblage.....</b>	<b>21</b>
10.1	Technologies d'évaluation .....	21
10.2	Méthode sous-jacente au critère de réponse .....	21
10.2.1	Critères de réponse à court terme.....	22
10.2.2	Critères basés sur la croissance .....	22
10.3	Mesures additionnelles de prévention et d'atténuation.....	22
<b>11.0</b>	<b>Évaluation des dangers de défaillance de l'équipement.....</b>	<b>22</b>
<b>12.0</b>	<b>Évaluation des dangers dus aux dommages mécaniques existants.....</b>	<b>22</b>
12.1	Technologies d'évaluation .....	23
12.2	Méthode sous-jacente au critère de réponse .....	23
12.2.1	Taux de croissance .....	23
12.2.2	Critères de réponse à court terme.....	23

12.2.3	Critères de réponse basés sur la croissance.....	24
<b>13.0</b>	<b>Évaluation des dangers dus à une exploitation incorrecte.....</b>	<b>24</b>
<b>14.0</b>	<b>Évaluation des risques de l'altération climatique et aux forces externes (géotechniques).....</b>	<b>25</b>
<b>15.0</b>	<b>Évaluation des dangers sur les différents tronçons.....</b>	<b>26</b>
15.1	Ligne 100-4 – Ligne des Prairies .....	26
15.1.1	Corrosion externe .....	27
15.1.2	Corrosion interne.....	28
15.1.3	Fissuration causée par l'environnement.....	28
15.1.4	Comparaison des données TEA et DFM.....	29
15.1.5	Comparaison des résultats des inspections internes TEA de 2013 et des résultats des excavations .....	29
15.1.6	Procédures d'excavation .....	29
15.1.7	Résultats des excavations par rapport aux résultats des différents outils .....	30
15.1.8	Conclusion et réponse aux résultats de la corrélation .....	31
15.1.9	Défauts de fabrication .....	32
15.1.10	Défauts de soudage/assemblage .....	32
15.1.11	Dommages mécaniques existants.....	32
15.1.12	Altération climatique et forces externes.....	33
15.2	Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario .....	35
15.2.1	Corrosion externe .....	37
15.2.2	Corrosion interne.....	37
15.2.3	Fissuration causée par l'environnement.....	37
15.2.4	Défauts de fabrication .....	38
15.2.5	Défauts de soudage/assemblage .....	38
15.2.6	Dommages mécaniques existants.....	38
15.2.7	Altération climatique et forces externes.....	38
15.3	Ligne 1200-2 – Historique du raccourci de North Bay.....	42
15.3.1	Corrosion externe .....	43
15.3.2	Corrosion interne.....	43
15.3.3	Fissuration causée par l'environnement.....	44
15.3.4	Défauts de fabrication .....	44
15.3.5	Défauts de soudage/assemblage .....	44
15.3.6	Dommages mécaniques existants.....	44
15.3.7	Altération climatique et forces externes.....	44

#### LISTE DES ANNEXES

- Annexe Vol 5-1 Données sur la résilience des conduites de la ligne des Prairies  
Annexe Vol 5-2 Spécification de rendement des essais TEA  
Annexe Vol 5-3 Procédure de sélection d'excavation pour le contrôle et l'examen de la FCSC -  
Énergie Est  
Annexe Vol 5-4 Corrélation des données TEA par type de caractéristique  
Annexe Vol 5-5 Note de service de Rosen: Déclaration au sujet de fissures non signalées en date  
du 9 octobre 2013

## LISTE DES FIGURES

**No index entries found.**

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Résumé des caractéristiques de la canalisation sur les tronçons à convertir .....	3
Tableau 2 : Critères de proximité et de voies de déversement .....	10
Tableau 3 : Valeurs limite inférieure de résilience (J) pour chaque fournisseur de conduites .....	15
Tableau 4 : Ligne des Prairies – Résumé.....	26
Tableau 5 : Ligne des Prairies – Sites de dangers géotechniques.....	33
Tableau 6 : Ligne des Prairies – Sites de dangers hydrotechniques .....	34
Tableau 7 : Ligne 100-3 – Ligne du nord de l’Ontario – Résumé.....	35
Tableau 8 : Ligne 100-4 – Ligne du nord de l’Ontario – Résumé.....	36
Tableau 9 : Ligne du nord de l’Ontario – Sites de dangers géotechniques.....	39
Tableau 10 : Ligne du nord de l’Ontario – Sites de dangers hydrotechniques .....	41
Tableau 11 : Raccourci de North Bay – Résumé.....	43
Tableau 12 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers géotechniques.....	45
Tableau 13 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers hydrotechniques .....	50



## 1.0 OBJET

La présente évaluation technique (ET) est présentée conformément à la section 10.3.7.1 de la norme CSA Z662-11, afin de démontrer que la canalisation dont on envisage la conversion convient au nouveau fluide qui sera transporté (liquide sous faible pression de vapeur [FPV], à savoir du pétrole brut).

### 1.1 Conversion de parties de la canalisation principale de TransCanada pour le transport du pétrole

La présente ET est essentiellement une demande documentée visant le Programme de gestion de l'intégrité (PGI) des canalisations transportant des liquides de TransCanada (CDN-LIQ-IMP – Programme de gestion de l'intégrité des canalisations transportant des liquides au Canada [CDN]), sur les tronçons du pipeline envisagés pour le transport des marchandises liquides. Cette documentation comprendra un examen des évaluations passées et des engagements à effectuer de futures évaluations associées au programme de conversion. Dans le même ordre d'idées, les plans de mesures correctives basés sur les évaluations précédentes ainsi que les critères d'intervention propres au programme de conversion seront décrits en détail. Au-delà du programme de conversion (décrit en détail dans une section subséquente), la canalisation convertie serait gérée en vertu du Programme de gestion de l'intégrité des canalisations transportant des liquides, de manière similaire à la partie précédemment convertie de la canalisation Keystone.

### 1.2 Programme de gestion de l'intégrité des canalisations transportant des liquides

Le Programme de gestion de l'intégrité (PGI) des canalisations transportant des liquides de TransCanada et les procédures citées en référence ont évolué grandement depuis la demande de conversion de la canalisation Keystone présentée à l'appui de l'ordonnance n° OPLO-T241-05-2009 de l'ONÉ. Le PGI des canalisations transportant des liquides a récemment fait l'objet d'une vérification par l'ONÉ dans le cadre du Protocole de vérification du système de gestion de TransCanada 2012-2013. Une vérification additionnelle réalisée par la PHMSA des États-Unis a permis à TransCanada d'approfondir les leçons apprises.

Afin de soutenir l'application robuste du processus du PGI des canalisations transportant des liquides, les données pertinentes au sujet du pipeline destiné à la conversion ont été incorporées à la plateforme d'intégration des données sur les liquides de TransCanada. Ce travail a commencé par la réalisation d'un modèle de pipeline 3D à partir des données de cartographie inertielle provenant d'inspections internes, ou par la superposition de l'axe des données SIG sur un modèle altimétrique numérique. Les ensembles de données sont mis en correspondance avec ce modèle, d'après des points d'ajustement connus (p. ex., vannes et marqueurs au-dessus du sol) ou par projection directe des coordonnées GPS. Les diverses séries d'inspections internes sont intégrées dans le cadre d'un alignement des soudures, afin de remettre à zéro l'erreur spatiale relative de chaque paire de soudures appariées.

## 2.0 PROGRAMME DE CONVERSION

Du point de vue de l'intégrité du pipeline et dans le contexte de l'ET, le programme de conversion est divisé en quatre phases. En tenant compte des leçons tirées du projet de conversion Keystone, il est proposé de présenter à l'ONÉ plusieurs rapports d'étape spécifiques pendant le projet de conversion. L'ONÉ serait ainsi tenu au courant de l'avancement du programme d'intégrité de la conversion et il aura l'occasion de minimiser toute incertitude perçue.

Cette procédure visant à établir l'adaptabilité du pipeline au transport de liquides s'appuie sur l'utilisation de nombreux outils d'inspection interne comptant parmi les meilleurs dans leur domaine et utilisant un large éventail de technologies pour identifier, caractériser et dimensionner les caractéristiques afin d'en faciliter l'atténuation avant qu'elles ne constituent un problème d'intégrité.

### 2.1 Phase 1 – Évaluation des données à l'appui de l'évaluation technique

La phase 1 comprend la compilation et l'intégration des attributs de la conduite et des données d'évaluation à l'appui de la présente ET, y compris l'inspection par transducteur électromagnétique-acoustique (TEA) de la ligne 100-4 tout au long de la ligne des Prairies pour déterminer l'étendue et le mécanisme de toute fissuration causé par l'environnement qui pourrait s'être produite.

### 2.2 Phase 2 – Évaluations additionnelles avant la cessation du transport du gaz

Toutes les sections du pipeline qui seront converties ont été ou seront inspectées au moyen de la technologie d'inspection interne, y compris un certain nombre de sections de construction plus récente (à plus faible risque) à revêtement époxyde lié par fusion (ELF). Les sections à revêtement ELF qui n'ont pas été précédemment inspectées seront, selon les plans, inspectées pendant le transport du gaz au moyen de gares temporaires d'insertion et de retrait des racleurs.

Un addenda à l'ET sera publié à la fin de cette phase et décrira en détail le plan de mesures correctives découlant de ces évaluations. Les caractéristiques de corrosion et de fissuration qui ne répondent pas aux critères de croissance avant la réinspection pour le transport de liquides feront l'objet de travaux de mesures correctives.

### 2.3 Phase 3 – Atténuation et réparations avec reconfiguration en vue du transport de liquides

Simultanément à la reconfiguration de la ligne afin qu'elle puisse transporter des liquides, les caractéristiques relevées lors des inspections et ciblées pour des mesures correctives feront l'objet de travaux au cours de cette phase.

## 2.4 Phase 4 – Évaluations restantes et mesures correctives connexes pendant l'exploitation initiale

La phase 4 consiste à terminer toute évaluation restante en vue de la conversion et toutes les mesures correctives à l'égard de toute caractéristique qui présente un problème d'intégrité à court terme (c.-à-d. une évaluation non basée sur la croissance). Cette phase consistera à inspecter les sections susceptibles de fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC) en utilisant comme alternative la technologie des essais ultrasoniques (EU) à ondes de cisaillement. Comme ce type d'inspection requiert un milieu liquide, il ne peut être réalisé pendant le transport du gaz. À la conclusion des travaux de la phase 4 sur chaque section de vanne applicable de la canalisation, les sections susceptibles de FCSC seront exploitées à une pression abaissée volontairement à 20 % de moins que leur pression maximale d'exploitation (PEM) prévue.

Bien qu'elles ne soient pas expressément associées à la phase 4 de la conversion, TransCanada réalisera des inspections internes acoustiques peu après le début de l'exploitation, sur la canalisation nouvellement construite et sur la canalisation convertie à titre de mesure de protection contre les très petites fissures.

## 3.0 EXAMEN DES CANALISATIONS À CONVERTIR

Bien que le Plan d'évaluation qui découle du PGI des canalisations transportant des liquides soit ventilé selon les tronçons faisant l'objet d'inspections internes (les tronçons étant délimités par les gares d'insertion et de retrait des racleurs), nous définissons de manière approximative dans la présente ET les canalisations à convertir en trois grands tronçons, en tenant compte de leur âge, du type de revêtement et de la géographie (voir le Tableau 1). Sur toute la longueur du système à convertir, la canalisation a un diamètre extérieur de 1 067 mm (DN 42). Les trois tronçons sont la ligne des Prairies (ligne 100-4), la ligne du nord de l'Ontario (ligne 100-3 plus 20 sections de vanne sur la ligne 100-4) et le raccourci de North Bay (ligne 1200-2).

**Tableau 1 : Résumé des caractéristiques de la canalisation sur les tronçons à convertir**

Région	Étendue	Longueur (km)	Type de revêtement	PEM (kPa)	Année de construction
Ligne des Prairies	MLV 2-41-4	940	Bitume/ruban adhésif	6 065	1971–1977
Ligne du nord de l'Ontario	MLV 41-116-3	1160	Époxyde/ruban adhésif	6 895	1981–1996
Ligne du nord de l'Ontario	MLV 41-116-4 – boucles	480	Époxyde	6 895	1995–1998
Raccourci de North Bay	MLV 1201-2 à STN 1401	420	Époxyde	6 895	1991–2006

### 3.1 Ligne 100-4 – Ligne des Prairies

Ce tronçon a été construit au cours de la première moitié des années 1970, et le revêtement consiste surtout en un émail bitumineux, sauf pour deux sections de vanne dont le revêtement consiste en ruban adhésif et en époxyde liquide, respectivement. Compte tenu de la présence manifeste de FCSC sur la ligne 100-1 avec revêtement de charbon/bitume dans ce tronçon, qui est en parallèle à la ligne 100-4 sur une emprise commune, on a estimé que la ligne 100-4 présentait un risque de FCSC nécessitant des mesures d'atténuation aux endroits où le revêtement consiste en ruban adhésif ou en émail bitumineux. Ce tronçon fait actuellement l'objet d'un programme de gestion des défauts de corrosion s'appuyant sur des évaluations des déperditions de flux magnétique (DFM).

La figure 1 illustre l'emplacement de la ligne 100-4 – Ligne des Prairies.



Figure 1: Ligne 100-4 - Ligne des Prairies

#### 3.1.1 Fabricant des conduites

Pour la construction originale, on a essentiellement utilisé des conduites fabriquées par Ipsco<sup>1</sup> et Stelco<sup>2</sup>, et le reste (environ 10 %) des conduites a été fourni par Canadian Phoenix<sup>3</sup>. Dans tous les cas, les joints ont été réalisés par soudage à l'arc submergé (SAS).

#### 3.1.2 Essais hydrostatiques

Sur ce tronçon, le pipeline a fait l'objet d'un essai hydrostatique à 125 % de la pression manométrique maximale de service (PMMS) avant d'être mis en service. L'information extraite de ces essais a été bonifiée et améliorée par la géométrie actuelle et par des inspections internes visant à déterminer la perte de métal et les fissures.

#### 3.1.3 Exploitation et rendement historiques

<sup>1</sup> Ipsco – Interprovincial Pipe and Steel Company.

<sup>2</sup> Stelco – Steel Company of Canada (nom officiel de Stelco avant 1980).

<sup>3</sup> Canadian Phoenix – Canadian Phoenix Steel Products.

Depuis sa construction, cette ligne a été exploitée pour le transport de gaz naturel sec non corrosif d'ouest en est, à environ la même pression que celle qui est envisagée pour le transport du pétrole brut. À l'occasion, la PEM a été volontairement abaissée lors des travaux de réparation ou d'atténuation de défauts. D'ailleurs, plusieurs tronçons fonctionnent actuellement sous pression réduite en attendant que soient corrigées les caractéristiques de corrosion précédemment relevées dans le cadre du processus de conversion. Cette ligne a connu une rupture en cours d'exploitation près de Rapid City en 1995. Cette défectuosité avait été attribuée à un événement de FCSC. Au cours des essais de pression subséquents réalisés dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité, deux échecs de l'essai hydrostatique (tronçons MLV 13 et 31, en 2008 et 2005, respectivement) ont été constatés. Pour le transport du gaz, la température opérationnelle a régulièrement atteint 50 °C.

### **3.2 Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario**

La ligne 100-3 a été construite entre le début des années 1980 et le milieu des années 1990, et son revêtement consiste surtout en une couche d'époxyde ELF, sauf pour 8 sections de vanne dont le revêtement consiste en ruban adhésif. Bien que les sections avec revêtement en ruban adhésif aient fait l'objet d'essais hydrostatiques pour déterminer la FCSC et d'inspections internes pour relever la corrosion, les sections à revêtement ELF, à faible risque, n'ont pas fait l'objet d'inspections internes préalables à l'exception des inspections avec compas effectuées lors de la mise en service.

Les sections de la ligne 100-4 qu'on se propose de convertir ont été construites à la même époque. Cependant, toutes les sections ont un revêtement ELF et, à ce titre, n'ont pas fait l'objet d'inspections internes préalables à l'exception des inspections avec compas effectuées lors de la mise en service.

Une défectuosité dans la section MV 58-59 de la ligne 100-3 a été recensée lors d'un essai hydrostatique mené en 2000. Cette défectuosité avait été attribuée à un événement de la FCSC. De plus, en 1991, une fuite dans la section MLV 51 de la ligne 100-3 est survenue en raison de dommages mécaniques.

La figure 2 illustre l'emplacement des lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario.



Figure-2 : Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario

### 3.2.1 Fabricant des conduites

Pour la construction originale, on a surtout utilisé des conduites fabriquées par Ipsco, Stelco et Berg<sup>4</sup>, ainsi que quelques conduites fabriquées par Welland<sup>5</sup>. Quelques sections de vanne ont été construites au milieu des années 1990, les principaux fournisseurs étant Mannesmann<sup>6</sup>, Camrose Pipe<sup>7</sup> et Welland. Dans tous les cas, les joints des conduites ont été soudés par la méthode SAS.

### 3.2.2 Essais hydrostatiques

Sur ce tronçon, le pipeline a fait l'objet d'un essai hydrostatique à 125 % de la PMMS avant d'être mis en service. La vérification de l'intégrité découlant de ces essais sera bonifiée et améliorée par la géométrie et par des inspections internes visant à déterminer la perte de métal et les fissures.

### 3.2.3 3.2.3 Exploitation et rendement historiques

Depuis sa construction, la ligne a été exploitée pour le transport de gaz naturel sec non corrosif d'ouest en est, à environ la même pression que celle qui est envisagée pour le transport du pétrole brut. À l'occasion, la PEM a été volontairement abaissée dans le cadre de travaux de réparation ou d'atténuation de déficiences. Dans le transport du gaz, la température opérationnelle a régulièrement atteint 50 °C, qui est la température maximale qui sera atteinte dans la canalisation pour le transport proposé du pétrole brut en amont du point MLV 77. Au-delà de ce point, où le revêtement est de type ELF, la température du pétrole brut transporté dans le pipeline pendant l'été pourrait atteindre un maximum de 60 °C.

<sup>4</sup> Berg – Berg Steel Corporation.

<sup>5</sup> Welland – Welland Steel Company.

<sup>6</sup> Mannesman – Salzgitter Mannesman Grossrohr (Allemagne).

<sup>7</sup> Camrose Pipe – Camrose Pipe Company (maintenant EVRAZ Camrose).

### 3.3 Ligne 1200-2 – Raccourci de North Bay

La ligne 1200-2, appelée raccourci de North Bay (RNB), a été construite entre le début des années 1990 et le milieu des années 2000, et le revêtement est de type ELF. Aucune partie de cette conduite n'a fait l'objet d'inspections internes. La figure 3 illustre l'emplacement de la ligne 1200-2 – Raccourci de North Bay.



Figure-3: Ligne 1200-2 emplacement de North Bay

#### 3.3.1 Fabricant des conduites

Pour la construction originale, on a surtout utilisé des conduites fabriquées par Ipsco et Stelco, et quelques-unes fabriquées par Berg, Mannesmann et Camrose Pipe. Pour une section de vanne installée en 2006, on a utilisé des conduites de JFE Steel Corporation, à titre de fournisseur secondaire de conduites. Dans tous les cas, les joints ont été soudés par la méthode SAS.

#### 3.3.2 Essais hydrostatiques

Sur ce tronçon, le pipeline a fait l'objet d'un premier essai hydrostatique à 125 % de la PMMS avant sa mise en service, sauf pour une section de 18,1 km qui a été ajoutée en 2006 et qui a été évaluée dans le cadre du programme de vérification alternative de l'intégrité (AIV – *Alternative Integrity Verification*). La section de conduites évaluée par le programme AIV fera l'objet d'essais hydrostatiques au cours de la phase 3 du programme d'intégrité de la conversion. La vérification de l'intégrité permise par ces essais sera bonifiée et améliorée par la géométrie proposée et des inspections internes visant à déterminer la perte de métal.

#### 3.3.3 Exploitation et rendement historiques

Depuis sa construction, le pipeline a été exploité pour le transport de gaz naturel sec non corrosif d'ouest en est, à la même pression que celle qui est envisagée pour le transport du pétrole brut. Dans le transport du gaz, la température opérationnelle régulièrement

atteint 50 °C. En raison du revêtement ELF, la température du liquide transporté pendant l'été pourrait atteindre un maximum de 60 °C.

Il n'y a pas eu d'échec des essais hydrostatiques ou de défektivité pendant l'exploitation dans cette région (ligne 1200-2).

#### **4.0 MODIFICATIONS PROPOSÉES AUX CONDUITES ASSOCIÉES À LA RECONFIGURATION DU PIPELINE POUR LE TRANSPORT DE PÉTROLE BRUT**

Afin d'atténuer le risque de corrosion interne, la reconfiguration des conduites associée au changement proposé du produit transporté éliminera les tronçons inactifs (courtes sections de conduite où il n'y a pas d'écoulement), ce qui consistera à éliminer les séparateurs de condensat existants et les canalisations de croisement associées au transport du gaz.

Hormis les stations de pompage et les gares d'insertion et de retrait des racleurs, les nouveaux ensembles de vannes seront placés de façon à protéger d'importants franchissements de cours d'eau et à limiter le volume des rejets dans le pire des scénarios, compte tenu des capacités d'intervention disponibles en cas d'urgence. La capacité de scellement de ces vannes sera vérifiée en cours de fabrication conformément aux normes de l'industrie et aux spécifications de TransCanada.

#### **5.0 ÉVALUATION DES CONSÉQUENCES**

La modélisation des conséquences permet de déterminer les zones spécifiques où un rejet par le pipeline pourrait avoir des conséquences importantes sur la santé publique, l'environnement et l'économie. La méthode est décrite dans le PGI des canalisations transportant des liquides de TransCanada, mais nous y revenons ici pour plus de clarté et pour tenir compte des variantes propres aux lignes.

##### **5.1 Récepteurs sensibles**

Comme les normes canadiennes ne présentent pas de processus défini sur la façon de déterminer les récepteurs sensibles potentiels qui nécessiteraient des mesures spéciales, Énergie Est a adopté de façon générale le processus utilisé pour les pipelines réglementés par la législation fédérale américaine. Cette méthode, comme elle est appliquée ici, permet de déterminer les récepteurs très sensibles (RTS) et d'évaluer les interactions possibles entre le pipeline de pétrole brut proposé et chaque RTS, notamment :

- les voies navigables commerciales;
- les régions peuplées;
- les zones exceptionnellement sensibles (ZES), notamment :
  - les prises d'eau municipale;

- les zones écologiquement sensibles.

Les données sur les RTS sont compilées à partir d'une foule de sources, dont les organismes fédéraux et provinciaux responsables de l'environnement, de la pêche et de la faune, des zones humides, etc.

## **6.0 DÉTERMINATION DES TRONÇONS DU PIPELINE QUI POURRAIENT AVOIR UN EFFET SUR LES RTS**

Les tronçons du système pipelinier qui pourraient avoir des interactions potentielles avec des RTS sont appelés tronçons de pipeline contributifs (TPC). Il s'agit de tronçons situés à l'intérieur d'un RTS (interaction directe), ainsi que de tronçons qui n'ont pas d'interaction directe, mais qui pourraient donc avoir une interaction indirecte (par un écoulement indirect) sur des RTS.

Les méthodes d'identification des TPC sont décrites ci-dessous.

### **6.1 Méthode d'interaction directe**

Les tronçons qui sont physiquement situés à l'intérieur d'un RTS sont appelés « TPC avec interaction directe », le début et la fin du tronçon étant définis par les endroits où le pipeline croise les limites d'un RTS.

### **6.2 Méthode d'écoulement indirect**

La longueur de la conduite qui pourrait toucher un RTS peut être plus longue que le tronçon défini par la méthode d'intersection directe décrite ci-dessus. La modélisation des rejets permet de déterminer les voies potentielles que pourrait suivre un déversement à partir de divers points le long d'un tronçon du pipeline, vers un RTS.

La méthode d'écoulement indirect utilisée par TransCanada, qui a été élaborée par des experts tiers, consiste en un processus en deux étapes.

Au cours de la première étape, les RTS sont analysées d'après leur proximité avec les conduites et l'existence d'une voie physique viable par laquelle un déversement pourrait se retrouver dans le RTS. La deuxième étape du processus consiste à déterminer les tronçons du pipeline à partir desquels un déversement potentiel pourrait atteindre des parties de la zone tampon qui protège le RTS. Cette étape permet d'établir les propriétés et les caractéristiques d'un RTS qui pourraient accroître ou empêcher le transport des substances déversées, y compris le terrain autour du pipeline, ainsi que les caractéristiques physiques du pétrole brut.

Les voies de transport potentielles comprennent les déversements sur terre, les déversements sous terre, ainsi que le transport en aval. Le Tableau 2 résume cette information.

**Tableau 2 : Critères de proximité et des voies de déversement**

Voie de déversement	Critères de proximité (km) <sup>1,2</sup>				
	Zones peuplées	Eau potable – ZES		Zones écologiques sensibles	Voies navigables commerciales
		Sous terre	Prise d'eau de surface		
Déversement sur terre	152,4 m <sup>2</sup>	1,6 km <sup>3</sup>	L'axe doit croiser la ZES <sup>4</sup>	152,4 m <sup>2</sup>	152,4 m <sup>2</sup>
Déversement sous terre	Non évalué	1,6 km	Non évalué	Non évalué	Non évalué
Transport en aval	27,3/34,3 km <sup>5</sup>	$\frac{27,3}{5}/34,3$ km	27,3/34,3 km <sup>5</sup>	27,3/34,3 km <sup>5</sup>	27,3/34,3 km <sup>5</sup>
<p>Remarques :</p> <p>Les distances sont considérées prudentes en tenant compte des propriétés physiques du pétrole brut qui sera transporté par le système pipelinier.</p> <p>La distance associée aux critères de proximité a été portée à 0,4 km (0,25 mille) lorsque la pente du terrain est égale ou supérieure à 5 %.</p> <p>Le processus est très prudent, car il élargit la zone tampon entourant les RTS comportant des eaux souterraines d'un maximum de 1,6 km (1 mille).</p> <p>Le processus est prudent, car les prises d'eau de surface et les ressources écologiquement sensibles sont protégées par une zone tampon autour de la zone réceptrice à risque de 3,2 ou 8,0 km (2 ou 5 milles) (un déversement sur terre nécessiterait une distance supérieure à 1,61 km [1 mille] pour atteindre des ressources sensibles situées au centre de la zone réceptrice à risque).</p> <p>Les sections converties du pipeline d'Énergie Est couvrent deux régions physiographiques : les plaines intérieures et le Bouclier canadien, avec une distance de transit en aval de 27,3 km et 34,3 km, respectivement. En outre, on tiendra compte de la distance des rivières et des cours d'eau là où il y a des données sur les débits et lorsque ceux-ci dépassent la moyenne régionale.</p>					

Pour le moment, seuls les TPC avec interaction directe ont été identifiés. Les TPC avec interaction indirecte seront déterminés conformément aux critères ci-dessus de proximité et de voies de déversement avant les travaux de conversion, et ces données seront prises en compte dans l'élaboration du programme de gestion de l'intégrité.

## 7.0 DÉTERMINATION ET GESTION DES DANGERS APPLICABLES

Dans cette section, nous présentons un aperçu des dangers applicables, des stratégies d'évaluation et des techniques d'atténuation relatives au pipeline converti. Les dangers qui peuvent toucher un pipeline converti et qui font l'objet de la présente Évaluation technique comprennent :

- la corrosion externe;
- la corrosion interne;
- la fissuration causée par l'environnement (FCSC);
- les défauts de fabrication;

- les défauts de soudure et d'assemblage;
- la défaillance de l'équipement;
- les dommages mécaniques causés par des tiers;
- l'exploitation incorrecte;
- les événements météorologiques et les forces extérieures.

Lorsqu'on estime qu'un danger est applicable à la conduite en cours de conversion, il devient alors un point préoccupant (PP).

## **7.1 Évaluation des dangers de corrosion**

### **7.1.1 Corrosion externe**

Le danger de corrosion externe est un PP pour tous les tronçons du pipeline. Tous les pipelines enfouis font l'objet d'une évaluation pour déterminer la corrosion externe.

### **7.1.2 Corrosion interne**

Dans le transport du gaz, le danger de corrosion interne n'était pas un PP, en raison du point de rosée du gaz naturel. Pour le transport du pétrole brut, comme un débit de 175 000 m<sup>3</sup>/jour (1,1 million de barils/jour ou 1,1 Mb/j) représente une vitesse moyenne de 2,3 m/s, le liquide transporté dans la canalisation s'écoulera de façon entièrement turbulente. Cette condition réduira le risque de séparation d'eau ou de dépôt des sédiments, et par conséquent, la corrosion interne ne sera pas un PP. Cependant, lorsque l'écoulement est interrompu de façon intermittente en aval d'un point d'injection en lots, la corrosion interne pourrait être un PP, vu la possibilité d'accumulation de sédiment et de séparation de l'eau.

## **7.2 Techniques d'évaluation**

La principale technique d'évaluation pour déterminer la perte de métal interne et externe a été par le passé l'inspection interne des déperditions de flux magnétique (DFM). Même si les séries d'inspection interne DFM porteront habituellement sur l'évaluation du danger de corrosion externe, les données seront toujours évaluées afin de déterminer s'il y a des indications de corrosion interne.

## **7.3 Méthode sous-jacente aux critères de réponse**

### **7.3.1 Pression de défaillance**

Les défauts dus à une perte de métal se manifesteront par des perforations ou des ruptures. Seule la défaillance par rupture dépend de la pression. La pression à laquelle un défaut se manifestera sous forme de rupture est appelée pression de défaillance. La pression de

défaillance pour les pertes de grappes de métal est calculée au moyen de l'approche basée sur le profil de corrosion RSTRENG, laquelle à son tour est utilisée pour obtenir une profondeur équivalente qui offrirait la même pression de défaillance si la méthode B31.G modifiée était appliquée à la longueur de la grappe indiquée. Cette forme équivalente simplifiée se prête à l'analyse de la croissance.

### 7.3.2 Taux de croissance

Lorsqu'on a deux ou plusieurs séries de données avec des outils DFM haute résolution, une analyse différentielle signal-à-signal entre des paires de résultats d'inspection interne permet de déterminer les taux de croissance spécifiques pour un tronçon ou une caractéristique. En l'absence de données d'inspection interne passées, le taux de croissance sera établi d'après l'âge de la canalisation moins le temps d'amorçage basé sur la profondeur de corrosion maximale.

On doit noter que la perte de métal interne au sommet de la conduite (au-dessus de 4 h et de 8 h) n'augmentera pas, car il n'y a pas de mécanisme de corrosion dans le transport passé du gaz ou dans le transport proposé de pétrole brut pour soutenir une éventuelle croissance (c.-à-d. toute perte de métal mesurée constitue un artefact de la fabrication). Cependant, toute occurrence de perte de métal de ce type supérieure à 20 % de l'épaisseur de la paroi du pipeline sera expressément examinée avec le fournisseur de services d'inspection interne pour connaître le degré de confiance qu'il porte à la différenciation entre le diamètre intérieur/diamètre extérieur (DI/DE). Si des incertitudes subsistent, l'occurrence sera modélisée et on étudiera sa croissance comme défaut de corrosion externe.

## 7.4 Critères de réponse à court terme

Il y a deux critères pour établir qu'une caractéristique doit faire l'objet de mesures correctives en deçà d'un an, à savoir :

- perte de métal supérieure à 70 % de l'épaisseur nominale de la paroi, peu importe les dimensions; et/ou
- perte de métal lorsque le rapport de pression de défaillance (RPD) est  $\leq 1,25$ .

## 7.5 Critères de réponse à la croissance de la corrosion

Les critères de corrosion tiennent compte de l'erreur de mesure avec l'outil d'inspection interne et de la répartition du taux de croissance, afin d'assurer qu'une probabilité seuil de défaillance ne soit pas dépassée avant la prochaine série prévue d'inspections internes. Si tout défaut dépasse le critère établi, une analyse additionnelle sera réalisée pour déterminer les mesures d'atténuation qui pourraient être requises.

Dans l'hypothèse où les conséquences d'une défaillance d'un tronçon TPC seraient plus élevées que pour un tronçon non TPC, la probabilité seuil d'une défaillance est plus

prudente de la moitié d'un ordre de grandeur pour un tronçon TPC que pour un tronçon non TPC.

## 8.0 ÉVALUATION DU DANGER DE FISSURATION CAUSÉE PAR L'ENVIRONNEMENT

Dans cette section, nous nous appuyons sur la méthode décrite dans le document *Scope for an Engineering Assessment of Line 100-1 Conversion Section*, précédemment approuvée et présentée dans le cadre de l'ordonnance OPLO-T241-05-2009 de l'ONÉ (ci-après l'Ordonnance).

### 8.1 Fissuration par corrosion sous contrainte

Dans ce contexte, le danger de fissuration causée par l'environnement désigne la fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC), qui est un PP pour les sections du pipeline à revêtement en ruban adhésif ou de bitume. Les sections à revêtement ELF ne sont pas susceptibles de FCSC, comme il est décrit dans le rapport de l'ONÉ intitulé *Enquête publique sur la fissuration par corrosion sous contrainte des oléoducs et des gazoducs canadiens*, novembre 1996. Il y a eu trois « défaillances » de type FCSC sur la ligne des Prairies, dont deux ont été provoquées par des essais hydrostatiques (sections MLV 13 et 31, en 2008 et 2005 respectivement), et une défaillance en cours d'exploitation à Rapid City en 1995. Cependant, depuis cette époque, les techniques d'évaluation de la fissuration ont fait des progrès considérables qui sont inclus dans le programme proposé.

### 8.2 Évaluation

Le processus d'évaluation de la FCSC pour le pipeline à convertir comportera deux étapes, utilisant deux technologies différentes. Avant que le pipeline soit déclassé pour le transport du gaz, les sections à risque seront inspectées au moyen de la technologie TEA. On pourra ainsi identifier les points de FCSC qui posent un risque d'intégrité à court terme et les réparer avant que le pipeline ne commence à transporter du pétrole brut.

Lorsque le pipeline aura commencé à transporter du pétrole brut, les sections susceptibles de FCSC seront de nouveau inspectées au moyen de l'outil de détection des fissures ultrasonique par ondes de cisaillement (essais ultrasoniques – EU), qui a un seuil de détection plus faible (1 mm x 25 mm) que l'outil TEA (1 mm x 40 mm pour les défaillances dans le corps des conduites et 2 mm x 40 mm pour les régions soudées). Bien que les seuils de détection de l'outil TEA soient plus que suffisants pour évaluer le potentiel de défaillance et de fissuration pendant le transport initial de pétrole brut, on réduira de 20 % la PEM sur une base volontaire pour les sections susceptibles de FCSC sur la ligne, jusqu'à ce que le rapport préliminaire des essais EU avec ondes de cisaillement indique qu'aucune fissuration ne suscite une inquiétude immédiate pour une section donnée.

Une autre différence importante entre les techniques TEA et EU par ondes de cisaillement est la limite différente de détermination de la profondeur. L'outil TEA ne présente pas de limite supérieure de détermination de la profondeur, tandis que l'outil EU par ondes de cisaillement atteint une saturation du signal à 3 mm, de sorte que toute occurrence de fissuration plus profonde serait tout simplement indiquée avec la valeur > 3.

### 8.3 Méthode sous-jacente au critère de réponse

Deux des éléments essentiels de l'évaluation de la gravité de la fissuration sont les suivants :

- calcul de la pression de défaillance;
- valeurs de résilience Charpy.

#### 8.3.1 Calcul de la pression de défaillance

Le modèle CorLAS<sup>MC</sup>, validé par l'industrie et fourni par Det Norske Veritas (DNV), sera utilisé pour estimer la pression de défaillance lorsqu'il y a des indications de fissuration.

L'utilisation de l'énergie du palier supérieur pour déterminer le comportement à l'initiation de la fracture est justifiée par les articles publiés dans des revues avec comité de lecture<sup>8</sup>.

#### 8.3.2 Valeurs de résilience Charpy

Les valeurs de résilience Charpy sont disponibles auprès de diverses sources pour les conduites d'origine, mais les données des rapports d'essai des matériaux ne contiennent pas suffisamment de courbes de transition Charpy à entailles en V pour déterminer de manière définitive l'énergie du palier supérieur et la température à laquelle elle est atteinte, et les rapports d'essai sur les matériaux ne donnent pas d'information non plus sur la zone du joint soudé touchée par la chaleur. Par conséquent, la résilience limite inférieure est dérivée essentiellement des essais empiriques réalisés sur des échantillons de conduites obtenus après la construction.

#### 8.3.3 Ligne des Prairies

Le Tableau 3 présente un résumé des valeurs de résilience de palier supérieur (pleine grandeur) obtenues par essai destructif d'échantillons récents ou de spécimens de défaillance. Les essais Charpy à entailles en V ont été réalisés en 2013 par SGS Ludwig Associates Engineering Ltd. Les spécimens ont été préparés selon les critères d'emplacement et de taille des échantillons conformes aux normes CSA Z245.1-07 et ASTM A370-12a. Les essais ont été réalisés à deux températures fixes (+10 °C et -5 °C), ainsi qu'à d'autres températures sélectionnées pour déterminer la température de

---

<sup>8</sup> Exemple : G. Wilkowski, D. Rudland, D. Rider, P. Mincer et W. Sloterdijk, "When Old Line Pipes Initiates Fracture in a Ductile Manner", IPC 2006, article n° 10326.

transition basée sur les valeurs de cisaillement en % (couvrant ou dépassant la plage de 5 % à 95 %). Un ajustement de courbe sigmoïdale a été utilisé pour obtenir les valeurs de palier supérieur de 2013. Les spécimens provenant du corps des conduites atteignaient habituellement le palier supérieur à 10 °C et la zone touchée par la chaleur à 25 °C.

On peut obtenir une autre détermination, quoiqu'incomplète, de la résilience du corps de la conduite (normalisée à sa pleine grandeur), à partir des statistiques tirées du rapport d'essai des matériaux accompagnant la commande des conduites. Ces valeurs ont été générées pour valider la conformité commerciale de la commande de conduites par rapport aux spécifications.

Par conséquent, ces valeurs ne reflètent pas nécessairement la résilience au palier supérieur, car la température d'essai de référence était de -5 °C. L'examen des 11 commandes de conduites présentées au Tableau A5-2 de l'appendice 5-1, révèle que l'écart-type moyen et inférieur (un écart-type sous la moyenne) est supérieur à la valeur limite inférieure de résilience proposée, sauf pour deux commandes passées auprès de Stelco.

La résilience au palier supérieur des échantillons récents et des spécimens de défaillance, combinée aux valeurs d'écart-type inférieures tirées des rapports d'essai des matériaux, a été interprétée de manière prudente pour obtenir la valeur limite inférieure de résilience qui sera utilisée, comme l'indique le Tableau 3.

**Tableau 3 : Valeurs limite inférieure de résilience (J) pour chaque fournisseur de conduites**

Fabricant	Type	Ép. paroi	Écart-type inférieur – Rapport d'essai des matériaux	Ludwig		Échantillon de défaillance	Limite inférieure appliquée	
				Corps	Corps		ZAC <sup>1</sup>	Corps
Stelco	UOE	9,42	44,8	97,3	113,0	60,8	40	40
Ipsco	Spirale	9,42	138,2	135,4	41,9		60	40
Canadian Phoenix	UOE	9,42	73,0	85,1	72,6	69,3	60	60
Note :								
1. ZAC = zone touchée par la chaleur								

### 8.3.4 Ligne du nord de l'Ontario et raccourci de North Bay

Une approche similaire sera suivie pour la partie à convertir en aval de la ligne des Prairies. Avant de procéder à un échantillonnage empirique sur des pièces coupées provenant de la conduite à convertir, un essai de résilience avec une force de 60 J sera réalisé de façon prudente sur ces conduites moins âgées pour en évaluer les caractéristiques de fissuration.

### 8.3.5 Taux de croissance

Le taux de croissance des fissures a été déterminé par la méthode de superposition. Les éléments contributifs et les hypothèses sous-jacentes à cette méthode, pour le transport du gaz et du pétrole, sont les suivants :

- transport du gaz : croissance totale = dissolution par interaction avec le milieu ambiant;
- transport du pétrole : croissance totale = fatigue par corrosion + dissolution par interaction avec le milieu ambiant.

Le taux de croissance pour le transport du gaz est appliqué aux données TEA, car la ligne continuera de servir au transport du gaz pendant un certain temps avant sa conversion. Aucune croissance n'est modélisée pour la période pendant laquelle le pipeline sera dépressurisé pour la conversion du transport du gaz au transport du pétrole brut.

### 8.3.6 Fatigue par corrosion

Un expert reconnu dans l'industrie, Ray Fessler, a réalisé une revue approfondie de la littérature sur les modèles de fatigue par corrosion disponibles. Ce travail a permis d'obtenir un taux de 0,1 mm/année, et cette valeur s'appuie sur les données rapportées par Lambert et coll.<sup>9</sup>, en tenant compte d'un environnement FCSC présumé presque neutre. La valeur de 0,1 mm/année est déterminée par modélisation de la croissance d'une fissure de 3 mm de profondeur et de 200 mm de longueur, d'après les cycles de pression projetés, la valeur réelle ayant été arrondie à 0,1 mm/année.

La charge cyclique de base de 300 cycles à la moitié de la PEM par année est tirée de l'expérience opérationnelle obtenue avec le pipeline Keystone, y compris le processus de remplissage de la canalisation. Le spectre complet des cycles de pression est cumulé, puis normalisé en un nombre équivalent de cycles de pression pour une seule plage de pression, dans ce cas-ci un cycle de pression allant de la pleine PEM à une demi-PEM. Cette normalisation des cycles de pression permet de les appliquer à une analyse de croissance de la fatigue. En raison de la réception potentielle de lots au terminal de réservoirs de Moosomin, les conduites en amont de ce point pourraient connaître deux fois plus de cycles (c.-à-d. 600 cycles à demi-PEM). Les taux de fatigue par corrosion en résultant sont donc les suivants :

- en amont de Moosomin : 0,2 mm/année
- en aval de Moosomin : 0,1 mm/année

Pour le moment, ces taux de croissance sont appliqués de manière uniforme. Tout raffinement futur requis en raison des changements apportés à la charge cyclique et à la proximité des stations de pompage sera pris en compte au besoin.

---

<sup>9</sup> S. B. Lambert, J. A. Beavers, B. Delanty, R. Sutherby et A. Plumtree, "Mechanical Factors Affecting Stress-Corrosion Crack Growth Rates in Buried Pipelines," IPC2000, Vol. 2, pp. 961 – 963, 2000.

### 8.3.7 Dissolution par interaction avec le milieu ambiant (indépendante du cycle de pression)

Énergie Est a appliqué une valeur type pour le taux de dissolution de la FCSC quasi neutre (0,2 mm/année) dans le métal de base. Un taux élevé (0,3 mm/année) est appliqué dans la zone touchée par la chaleur adjacente au joint long.

### 8.4 Critères de réponse aux données TEA

Les données TEA qui dépassent le seuil de déclaration pour cet outil sont classées en un certain nombre de caractéristiques discrètes. Les éléments pris en compte dans ce classement comprennent notamment la distribution dimensionnelle, l'association avec la soudure du joint long, et la mesure dans laquelle le signal semble être une fissure plutôt qu'un réflecteur planaire non préjudiciable, p. ex., une marque de rouleau près du joint. L'inspection TEA, réalisée par ROSEN, comprend l'inspection et l'intégration des données avec les données obtenues par l'outil DFM circonférentiel (détection de défaillance axiale [AFD]). Ces données sont surtout utilisées pour aider à différencier la corrosion abrupte, mais elles permettent également de déterminer la présence de toute corrosion coïncidente ou en interaction. Un aspect important de cette méthode est que, lorsque l'outil TEA relève des occurrences de fissure dans la corrosion, la profondeur obtenue comprend la profondeur de la corrosion. Un avantage additionnel de la technologie TEA est qu'elle permet de distinguer le type de revêtement et la présence de détachement du revêtement comme validation secondaire pour caractériser une occurrence de fissure causée par l'environnement.

Le critère de correction d'une caractéristique varie selon les différentes technologies de détection des fissures, car les capacités des outils et les structures de rapport diffèrent. Les fissures évaluables sont celles qui sont potentiellement préjudiciables. En ce qui concerne l'outil TEA, les fissures potentiellement préjudiciables étaient auparavant des *anomalies de type fissure* (dans le corps de la conduite) et des *entités linéaires dans la zone de soudure longitudinale*. Cependant, avec la dernière génération de capteurs, le meilleur rapport signal/bruit permet de délimiter les *anomalies de type fissure* dans la région de la soudure. Les caractéristiques de rendement de la méthode TEA sont présentées à l'appendice 5-2.

Les excavations de corrélation ont été initialement sélectionnées d'après la présence et la gravité des anomalies de type fissure. Cependant, vu le nombre limité d'occurrences de fissures signalées et des excavations en résultant, sept fouilles de contrôle ont été réalisées, d'après la présence constatée de FCSC, comme il est décrit à l'appendice 5-3.

#### 8.4.1 Critères à court terme

Les catégories suivantes de caractéristiques décelées par la méthode TEA seront corrigées dans le cadre du programme d'intégrité de la conversion :

- *anomalie de type fissure* supérieure à 5 mm de profondeur, peu importe la longueur;

- *anomalie de type fissure* dont le RPD calculé est  $\leq 1,25$ ;
- *anomalie de type fissure* associée à une bosselure.

À l'intérieur d'un segment TPC, le critère additionnel suivant s'applique

- caractéristiques linéaires dans la zone de soudure longitudinale, dont le RPD calculé est  $\leq 1,25$ .

#### 8.4.2 Critères basés sur la croissance

Pour les critères basés sur la croissance, on présume un intervalle de réinspection de cinq ans, avec une période tampon d'un an pour tenir compte des contraintes de disponibilité de l'outil. L'intervalle de six ans ainsi obtenu est modélisé de manière prudente comme suit : trois ans pour le transport du gaz, et trois ans pour le transport du pétrole brut. De plus, les critères basés sur la croissance tiennent compte de l'erreur de mesure de l'outil, à savoir :

- augmentation de la longueur due à l'erreur de l'outil (10 mm);
- augmentation de la profondeur due à l'erreur de l'outil (15 % de l'épaisseur nominale de la paroi, ou autre valeur déterminée par les excavations de corrélation).

La caractéristique décelée par TEA suivante sera corrigée dans le cadre du programme d'intégrité de la conversion :

- *anomalie de type fissure* avec un RPD calculé  $\leq 1,1$  au cours des six années.

À l'intérieur d'un segment TPC, le critère additionnel suivant s'applique :

- *anomalie de type fissure* avec un RPD calculé  $\leq 1,15$  au cours des six années.

#### 8.5 Critères de réponse aux données des essais EU par ondes de cisaillement

Les signaux obtenus par essai avec ondes de cisaillement qui dépassent le seuil de déclaration de l'outil sont classés en un certain nombre de caractéristiques discrètes. Ce classement porte entre autres sur la distribution dimensionnelle, l'association avec la soudure du joint long, et la mesure dans laquelle le signal semble être une fissure plutôt qu'un réflecteur planaire non préjudiciable. Les signatures obtenues avec l'outil seront examinées et validées pour toutes les caractéristiques qui ne répondent pas aux critères d'évaluation si on estime de façon prudente que ces caractéristiques sont préjudiciables. Dans cet examen, on comparera les caractéristiques du point suspect (plage de profondeur, longueur), les attributs du signal (amplitude, chevauchement, longueur, corrélation de capteurs multiples, information additionnelle sur la réflexion des signaux), ainsi que la classification des caractéristiques et les erreurs possibles de classification.

Le critère pour corriger une caractéristique varie selon les différentes technologies de détection des fissures, car les capacités des outils et les structures de rapport diffèrent. Des critères composites qui tiennent compte des atouts de chaque outil pourraient être établis lorsqu'une caractéristique est inspectée au moyen des deux techniques.

Les fissures évaluables sont celles qui sont potentiellement préjudiciables. En ce qui concerne l'outil d'essai EU par ondes de cisaillement, ces caractéristiques potentiellement préjudiciables pourraient être des caractéristiques de *type fissure* ou de *type champs de fissures*, ce qui serait déterminé par le programme de corrélation poussé réalisé dans le cadre de l'Évaluation technique du pipeline Keystone. Toutefois, si elles sont disponibles, les données TEA seront utilisées. Si une caractéristique détectée par l'essai EU par ondes de cisaillement n'est pas jugée préjudiciable, mais coïncide avec une caractéristique détectée par la méthode TEA qui est jugée préjudiciable, la caractéristique détectée par la méthode EU par ondes de cisaillement sera évaluée, et des mesures correctives seront apportées si elle est jugée préjudiciable.

#### 8.5.1 Critères à court terme

Les caractéristiques suivantes détectées par l'essai EU par ondes de cisaillement seront corrigées dans le cadre du programme d'intégrité de la conversion :

- caractéristiques de *type fissure* ou de *type champ de fissures* qui ont plus de 3 mm de profondeur, sauf lorsque la profondeur de la caractéristique a été déterminée par les données TEA comme étant inférieure à 5 mm;
- caractéristiques de *type fissure* ou de *type champ de fissures*, dont le RPD calculé est  $\leq 1,25$ ;
- caractéristiques de *type fissure* ou de *type champ de fissures* associées à une bosselure.

#### 8.5.2 Critères basés sur la croissance

Pour les critères basés sur la croissance, on pose l'hypothèse d'un intervalle de réinspection de cinq ans, avec une période tampon d'un an pour tenir compte de la disponibilité de l'outil. L'intervalle de six ans qui en résulte est modélisé selon l'hypothèse qu'au cours de ces six années, on transporterait du pétrole brut. De plus, le critère de croissance tient compte de l'erreur de mesure de l'outil, à savoir :

- augmentation de la longueur due à l'erreur de l'outil (10 mm);
- augmentation de la profondeur due à l'erreur de l'outil (1,0 mm, ou autre valeur déterminée par les excavations de corrélation).

Les caractéristiques suivantes détectées par l'essai EU par ondes de cisaillement seront corrigées dans le cadre du programme d'intégrité de la conversion :

- caractéristique de *type fissure* ou de *type champ de fissures* avec un RPD calculé  $\leq 1,1$  au cours des six années;

- un échantillon représentatif des caractéristiques de type *anomalie dans les soudures*, avec un RPD calculé  $\leq 1,1$  au cours des six années (à titre de validation, basée sur le risque, de la caractérisation des caractéristiques par le fournisseur).

À l'intérieur d'un segment TPC, le critère additionnel suivant s'applique :

- caractéristique de type *fissure* ou de type *champ de fissures* avec un RPD calculé  $\leq 1,15$  au cours des six années.

## 9.0 ÉVALUATION DES DANGERS DUS À LA FABRICATION

Pour la conduite qu'on envisage de convertir, il n'y a pas d'historique documenté de défaillances associées à la fabrication, et la technique de soudure SAS à double joint qui a été utilisée n'est pas considérée comme un danger associé à la fabrication. Néanmoins, on présumera que ce danger sera un PP pour toute partie de la ligne qui connaît un cycle anormal de pression élevée pendant le transport du pétrole brut, notamment les sections en amont d'un point de réception (p. ex., la station de pompage de Moosomin) qui subiront des cycles de pression beaucoup plus élevée en raison des arrêts quotidiens.

### 9.1 Technologies d'évaluation

Les technologies d'évaluation qui seront utilisées pour déterminer la fissuration causée par l'environnement, en particulier la technique TEA et l'essai EU par ondes de cisaillement, peuvent également être utilisées pour évaluer les défaillances de fabrication (défauts des joints soudés).

### 9.2 Méthode sous-jacente au critère de réponse

Les méthodes d'évaluation des défauts de fabrication sont les mêmes que celles qui sont utilisées pour déterminer la fissuration causée par l'environnement.

#### 9.2.1 Taux de croissance

La croissance des défauts de fabrication se fait par fatigue pure, le nombre de cycles étant censé être de 600 à une pression égale à la moitié de la PEM. Ce taux élevé pour la section de la ligne en amont de Moosomin repose sur l'hypothèse d'un arrêt quotidien associé à l'injection de lots de pétrole brut.

#### 9.2.2 Critères de réponse à court terme

Les mêmes critères de réponse à court terme que ceux qui sont utilisés pour la fissuration causée par l'environnement s'appliquent, sauf que les caractéristiques préjudiciables associées à ce type de danger sont :

- essais TEA – caractéristiques linéaires dans les zones de soudure;

- essais EU par ondes de cisaillement – anomalies de soudure.

### 9.2.3 Critères basés sur la croissance

Les mêmes critères basés sur la croissance que ceux qui sont utilisés pour la fissuration écausée par l'environnement s'appliquent, sauf que les caractéristiques préjudiciables associées à ce type de danger sont :

- essais TEA – caractéristiques linéaires dans les zones de soudure;
- essais EU par ondes de cisaillement – anomalies de soudure.

## 10.0 ÉVALUATION DES DANGERS DUS AU SOUDAGE/ASSEMBLAGE

Bien que le pipeline dont on envisage la conversion ne contienne pas de raccords mécaniques ou de soudures circulaires non ductiles, comme des soudures circulaires à l'oxygène-acétylène ou des courbes plissées, on considérera ce danger comme un PP pour une partie du pipeline qui connaîtra des moments de flexion anormalement élevés. Au milieu des années 1990, deux sections de vanne entre les points MLV 2 et MLV 9 ont fait l'objet d'un important programme de renouvellement du revêtement en raison de la corrosion externe. Le programme avait consisté à retirer les conduites du sol sur de longues sections afin de faciliter l'inspection et la pose du nouveau revêtement. Après ces travaux, les conduites ont été réinstallées dans le sol. La manipulation des conduites aurait exposé les soudures circulaires à des moments de flexion supérieurs à ceux qui sont normalement rencontrés pendant l'exploitation. Une fuite constatée en 2013 au point MLV 2 + 3,3 km était associée à une soudure circulaire et attribuée à la combinaison de la manipulation des conduites, mentionnée ci-dessus, et d'une imperfection dans la soudure lors de la construction originale.

### 10.1 Technologies d'évaluation

Sur la ligne 100-4 entre les points MLV 2 et MLV 9, TransCanada a réalisé deux inspections internes DFM en 2014. Pour le premier essai, on a utilisé la technologie DFM haute résolution afin de déterminer le taux de croissance de la corrosion, et pour le deuxième essai, il s'agissait en fait du premier test en production de la prochaine génération de la technologie DFM haute résolution. Les capteurs de plus grande résolution utilisés dans la deuxième série d'essais DFM devraient avoir une sensibilité accrue et permettre de mieux caractériser les défauts circonférentiels des soudures circulaires.

### 10.2 Méthode sous-jacente au critère de réponse

L'ampleur des travaux réalisés sur la conduite lors du programme de réfection du revêtement dans les années 1990 a été établie par examen des dossiers de construction et validée par une évaluation du revêtement par la méthode TEA. Dans ces tronçons de

conduite, les données DFM seront examinées afin de détecter les anomalies sur les soudures circulaires au point mort bas.

#### **10.2.1 Critères de réponse à court terme**

Les données DFM seront examinées expressément pour les sections entre les points MLV 2 et MLV 9, et la caractéristique suivante fera l'objet de mesures correctives dans le cadre du programme d'intégrité de la conversion :

- signaux DFM anormaux, pouvant indiquer des fissures circonférentielles sur les soudures circulaires au point mort bas.

#### **10.2.2 Critères basés sur la croissance**

Aucun critère basé sur la croissance n'est applicable, car les défauts de soudures circulaires sont moins influencés par la pression interne, en raison de leur orientation par rapport à la contrainte circonférentielle dans la paroi de la conduite.

#### **10.3 Mesures additionnelles de prévention et d'atténuation**

Bien que les charges anormales associées à la remise en état du revêtement étaient uniques à la section comprise entre les points MLV 2 et MLV 9, une soudure circulaire sur dix datant des années 1970 retirées pendant le programme de conversion de la ligne des Prairies sera inspectée pour déterminer la présence de fissures potentielles, à titre de mesure préventive.

### **11.0 ÉVALUATION DES DANGERS DE DÉFAILLANCE DE L'ÉQUIPEMENT**

Les défaillances possibles de l'équipement qui pourraient donner lieu à une situation de surpression ou à un rejet de pétrole brut seront atténuées par des procédures d'entretien et d'exploitation qui se sont avérées appropriées depuis la mise en service du pipeline Keystone en 2010. Cependant, comme on ne prévoit convertir aucune installation (c.-à-d. toutes les vannes sur la canalisation principale, les stations de pompage et les terminaux seront neufs et destinés au transport du pétrole brut), nous n'examinerons pas plus à fond les dangers de défaillance de l'équipement dans la présente Évaluation technique.

### **12.0 ÉVALUATION DES DANGERS DUS AUX DOMMAGES MÉCANIQUES EXISTANTS**

Dans le cadre de la conversion du pipeline, ce danger pourrait être associé à une situation dans laquelle un dommage mécanique existant pourrait être sujet à une charge cyclique pendant le transport du pétrole brut.

## 12.1 Technologies d'évaluation

Pour ce type de danger, la technologie d'évaluation fera appel à l'utilisation d'un compas d'épaisseur de grande précision et à des séries d'inspections internes DFM à haute résolution. Les données DFM permettent de mieux déterminer la gravité potentielle des bosselures, lesquelles influent sur la perméabilité magnétique. Bien que l'examen des données DFM pour déceler les bosselures soit un processus de nature qualitative, il s'est néanmoins avéré utile pour déceler les caractéristiques préjudiciables.

## 12.2 Méthode sous-jacente au critère de réponse

Les méthodes utilisées pour évaluer les anomalies géométriques consistent à tenir compte de la profondeur du défaut (normalisée en pourcentage du diamètre extérieur de la conduite), la déformation en pourcentage de la limite d'écoulement, et en l'associant avec un concentrateur de contrainte.

### 12.2.1 Taux de croissance

Le terme « croissance » est utilisé ici afin d'assurer l'uniformité de la terminologie dans le document, mais le mécanisme de dégradation en fonction du temps désigne en fait un travail de durcissement en raison de charges cycliques sur une fissure et la progression subséquente de la fissure en raison de la fatigue. Pour ces charges cycliques, on suppose que la bosselure n'est pas contrainte, ce qui est valide pour les bosselures au sommet, mais constitue une approche prudente pour les bosselures du côté bas.

### 12.2.2 Critères de réponse à court terme

Les anomalies géométriques suivantes seront corrigées dans le cadre du programme d'intégrité de la conversion :

- Les bosselures qui contiennent des concentrateurs de contrainte (creux, rainures, brûlures causées par des arcs ou fissures), qui sont soit signalées directement par le fournisseur ou détectées dans la signature magnétique par le personnel de TransCanada.
- Toutes les bosselures dont le diamètre extérieur est de 1 % ou plus seront évaluées et on cherchera à déterminer la présence de toute signature magnétique anormale associée à une déformation élevée, qui est définie selon les critères suivants<sup>10</sup> :
  - Les bosselures sur le corps de la conduite dont la déformation calculée de point à point est supérieure à 0,5 de l'élongation minimale spécifiée pour la nuance de la conduite, dans le cas des bosselures ordinaires. On obtient ainsi un critère de déformation de 9 % (soit 2 fois le facteur de sécurité).

---

<sup>10</sup> PRCI Final Report PR-218-063511-B – Development of a model for predicting the severity of pipeline damage identified by in-line inspection.

- Les bosselures sur une soudure dont la déformation calculée de point à point est supérieure à 0,25 de l'élongation minimale spécifiée pour la nuance de la conduite. On obtient ainsi un critère de déformation de 4,5 % (soit 4 fois le facteur de sécurité).
- Les bosselures qui contiennent des zones corrodées d'une profondeur supérieure à 40 % de l'épaisseur nominale de la paroi de la conduite.
- Les bosselures qui contiennent des zones corrodées ayant une profondeur supérieure à 10 %, et jusqu'à 40 % inclusivement, de l'épaisseur nominale de la paroi de la conduite, et une profondeur et une longueur qui dépassent l'étendue longitudinale admissible maximale déterminée de la manière précisée dans la norme ASME B31G.

### 12.2.3 Critères de réponse basés sur la croissance

Tout comme l'approche prise pour le pipeline Keystone, l'évaluation détaillée pendant la durée de vie sera réalisée en tenant compte de trois conditions limitantes suivantes :

- la bosselure présentant la déformation la plus grande;
- la bosselure la plus profonde;
- la bosselure la plus grande (combinaison longueur et largeur) et profondeur.

Si une bosselure répond à l'un des trois critères suivants, elle fera l'objet de mesures correctives planifiées, et la bosselure la plus importante par la suite, pour cette condition limitante, sera évaluée de la même manière, jusqu'à ce que tous les critères soient respectés. Ces critères sont les suivants:

- dommage à la limite de la déformation (SLD)  $\geq 1$ ;
- l'indicateur de dommage et de défaillance ductile (DFDI)  $\geq 1$ ;
- vie de la fatigue  $< 50$  ans d'après la méthode d'analyse par éléments finis et l'équation de Markl<sup>11</sup> avec un facteur de sécurité de 2.

## 13.0 ÉVALUATION DES DANGERS DUS À UNE EXPLOITATION INCORRECTE

Le risque d'exploitation incorrecte qui pourrait donner lieu à une condition de surpression ou à un rejet de pétrole brut sera atténué par des activités dans la salle de contrôle et des procédures d'exploitation sur le terrain, qui se sont avérées appropriées depuis la mise en service du pipeline Keystone en 2010. Le personnel du Centre de contrôle des opérations (CCO) suit une formation poussée, y compris une formation sur simulateur pour intervenir en cas d'exploitation anormale, et cette formation sera adaptée en fonction des

---

<sup>11</sup> Rosenfeld, M.J. et Hart, James D: "Acceptance Criteria for Mild Ripples in Pipeline Field Bends," Un rapport définitif (PR-218-9925) préparé pour Pipeline Research Council International, Inc. (PRCI), 2003.

caractéristiques spécifiques du pipeline. La capacité de supervision du CCO est aidée par le système SCADA (système d'acquisition et de contrôle des données) et sa batterie prévue de capteurs de pression, de température et de débit. Cependant, comme les procédures d'exploitation ne sont pas expressément pertinentes pour déterminer l'aptitude à l'usage du pipeline qui sera converti pour transporter du pétrole brut au lieu du gaz, nous n'examinons pas plus à fond le danger associé à l'exploitation incorrecte dans la présente Évaluation technique.

#### **14.0 ÉVALUATION DES RISQUES DE L'ALTERATION CLIMATIQUE ET FORCES EXTERNES (GÉOTECHNIQUES)**

Dans le cadre du processus de conversion, Golder and Associates a reçu le mandat de réaliser une évaluation des dangers géotechniques de phase 1 le long du pipeline de conversion (y compris un examen des données recueillies dans le cadre de l'évaluation technique pour le pipeline Keystone).

Cette évaluation a consisté en un examen documentaire et en une reconnaissance aérienne, et on a tenu compte des éléments suivants :

- pentes instables, p. ex., les glissements de terrain;
- dangers sismiques, y compris :
  - secousses sismiques,
  - liquéfaction,
  - rupture en raison d'une défaillance de la surface;
- affaissement du sol dû aux causes suivantes :
  - mines souterraines,
  - formations de karst,
  - retrait de fluide;
- sols gonflants ou susceptibles d'affaissement.

Des évaluations des dangers géotechniques de phase 2 ont été réalisées aux endroits où l'on avait constaté à l'évaluation de phase 1 un potentiel modéré à élevé de dangers géotechniques. Des mesures d'atténuation, y compris l'inspection et la surveillance régulière, ont été mises en œuvre au besoin.

Vu les conséquences accrues d'une défaillance associée au transport du pétrole brut lors du passage d'un cours d'eau, Golder and Associates a reçu le mandat de réaliser une évaluation des dangers hydrotechniques de phase 1 le long du pipeline de la conversion. L'évaluation a porté sur les points suivants:

- migration latérale des chenaux;
- érosion des rives et affouillement latéral;

- affouillement vertical.

En plus de déterminer les besoins de mesures d'atténuation à court terme, cette évaluation des dangers permettra de déterminer le type et la fréquence des inspections de suivi.

Une évaluation des dangers hydrotechniques de phase 2 sera réalisée, et portera surtout sur les points de franchissement de cours d'eau présentant un potentiel modéré à élevé de dangers hydrotechniques qui ont été relevés lors de l'évaluation de phase 1. Au cours de cette évaluation, on analysera les données disponibles et on formulera des recommandations afin d'atténuer les dangers hydrotechniques. Les recommandations issues de l'évaluation de phase 2 pourraient donner lieu à des études additionnelles (relevé de la profondeur de couverture, bathymétrie, analyse détaillée de l'affouillement, etc.), et à l'élaboration de plans d'atténuation au besoin pour atténuer les dangers hydrotechniques. Par conséquent, dans le cadre des analyses de phase 2, on mettra à jour l'inventaire original des points de franchissement de cours d'eau présentant des dangers hydrotechniques modérés à élevés.

## 15.0 ÉVALUATION DES DANGERS SUR LES DIFFÉRENTS TRONÇONS

Dans cette section de l'ET, nous traitons de l'évaluation et de l'atténuation des dangers associés aux conduites existantes que l'on envisage de convertir dans chaque région.

### 15.1 Ligne 100-4 – Ligne des Prairies

Ce tronçon peut actuellement faire l'objet d'inspections internes, exception faite du franchissement de la rivière Assiniboine entre les points MLV 34 et MLV 36. Cette section, qui n'est pas inspectable, sera remplacée dans le cadre du projet de conversion. Comme toute la conduite à convertir de ce tronçon est limitée par des gares existantes d'insertion et de retrait des racleurs, des séries d'inspection interne pour la géométrie (compas de mesure) et la fissuration (TEA) ont été réalisées au cours de la phase 1 du programme d'intégrité de la conversion. De nouvelles inspections pour déterminer la perte de métal (DFM) se poursuivront jusque vers la fin de 2014 (début de la phase 2).

Pour le transport du pétrole brut, ce tronçon à convertir comportera quatre sections pouvant faire l'objet d'inspections internes, avec de nouvelles gares d'insertion et de retrait des racleurs. Le Tableau 4 présente un résumé de la ligne des Prairies.

**Tableau 4 : Ligne des Prairies – Résumé**

Section d'inspection interne	Station	Longueur totale (m)	Revêtement principal	Principale année de construction	Année de l'essai hydrostatique	Défaillances	Dernière inspection interne par DFM	Principal fabricant
MLV 2-9-4	204	31418	Époxyde	1977	1995, 1999	aucune	2010	Ipsco
	304	29546	Bitume	1973				Stelco
	404	29439	Bitume	1972				Ipsco
	504	24901	Époxyde	1972	1995, 1999	aucune		CanPhnx

MLV 9-17-4	604	29336	Bitume	1971				Stelco
	704	19770	Bitume	1972				Ipsco
	804	26077	Bitume	1973				Ipsco
	904	26167	Bitume	1973	1997, 2000	aucune	2010	Ipsco
	1004	23154	Bitume	1972				Ipsco
	1104	27718	Bitume	1971				Stelco
	1204	26311	Bitume	1972				CanPhnx
	1304	23639	Bitume	1971	1997, 2000, 2008	2008 : échec de l'essai hydrostatique – corrosion		Stelco
	1404	27974	Bitume	1973				Stelco
	1504	26644	Bitume	1971				Ipsco
1604	27194	Bitume	1972				CanPhnx	

MLV 17-25-4	1704	26534	Bitume	1973			2010	Stelco
	1804	31373	Bitume	1971				Ipsco
	1904	24637	Bitume	1972				CanPhnx
	2004	23054	Bitume	1972				Ipsco
	2104	26176	Bitume	1972				Stelco
	2204	26506	Bitume	1973				Stelco
	2304	24837	Bitume	1971				Ipsco
	2404	27747	Ruban	1977				Ipsco
MLV 25-34-4	2504	31629	Bitume	1972	1996, 1998, 2002	aucune	2010	Stelco
	2704	24771	Bitume	1972				Ipsco
	2804	26411	Bitume	1971				Ipsco
	2904	25371	Bitume	1973				Stelco
	3004	24971	Bitume	1973	1995, 1999, 2006, 2011	1995 : rupture en service, FCSC à pH faible (Rapid City)		Stelco
	3104	29901	Bitume	1972	2005, 2009	2005 : rupture, FCSC à pH faible		CanPhnx
	3204	27052	Bitume	1972	2006	aucune		Ipsco
3304	26965	Ruban	1977				Stelco	
À REMPLACER	3404	9775	Ruban	1977	1995, 1999, 2006	aucune	S.O.	Stelco
MLV 36-41-4	3604	31765	Bitume	1973			2012	CanPhnx
	3704	29887	Bitume	1972				Ipsco
	3804	23667	Bitume	1972				Ipsco
	3904	18606	Bitume	1971				Ipsco

### 15.1.1 Corrosion externe

Les cinq sections de la ligne 100-4 ont été précédemment inspectées au moyen de la plateforme DFM triaxiale primaire de TransCanada, l'outil Vectra de Baker Hughes en 2010 et en 2014. Conjointement aux essais TEA réalisés en 2013, ces sections ont été inspectées au moyen de l'outil de détection des défauts axiaux (AFD – *Axial Flaw Detector*) de Rosen avec la technologie DFM circonférentielle. Les données AFD ont été analysées et examinées pour des joints sélectionnés afin de valider les données Vectra précédentes (données DFM axiales). Vu les incohérences entre les deux ensembles de données DFM, des excavations ont été réalisées afin d'établir la corrélation, et Baker Hughes a été engagée pour examiner ses évaluations précédentes. Baker Hughes a par la suite représenté sa liste des caractéristiques, basée sur un nouvel algorithme de détermination de la taille, et une deuxième série d'excavations de corrélation a été réalisée pour valider les nouvelles données. La nouvelle liste des caractéristiques contient celles qui nécessitent une étude et des réparations, selon le cas, ou encore une réduction de la pression d'exploitation. Par conséquent, la PEM a été réduite de façon temporaire,

de concert avec des activités d'atténuation ou de réparation des défauts. Les sections de vanne pour lesquelles on réduit actuellement la PEM, au lieu d'appliquer des mesures correctives à court terme, feront l'objet de correctifs dans le cadre du processus de conversion.

Trois des sections ayant précédemment fait l'objet d'inspections internes (MLV 2-9, 9-17 et 17-25) en 2010 seront de nouveau inspectées en 2014. Pour l'évaluation de la section MLV 36-41-4, on utilisera les données de 2013, et pour la section MLV 25-34, celles de 2012.

### 15.1.2 Corrosion interne

L'évaluation de la corrosion interne pendant le transport du pétrole brut sera réalisée en même temps que les inspections portant sur la corrosion externe. Cependant, plusieurs mesures préventives seront mises en œuvre dans le cadre de la conversion. En particulier, les sections de séparateurs de condensat et de croisement seront entièrement retirées afin d'éliminer les sections mortes que représentent ces configurations de canalisation.

Au cours de la première année de transport du pétrole brut, on fera passer un racleur de nettoyage deux fois dans ce tronçon pour enlever tous les sédiments qui peuvent s'être déposés pendant le processus de remplissage de la conduite et son exploitation initiale. Après quoi, toute partie du pipeline qui est régulièrement sujette à des interruptions d'écoulement en raison de l'injection de lots en aval continuera d'être nettoyée par racleur deux fois par année, au moyen d'un racleur de nettoyage, à titre de précaution, même si le flot turbulent du pétrole devrait en grande partie nettoyer la conduite.

### 15.1.3 Fissuration causée par l'environnement

Les sections du pipeline dont le revêtement est en bitume ou en ruban adhésif sont censées être sensibles au risque de fissuration causée par l'environnement, et ce sont surtout ces types de revêtements que l'on retrouve sur la ligne des Prairies.

Bien que huit sections de vanne aient fait précédemment l'objet d'essais hydrostatiques, l'information fournie par ces essais a été bonifiée et améliorée grâce aux essais TEA réalisés en 2013. De nouveaux capteurs déployés dans les deux outils TEA de 42 po construits expressément pour ce programme d'inspection ont fourni un rapport signal/bruit beaucoup plus élevé que les résultats des essais TEA précédents, ce qui a permis de mieux répertorier les caractéristiques dans la région des soudures, et d'offrir un seuil de détection plus faible dans le matériau du corps. Les spécifications de détection de fissures de 1 mm par 40 mm qui en résultent approchent les « meilleures spécifications » que l'on peut obtenir avec l'essai EU par ondes de cisaillement, c.-à-d. 1 mm par 25 mm.

L'inspection TEA réalisée par ROSEN comportait une inspection au moyen de son outil DFM circonférentiel (AFD). Les données AFD sont surtout utilisées pour aider à différencier la corrosion abrupte, mais également pour déterminer la présence de toute corrosion coïncidente ou interagissante. Un avantage additionnel de la technologie TEA est qu'elle permet de faire la distinction entre les types de revêtement et la présence du

détachement du revêtement, ce qui constitue une deuxième validation d'une caractéristique de fissuration causée par l'environnement.

Afin de valider les résultats obtenus à l'aide du nouvel outil TEA, 27 excavations ont été réalisées. On a d'abord sélectionné 20 excavations de corrélation en fonction du critère des *anomalies de type fissure* et des *caractéristiques linéaires dans la région des soudures*. Puis sept excavations de « contrôle », ou témoins, ont été réalisées à des endroits où l'outil TEA n'avait pas trouvé d'indications de fissuration, mais où, en raison d'autres facteurs, TransCanada estimait qu'il y avait une probabilité élevée de FCSC. Le processus de sélection de ces excavations de contrôle est décrit à l'appendice 5-3.

#### 15.1.4 Comparaison des données TEA et DFM

Il n'y avait pas d'indications de fissures à l'intérieur des zones corrodées dans les zones excavées. Bien que certaines des caractéristiques initiales relevées par l'outil TEA (examinées dans 9 excavations) sur la section MLV 36-41 semblaient indiquer la présence de fissures associées à la corrosion, on a démontré qu'il s'agissait de corrosion abrupte. La routine de caractérisation a été mise à jour en conséquence, tout comme la liste des caractéristiques qui figure dans le rapport final.

#### 15.1.5 Comparaison des résultats des inspections internes TEA de 2013 et des résultats des excavations

Comme nous l'avons mentionné précédemment, un programme d'excavation a été réalisé afin d'effectuer un contrôle pour chacune des cinq séries d'essais avec l'outil TEA. La longueur des excavations variait de 2 à 40 mètres, selon la proximité d'autres caractéristiques, y compris celles qui avaient été relevées lors de séries d'inspections internes antérieures. On a sélectionné les endroits des excavations de corrélation afin de maximiser le nombre de caractéristiques détectables par essai TEA qui pourraient être évaluées à chaque endroit, et pour obtenir un spectre représentatif des caractéristiques. En tout, la conduite a été inspectée sur 690 m afin de valider les résultats des séries d'inspection interne par TEA.

Sur les 27 excavations réalisées, 11 ont permis de relever un total de 15 *caractéristiques de fissuration* ou *caractéristiques linéaires dans la région des soudures*, au moyen de l'outil TEA.

#### 15.1.6 Procédures d'excavation

TransCanada a inspecté la surface des conduites exposées en utilisant les outils d'inspection par particules magnétiques. TransCanada a également inspecté les caractéristiques internes au moyen d'un outil ultrasonique à déphasage semi-automatisé, et de techniques de diffraction par temps de vol et d'ultrasons par ondes de cisaillement. Toutes les inspections ont été réalisées par des techniciens qualifiés et conformément aux procédures applicables de TransCanada. Ces techniques de dimensionnement sur le terrain sont collectivement désignées par l'appellation END (essais non destructifs).

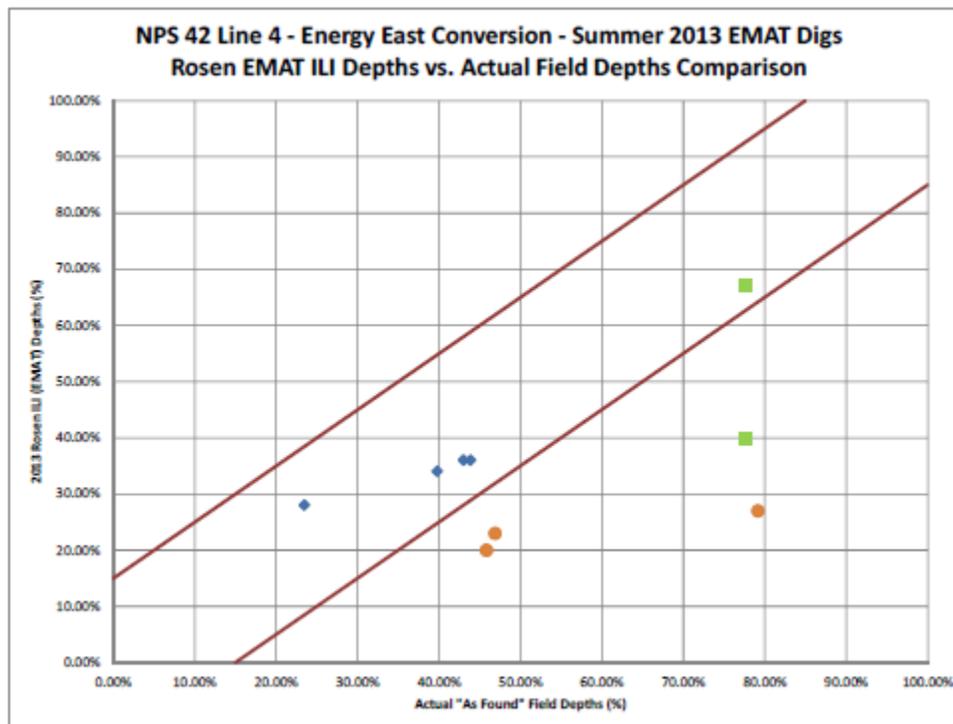
### 15.1.7 Résultats des excavations par rapport aux résultats des différents outils

On a accordé une attention particulière aux indications de type fissure, car elles sont surtout associées à la FCSC. Vu le nombre limité de caractéristiques de type fissure (ou de groupes de caractéristiques de type fissure) rapportées, on a procédé à l'excavation pour la majorité d'entre elles.

Exception faite du cas de corrosion abrupte qui a fait l'objet d'une excavation au début du programme, à la suite de la découverte d'une caractéristique de fissuration dans le programme d'essais TEA en 2013, on a constaté qu'une colonie FCSC était habituellement présente sur la surface de la conduite (corrélation pour 7 des 8 caractéristiques). Pour ce qui est dernier groupe de caractéristiques de type fissure, on a constaté qu'il s'agissait d'un défaut d'usinage ayant provoqué une fissuration connexe.

La figure 4 présente un aperçu de la corrélation en profondeur des données d'inspection interne par rapport aux essais non destructifs pour les huit caractéristiques de type fissure (ou groupe de type fissure). L'erreur de mesure spécifiée de  $\pm 15\%$  de l'épaisseur de la paroi associée à la profondeur obtenue avec les données d'inspection interne TEA est représentée par les lignes enserrant la droite correspondant à la relation 1:1. L'appendice 5-4 contient la liste complète des résultats.

Les quatre caractéristiques dont la profondeur réelle dépassait la profondeur obtenue par les essais internes de plus de 15 % sont dues à deux facteurs. Le premier, qui explique trois de ces quatre caractéristiques (points oranges dans le tracé unitaire), est dû au fait que la longueur d'interconnexion de la fissure est inférieure à la valeur de 40 mm spécifiée dans les caractéristiques de rendement de l'essai TEA, comme il est indiqué à l'appendice 5-2. La valeur aberrante restante est due à l'analyste du fournisseur qui a modifié la profondeur à 40 % par rapport à l'estimation de profondeur initiale semi-automatisée de 67 %, alors que la profondeur réelle, déterminée par l'inspection ultrasonique à déphasage était de 78 %. Les profondeurs rapportées et non rapportées pour cette caractéristique sont indiquées dans le graphique unitaire (carrés verts). Normalement, les procédures de dimensionnement semi-automatisées et révisées manuellement donnent des profondeurs similaires, afin que cela ne soit pas un problème. Cependant, certaines morphologies de fissuration donneront des lectures assez différentes. Cette modification aussi importante a été confirmée comme étant propre à cette caractéristique, mais le processus de ROSEN a été modifié pour faire en sorte que si les profondeurs initiales et modifiées par l'analyste varient de plus de 15 %, les deux profondeurs seront présentées afin d'étayer l'utilisation de la valeur la plus prudente.



Figurea4: Traceant, certaines morphologies de fissuration donneront des lectures assercelle unitaire

#### 15.1.8 Conclusion et réponse aux résultats de la corrélation

Après le raffinement du processus de caractérisation afin de tenir compte des résultats obtenus sur le terrain pour la corrosion abrupte, la détection des caractéristiques de type fissure a été jugée efficace pour la détection et le dimensionnement des fissures. En fait, la technique TEA a dépassé son seuil de détection spécifié de 40 mm de longueur pour les fissures plus profondes.

Sur les 41 colonies de fissures FCSC répertoriées lors des excavations et non relevées par l'outil TEA, une seule répondait à la spécification de détection de 1 mm par 40 mm (1,7 mm par 40 mm). La note technique de ROSEN intitulée « Déclaration au sujet des fissures non signalées en date du 9 octobre 2013 », dont la traduction figure à l'appendice 5-5, indique que, même si la caractéristique a été détectée par l'outil, l'intensité du signal n'était pas suffisante pour qu'on puisse le classifier comme une indication de fissure. C'est en raison de ces fissures courtes et peu profondes que TransCanada procédera à des essais avec l'outil EU par ondes de cisaillement après le début du transport du pétrole brut, vu son seuil de détection supérieur et largement validé de 1 mm de profondeur par 25 mm de longueur.

Douze autres caractéristiques de type fissure devraient faire l'objet d'excavations en 2014, d'après les rapports finaux de ROSEN, lesquels comportent des raffinements additionnels

découlant des résultats des excavations réalisées à la fin du programme de travail sur le terrain.

#### 15.1.9 Défauts de fabrication

Bien que les résultats des essais TEA n'aient pas indiqué de caractéristiques de type fissure dans les soudures des joints, TransCanada a néanmoins procédé à l'excavation de conduites où il y avait sept caractéristiques linéaires dans la zone de soudure longitudinale qui auraient normalement été caractérisées comme non préjudiciables pour un joint à double soudure SAS. Les excavations réalisées sur place ont confirmé que ces caractéristiques n'étaient pas préjudiciables.

#### 15.1.10 Défauts de soudage/assemblage

Ce danger sera considéré comme PP entre les points MLV 2 et MLV 9, en raison des moments de flexion anormalement élevés que cette partie du tronçon a connus pendant un important programme de renouvellement du revêtement au milieu des années 1990. Le programme avait consisté à retirer les conduites du sol sur de longues sections afin de faciliter l'inspection et la pose du nouveau revêtement. Après ces travaux, les conduites ont été réinstallées dans le sol. La manipulation des conduites aurait exposé les soudures circulaires à des moments de flexion supérieurs à ceux qui sont normalement rencontrés pendant l'exploitation. Une fuite constatée en 2013 au point MLV 2 + 3,3 km était associée à une soudure circulaire et attribuée à la combinaison de manipulation des conduites, mentionnée ci-dessus, et d'imperfections dans la soudure lors de la construction originale.

En l'absence de charges externes importantes, le défaut de soudure serait demeuré stable, car les défauts des soudures circulaires sont moins tributaires de la pression interne, en raison de leur orientation par rapport à la contrainte circonférentielle dans la paroi de la conduite. Le premier essai de production de la prochaine génération de la technologie DFM haute résolution a été réalisé sur cette section afin de mieux déceler et caractériser les défauts circonférentiels dans les soudures circulaires.

Les signaux DFM anormaux indicatifs d'une éventuelle fissure circonférentielle dans la soudure circulaire et au point mort bas seront corrigés pendant le programme d'intégrité de la conversion.

Bien que la charge associée au programme de réfection du revêtement était propre à la section entre les points MLV 2 et MLV 9, une soudure circulaire sur dix datant des années 1970 retirées pendant le programme de conversion sur toute la ligne des Prairies sera inspectée pour déterminer la présence de fissures potentielles.

#### 15.1.11 Dommages mécaniques existants

Aucune bosselure n'a été relevée lors des inspections réalisées avec un compas haute résolution en 2012 sur la section MLV 25-34-4 ou l'inspection avec compas en 2013 de la section MLV 36-41-4, et qui aurait nécessité des mesures correctives à court terme.

Les trois inspections avec compas qui seront réalisées en 2014 et couvrant les points MLV 2 à MLV 25 seront évaluées de la même manière, dans l'attente des rapports finaux, et ces dernières données permettront de clore l'analyse des contraintes point-à-point sur toutes les bosselures de la ligne des Prairies.

D'après les résultats de ces cinq inspections au compas couvrant la ligne des Prairies, les trois conditions limitantes suivantes feront l'objet d'évaluations détaillées pendant la durée de vie :

- la bosselure présentant la contrainte la plus grande;
- la bosselure la plus profonde;
- la bosselure la plus grande (en longueur et en largeur) et la plus profonde.

Au cours de la phase 2 du programme d'intégrité de la conversion, les inspections restantes au compas haute résolution seront réalisées pour étayer l'analyse des contraintes point-à-point.

#### 15.1.12 Altération climatique et forces extérieures

Le Tableau 5 est une liste des sites présentant un danger géotechnique potentiel le long de la ligne des Prairies, où le danger est jugé de modéré à élevé. Le Tableau présente également un résumé de l'évaluation des dangers géotechniques de phase 2, pour chaque site.

Les sols expansifs ou susceptibles d'effondrement ou d'affaissement n'ont pas constitué un PP pendant les 60 années d'exploitation du corridor de la canalisation principale par TransCanada. Bien qu'il soit difficile de prévoir la formation ou l'expansion des dangers d'affaissement, un danger imminent s'accompagne habituellement de quelques indices. Les caractéristiques superficielles, notamment la formation de fissures dans le sol, les changements soudains dans les cours d'eau ou encore les sols affaissés, peuvent toutes indiquer qu'une doline se propage vers la surface ou qu'une doline existante est en voie d'expansion. Dans l'esprit des recommandations de Golder and Associates au sujet de ces dangers d'affaissement, TransCanada réalise une surveillance aérienne mensuelle des menaces potentielles pour le pipeline, y compris les dangers géotechniques.

Les pentes dont on avait déterminé initialement qu'elles pouvaient présenter un risque modéré à élevé de glissement de terrain ont fait l'objet d'évaluations sur le terrain et été reclassifiées comme présentant un danger faible, ou font l'objet d'un programme instrumenté de surveillance des pentes.

**Tableau 5 : Ligne des Prairies – Sites de dangers géotechniques**

N° du danger	Type de danger	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de la phase 2
KC-SO-2	Sol susceptible d'effondrement / sol expansif	386,66	402,00	Élevé	Sols de Saskatchewan (Sceptre, Regina, Rouleau)	Surveillance aérienne mensuelle
KC-LS-5	Glissement de terrain	446,52	446,87	Élevé	Ruisseau Swift Current (rive ouest) MLV 7+18.1	Site évalué à l'été 2012 - aucun signe de mouvement important des pentes n'a été observé. Des lectures de l'équipement de surveillance des pentes sont prises tous
KC-LS-6	Glissement de terrain	446,91	447,17	Élevé	Ruisseau Swift Current (rive est) MLV 7+18.1	

N° du danger	Type de danger	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de la phase 2
						les 2 ans.
KC-SO-4	Sol susceptible d'effondrement / sol expansif	577,78	609,94	Élevé	Sols de Saskatchewan (Sceptre, Regina, Rouleau)	Surveillance aérienne mensuelle
KC-LS-7	Glissement de terrain	617,93	618,05	Modéré	Rivière Moose Jaw (rive est) MLV 14+16.7	Site évalué à l'été 2012 - aucun signe de mouvement actif des pentes. Classification mise à jour – le danger est faible. Le site sera surveillé périodiquement.
KC-SO-5	Sol susceptible d'effondrement / sol expansif	619,35	682,95	Élevé	Sols de Saskatchewan (Sceptre, Regina, Rouleau)	Surveillance aérienne mensuelle
KC-SO-6	Sol susceptible d'effondrement / sol expansif	683,82	685,09	Élevé	Sols de Saskatchewan (Sceptre, Regina, Rouleau)	Surveillance aérienne mensuelle
KC-SO-7	Sol susceptible d'effondrement / sol expansif	686,62	687,21	Élevé	Sols de Saskatchewan (Sceptre, Regina, Rouleau)	Surveillance aérienne mensuelle
KC-LS-1	Glissement de terrain	923,92	924,40	Modéré	Rivière Assiniboine (W) Miniota MLV 25+30.8	Mouvement minime des pentes enregistré depuis 1997. Des lectures de l'équipement de surveillance des pentes sont prises tous les 2 ans.
KC-LS-2	Glissement de terrain	1 117,03	1 117,58	Élevé	Rivière Assiniboine (E) Portage La Prairie (rive ouest) MLV 34+8.5	S.O. - nouveau franchissement
KC-LS-3	Glissement de terrain	1 117,58	1 117,93	Modéré	Rivière Assiniboine (E) Portage La Prairie (Rive ouest) MLV 34+8.5	S.O. - nouveau franchissement
KC-LS-4	Glissement de terrain	1 118,81	1 119,16	Élevé	Rivière Assiniboine (E) Portage La Prairie (rive est) MLV 34+9.1	S.O. - nouveau franchissement
KC-SO-3	Sol susceptible d'effondrement / sol expansif	1 133,40	1 147,12	Élevé	Vertisol du Manitoba	Surveillance aérienne mensuelle
EE-SO-1	Sol susceptible d'effondrement / sol expansif	1 147,12	1 150,64	Élevé	Emprise reposant sur un sol d'ordre vertisolique connu pour avoir des propriétés d'effondrement et d'expansion.	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-1	Affaissement (karst)	1 156,48	1 178,56	Modéré	Substratum rocheux de carbonate au Manitoba. Entités karstiques régionales connues dans les unités géologiques.	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-2	Affaissement (karst)	1 178,56	1 178,77	Élevé	Délimité par Golder, d'après l'imagerie aérienne. deux dolines possibles	Évaluation de phase 2 se terminant en 2014
EE-KT-3	Affaissement (karst)	1 178,77	1 181,62	Modéré	Substratum rocheux de carbonate au Manitoba. Entités karstiques régionales connues dans les unités géologiques.	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-4	Affaissement (karst)	1 181,62	1 181,70	Élevé	Délimité par Golder, d'après l'imagerie aérienne. deux dolines possibles	Évaluation de phase 2 se terminant en 2014
EE-KT-5	Affaissement (karst)	1 181,70	1 231,41	Modéré	Substratum rocheux de carbonate au Manitoba. Entités karstiques régionales connues dans les unités géologiques.	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-6	Affaissement (karst)	1 187,08	1 187,19	Élevé	Délimité par Golder, d'après l'imagerie aérienne. doline possible	Évaluation de phase 2 se terminant en 2014
EE-LS-02	Glissement de terrain	1 210,07	1 210,14	Élevé	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 à compléter – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-LS-03	Glissement de terrain	1 211,46	1 211,55	Élevé	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 à compléter – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-KT-7	Affaissement (karst)	1 230,52	1 230,63	Élevé	Délimité par Golder, d'après l'imagerie aérienne. doline possible	Évaluation de phase 2 se terminant en 2014
EE-KT-8	Affaissement (karst)	1 231,41	1 231,54	Élevé	Délimité par Golder, d'après l'imagerie aérienne. doline possible	Évaluation de phase 2 se terminant en 2014
EE-KT-9	Affaissement (karst)	1 231,54	1 272,64	Modéré	Substratum rocheux de carbonate au Manitoba. Entités karstiques régionales connues dans les unités géologiques.	Surveillance aérienne mensuelle

Le Tableau 6 présente une liste de franchissement de cours d'eau sur ce tronçon, où des dangers hydrotechniques ont été relevés à l'évaluation de phase 1 comme étant modérés ou élevés. Ces franchissements feront l'objet de nouvelles études dans le cadre d'une évaluation de phase 2, pour élaborer de nouveaux programmes de surveillance ou valider les programmes existants, selon le cas.

**Tableau 6 : Ligne des Prairies – Sites de dangers hydrotechniques**

Franchissement	Danger hydrotechnique	Nom du cours d'eau	Borne kilométrique	Commentaires
WC-112	Modéré	Ruisseau Swift Current	446,89	Le ruisseau Swift Current est un important point de franchissement régional près du lac Diefenbaker (zones récréatives, approvisionnement en eau). La vallée est assez grande. Il y a un risque élevé d'érosion des rives au pied de la pente du remblai sur l'emprise, dû en partie à la configuration du courant, car l'eau déborde du chenal directement au pied de la pente du remblai.

Franchissement	Danger hydrotechnique	Nom du cours d'eau	Borne kilométrique	Commentaires
WC-146	Modéré	Rivière Moose Jaw	617,73	La rivière Moose Jaw présente un affouillement des rives à l'extrémité de l'emprise en aval, des deux côtés de la rivière. Risque d'érosion additionnelle des rives au travers du bas de la vallée. Le fond de la rivière est pierreux et des enrochements ont été installés en quelques endroits le long des rives.
WC-170	Modéré	-	785,88	De nombreux barrages en amont pourraient provoquer une avulsion importante du chenal.
WC-174	Modéré	Ruisseau Pipestone	801,49	Vallée profonde relativement large, franchissement par ponceau mal installé. Risque d'avulsion du chenal et de dommage aux ponceaux proches.
WC-214	Modéré	-	905,42	Vallée relativement profonde avec barrage privé en amont. Risque d'affouillement profond et/ou large.
WC-229	Élevé	Rivière Assiniboine	923,42	Risque de longues conduites non soutenues, en amont de la prise d'eau de la ville de Brandon. Renforcement insuffisant des rives, étalement des eaux dans des méandres proches. Le débit de la rivière est contrôlé par un barrage en amont.
WC-268	Élevé	-	1 060,88	Risque de longues conduites non soutenues, en raison du chenal le long de l'emprise.
WC-269	Modéré	Ruisseau Pine	1 063,49	Vallée large, avec chenal en méandres. Risque d'avulsion locale et de rupture de barrages de castor en amont ou dans les matériaux de remblai de l'emprise. Le chenal repose sur des sols relativement érodables, sur un terrain relativement pentu en bas de l'escarpement du Manitoba.
WC-275	Modéré	-	1 066,96	Large chenal de zones humides sur un terrain relativement pentu et érodable. Risque d'érosion linéaire et d'utilisation élargie de la vallée par le chenal.
WC-302	Modéré	Rivière Assiniboine	1 118,62	Rivière Assiniboine en amont de la prise d'eau de la ville de Portage. Rivière en méandres avec rives érodables, mais débit géré par des barrages en amont.
WC 39+6.017	Modéré	Rivière La Salle	1 210,02	La rivière La Salle, une rivière très connue près de la ville de Winnipeg, présente un risque de modification du chenal en raison des changements dans l'utilisation des terres, p. ex., l'établissement de digues entre les rivières La Salle et Rouge.
WC 39+7.532	Modéré	Rivière Rouge	1 211,56	La rivière Rouge est un important franchissement de cours d'eau en amont de la ville de Winnipeg.

## 15.2 Lignes 100-3 et 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario

Cette partie de la conversion comporte actuellement huit sections vérifiées par inspection interne sur la ligne 100-3, et 13 sections vérifiées par inspection interne sur la ligne 100-4, pour le transport du gaz (voir le Tableau 7 pour un résumé de la ligne 100-3, et le Tableau 8 pour un résumé de la ligne 100-4, les deux faisant partie de la ligne du nord de l'Ontario). Comme seulement une partie de ce pipeline dont on envisage la conversion est actuellement bornée par des gares existantes d'insertion et de retrait des racleurs, la majeure partie des évaluations par inspection interne seront réalisées à la phase 2 du programme d'intégrité de la conversion utilisant des ensembles de lancement et de réception temporaires.

Pour le transport du pétrole brut, ce segment du projet de conversion comportera six sections d'inspection interne délimitées par de nouvelles gares d'insertion et de retrait des racleurs. Les derniers 130 km environ de ce tronçon se trouvent à l'intérieur d'une section pouvant faire l'objet d'inspections internes et qui se prolonge dans la ligne 1200-2 faisant partie du tronçon du raccourci de North Bay.

**Tableau 7 : Ligne 100-3 – Ligne du nord de l'Ontario – Résumé**

Segment évalué par inspection interne	Station	Longueur totale (m)	Revêtement primaire	Principale année de construction	Année de l'essai hydrostatique	Défaillances	Dernière inspection interne par DFM	Principal fabricant
MLV 41-49-3	4103	30325	Époxyde	1992				Ipsco
	4203	29896	Ruban adhésif	1982	2011	aucune	2007(41-43)	Stelco
	4303	25561	Époxyde	1992			S.O.	Berg
	4403	33572	Époxyde	1993				Ipsco
	4503	19054	Inconnu	1989				Ipsco
	4603	27593	Époxyde	1992			S.O.	Berg
	4703	24026	Époxyde	1993				Ipsco
MLV 49-55-3	4903	23364	Époxyde	1989				Ipsco
	5003	27411	Époxyde	1991				Ipsco
	5103	15230	Ruban adhésif	1982	2012		2013	Stelco

Segment évalué par inspection interne	Station	Longueur totale (m)	Revêtement primaire	Principale année de construction	Année de l'essai hydrostatique	Défaillances	Dernière inspection interne par DFM	Principal fabricant			
	5203	32228	Ruban adhésif	1982	1994, 1998, 2002, 2005, 2010	aucune		Stelco			
	5313	24455	Époxyde	1989				Ipsco			
	5403	9843	Époxyde	1992				B/S			
MLV 55-65-3	5503	15194	Époxyde	1990	1996, 2000, 2007, 2011	aucune	S.O.	Berg			
	5603	24915	Époxyde	1991				Ipsco			
	5703	30787	Époxyde	1993				Ipsco			
	5803	28686	Ruban adhésif	1981				Stelco			
	5903	31597	Époxyde	1992				Stelco			
	6003	31758	Ruban adhésif	1982				2007	aucune	S.O.	Stelco
	6103	31712	Époxyde	1989				Ipsco			
	6203	29890	Époxyde	1989				Stelco			
MLV 65-74-3	6503	21237	Époxyde	1990			S.O.	Berg			
	6603	22941	Époxyde	1991				Ipsco			
	6703	22789	Époxyde	1989				Ipsco			
	6903	25645	Époxyde	1991				S.O.	Berg		
	7103	24455	Époxyde	1991					Berg		
	7203	20527	Époxyde	1991					Ipsco		
	7303	4999	Époxyde	1992					Stelco		
MLV 74-80-3	7403	24333	Ruban adhésif	1982	2012		2009	Stelco			
	7503	28203	Époxyde	1989	Ipsco						
	7603	26259	Époxyde	1992	Stelco						
	7613	14556	Ruban adhésif	1981	2006			aucune	Stelco		
	7703	13900	Époxyde	1992	Stelco						
	7803	26277	Époxyde	1991	Stelco						
	7903	24232	Époxyde	1993	Ipsco						
MLV 80-92-3	8003	16798	Époxyde	1991	1996, 2000, 2013	aucune	S.O.	Stelco			
	8203	30689	Ruban adhésif	1982				Stelco			
	8303	19137	Époxyde	1992				Ipsco			
	8403	37439	Époxyde	1992				Ipsco			
	8503	31193	Époxyde	1993				Ipsco			
	8603	31478	Époxyde	1989				S.O.	Stelco		
	8703	30750	Époxyde	1990					Ipsco		
	8803	29812	Époxyde	1990					Ipsco		
	8903	30512	Époxyde	1991					Ipsco		
	9003	8131	Époxyde	1992					Ipsco		
9203	31126	Époxyde	1992	S.O.	Ipsco						
MLV 92-105-3	9303	26260	Époxyde	1993			S.O.	Ipsco			
	9503	31581	Époxyde	1989				Ipsco			
	9703	31145	Époxyde	1992				Stelco			
	9903	31501	Époxyde	1989				S.O.	Ipsco		
	10003	28843	Époxyde	1992					Stelco		
	10103	11495	Époxyde	1992					Stelco		
	10203	29398	Époxyde	1991					Ipsco		
	10303	17420	Époxyde	1991					Stelco		
	10403	22623	Époxyde	1991					Stelco		
	MLV 105-116-3	10503	23170	Époxyde					1992		
10603		28849	Inconnu	1991	Stelco						
10613		9817	Inconnu	1994	Camrose						
10703		19514	Époxyde	1991	Ipsco						
10803		22531	Époxyde	1991	Stelco						
10903		22168	Inconnu	1992	Stelco						
11003		32037	Inconnu	1991	S.O.	Stelco					
11103		31675	Époxyde	1992		Ipsco					
11113		12052	Inconnu	1993		Ipsco					
11203		18959	Inconnu	1992		Stelco					
11403		22787	Inconnu	1993		Ipsco					
11503		21995	Époxyde	1995		Welland					

Tableau 8 : Ligne 100-4 – Ligne du nord de l'Ontario – Résumé

Tronçon évalué par inspection interne	Station	Longueur totale (m)	Revêtement primaire	Principale année de construction	Année de l'essai hydrostatique	Défaillances	Dernière inspection interne par DFM	Principal fabricant
MLV 41-42-4	4104	30477	Époxyde	1996			S.O.	Welland
MLV43-44-4	4304	25899	Époxyde	1997			S.O.	Ipsco
MLV45-47-4	4504	19067	Époxyde	1996			S.O.	Ipsco
	4604	27666	Époxyde	1996			S.O.	Ipsco
MLV51-53a-4	5104	15335	Époxyde	1996			S.O.	Welland
	5204	33089	Époxyde	1998			S.O.	Ipsco
MLV55-56-4	5504	15327	Époxyde	1998			S.O.	Ipsco
MLV59-60-4	5904	31648	Époxyde	1996			S.O.	Welland
MLV62-65-4	6204	30422	Époxyde	1996			S.O.	Ipsco

Tronçon évalué par inspection interne	Station	Longueur totale (m)	Revêtement primaire	Principale année de construction	Année de l'essai hydrostatique	Défaillances	Dernière inspection interne par DFM	Principal fabricant
MLV67-72-4	6704	22803	Époxyde	1998			S.O.	Ipsco
	6904	25569	Époxyde	1995			S.O.	Ipsco
	7104	24608	Époxyde	1999			S.O.	Welland
MLV77-78-4	7704	13970	Époxyde	1996			S.O.	Ipsco
	8004	16779	Époxyde	1996			S.O.	Welland
MLV80-84-4	8204	30715	Époxyde	1996			S.O.	Ipsco
	8304	19307	Époxyde	1999			S.O.	Welland
	8404	17163	Époxyde	1996			S.O.	Ipsco
	10204	29482	Époxyde	1996			S.O.	Welland
MLV102-103-4	11004	32006	Époxyde	1997			S.O.	Ipsco
MLV110-111-4	11204	19024	Époxyde	1997			S.O.	Ipsco

### 15.2.1 Corrosion externe

Toute la ligne du nord de l'Ontario visée par le projet de conversion sera inspectée au moyen d'outils d'inspection interne DFM à haute résolution au cours de la phase 2 du programme d'intégrité de la conversion.

### 15.2.2 Corrosion interne

L'évaluation de la corrosion interne pendant le transport du pétrole brut sera réalisée en même temps que les inspections visant à déceler la corrosion externe. Cependant, plusieurs mesures préventives seront appliquées dans le cadre du projet de conversion. En particulier, les sections de séparateurs de condensat et de croisement seront entièrement retirées afin d'éliminer les sections mortes que représentent ces configurations de conduites.

Au cours de la première année de transport du pétrole brut, cette section fera l'objet de deux passages de racleurs de nettoyage pour retirer tous les sédiments qui auraient pu se déposer pendant le processus de remplissage de la canalisation et son exploitation initiale.

### 15.2.3 Fissuration causée par l'environnement

Les cinq sections de vanne avec revêtement de ruban adhésif, sur ce tronçon du projet de conversion, devraient être sensibles à la FCSC. Cependant, le reste de la canalisation a un revêtement ELF et n'est pas sensible à ce danger.

Les cinq sections de vanne seront inspectées au moyen de l'outil TEA, et sa technologie DFM circonférentielle associée pour déceler la présence de FCSC et l'évaluer le cas échéant. Le reste de la conduite sera inspecté par essai TEA afin de valider les registres de construction de TransCanada indiquant qu'il n'y a pas d'autres sorties avec revêtement de ruban adhésif sur ce segment.

Si on décèle d'autres conduites avec revêtement de ruban adhésif, les données TEA associées seront évaluées pour déterminer s'il y a des indications de fissuration.

#### 15.2.4 Défauts de fabrication

Bien que ce danger ne soit pas un PP, les données d'inspection interne pour la détection des fissures seront examinées pour déterminer s'il y a des indications anormales dans la région des soudures.

#### 15.2.5 Défauts de soudage/assemblage

Ce danger n'est pas un PP pour ce tronçon à convertir, car il ne contient pas de raccords mécaniques, de soudures circulaires non ductiles (p. ex., des soudures circulaires à l'oxygène-acétylène) ou de courbes plissées, et aucun problème associé à la construction n'a été relevé lors de l'évaluation de l'intégrité ou sous forme de fuites.

#### 15.2.6 Dommages mécaniques existants

Les bosselures seront évaluées en fonction des critères de mesures correctives à court terme, y compris l'analyse des contraintes point-à-point basée sur les résultats de 8 inspections par compas de mesure, couvrant la ligne du nord de l'Ontario, pour le pipeline de conversion. En outre, les trois conditions limitantes suivantes feront l'objet d'évaluations détaillées pendant la durée de vie :

- la bosselure présentant la déformation la plus grande;
- la bosselure la plus profonde;
- la bosselure la plus grande (en longueur et en largeur) et la plus profonde.

#### 15.2.7 Altération climatique et forces externes

Bien qu'il soit difficile de prévoir la formation ou l'expansion de dangers d'affaissement, il y a habituellement des signes indicateurs de danger potentiel. En ce qui concerne les dangers d'affaissement dus aux mines souterraines, on a établi des zones tampons autour des mines souterraines et des ouvrages miniers, afin de déterminer les interactions possibles avec le pipeline. Les caractéristiques superficielles, notamment la formation de fissures dans le sol, les changements soudains dans les cours d'eau ou encore les sols affaiblis, peuvent toutes indiquer qu'une doline se propage vers la surface ou qu'une doline existante est en voie d'expansion.

Bien qu'aucun danger de sol expansif ou susceptible d'affaissement ou d'effondrement n'ait constitué un point préoccupant pendant les 60 années d'exploitation du corridor de la canalisation principale par TransCanada, les zones qui présentent un risque modéré, d'après Golder and Associates, font l'objet d'une surveillance aérienne mensuelle visant à déceler les dangers potentiels pour le pipeline, y compris les dangers géotechniques.

Les pentes pour lesquelles on a constaté un risque modéré à élevé de glissement de terrain font l'objet d'un programme de surveillance des pentes avec instrumentation, ou feront l'objet d'une réévaluation dans le cadre de reconnaissances sur le terrain.

L'évaluation de phase 2 pour chaque site est résumée au Tableau 9.

**Tableau 9 : Ligne du nord de l'Ontario – Sites de dangers géotechniques**

N° du danger	Type de danger	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de la phase 2
EE-KT-9	Affaissement (karst)	1 231,54	1 272,64	Modéré	Substratum rocheux de carbonate au Manitoba. Entités karstiques régionales connues dans les unités géologiques.	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-3	Affaissement (mine souterraine)	1 348,20	1 348,49	Modéré	Basé sur les données ponctuelles indiquant l'emplacement des mines souterraines au Manitoba. (zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-4	Affaissement (mine souterraine)	1 348,30	1 348,39	Élevé	Basé sur les données ponctuelles indiquant l'emplacement des mines souterraines Manitoba. (zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-7	Affaissement (mine souterraine)	1 421,20	1 421,42	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-8	Affaissement (mine souterraine)	1 421,27	1 421,44	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-9	Affaissement (mine souterraine)	1 421,32	1 421,35	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-11	Affaissement (mine souterraine)	1 424,53	1 424,75	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-12	Affaissement (mine souterraine)	1 424,65	1 424,79	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-15	Affaissement (mine souterraine)	1 425,45	1 425,74	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-16	Affaissement (mine souterraine)	1 425,47	1 425,69	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-17	Affaissement (mine souterraine)	1 425,58	1 425,61	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-20	Affaissement (mine souterraine)	1 425,91	1 426,20	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-25	Affaissement (mine souterraine)	1 488,81	1 488,91	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-26	Affaissement (mine souterraine)	1 488,83	1 489,13	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-27	Affaissement (mine souterraine)	1 488,91	1 489,02	Élevé	Zone tampon de 60 m autour des caractéristiques ponctuelles.	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

**Tableau 9 : Ligne du nord de l'Ontario – Sites de dangers géotechniques (suite)**

N° du danger	Type de danger	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de la phase 2
EE-UM-28	Affaissement (mine souterraine)	1 488,96	1 489,01	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-29	Affaissement (mine souterraine)	1 489,02	1 489,13	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-13	Glissement de terrain	1 914,83	1 914,94	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-14	Glissement de terrain	1 919,70	1 919,81	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-15	Glissement de terrain	1 952,25	1 952,84	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-34	Affaissement (mine souterraine)	1 973,81	1 974,05	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-36	Affaissement (mine souterraine)	1 974,12	1 974,41	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-37	Affaissement (mine souterraine)	1 974,22	1 974,31	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-39	Affaissement (mine souterraine)	2 004,18	2 004,35	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-16	Glissement de terrain	2 109,12	2 109,60	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-24	Glissement de terrain	2 233,33	2 233,55	Élevé	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes

N° du danger	Type de danger	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de la phase 2
EE-LS-25	Glissement de terrain	2 294,08	2 294,28	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-27	Glissement de terrain	2 378,00	2 378,31	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-28	Glissement de terrain	2 392,05	2 392,09	Élevé	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-LS-32	Glissement de terrain	2 496,88	2 497,28	Élevé	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-LS-42	Glissement de terrain	2 583,27	2 583,53	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-43	Glissement de terrain	2 583,81	2 584,11	Élevé	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-LS-44	Glissement de terrain	2 585,73	2 585,90	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-45	Glissement de terrain	2 592,60	2 592,68	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-UM-42	Affaissement (mine souterraine)	2 622,07	2 622,19	Modérée	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-43	Affaissement (mine souterraine)	2 632,39	2 632,79	Modérée	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-44	Affaissement (mine souterraine)	2 632,49	2 632,57	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-45	Affaissement (mine souterraine)	2 632,62	2 632,69	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-47	Affaissement (mine souterraine)	2 632,88	2 633,03	Modérée	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-51	Glissement de terrain	2 669,87	2 670,29	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

**Tableau 9 : Ligne du nord de l'Ontario – Sites de dangers géotechniques (suite)**

N° du danger	Type de danger	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de la phase 2
EE-LS-53	Glissement de terrain	2 678,05	2 678,32	Élevé	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-LS-60	Glissement de terrain	2 706,34	2 706,84	Modérée	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LS-81	Glissement de terrain	2 707,78	2 707,84	Modérée	Déterminé par Golder au cours de la reconnaissance aérienne de juillet 2013.	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-48	Affaissement (mine souterraine)	2 765,79	2 766,17	Modérée	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-49	Affaissement (mine souterraine)	2 766,02	2 766,06	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

Le Tableau 10 présente une liste de franchissement de cours d'eau le long de la ligne du nord de l'Ontario, où des dangers hydrotechniques de niveau modéré à élevé ont été relevés. Ces franchissements seront réexaminés au cours d'une évaluation de phase 2,

pour élaborer de nouveaux programmes de surveillance ou valider les programmes existants, selon le cas.

**Tableau 10 : Ligne du nord de l'Ontario – Sites de dangers hydrotechniques**

Franchissement	Danger hydrotechnique	Nom du cours d'eau	Borne kilométrique	Commentaires
WC 54+1.763	Modéré	Rivière Wabigoon	1 537,9	Stabilité incertaine des rives, empiètement des rives sur la largeur normale de la rivière, rivière large. Proche de la ville de Dryden.
WC 56+19.984	Élevé	-	1 581,166	Conduite exposée, risque de franchissement non soutenu sur une certaine longueur le long du chenal en zone humide parallèle à l'emprise.
WC 59+7.863	Modéré	Rivière Gulliver	1 653,03	Conduite exposée à l'intérieur de l'emprise, largeur de la rivière > 20 m. Rivière partiellement anastomosée, avec méandres irréguliers indiquant une possibilité de migration du chenal dans la vallée, ce qui présente un risque relativement élevé.
WC 60+20.116	Modéré	Rivière English	1 696,939	Croisement des conduites en aval d'un franchissement sur pont routier étroit. Risque d'affouillement en aval en raison de l'ouverture de pont étroite, et du risque d'emportement du pont.
WC 62+21.418	Modéré	Rivière Little Savanne	1 761,567	Risque de conséquences imprévues en raison de travaux de construction locaux sur ou près de l'emprise.
WC 66+2.059	Élevé	Rivière Dog	1 793,55	Risque d'exposition non soutenue de la conduite sur une certaine longueur en raison de l'avulsion de méandres tortueux le long d'une rivière relativement large.
WC 66+7.401	Modéré	Rivière des Iles	1 798,928	Risque de conduite non soutenue et/ou d'un affouillement local en raison de l'avulsion de méandres tortueux ou d'un emportement du pont en amont.
WC 73+0.276	Modéré	Rivière Nipigon	1 908,145	Franchissement en aval d'un barrage important. Risque, à la suite d'une rupture du barrage, d'écoulement avec débris. À confirmer.
WC 75+15.444	Modéré	Rivière Postagoni	1 952,606	Franchissement de rivière pentue avec risque d'érosion linéaire de la rivière, avec débris pouvant être dommageables.
WC 76+8.703	Modéré	Rivière Blackwater	1 973,818	Stabilité incertaine des rives et risque de sapement du pied de la pente.
WC 76A+1.977	Modéré	-	1 993,184	Risque de conduites non soutenues sur une certaine longueur le long du chenal en zone humide, sur plus de 100 m.
WC 80+5.938	Modéré	Rivière Kenogamisis	2 075,919	Risque d'avulsion importante du chenal en raison de l'utilisation de structures de formation longues et plates sur la rivière (c.-à-d. déversement et débordement).
WC 84A+1.643	Élevé	Ruisseau Flynne	2 148,959	Risque de conduites non soutenues sur une certaine longueur sur plus de 100 m en raison de l'avulsion des méandres le long de l'emprise du pipeline.
WC 86+27.993	Modéré	Rivière Nagagami	2 233,315	Possibilité de sapement du pied de la pente, aux endroits où la rive empiète sur la largeur normale de la rivière.
WC 87+28.08	Modéré	Rivière Kabinakagami	2 264,73	Conduite exposée à l'intérieur de l'emprise, largeur de la rivière > 20 m. Certaines preuves de susceptibilité potentielle d'érosion des rives sur l'emprise. Cependant, des contrôles du niveau par le substratum rocheux en aval pourraient limiter le risque.
WC 97+19.51	Modéré	Rivière Poplar Rapids	2 443,46	Conduite exposée à l'intérieur de l'emprise, largeur de la rivière > 20 m. Possibilité de contrôles par le substratum rocheux à proximité et atténuation par un lac en amont de l'écoulement afin de limiter le risque.

**Tableau 10 : Ligne du nord de l'Ontario – Sites de dangers hydrotechniques (suite)**

Franchissement	Danger hydrotechnique	Nom du cours d'eau	Borne kilométrique	Commentaires
WC 97+22.494	Élevé	Ruisseau Haggart	2 446,446	Risque d'exposition sur 3 franchissements du même ruisseau en raison de la rupture du barrage de castor, avec son grand étang. Les zones en aval peuvent jouer un rôle important en cas d'écoulement dû à une rupture, voie d'affouillement d'une largeur de 30 m à 40 m. Preuves de ruptures récentes de barrage de castor, mais l'étang restant est encore de grande dimension et une rupture soudaine pourrait produire un fort débit.
WC 99+17.058	Modéré	Rivière North Driftwood	2 471,902	Risque d'affouillement des rives le long du méandre extérieur de la rivière North Driftwood.
WC 100+2.404	Modéré	Rivière Buskegau	2 488,76	Risque d'érosion des rives le long du pied de la pente en raison de l'empiètement sur la largeur normale de la rivière.
WC 100+5.144	Modéré	-	2 491,447	Chenal pentu avec barrage de castor en amont, Risque d'affouillement profond selon les structures de drainage locales.
WC 100+10.752	Modéré	Rivière Frederick House	2 497,05	Risque d'affouillement des rives au pied de la pente, en raison de l'empiètement sur la largeur normale de la rivière.
WC 101+9.958	Modéré	-	2 525,026	Risque d'érosion profonde et/ou large en raison de la configuration du franchissement et de la présence de barrages de castor en amont, avec une largeur d'influence de 40 m.
WC 102+6.874	Modéré	Rivière Wicklow	2 533,471	Risque de voie d'érosion large en raison de ruptures multiples du barrage de castor en amont.

Franchissement	Danger hydrotechnique	Nom du cours d'eau	Borne kilométrique	Commentaires
WC 102+20.513	Modéré	-	2 547,151	Baisses prononcées et profondes du chenal en aval en raison de la rupture barrage de castor. Risque d'approfondissement et d'élargissement de la vallée en raison de l'avancement de l'érosion.
WC 104+19.763	Modéré	-	2 593,128	Risque de formation de ravines le long de cette ligne de crête.
WC 104+21.053	Modéré	-	2 594,341	Risque de formation de ravines au niveau de plusieurs petits franchissements d'eau le long de cette crête.
WC 105+5.462	Modéré	-	2 601,236	Risque d'affouillement du lit et de migration latérale en raison de la formation d'un chenal à partir des chenaux en méandres en aval de gros barrages de castor qui pourraient se rompre et creuser un nouveau chenal.
WC 106A+3.461	Élevé	-	2 650,972	Baisses prononcées avec de gros barrages de castor, drainage partiellement contrôlé. Site présentant des conditions complexes. Possibilité de formation d'un nouveau chenal le long de l'emprise sur un terrain pentu, avec des débris de roches et de bois.
WC 106A+7.822	Modéré	-	2 655,461	Risque de ruptures multiples de gros barrages de castor en amont du franchissement, avec affouillement subséquent du lit et des rives, et sapement du pied de la pente.
WC 106A+8.511	Modéré	-	2 656,154	Risque de ruptures multiples de gros barrages de castor en amont du franchissement, avec affouillement subséquent du lit et des rives, et sapement du pied de la pente.
WC 107+2.735	Modéré	-	2 660,176	Risque de ruptures multiples de gros barrages de castor en amont du franchissement, avec affouillement subséquent du lit et des rives, et sapement du pied de la pente, et risque d'avulsion le long des conduites non soutenues en raison de l'alignement du chenal le long de l'emprise.
WC 107+3.196	Modéré	-	2 660,566	Risque de ruptures multiples de gros barrages de castor en amont du franchissement, avec affouillement subséquent du lit et des rives, et sapement du pied de la pente.
WC 107+5.812	Modéré	-	2 663,208	Risque de ruptures multiples de gros barrages de castor en amont du franchissement, avec affouillement subséquent du lit et des rives, et sapement du pied de la pente.
WC 107+5.961	Modéré	-	2 663,388	Risque de ruptures multiples de gros barrages de castor en amont du franchissement, avec affouillement subséquent du lit et des rives, et sapement du pied de la pente.
WC 107+12.791	Élevé	Ruisseau Crocodile	2 670,2	Conduite exposée le long du chenal, avec risque d'érosion linéaire récente de celui-ci. Risque d'érosion linéaire accrue de la vallée.
WC 108+4.828	Élevé	-	2 681,607	Risque d'un important affouillement du chenal (similaire à ce que l'on constate près de la conduite exposée proche) en raison de la clôture et du pont en amont qui jouent un rôle de barrage pouvant être bloqué, débordé, rompu, avec déversement aval de l'eau jusqu'aux conduites.
WC 108+12.98	Modéré	-	2 689,826	Possibilité de formation de ravines produisant une érosion linéaire relativement rapide des chenaux près de cet emplacement.

### 15.3 Ligne 1200-2 – Historique du raccourci de North Bay

Comme nous l'avons décrit précédemment, ce tronçon a été construit à l'origine au cours des années 1990, avec un revêtement d'ELF. Comme sur les autres tronçons avec revêtement d'ELF, cette conduite n'a pas fait l'objet d'inspection interne antérieure hormis des essais avec compas lors de la mise en service post-construction pour la détection de dommages mécaniques.

Ce tronçon du projet de conversion consiste actuellement en deux sections d'inspection interne pendant le transport du gaz, mais sans ensembles de lancement et de réception. Par conséquent, les évaluations par inspection interne qui seront réalisées au cours de la phase 2 du projet de conversion utiliseront des ensembles de lancement et réception temporaire.

Pour le transport du pétrole brut, ce tronçon consistera en deux sections d'inspection interne, y compris des nouvelles gares d'insertion et de retrait des racleurs. La première section d'environ 141 km de ce tronçon est un prolongement de la section inspectable par

des moyens internes et qui commence sur la ligne du nord de l'Ontario. Le Tableau 11 présente un résumé du raccourci de North Bay.

**Tableau 11 : Raccourci de North Bay – Résumé**

Tronçon évalué par inspection interne	Station	Longueur totale (m)	Revêtement primaire	Principale année de construction	Année de l'essai hydrostatique	Défaillances	Dernière inspection interne par DFM	Principal fabricant
MLV 116-3 à MLV 1211-2	120102	12215	Époxyde	1991			S.O.	Mannesmann
	120202	28611	Époxyde	1991				Stelco
	120302	28829	Inconnu	1993				Ipsco
	120402	15422	Époxyde	1994				Camrose
	120502	29446	Époxyde	2006				Ips/Shaw
	120602	26875	Inconnu	1992			S.O.	Stelco
	120702	28401	Inconnu	1992				Stelco
	120802	11929	Inconnu	1993				Ipsco
	120902	17081	Époxyde	1998				Ipsco
	121002	22511	Époxyde	1998				Ipsco
MLV 1211-1401-2	121102	21429	Inconnu	1992			S.O.	Stelco
	121202	15933	Inconnu	1992				Stelco
	121302	29317	Inconnu	1992				Stelco
	121402	324	Inconnu	1993				Ipsco
	121502	27920	Inconnu	1994				Ipsco
	121602	29965	Époxyde	2006				Ipsco
	121702	30240	Inconnu	1992			S.O.	Stelco
	121802	16984	Époxyde	1997				Ipsco
	121912	27744	Époxyde	1997				Ipsco

### 15.3.1 Corrosion externe

Le long du pipeline de conversion, le raccourci de North Bay sera inspecté au moyen d'outils d'inspection interne DFM à haute résolution au cours de la phase 2 du programme d'intégrité de la conversion afin d'évaluer la corrosion externe.

### 15.3.2 Corrosion interne

L'évaluation de la corrosion interne pendant le transport du pétrole brut sera réalisée en même temps que les inspections de la corrosion externe; cependant, plusieurs mesures préventives seront mises en œuvre dans le cadre du projet de conversion. En particulier, les sections de séparateurs de condensat et de croisement seront entièrement retirées afin d'éliminer les sections mortes que représentent ces configurations de conduites.

Au cours de la première année de transport du pétrole brut, deux séries de nettoyages seront réalisées sur ce tronçon pour retirer tous les sédiments qui auraient pu y être déposés pendant le remplissage de la conduite et son exploitation initiale.

### 15.3.3 Fissuration causée par l'environnement

Ce tronçon fera l'objet d'inspections TEA au cours de la phase 2 du programme d'intégrité de la conversion afin de valider les dossiers de construction de TransCanada indiquant qu'il n'y a pas de revêtement de type ruban adhésif sur ce tronçon. Si on décèle d'autres conduites avec revêtement de ruban adhésif, les données TEA associées seront évaluées pour déterminer s'il y a des indications de fissuration.

### 15.3.4 Défauts de fabrication

Bien que ce danger ne soit pas un PP, les données d'inspection interne pour la détection des fissures seront examinées pour déterminer s'il y a des indications d'anomalies dans la région des soudures.

### 15.3.5 Défauts de soudage/assemblage

Ce danger n'est pas un PP pour ce tronçon à convertir, car il ne contient pas de raccords mécaniques, de soudures circulaires non ductiles (p. ex., des soudures circulaires à l'oxygène-acétylène) ou de courbes plissées, et aucun problème associé à la construction n'a été relevé lors de l'évaluation de l'intégrité ou sous forme de fuites.

### 15.3.6 Dommages mécaniques existants

Les caractéristiques des bosselures seront évaluées en fonction des critères de mesures correctives à court terme, y compris l'analyse des contraintes point-à-point basée sur les résultats des deux inspections au compas réalisées sur le raccourci de North Bay pendant le transport du gaz. En outre, les trois conditions limitantes suivantes feront l'objet d'évaluations détaillées pendant la durée :

- la bosselure présentant la déformation la plus grande;
- la bosselure la plus profonde;
- la bosselure la plus grande (en longueur et en largeur) et la plus profonde.

### 15.3.7 Altération climatique et forces externes

Bien qu'il soit difficile de prévoir la formation ou l'expansion de dangers d'affaissement, il y a habituellement des signes indicateurs de danger potentiel. En ce qui concerne les dangers d'affaissement dus aux mines souterraines, on a établi des zones tampons autour des mines souterraines et des ouvrages miniers, afin de déterminer les interactions possibles avec le pipeline. Les caractéristiques superficielles, notamment la formation de fissures dans le sol, les changements soudains dans les cours d'eau ou encore les sols affaissés, peuvent toutes indiquer qu'une doline se propage vers la surface ou qu'une doline existante est en voie d'expansion.

Bien qu'aucun danger de sol expansif ou susceptible d'affaissement ou d'effondrement n'ait constitué un point préoccupant pendant les 60 années d'exploitation du corridor de la canalisation principale par TransCanada, les zones qui présentent un risque modéré,

d'après Golder and Associates, font l'objet d'une surveillance aérienne mensuelle visant à déceler les dangers potentiels pour le pipeline, y compris les dangers géotechniques. La détermination du risque élevé d'affaissement sera examinée plus à fond au cours d'une évaluation de phase 2.

Les pentes pour lesquelles on a constaté un risque modéré à élevé de glissement de terrain font l'objet d'un programme de surveillance des pentes avec instrumentation, ou feront l'objet d'une réévaluation dans le cadre de reconnaissances sur le terrain.

L'évaluation de phase 2 pour chaque site est résumée au Tableau 12.

**Tableau 12 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers géotechniques**

N° du danger	Type	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de phase 2
EE-LI-226	Aléa sismique (liquéfaction)	2 963,93	2 964,01	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-227	Aléa sismique (liquéfaction)	2 967,31	2 967,40	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-228	Aléa sismique (liquéfaction)	2 968,37	2 968,45	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-229	Aléa sismique (liquéfaction)	2 979,85	2 981,11	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-82	Glissement de terrain	2 981,07	2 981,15	Modéré	Déterminé par Golder au cours de la reconnaissance aérienne de juillet 2013.	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-230	Aléa sismique (liquéfaction)	2 993,83	2 993,92	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-231	Aléa sismique (liquéfaction)	3 002,92	3 003,00	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-232	Aléa sismique (liquéfaction)	3 007,49	3 007,59	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-233	Aléa sismique (liquéfaction)	3 007,81	3 008,02	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-234	Aléa sismique (liquéfaction)	3 010,24	3 010,34	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle

**Tableau 12 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers géotechniques (suite)**

N° du danger	Type	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de phase 2
EE-LI-235	Aléa sismique (liquéfaction)	3 010,74	3 010,83	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-236	Aléa sismique (liquéfaction)	3 012,17	3 012,35	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-237	Aléa sismique (liquéfaction)	3 020,39	3 020,49	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-238	Aléa sismique (liquéfaction)	3 027,95	3 028,04	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-239	Aléa sismique (liquéfaction)	3 031,81	3 031,92	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-240	Aléa sismique (liquéfaction)	3 035,88	3 036,05	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-241	Aléa sismique (liquéfaction)	3 036,40	3 036,52	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-242	Aléa sismique (liquéfaction)	3 037,72	3 037,92	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-62	Glissement de terrain	3 045,44	3 045,75	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

EE-LI-243	Aléa sismique (liquéfaction)	3 047,17	3 047,28	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-244	Aléa sismique (liquéfaction)	3 047,40	3 047,58	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-245	Aléa sismique (liquéfaction)	3 070,88	3 070,95	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-246	Aléa sismique (liquéfaction)	3 078,69	3 078,79	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-50	Affaissement (karst)	3 081,00	3 093,55	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-247	Aléa sismique (liquéfaction)	3 082,30	3 082,41	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-248	Aléa sismique (liquéfaction)	3 091,44	3 091,70	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-249	Aléa sismique (liquéfaction)	3 092,08	3 092,17	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-250	Aléa sismique (liquéfaction)	3 095,41	3 095,54	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-52	Affaissement (karst)	3 098,23	3 098,36	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-54	Affaissement (karst)	3 100,48	3 100,58	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-251	Aléa sismique (liquéfaction)	3 101,97	3 102,06	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-55	Affaissement (karst)	3 106,25	3 106,35	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-56	Affaissement (karst)	3 106,40	3 106,48	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-58	Affaissement (karst)	3 108,38	3 108,45	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-59	Affaissement (karst)	3 108,52	3 108,64	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-61	Affaissement (karst)	3 108,91	3 109,05	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

**Tableau 12 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers géotechniques (suite)**

N° du danger	Type	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de phase 2
EE-KT-63	Affaissement (karst)	3 109,72	3 109,77	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-64	Affaissement (karst)	3 116,12	3 116,17	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-UM-53	Danger d'effondrement (mine souterraine)	3 117,47	3 117,70	Modéré	D'après des données ponctuelles sur l'emplacement des mines souterraines et des ouvrages miniers en Ontario (AMIS) (zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-55	Danger d'effondrement (mine souterraine)	3 117,93	3 118,03	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-UM-56	Danger d'effondrement (mine souterraine)	3 118,03	3 118,14	Élevé	(zone tampon de 60 m)	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

EE-UM-57	Danger d'effondrement (mine souterraine)	3 118,14	3 118,24	Modéré	(zone tampon de 160 m)	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-67	Affaissement (karst)	3 122,58	3 122,74	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-69	Affaissement (karst)	3 127,29	3 127,60	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – deux dolines possibles	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-252	Aléa sismique (liquéfaction)	3 127,46	3 127,55	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-73	Affaissement (karst)	3 130,83	3 130,87	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-74	Affaissement (karst)	3 130,94	3 131,08	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-253	Aléa sismique (liquéfaction)	3 134,96	3 135,10	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-254	Aléa sismique (liquéfaction)	3 139,46	3 139,55	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-79	Affaissement (karst)	3 149,10	3 149,28	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-255	Aléa sismique (liquéfaction)	3 150,21	3 150,70	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-75	Glissement de terrain	3 150,95	3 151,12	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-256	Aléa sismique (liquéfaction)	3 151,06	3 151,71	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-257	Aléa sismique (liquéfaction)	3 151,85	3 152,00	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-258	Aléa sismique (liquéfaction)	3 153,07	3 153,69	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-259	Aléa sismique (liquéfaction)	3 154,20	3 154,99	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-81	Affaissement (karst)	3 156,10	3 156,35	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – trois dolines possibles	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-260	Aléa sismique (liquéfaction)	3 156,20	3 157,34	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-261	Aléa sismique (liquéfaction)	3 157,48	3 157,70	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-262	Aléa sismique (liquéfaction)	3 157,70	3 161,81	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle

**Tableau 12 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers géotechniques (suite)**

N° du danger	Type	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de phase 2
EE-KT-83	Affaissement (karst)	3 161,33	3 161,38	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-263	Aléa sismique (liquéfaction)	3 162,05	3 163,46	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-264	Aléa sismique (liquéfaction)	3 163,57	3 166,66	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-85	Affaissement (karst)	3 165,82	3 176,62	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-265	Aléa sismique (liquéfaction)	3 167,16	3 169,71	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle

EE-LS-76	Glissement de terrain	3 169,54	3 169,68	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-LI-266	Aléa sismique (liquéfaction)	3 169,71	3 169,85	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-77	Glissement de terrain	3 169,73	3 169,90	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée – actuellement surveillé par le Programme de surveillance des pentes
EE-LI-267	Aléa sismique (liquéfaction)	3 169,85	3 171,05	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-78	Glissement de terrain	3 170,56	3 170,71	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-268	Aléa sismique (liquéfaction)	3 171,22	3 172,51	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-86	Affaissement (karst)	3 176,62	3 176,81	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – deux dolines possibles	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-87	Affaissement (karst)	3 176,81	3 177,80	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-88	Affaissement (karst)	3 177,48	3 177,51	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – trois dolines possibles	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-89	Affaissement (karst)	3 177,80	3 177,90	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-90	Affaissement (karst)	3 177,90	3 178,25	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-269	Aléa sismique (liquéfaction)	3 180,20	3 181,80	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-92	Affaissement (karst)	3 180,43	3 180,70	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-79	Glissement de terrain	3 180,56	3 180,65	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-270	Aléa sismique (liquéfaction)	3 182,65	3 183,33	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LS-80	Glissement de terrain	3 183,29	3 183,46	Modéré	Relevé auparavant par BGC	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-271	Aléa sismique (liquéfaction)	3 183,33	3 183,43	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle

**Tableau 12 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers géotechniques (suite)**

N° du danger	Type	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de phase 2
EE-LI-272	Aléa sismique (liquéfaction)	3 183,48	3 184,08	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-94	Affaissement (karst)	3 184,07	3 188,84	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-273	Aléa sismique (liquéfaction)	3 186,15	3 186,55	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-96	Affaissement (karst)	3 194,03	3 209,81	Modéré	Zones karstiques potentielles et présumées cartographiées dans le sud de l'Ontario	Surveillance aérienne mensuelle

EE-LI-274	Aléa sismique (liquéfaction)	3 211,87	3 212,06	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-98	Affaissement (karst)	3 219,75	3 219,89	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-100	Affaissement (karst)	3 220,63	3 220,76	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-KT-102	Affaissement (karst)	3 220,90	3 220,98	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-275	Aléa sismique (liquéfaction)	3 222,84	3 227,34	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-276	Aléa sismique (liquéfaction)	3 229,28	3 229,93	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-277	Aléa sismique (liquéfaction)	3 230,09	3 231,29	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-278	Aléa sismique (liquéfaction)	3 231,43	3 231,68	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-279	Aléa sismique (liquéfaction)	3 231,84	3 232,14	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-280	Aléa sismique (liquéfaction)	3 232,31	3 232,88	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-281	Aléa sismique (liquéfaction)	3 233,18	3 233,50	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-282	Aléa sismique (liquéfaction)	3 233,67	3 233,96	Modéré	Alluvions de l'Holocène – interprétation	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-283	Aléa sismique (liquéfaction)	3 234,16	3 234,26	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-284	Aléa sismique (liquéfaction)	3 234,55	3 234,87	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-285	Aléa sismique (liquéfaction)	3 237,38	3 238,11	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-286	Aléa sismique (liquéfaction)	3 238,25	3 239,71	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-287	Aléa sismique (liquéfaction)	3 247,94	3 248,31	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-288	Aléa sismique (liquéfaction)	3 248,94	3 249,48	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-103	Affaissement (karst)	3 249,02	3 249,13	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014
EE-LI-289	Aléa sismique (liquéfaction)	3 249,81	3 250,21	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-290	Aléa sismique (liquéfaction)	3 255,30	3 256,24	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-105	Affaissement (karst)	3 256,70	3 256,86	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – deux dolines possibles	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

**Tableau 12 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers géotechniques (suite)**

N° du danger	Type	Borne de début	Borne de fin	Classification du danger	Commentaires	Réponse de phase 2
EE-LI-291	Aléa sismique (liquéfaction)	3 258,48	3 260,00	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-LI-292	Aléa sismique (liquéfaction)	3 260,68	3 271,68	Modéré	Dépôts cartographiés de la mer de Champlain	Surveillance aérienne mensuelle
EE-KT-108	Affaissement (karst)	3 280,07	3 280,21	Élevé	Délimité par Golder d'après l'imagerie aérienne – doline possible	Évaluation de phase 2 devant être complétée en 2014

Le Tableau 13 présente une liste de franchissement de cours d'eau le long du raccourci de North Bay, où des dangers hydrotechniques de niveau modéré à élevé ont été relevés. Ces franchissements feront l'objet de nouvelles études dans le cadre d'une évaluation de phase 2, pour élaborer de nouveaux programmes de surveillance ou valider les programmes existants, selon le cas.

**Tableau 13 : Raccourci de North Bay – Sites de dangers hydrotechniques**

Franchissement	Danger hydrotechnique	Nom du cours d'eau	Borne kilom.	Commentaires
WC 1207+15.062	Modéré	Ruisseau Tee	3 016,68	Établissement d'un barrage de castor sur l'emprise près de la décharge du lac Lower Pergeon. Risque de rupture importante du barrage de castor, avec débit important pouvant causer des dommages en raison de l'abaissement rapide des eaux des lacs Lower et Upper Pergeon.
WC 1207+21.205	Modéré	Ruisseau Walkers	3 022,89	Risque de rupture importante du barrage de castor, avec débit important pouvant causer des dommages en raison de l'abaissement rapide des eaux du lac Sullivan en amont.
WC 1209+3.826	Modéré	Rivière Chalk	3 045,66	Risque d'érosion linéaire importante du chenal dans une vallée relativement étroite et profonde.
WC 1209+5.432	Modéré	Ruisseau Young	3 047,22	Risque de conduites non soutenues sur une certaine longueur en raison de la diversion du chenal le long du pipeline. Le pipeline traverse le cours d'eau à un angle qui est à peu près parallèle au ruisseau sur plus de 50 m. Des dérivations du chenal pourraient se produire en raison de la rupture du barrage de castor ou d'un emportement du pont du sentier pour véhicules tout-terrain, du côté amont de l'emprise.
WC 1209+17.256	Modéré	Rivière Petawawa	3 059,07	Rivière large ponctuée d'îles à proximité dans le chenal et zones de perturbation à proximité comme des gravières.
WC 1211+18.987	Modéré	Rivière Snake	3 102,01	Il est recommandé de participer aux activités du district de conservation des eaux afin d'obtenir des renseignements à jour au sujet de ce chenal artificiel.
WC 1214+0.203	Modéré	Rivière Madawaska	3 149,48	Surveillance recommandée en raison du franchissement en aval d'un grand barrage.
WC 1216+3.689	Modéré	-	3 181,19	Formation de ravines près de la conduite.

## **Annexe 5-1**

# **Données sur la résilience des conduites de la ligne des Prairies**



Jointes représentatifs provenant du programme de découpage de 2013

**Tableau A5-1 : Énergie absorbée (J) de palier supérieur pour des échantillons récents**

Fabricant	Type	2013			Référence
		Ép. paroi	Corps	ZAC	
Ipsco	Spirale	9,42	135,4	41,9	Rapport d'essai de Ludwig
Stelco	UOE	11,3	97,3	113,4	Rapport d'essai de Ludwig
Stelco	UOE	9,42	105,2	123,1	Rapport d'essai de Ludwig
Stelco	UOE	9,42	101,6	160,9	Rapport d'essai de Ludwig
Canadian Phoenix	UOE	9,42	130,6	93,3	Rapport d'essai de Ludwig
Canadian Phoenix	UOE	9,42	85,1	72,6	Rapport d'essai de Ludwig
Canadian Phoenix	UOE	9,42	109,9	137,4	Rapport d'essai de Ludwig

Statistiques du rapport d'essai des matériaux

**Tableau A5-2 : Valeurs d'énergie absorbée (J) d'après les commandes de conduite originales**

Fabricant	Type	Ép. paroi	Année	Moyenne	Écart-type inférieur
Stelco	UOE	9,42	1971	80,13	55,72
Stelco	UOE	9,42	1971	106,93	74,25
Ipsco	Spirale	9,42	1971	157,7	138,19
Stelco	UOE	9,42	1971	69,9	44,84
Canadian Phoenix	UOE	9,42	1972	99,21	74,01
Stelco	UOE	9,42	1973	103,62	82,53
Canadian Phoenix	UOE	9,42	1973	94,87	84,02
Ipsco	Spirale	9,42	1973	157,67	133,03
Canadian Phoenix	UOE	9,42	1973	122,25	99,63
Canadian Phoenix	UOE	9,42	1973	87,63	73,01
Stelco	UOE	9,42	1974	112,42	74,82

**Données sur la résilience de deux spécimens ayant échoué aux essais**

Deux spécimens de conduites qui ont échoué les essais hydrostatiques ont permis d'établir les valeurs de résilience du palier supérieur. Ces échantillons de conduites étaient toutes de type DN 42, nuance 448 avec une épaisseur de paroi nominale de 9,4 mm. Les événements associés étaient les suivants:

Prairies (canalisation 4)

- 2008 MLV 13-14 Échec de l'essai hydrostatique Stelco 73/60,8 J
- 2005 MLV 31 Échec de l'essai hydrostatique Canadian Phoenix 69,3J
- 
- 
- 
-

**2008, canalisation 4, section MLV 13 – 14, Échec de l'essai hydrostatique**

Examination of Hydrostatic Test Rupture Line 4 from MLV 13

206-08-02-0033894  
TransCanada PipeLines Ltd

**TABLE 3 CHARPY IMPACT TEST RESULTS**

Temp C	Body			HAZ			U/S Joint		
	Energy J	FSE J	Shear %	Energy J	FSE J	Shear %	Energy J	FSE J	Shear %
10	60	76	100	74	93.7	100			
	58	73	100	66	83.5	90			
	60	76	100	69	87.3	100			
<b>Average</b>	<b>59.3</b>	<b>75.1</b>	<b>100.0</b>	<b>69.7</b>	<b>88.2</b>	<b>96.7</b>			
-5	60	76	100	62	78.5	90	48	60.8	100
	57	72	100	61	77.2	90	49	62.0	100
	56	71	100	70	88.6	100	47	59.5	100
<b>Average</b>	<b>57.7</b>	<b>73.0</b>	<b>100.0</b>	<b>64.3</b>	<b>81.4</b>	<b>93.3</b>	<b>48.0</b>	<b>60.8</b>	<b>100.0</b>
-20	52	66	90	50	63.3	80			
	55	70	100	48	60.8	80			
	53	67	90	51	64.6	80			
<b>Average</b>	<b>53.3</b>	<b>67.5</b>	<b>93.3</b>	<b>49.7</b>	<b>62.9</b>	<b>80.0</b>			
-35	42	53	70	46	58.2	60	27	34.2	50
	45	57	80	26	32.9	20	36	45.6	70
	43	54	80	46	58.2	60	24	30.4	50
<b>Average</b>	<b>43.3</b>	<b>54.9</b>	<b>76.7</b>	<b>39.3</b>	<b>49.8</b>	<b>46.7</b>	<b>29.0</b>	<b>36.7</b>	<b>56.7</b>
-50	34	43	60	36	45.6	30			
	33	42	60	6	7.6	0			
	32	41	60	6	7.6	10			
<b>Average</b>	<b>33.0</b>	<b>41.8</b>	<b>60.0</b>	<b>16.0</b>	<b>20.3</b>	<b>13.3</b>			
-65	20	25	10	4	5.1	0			
	26	33	20	29	36.7	10			
	21	27	10	4	5.1	0			
<b>Average</b>	<b>22.3</b>	<b>28.3</b>	<b>13.3</b>	<b>12.3</b>	<b>15.6</b>	<b>3.3</b>			

\* FSE - Full Size Equivalent

TABLE 3 CHARPY IMPACT TEST RESULTS	TABLEAU 3 RÉSULTATS DE L'ESSAI D'IMPACT CHARPY
Temp	Température
Energy	Énergie
FSE	EPD
Shear	Cisaillement
Body	Corps
HAZ	ZAC
U/S Joint	En amont du joint
*FSE - Full Size Equivalent	* EPD - Équivalent pleine dimension

**2005, MLV 31, Échec de l'essai hydrostatique**

*Examination of Hydrostatic Test Failure from MLV 31 Line 4* August 8, 2005  
TRANSCANADA PIPELINES LTD.

**TABLE 3 CHARPY TEST RESULTS**

Test	Temp °C	Energy (S)	Shear Fracture %
1	-50	28	30
2	-50	30	30
3	-50	34	30
Average	-50	30.7	30.0
1	-35	44	60
2	-35	42	60
3	-35	45	50
Average	-35	43.7	56.7
1	-20	51	60
2	-20	43	60
3	-20	46	60
Average	-20	46.7	60.0
1	-5	58	70
2	-5	69	80
3	-5	66	70
Average	-5	64.3	73.3
1	10	66	95
2	10	72	95
3	10	70	95
Average	10	69.3	95.0

TABLE 3 CHARPY TEST RESULTS	TABLEAU 3 RÉSULTATS DE L'ESSAI CHARPY
Examination of Hydrostatic Test Failure from MLV 31 Line 4	<i>Examen de la rupture sous essai hydrostatique, canalisation 4, à partir de MLV 31</i>
August 8, 2005	8 août 2005
TRANSCANADA PIPELINES LTD.	TRANSCANADA PIPELINES LTD.
Test	Essai
Temp °C	Température °C
Energy (S)	Énergie S
Shear Fracture %	Rupture par cisaillement (%)
Average	Moyenne

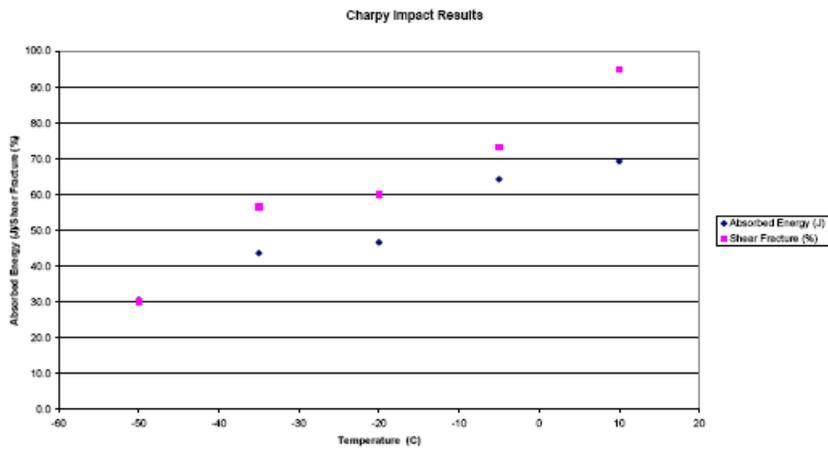


FIGURE 41 CHARPY TEST RESULTS

Charpy Impact Results	Résultats des essais d'impact de Charpy
Absorbed Energy (J) Shear Fracture (%)	Énergie absorbée (J) – Rupture par cisaillement (%)
Temperature (C)	Température (°C)
FIGURE 41 CHARPY TEST RESULTS	FIGURE 41 RÉSULTATS DES ESSAIS CHARPY

## **Annexe 5-2**

# **Spécification de rendement des essais TEA**

	Fissures radiales isolées avec une orientation longitudinale		Colonies (p. ex., colonies de FCSC)
	Dans le corps de la conduite, longueur minimale de 40 mm (1,57 po)	Dans la zone des soudures longitudinales, longueur minimale de 40 mm (1,57 po)	Longueur minimale de 40 mm (1,57 po)
Profondeur minimale à une probabilité de détection de 90 %	1 mm (0,04 po)	2 mm (0,08 po)	1 mm (0,04 po)
Dimensionnement en profondeur à une certitude de 80 % [% * t]	pour $6 \text{ mm} \leq t < 10 \text{ mm}$ ( $0,24 \text{ po} \leq t < 0,39 \text{ po}$ ) : $\pm 15 \% * t$ pour $10 \text{ mm} \leq t < 20 \text{ mm}$ ( $0,39 \text{ po} \leq t < 0,787 \text{ po}$ ) : $\pm 20 \% * t$		
Exactitude du dimensionnement en longueur à une certitude de 85 %	$\pm 10 \text{ mm}$ ( $\pm 0,39 \text{ po}$ )	$\pm 10 \text{ mm}$ ( $\pm 0,39 \text{ po}$ )	$\pm 10 \text{ mm}$ ( $\pm 0,39 \text{ po}$ )
Exactitude du dimensionnement en largeur à une certitude de 85 %	S.O.	S.O.	$\pm 30 \text{ mm}$ ( $\pm 1,18 \text{ po}$ )
Orientation par rapport à l'axe de la conduite	$\pm 18^\circ$	$\pm 18^\circ$	S.O.
Inclinaison par rapport à la surface de la conduite	40 – 90°	40 – 90°	S.O.

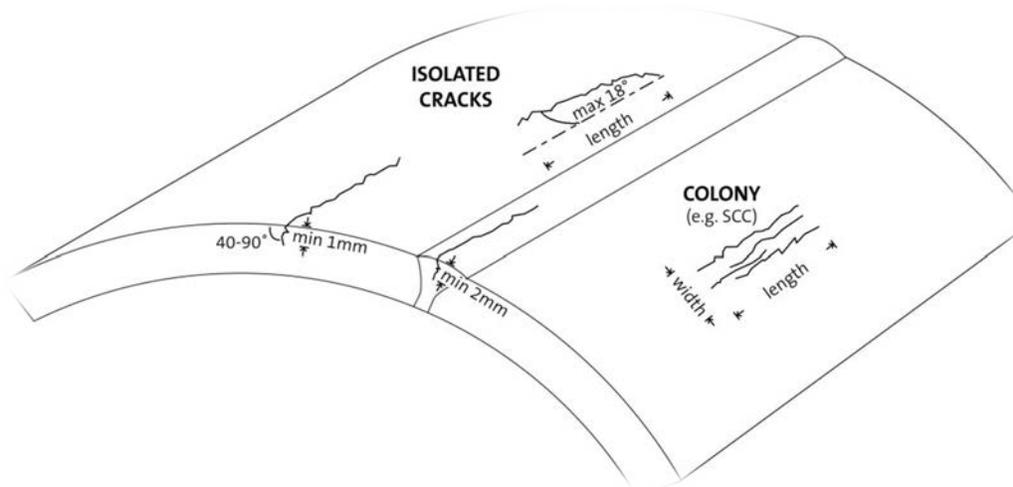


Figure 5-2-1 : Illustration des dimensions des fissures

Figure 5-2-1

ISOLATED CRACKS	FISSURES ISOLÉES
max. 18" length	longueur maximale 18 po
min 1mm	min. 1 mm
COLONY (e.g. SCC)	COLONIE (p. ex., FCSC)
width	largeur
length	longueur



## **Annexe 5-3**

# **Procédure de sélection des sites d'excavation pour le contrôle et l'examen de la FCSC – Énergie Est**

Cette procédure sera répétée pour chaque section de vanne faisant l'objet d'un examen.

1. Recevoir les données sur les caractéristiques des soudures circulaires, superposées aux données de ROSEN sur les joints.
2. Recevoir les données sur les joints riches en caractéristiques décelées par essais TEA et AFD (50 à 100 soudures circulaires) de Rosen, et superposer les points de données suivants aux données de ROSEN sur les joints.
  - a. Détachement du revêtement (%)
  - b. Points de détachement de revêtement par joint
  - c. Points AFD par joint

Coating Disbondment (%)	Coating Disbondment Feature per Joint	AFD Feature per Joint	
31	3	20	} (2)
38	1	5	
50	1		
40	10	2	
30	33		
43	1		

Coating Disbondment (%)	Détachement du revêtement (%)
Coating Disbondment Feature per Joint	Points de détachement du revêtement par joint
AFD Feature per Joint	Points AFD par joint

3. Trouver l'inspection DFM la plus récente et ajouter sur la feuille de calcul le nombre d'anomalies externes détectées par inspection interne par joint (en rejetant les caractéristiques internes).
4. Filtrer (c.-à-d. trier du plus grand nombre au plus petit nombre) les données suivantes :
  - a. Détachement du revêtement (%)
  - b. Points de détachement du revêtement par joint
  - c. Anomalies DFM par joint :
    - i. Nombre
    - ii. Profondeur crête maximale
    - iii. Profondeur crête moyenne calculée
  - d. Points AFD par joint
5. Établir un classement initial (5-10 soudures circulaires).

6. Demander les anomalies AFD et TEA vérifiées à Rosen pour les 5-10 soudures circulaires en tête du classement.
7. Demander l'historique PC à l'équipe PC pour les 5-10 soudures circulaires en tête du classement.
8. Filtrer (de la valeur la plus grande à la valeur la plus faible) les 5-10 soudures circulaires en tête du classement en fonction de ce qui suit :
  - a. Anomalies AFD et TEA vérifiées obtenues de Rosen :
    - i. Nombre
    - ii. Profondeurs crête moyenne et maximale calculées
    - iii. Largeurs moyenne et maximale calculées
9. Procéder à un deuxième classement (4-8 soudures circulaires)
10. Obtenir les caractéristiques des conduites d'ORION pour les 4-8 soudures circulaires en tête du classement et les ajouter au tableau comparatif (en comparant les qualités par rapport à la section 31-32-4 où on a trouvé une occurrence de FCSC par le passé).
11. Calculer la correspondance en pourcentage avec les caractéristiques des conduites.
12. S'il est possible qu'une soudure circulaire ait un revêtement à haut rendement, retirer cette soudure des classements, car il n'y a pas d'occurrence connue de FCSC associée aux revêtements à haut rendement.

10 + 11

	Dig that found SCC (31-32-4)	Proposed Digs (9-17-4)							
GWD	107800	1860	2950	4050	4090	4190	4200	4210	5550
Drainage	W	W	W	W	W	W	W	W	W
Land Form	L	I-U	U	R-U	R-U	R-U	R-U	R-U	I-U
Soil Type	4c	6	6	6	6	6	6	6	6
SMYS (MPa)	448	448	448	448	448	448	448	448	448
MAOP (kPa)	6065	6065	6065	6065	6065	6065	6065	6065	6065
WT (mm)	11.30 & 9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42	9.42
Grade	X65	X65	X65	X65	X65	X65	X65	X65	X65
Diameter (in.)	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Manufacturer	Stelco	Ipsco	Ipsco	Ipsco	Ipsco	Ipsco	Ipsco	Ipsco	Ipsco
Coating	AsphaltE	MultiLiq	MultiLiq	AshphaltE	AshphaltE	AshphaltE	AshphaltE	AshphaltE	AshphaltE
Const. Year	1972	1973	1973	1973	1973	1973	1973	1973	1973
Match?		64%	64%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
Prelim. Rank				1	2	3	4	5	6
Final Digs						2			1

12

← MultiLiq is a high performance coating and is not associated with SCC Therefore this girth weld selection can be removed.

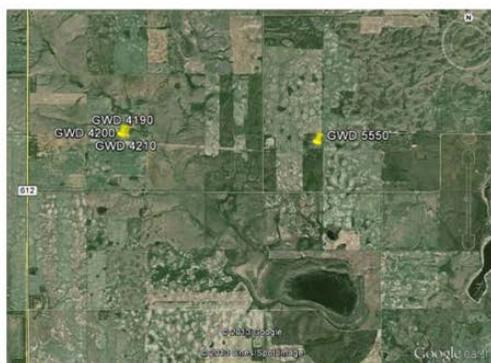
\*Example taken from 9-17-4 section

Where, MATCH NOT

Dig that found SCC (31-32-4)	Excavation où on a trouvé une FCSC (31-32-4)
------------------------------	----------------------------------------------

Proposed Digs (9-17-4)	Excavations proposées (9-17-4)
GWD	GWD
Drainage	Drainage
Land Form	Forme de terrain
Soil Type	Type de sol
SMYS (MPa)	LEMS (MPa)
PMMS (k Pa)	MAOP (kPA)
WT (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)
Grade	Nuance
Diameter (in.)	Diamètre (po)
Manufacturer	Fabricant
Coating	Revêtement
Const. Year	Année de construction
Match?	Correspondance?
Prelim. Rank	Classement préliminaire
Final Digs	Excavations finales
AsphaltE	AsphaltE
MultiLiq is a high performance coating...	Le MultiLiq est un revêtement à haut rendement qui n'est pas associé à la FCSC. Par conséquent, ce type de soudure circulaire peut être retiré.
*Example taken from 9-17-4 section	*Exemple tiré de la section 9-17-4
Where, MATCH NOT	Où, CORRESPONDANCE PAS DE CORRESPONDANCE

13. Tenir compte de l'historique la protection cathodique; on devrait donner la priorité à des historiques de protection cathodique fragmentée, restreinte ou absente, par rapport à une couverture uniforme et persistante.
14. Tenir compte de l'emplacement des soudures circulaires sélectionnées en utilisant Google Earth. Évaluer l'accessibilité au site et la possibilité de procéder à des regroupements. Fournir les images nécessaires.



\*Example taken from 9-17-4 section



\*Example taken from 9-17-4 section

14

Choisir les 2-3 soudures circulaires les mieux classées pour réaliser des excavations visant à examiner les occurrences de FCSC, compte tenu de toute l'information ci-dessus.

15. Synthétiser les résultats.

Dig #	Station Series	GWD	Approximate Chainage (m)	Coordinates	
				Longitude	Latitude
1	904	GWD 5550	10297.641	-107.163283	50.53352
2	904	GWD 4190	7601.763	-107.201314	50.534484
	904	GWD 4200	7624.633	-107.200991	50.534473
	904	GWD 4210	7648.264	-107.200657	50.534462

15

\*Example taken from 9-17-4 section

Dig #	Excavation n <sup>o</sup>
Station Series	Station
GWD	GWD
Approximate Chainage (m)	Chaînage approximatif (m)
Coordinates	Coordonnées
Longitude	Longitude
Latitude	Latitude
*Example taken from 9-17-4 section	*Exemple tiré de la section 9-17-4

VPM Distance	Type	Length	Source WT	Description	Longitude	Latitude	Coating Type - MLV 9-17-4 Coating	Construction yr - MLV 9-17-4 Manufacturer	Manufacturer - MLV 9-17-4 Manufacturer	Soil_Land_Drainage - Soil V3.1 MLV 9-17_4	Coating Disbondment (%)	Coating Disbondment-Feature per Joint	AFD Feature per Joint	Anomalies from 2010 MFL	Average Peak Depth (%)	Max Peak Depth (%)	INITIAL RANK	#	Ave Length	Max Length	Ave Width	Max Width	SECOND RANK	CP Comments	FINAL DIGS
7624.633	Weld	23680.73	9.42	GWD 4200	-107.200991	50.534473	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	13	117	914	1721	11	37	1	1115	74	843	28	573	1	The 2012 CIS has a drop in potential that is below criteria at this location. The Annual Survey for the nearest test station (0009-4+07.89-TS) for 2009 to 2013 has met criteria. Lows existed prior to 2009.	2
7648.264	Weld	22883.17	9.42	GWD 4210	-107.200657	50.534462	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	18	59	698	1613	10	36	2	855	86	1560	36	706	2	The 2012 CIS has a drop in potential that is below criteria at this location. The Annual Survey for the nearest test station (0009-4+07.89-TS) for 2009 to 2013 has met criteria. Lows existed prior to 2009.	2
10297.641	Weld	23803.57	9.42	GWD 5550	-107.163283	50.53352	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / I-U / W	50	1	12	1010	7	16	3	157	106	1246	106	583	3	The 2012 CIS has a drop in potential that is below criteria at this location. The Annual Survey for the nearest test station (0009-4+09.50-TS) for 2009 to 2013 has met criteria. Low existed in 2008	1
7601.763	Weld	22918.44	9.42	GWD 4190	-107.201314	50.534484	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	6	82	638	1661	9	38	4	804	77	891	27	397	4	The 2012 CIS has a drop in potential that is below criteria at this location. The Annual Survey for the nearest test station (0009-4+07.89-TS) for 2009 to 2013 has met criteria. Lows existed prior to 2009.	2
7323.715	Weld	21787.68	9.42	GWD 4050	-107.205239	50.534625	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	24	107	302	1036	8	32	5	437	69	625	38	573	5	The 2012 CIS meets criteria. The Annual Survey for the nearest test station (0009-4+07.89-TS) for 2009 to 2013 has met criteria. Lows existed prior to 2009.	
7412.808	Weld	23385.16	9.42	GWD 4090	-107.203981	50.534581	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	19	90	386	1074	9	30	6	485	97	2262	39	485	6	The 2012 CIS meets criteria. The Annual Survey for the nearest test station (0009-4+07.89-TS) for 2009 to 2013 has met criteria. Lows existed prior to 2009.	
3043.029	Weld	23436.62	9.42	GWD 1860	-107.265669	50.536782	MultiLiq	1973	Ipsco	6 / I-U / W	3	103	149	1035	8	50	7								
5248.021	Weld	15978.41	9.42	GWD 2950	-107.234543	50.53568	MultiLiq	1973	Ipsco	6 / U / W	8	142	345	1005	9	41	8								
108123.325	Weld	12443.11	9.42	GWD 69370	-105.792756	50.476177	AsphaltE	1971	CanPhnx	6 / L / W	0	9	703	1337	10	31									
180986.673	Weld	18171.2	9.42	GWD 125430	-104.778935	50.402257	AsphaltE	1972	Stelco	6 / L / W	0	0	690	1556	10	61									
7345.457	Weld	22991.09	9.42	GWD 4060	-107.204932	50.534614	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	0	0	655	1135	8	32									
7764.549	Weld	23704.82	9.42	GWD 4260	-107.199017	50.534403	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	5	187	647	1623	9	35									
7788.204	Weld	23449.03	9.42	GWD 4270	-107.198683	50.534391	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	4	169	554	1552	8	31									
5225.584	Weld	22467.55	9.42	GWD 2940	-107.23486	50.535691	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / U / W	2	109	550	1357	9	38									
7276.448	Weld	23680.47	9.42	GWD 4030	-107.205906	50.53465	AsphaltE	1973	Ipsco	6 / R-U / W	1	102	438	1281	8	26									

Energy East Investigative SCC Site Selection Working Spreadsheet	Feuille de calcul pour la sélection des sites pour l'examen de la FCSC – Énergie Est
VPM Distance	Distance VPM
Type	Type
Length	Longueur
Source WT	Ép. paroi
Description	Description
Longitude	Longitude
Latitude	Latitude
Coating Type – MLV 9-17-4 Coating	Type de revêtement – Revêtement MLV 9-17-4
Construction yr – MLV 9-17-4 Manufacturer	Année de construction – Fabricant MLV 9-17-4
Manufacturer – MLV 9-17-4 Manufacturer	Fabricant – Fabricant MLV 9-17-4
Soil_Land_Drainage – Soil V3.1 MLV 9-17_4	Sol_Terrain_Drainage – Sol V3.1 MLV 9-17_4
Coating Disbondment (%)	Détachement du revêtement (%)
Coating Disbondment – Feature per Joint	Points de détachement du revêtement par joint

AFD Feature per Joint	Points AFD par joint
Anomalies from 2010 MFL	Anomalies par rapport aux essais DFM de 2010
Average Peak Depth (%)	Profondeur crête moyenne (%)
Max. Peak Depth (%)	Profondeur crête maximale (%)
INITIAL RANK	CLASSEMENT INITIAL
#	N <sup>o</sup>
Ave Length	Longueur moyenne
Max Length	Longueur maximale
Ave Width	Largeur moyenne
Max Width	Largeur maximale
SECOND RANK	DEUXIÈME CLASSEMENT
CP Comments	Commentaires CP
FINAL DIGS	EXCAVATIONS FINALES
Weld	Soudure
AsphaltE	AsphaltE
MultiLiq	MultiLiq
The 2012 CIS has a drop in potential...	Le relevé de potentiel à intervalles rapprochés (CIS) de 2012 présente une baisse de potentiel qui est inférieure aux critères pour cet emplacement. Le relevé annuel pour la station d'essai la plus proche (009-4+07.89-TS) pour 2009 à 2013 répondait aux critères. Des valeurs faibles existaient avant 2009.
The 2012 CIS has a drop in potential...	Le relevé de potentiel à intervalles rapprochés (CIS) de 2012 présente une baisse de potentiel qui est inférieure aux critères pour cet emplacement. Le relevé annuel pour la station d'essai la plus proche (009-4+09.50-TS) pour 2009 à 2013 répondait aux critères. Des valeurs faibles existaient avant 2008.
The 2012 CIS meets criteria...	Le relevé de potentiel à intervalles rapprochés (CIS) de 2012 répond aux critères. Le relevé annuel pour la station d'essai la plus proche (0009-4+07.89-TS) pour 2009 à 2013 répondait aux critères. Des valeurs faibles existaient avant 2009.
*Example taken from 9-17-4 section	*Exemple tiré de la section 9-17-4

## **Annexe 5-4**

# **Corrélation des données TEA par type de caractéristique**

Anomalies de type fissure (dans le corps)

Section de vanne	Joint n°	ID caract. II	ID défaut trouvé	Type de caractéristique II - Primaire	Type de caractéristique II - Secondaire	Type de défaut trouvé	Caractéristiques de la fissure													II DPE	DI/DE trouvés	Épaisseur de paroi nominale trouvée (mm)	W.L. (mm)	Commentaires sur les valeurs trouvées			
							Distance II de la SC amont (m)	Distance trouvée de la SC amont (m)	Orientation II (°)	Orientation trouvée (°)	Longueur II (mm)	Longueur trouvée (mm)	Largeur II (mm)	Largeur trouvée (mm)	Profondeur II (mm)	Profondeur II (%)	Prof. max. trouvée (mm)	Prof. max. trouvée (%)	Long. fissur. interconn. II (mm)						Long. fissur. interconn. trouvée en surface (mm)	Long. fissur. interconn. trouvée à un seuil de 1 mm (mm)	Long. fissur. interconn. trouvée à un seuil de 2 mm (mm)
MLV 2-9	82470	82470E0002	FCSC-01	Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure	FCSC	2,45	2,415	162	163	84	164	88	59	20	4,40	46		25			Externe	DE	9,60		FCSC trouvée à l'emplacement de la caractéristique sous l'époxyste. Profondeur par cisaillement EU (sonde 45°)	
MLV 2-9	82470	82470E0003	FCSC-02	Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure	FCSC	2,49	2,463	141	140	114	252	132	130	23	4,50	47		25			Externe	DE	9,60		FCSC trouvée à l'emplacement de la caractéristique sous l'époxyste. Profondeur par cisaillement EU (sonde 45°)	
MLV 2-9	85610	85610E0009	FCSC-01	Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure	Défaut usinage avec fissuration	10,40	10,385	167	165	85	93	44	81	27	7,60	79		31			Externe	DE & DI	9,60		Fissure trouvée à la caractéristique décelée par TEA sous le revêtement époxyde. La fissuration du DI commence à 2,0 mm du DE et est ouverte à la surface du DI.	
MLV 9-17	970	970E0032	FCSC-01	Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure	FCSC	18,13	18,19	186	182	453	460	220	98	3,20	3,90	40		70			Externe	DE	9,80		FCSC trouvée dans la zone de caractéristique constatée par Rosen. Profondeur mesurée avec PA.	
MLV 17-25	8730	8730E0002	FCSC-01	Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure	FCSC	1,38	1,36	289	286	139	192	88	80	36	4,00	43		122	113	88	Externe	DE	9,30		FCSC trouvée et enlevée par meulage. Toutes les profondeurs indiquées ici sont après meulage.	
MLV 25-34	107800	107800E001	FCSC-01	Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure	FCSC	8,64	8,66	259	256	49	120	44	50	28	2,3	23		33			Externe	DE	9,80			
MLV 25-34	107800	107800E002	FCSC-02	Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure	FCSC	8,73	8,79	262	258	100	160	88	100	40	7,6	78		57			Externe	DE	9,80			
MLV 25-34	148400	148400E001	USIN-01	Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec légère corrosion	Défaut usinage avec fissuration	0,95	0,94	342	339	115	90	88	20	36	4,3	44					Externe	DI	9,80		Défaut d'usinage/travail à froid avec fissuration trouvée.	
MLV 36-41	13970	13970E0039		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	5,991	6,005	326	325	741	689	133	180	20	20	3,19	34				Externe	DE	9,40			
MLV 36-41	14670	14670E0030		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	3,63	3,62	364	359	460	492	176	139	24	24	1,93	20		S.O.	S.O.	S.O.	Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15380	15380E0018		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	5,759	5,79	347	343	243	213	88	37,5	30	30	1,96	20				Externe	DE	9,80			
MLV 36-41	15530	15530E0025		Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	8,512	8,584	30	31	208	159	132	86	15	15	2,55	27		S.O.	S.O.	S.O.	Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15700	15700E0034		Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure avec corrosion; caractéristique possible due à la construction	Corr. avec arête vive	17,714	17,756	338	334,5	119	114	44	20	15	15	2,54	26		S.O.	S.O.	S.O.	Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15930	15930E0074		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	14,407	14,48	355	349	203	155	132	28	24	24	2,11	22				Externe	DE	9,60			
MLV 36-41	15970	15970E0038		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	7,387	7,445	359	359	455	401	176	135	29	29	2,20	22		S.O.	S.O.	S.O.	Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	16080	16080E0047		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	8,777	8,59	337	344	457	613	176	93,1	34	34	4,01	41				Externe	DE	9,90			

II = inspection interne  
SC amont = Soudure circulaire en amont  
EP = Épaisseur de la paroi  
DI = diamètre interne  
DE = diamètre externe

## Anomalies de type fissure (aux joints)

Aucune signalée

### Caractéristiques linéaires dans la zone des soudures longitudinales

DI défaut trouvé	Type de caractéristique II - Primaire	Type de caractéristique II - Secondaire	Type de défaut trouvé	Distance l'axe de la SC amont (m)	Distance trouvée de la SC amont (m)	Orientation II (°)	Orientation trouvée (°)	Longueur II (mm)	Longueur trouvée (mm)	Largeur II (mm)	Largeur trouvée (mm)	Profondeur II (mm)	Profondeur II (% EP)	Prof. max. trouvée (mm)	Prof. max. trouvée (%)	Long. fissur. interconn. II (mm)	Long. fissur. interconn. trouvée en surface (mm)	Long. fissur. interconn. trouvée à un seuil de 1 mm (mm)	Long. fissur. interconn. trouvée à un seuil de 2 mm (mm)	II D/DPE	DI/DÉ trouvés	Épaisseur de paroi nominale trouvée (mm) w.t. (mm)	Commentaires sur les valeurs trouvées
S.O.	Caractéristique linéaire	Caractéristique linéaire	Légère variation de géométrie	11,17		270		49	44			24 %								Externe	DI		Légère variation de géométrie trouvée du côté intérieur du joint long de la DSAS. Rien d'important ni de préjudiciable.
S.O.	Caractéristique linéaire	Caractéristique linéaire avec joint long	Légère variation de géométrie	6,36		337		193	44			60 %								Externe	DI		Légère variation de géométrie trouvée du côté intérieur du joint long de la DSAS. Rien d'important ni de préjudiciable.
LI-01	Caractéristique linéaire	Caractéristique linéaire avec joint long	Indication linéaire dans la DSAS	7,54	7,528	338	337	98	11	44	1	38 %	9,00	10 %		S.O.				Externe	Mi-paroi	10,00	Indication linéaire trouvée dans le joint long de la DSAS. Il semble y avoir une discontinuité dans la soudure. La profondeur est la position de la réflexion extérieure par rapport au DI.
LI-02			Indication linéaire dans la DSAS		7,596		337		12		1		8,00	20 %		S.O.					Mi-paroi	10,00	Indication linéaire trouvée dans le joint long de la DSAS. Il semble y avoir une discontinuité dans la soudure. La profondeur est la position de la réflexion extérieure par rapport au DI.
LI-03			Indication linéaire dans la DSAS		7,619		337		12		1		9,70	3 %		S.O.					Mi-paroi	10,00	Indication linéaire trouvée dans le joint long de la DSAS. Il semble y avoir une discontinuité dans la soudure. La profondeur est la position par rapport au DI.
LI-04			Indication linéaire dans la DSAS		7,630		337		21		1		8,00	20 %		S.O.					Mi-paroi	10,00	Indication linéaire trouvée dans le joint long de la DSAS. Il semble y avoir une discontinuité dans la soudure. La profondeur est la position de la réflexion extérieure par rapport au DI.
USIN-01	Caractéristique linéaire	Caractéristique linéaire dans la zone des soudures longitudinales	Manque de fusion dans la DSAS	2,85	2,815	327	324	69	105	44	1	23 %	1,9	20 %			105	100	0	Externe	DE	9,50	Absence de fusion dans la DSAS enlevée par meulage. Les zones meulées satisfont aux critères ML.
USIN-01	Caractéristique linéaire	Anomalie linéaire à la soudure en spirale	Inclusions du côté du DE	0,77	0,67	93	100	40	420	44	750		9,2	6 %						Externe	DI	9,80	Une inclusion d'usinage du côté intérieur trouvée le long de la soudure spirale. La profondeur est la position de la réflexion extérieure par rapport au DI.
USIN-01	Caractéristique linéaire	Anomalie linéaire à la soudure en spirale	Inclusions du côté du DE	0,93	0,67	117	100	42	420	44	750		9,2	6 %						Externe	DI	9,80	Une inclusion d'usinage du côté intérieur trouvée le long de la soudure spirale. La profondeur est la position de la réflexion extérieure par rapport au DI.
USIN-01	Caractéristique linéaire	Caractéristique linéaire dans la zone des soudures longitudinales	Inclusion à mi-paroi	3,300	3,10	73	67	201	285	44	5	0 %	7,60	22 %		S.O.	S.O.	S.O.		Externe	DI	9,70	Inclusion à mi-paroi reliée à l'intérieur. La profondeur est la position de la réflexion extérieure par rapport au DI.
USIN-02			Inclusion à mi-paroi		8,40		67		30		5		7,70	21 %		S.O.	S.O.	S.O.			DI	9,70	Inclusion à mi-paroi. La profondeur est la position de la réflexion extérieure par rapport au DI.
USIN-03			Stratification à mi-paroi		8,47		66		30		5		4,80	49 %		S.O.	S.O.	S.O.			Mi-paroi	9,70	Stratification à mi-paroi. La profondeur est la position par rapport à la surface du DE.

II = inspection interne

SC amont = Soudure circulaire en amont

EP = Épaisseur de la paroi

DI = diamètre interne

DE = diamètre externe

DSAS = Double soudure à l'arc submergé

**Corrosion avec arête vive**

Section de vanne	Joint n°	ID caractéristique II	ID défaut trouvé	Type de caractéristique II – Primaire	Type de caractéristique II – Secondaire	Type de défaut trouvé	Distance II de la SC amont (m)		Orientation trouvée (°)	Orientation II (°)	Longueur trouvée (mm)	Longueur II (mm)	Largeur trouvée (mm)	Largeur II (mm)	Profondeur II (mm)	Profondeur II (%)	Prof. max. trouvée (mm)	Prof. max. trouvée (%)	Long. fissur. intercom. I (mm)	Long. fissur. intercom. I tracé en	Long. fissur. intercom. I à un saut de 1 mm (mm)	Long. fissur. intercom. I à un saut de 2 mm (mm)	LI	DI/DE	DI/DE trouvés	Épaisseur de la paroi trouvée (mm)	Commentaires sur les valeurs trouvées	
							SC amont	de la SC amont																				
MLV 36-41	13970	13970E0039		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	5,991	6,005	326	325	741	689	133	180	20	20,00 %	5,19	34 %							Externe	DE	9,40	
MLV 36-41	14660	14660E0013		Anomalie de fabrication	Anomalie de fabrication	Corr. avec arête vive	2,456	2,496	15	13	80	22	44	9		0,00 %	0,96	10 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,20		
MLV 36-41	14660	14660E0033		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	5,906	5,992	357	354	187	128	44	23		0,00 %	0,84	9 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,20		
MLV 36-41	14660	14660E0062		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	9,376	9,478	333	331	94	109	44	41		0,00 %	2,44	27 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,20		
MLV 36-41	14670	14670E0005		Anomalie de fabrication	Anomalie de fabrication	Corr. avec arête vive	2,73	2,79	335	331	193	189	88	44		0,00 %	1,18	12 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	14670	14670E0030		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	8,63	8,62	364	359	460	492	176	139	24	24 %	1,93	20 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	14670	14670E0039		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	10,09	10,154	359	355	126	106	88	84			1,73	18 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15380	15380E0018		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	5,759	5,79	347	343	243	213	88	37,5	30	30 %	1,96	20 %						Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15380	15380E0030		Anomalie linéaire	Groupes d'anomalies linéaires avec corrosion	Corr. avec arête vive	9,679		353		178		88												Externe			
MLV 36-41	15530	15530E0019		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	7,292	7,332	34	32	79	114	44	53			1,26	13 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15530	15530E0025		Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	8,512	8,584	30	31	208	159	132	86	15	15 %	2,55	27 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15700	15700E0034		Anomalie de type fissure	Anomalie de type fissure avec corrosion; caractéristique possible due à la construction	Corr. avec arête vive	17,714	17,756	338	334,5	119	114	44	20	15	15 %	2,54	26 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15930	15930E0016		Anomalie linéaire	Groupes d'anomalies linéaires avec corrosion	Corr. avec arête vive	4,877	4,85	6	4	389	383	88	93,1			1,53	16 %						Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15930	15930E0030		Anomalie linéaire	Groupes d'anomalies linéaires avec corrosion	Corr. avec arête vive	7,697	7,77	326	325	509	487	132	74,48			1,53	16 %						Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15930	15930E0074		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	14,407	14,48	355	349	203	155	132	28	24	24 %	2,11	22 %						Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15940	15940E0017		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	1,578	1,53	312	309	94	140	132	140			2,15	22 %						Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15940	15940E0067		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	7,228	7,24	14	7	178	206	132	75			2,68	27 %						Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15940	15940E0075		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	8,348	8,34	331	330	174	193	132	84			2,74	29 %						Externe	DE	9,60		
MLV 36-41	15970	15970E0012		Anomalie linéaire	Groupes d'anomalies linéaires avec corrosion	Corr. avec arête vive	4,047	4,085	366	4	312	280	309	291			2,27	23 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15970	15970E0038		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	7,387	7,445	359	359	455	401	176	135	29	29 %	2,20	22 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	15970	15970E0071		Anomalie linéaire	Groupes d'anomalies linéaires avec corrosion	Corr. avec arête vive	14,387	14,402	18	16	205	126	88	105			2,88	29 %	S.O.	S.O.	S.O.			Externe	DE	9,80		
MLV 36-41	16080	16080E0011		Anomalie linéaire	Anomalie linéaire avec corrosion	Corr. avec arête vive	3,457	3,46	333	329	139	179	88	46,5			2,25	23 %						Externe	DE	9,90		
MLV 36-41	16080	16080E0047		Anomalie de type fissure	Groupes d'anomalies de type fissure avec corrosion	Corr. avec arête vive	8,777	8,59	337	344	457	613	176	93,1	34	34 %	4,01	41 %						Externe	DE	9,90		
MLV 36-41	16080	16080E0055		Anomalie linéaire	Groupes d'anomalies linéaires avec corrosion	Corr. avec arête vive	9,897	9,88	8	14	283	304	132	93,1			2,74	27 %						Externe	DE	10,00		
MLV 36-41	16080	16080E0078		Anomalie linéaire	Groupes d'anomalies linéaires avec corrosion	Corr. avec arête vive	13,897	13,87	337	336	495	523	176	167,6			2,82	28 %						Externe	DE	10,00		

II = inspection interne

SC amont = Soudure circulaire en amont

EP = Épaisseur de la paroi

DI = diamètre interne

DE = diamètre externe

Fissures non détectées par la méthode TEA

Section de vanne	Joint n°	ID caract. II	ID défaut trouvé	Type de caractéristique II – Primaire	Type de caractéristique II – Secondaire	Type de défaut trouvé	Distance II de la SC amont (m)	Distance trouvée de la SC amont (m)	Orientat. II (°)	Orientation trouvée (°)	Longueur II (mm)	Longueur trouvée (mm)	Largeur II (mm)	Largeur trouvée (mm)	Profondeur II (mm)	Profondeur II (%)	Prof. max. trouvée (mm)	Prof. max. trouvée (%)	Long. fissur. intercom. II (mm)	Long. fissur. interconn. trouvée en surface (mm)	Long. fissur. intercom. trouvée à un seuil de 1 mm (mm)	Long. fissur. interconn. trouvée à un seuil de 2 mm (mm)	II/ DI/ DE	DI/ DE trouvés	Épaisseur de paroi nominale trouvée (mm)	Commentaires sur les valeurs trouvées	
MLV 17-25	6430		FCSC-01			FCSC																					
MLV 25-34	8230		FCSC-01			FCSC	3,45	149	337	130		1,70	17,17 %							40			DE	9,90		Trouvé au site d'excavation de la corrosion	
MLV 25-34	8260		FCSC-01			FCSC	8,53	89	41	78		1,00	10,10 %							16			DE	9,90		Trouvé au site d'excavation de la corrosion	
MLV 25-34	8260		FCSC-02			FCSC	8,80	91	39	26		0,80	8,08 %							8			DE	9,90		Trouvé au site d'excavation de la corrosion	
MLV 25-34	8260		FCSC-03			FCSC	9,11	104	460	147		1,20	12,24 %							14			DE	9,80		Trouvé au site d'excavation de la corrosion	
MLV 25-34	8260		FCSC-04			FCSC	9,58	80	80	44		1,20	12,12 %							16			DE	9,90		Trouvé au site d'excavation de la corrosion	
MLV 25-34	8260		FCSC-05			FCSC	14,28	88,5	23	46		0,30	3,16 %							3			DE	9,50		Trouvé au site d'excavation de la corrosion	
MLV 25-34	12930		FCSC-01			FCSC	3,65	142	285	115		1,50	15,63 %							30			DE	9,60			
MLV 25-34	12930		FCSC-02			FCSC	8,23	218	314	139		1,40	14,14 %							28			DE	9,90			
MLV 25-34	14570		FCSC-01			FCSC	0,550	322	74	20		0,90	9,68 %							7			DE	9,30		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-02			FCSC	0,640	322	112	15		0,60	6,45 %							4			DE	9,30		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-03			FCSC	0,790	322	40	12		0,60	6,45 %							3			DE	9,30		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-04			FCSC	0,860	323	497	21		1,10	11,83 %							35			DE	9,30		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-05			FCSC	1,732	322	76	15		0,90	9,57 %							3			DE	9,40		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-06			FCSC	1,865	322	49	14		0,80	8,60 %							2			DE	9,30		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-07			FCSC	2,075	322	123	18		0,50	5,32 %							3			DE	9,40		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-08			FCSC	2,265	322	88	13		0,70	7,45 %							2			DE	9,40		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	14570		FCSC-09			FCSC	2,860	322	146	16		0,50	5,38 %							19			DE	9,30		Fissure adjacente au joint long de la DSAS	
MLV 25-34	107800					Voir les commentaires																				Meulage seuil jusqu'à 1 mm sur 5 colonies à l'extérieur des emplacements détectés par essai TEA; aucune n'avait une longueur de 40 mm à une profondeur de 1 mm.	
MLV 36-41	14670		FCSC-01			FCSC	1,28	319	210	80		0,70	7,14 %							10			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-02			FCSC	1,91	333	40	20		1,40	14,29 %							5			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-03			FCSC	2,1	342	260	75		0,30	3,06 %							2			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-04			FCSC	2,44	323	55	25		0,90	9,18 %							3			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-05			FCSC	3,15	331	120	25		1,00	10,20 %							5			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-06			FCSC	3,69	316	80	45		1,00	10,20 %							5			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-07			FCSC	4,28	313	30	80		0,60	6,12 %							5			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-08			FCSC	4,37	348	35	100		0,80	8,16 %							2			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-09			FCSC	5,67	313	30	90		0,70	7,14 %							5			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-10			FCSC	5,29	327	130	240		1,20	12,24 %							9			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-11			FCSC	8,12	339	30	110		0,60	6,12 %							2			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-12			FCSC	6,36	351	70	20		0,60	6,12 %							3			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-13			FCSC	8,72	350	210	55		0,60	6,12 %							3			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-14			FCSC	6,01	36	40	31		1,50	15,31 %							6			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-15			FCSC	7,3	325	55	80		1,20	12,24 %							3			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-16			FCSC	7,33	311	40	105		0,90	9,18 %							5			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-17			FCSC	7,67	328	70	40		1,10	11,22 %							4			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-18			FCSC	8,05	325	110	45		1,00	10,20 %							6			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-19			FCSC	8,91	310	35	28		0,80	8,16 %							3			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-20			FCSC	9,26	335	30	25		1,50	15,31 %							3			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC21			FCSC	9,34	309	104	46		1,20	12,24 %							9			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-22			FCSC	10,12	15	28	64		0,60	6,12 %							2			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-23			FCSC	2,87	330	30	15		0,70	7,14 %							5			DE	9,80			
MLV 36-41	14670		FCSC-24			FCSC	11,73	337	30	22		0,80	8,16 %							4			DE	9,80			

II = inspection interne  
SC amont = Soudure circulaire en amont  
EP = Épaisseur de la paroi

DI = diamètre interne  
DE = diamètre externe

## **Annexe 5-5**

### **Note de service de Rosen : Déclaration au sujet de fissures non signalées en date du 9 octobre 2013**

Courriel : sklein@roseninspection.net  
Téléphone / télécopieur : +49-591-9136-516 / +49-591-9136-121

ROSEN Technology & Research Center GmbH  
Am Seitenkanal 8  
D-49811 Lingen (Ems)  
Allemagne



## Détection des fissures par la méthode TEA par ROSEN – TransCanada, Énergie Est

### Déclaration au sujet de fissures non signalées

Date : 9 octobre 2013  
De: S. Klein  
À: B. Dupuis, M. Cismaru, N. Shortt, B. DeNault, T. Van Egmond, G. Rosca, B. Yeung,  
A. Odebunm  
Copie à : N. Jansing, J. Grillenberger, N.D. Ronsky

Lors de l'excavation pour mettre à jour le joint 6230, MLV 25-34-4, une colonie FCSC a été détectée. Les figures 1 et 2 illustrent la colonie. La longueur d'interconnexion de la colonie a été établie à 40 mm, pour une longueur de fissure individuelle maximale de 23 mm. La profondeur maximale de meulage a été vérifiée et s'établissait à 18 % (1,79 mm). L'épaisseur réelle de la paroi de la conduite a été mesurée, et était de 9,96 mm. Aucun meulage seuil n'a été réalisé, car la colonie était trop en surface.

La colonie est en deçà des dimensions minimales spécifiées pour le système d'inspection interne.

La colonie est détectée avec une faible amplitude de signal. Selon la procédure établie de classification des signaux pour le système d'inspection interne, elle est classée comme indication de type non-fissure.

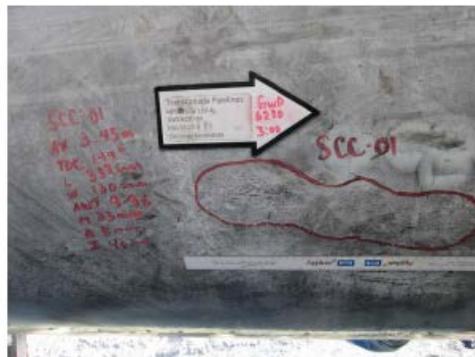


Fig. 1 : Vue de la colonie FCSC



Fig. 2 : Détail de la colonie FCSC

Date : 9 octobre 2013  
Page 2 de 5

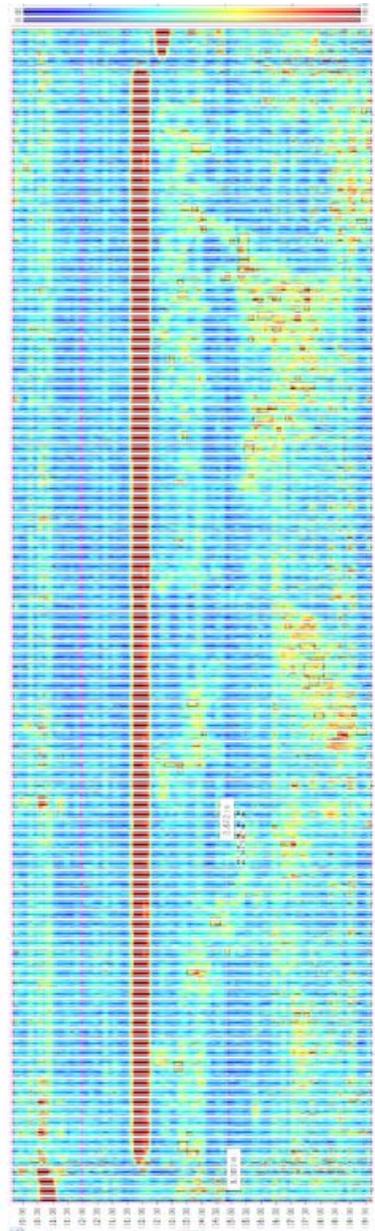
ROSEN Technology & Research Center GmbH  
Am Seitenkanal 8  
D-49811 Lingen (Ems)  
Allemagne



La figure 3 illustre l'analyse C-Scan par réflexion TEA du joint 6230. L'emplacement correspondant à la colonie de fissures à 18 % de profondeur est indiqué à 6,372 m en aval de la soudure circulaire amont. La colonie de fissures a été détectée au cours de la recherche automatisée de caractéristiques pendant l'analyse et le traitement des données TEA. Les figures 4 et 5 montrent l'analyse B-Scan en fréquence et en temps de l'essai TEA, respectivement. La colonie de fissures présente une faible amplitude de signal à l'extrémité inférieure du spectre de fréquences dans les données TEA, et aucune indication de type fissure dans les données AFD (figure 6). Par conséquent, cette indication n'est pas classée comme étant de type fissure, mais plutôt comme une indication de type non-fissure, et elle n'a donc pas été signalée.

Date : 9 octobre 2013  
Page 3 de 5

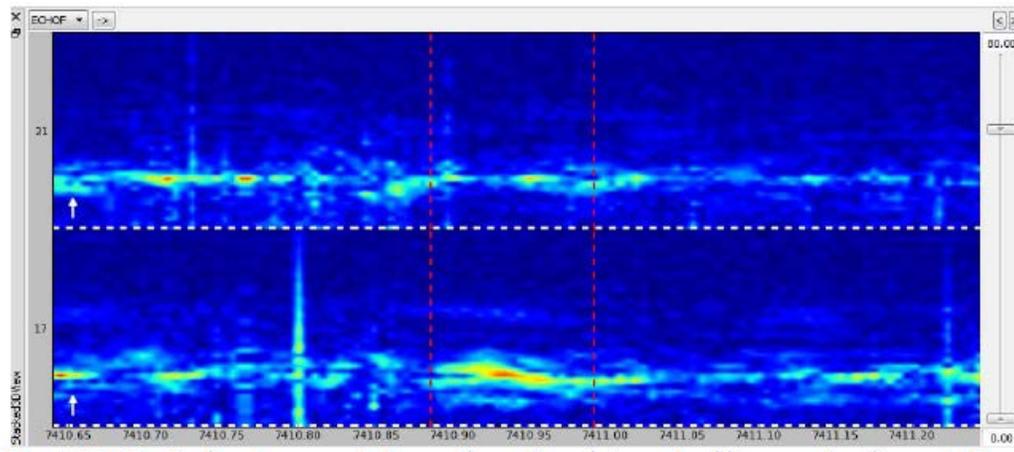
ROSEN Technology & Research Center GmbH  
Am Seitenkanal 8  
D-49811 Lingen (Ems)  
Allemagne



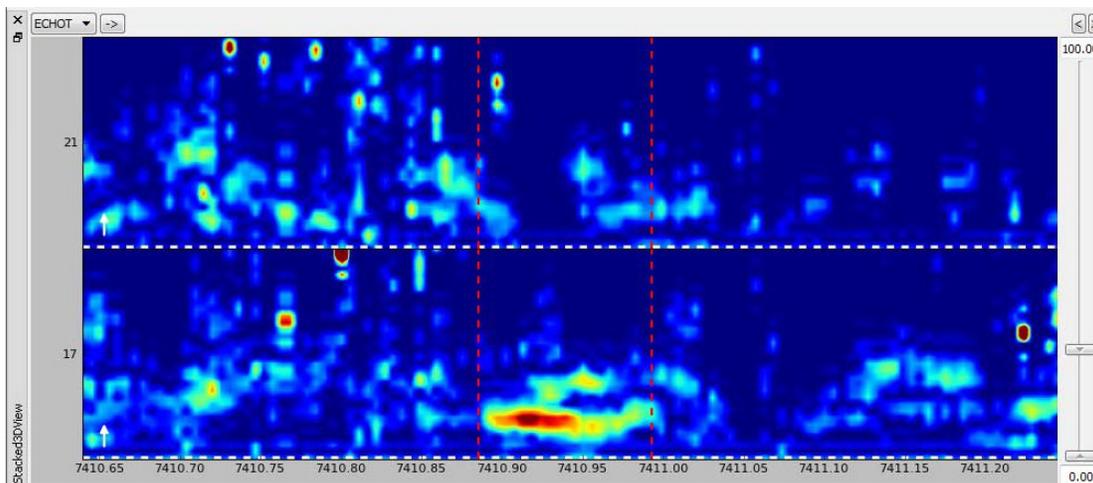
**Figure 3** Analyse C-Scan par réflexion TEA du joint 6230, montrant l'emplacement des figures 1 et 2 à 3,672 m en aval de la soudure circulaire amont. Les indications additionnelles sont désignées comme étant détectées par la recherche automatisée de caractéristiques.

Date : 9 octobre 2013  
Page 4 de 5

ROSEN Technology & Research Center GmbH  
Am Seitenkanal 8  
D-49811 Lingen (Ems)  
Allemagne



**Figure 4 :** Analyse B-Scan en fréquence par réflexion TEA de deux canaux adjacents au même emplacement que sur les figures 1 et 2. La fréquence augmente pour chaque canal, du bas au haut de chaque bande. Le début et la fin de l'indication sont indiqués par des lignes verticales rouges pointillées.



**Fig. 5:** Analyse B-Scan en temps par réflexion TEA de deux canaux adjacents au même emplacement que sur les figures 1 et 2. Le temps augmente pour chaque canal, du bas au haut de chaque bande. Le début et la fin de l'indication sont indiqués par des lignes verticales rouges pointillées.

Date : 9 octobre 2013  
Page 5 de 5

ROSEN Technology & Research Center GmbH  
Am Seitenkanal 8 D-49811 Lingen (Ems)  
Allemagne

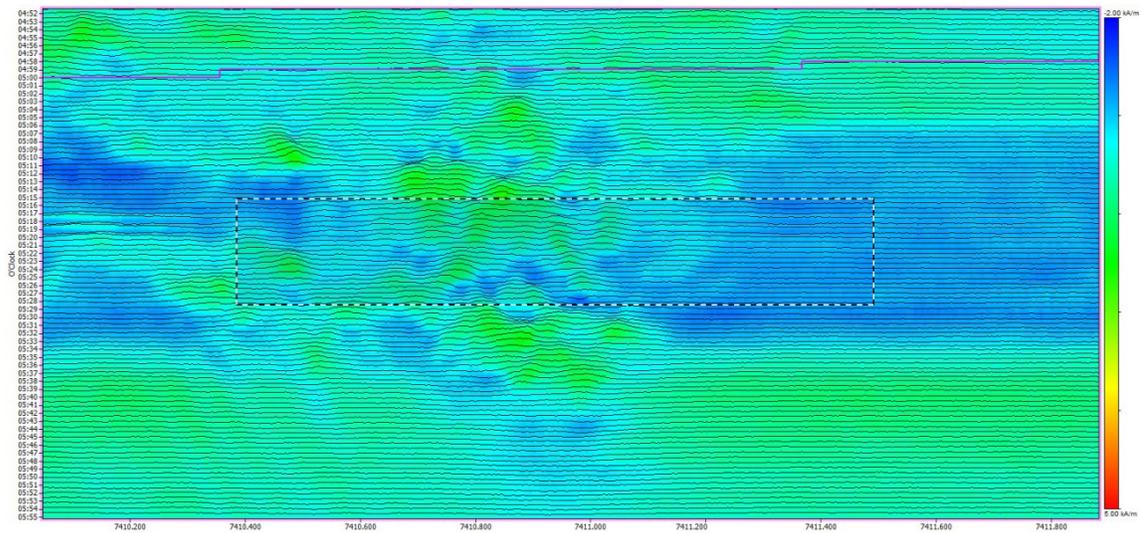


Figure 6 : Analyse C-Scan du signal de magnétisation AFD, au même emplacement qu'aux figures 1 et 2.