



**Pipelines Enbridge inc.**

**Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de  
la capacité de la canalisation 9**

**Mise à jour de l'évaluation technique du pipeline**

**Déposé en vertu de la condition 9 de  
l'ordonnance XO-E101-003-2014 de l'Office national de  
l'énergie**

**16 juin 2014**

## TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE .....	11
2. RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET .....	14
2.1 Contexte du projet .....	14
2.2 Évaluation technique .....	15
3. DOSSIERS DU PIPELINE.....	16
3.1 Spécifications techniques du pipeline .....	16
3.1.1 Propriétés mécaniques.....	16
3.2 Renseignements sur l'exploitation .....	16
3.2.1 Expérience opérationnelle .....	16
3.2.2 Mode de fonctionnement planifié .....	17
3.2.3 Pression d'exploitation future.....	17
3.3 Dossiers sur l'inspection des soudures lors de la construction .....	17
3.4 Dossiers d'exploitation et d'entretien .....	17
3.4.1 Échecs des essais hydrostatiques.....	17
3.4.2 Fuites et ruptures en service.....	17
3.4.3 Historique d'inspection interne .....	18
3.4.4 Gestion des risques opérationnels (mise à jour).....	18
4. ÉVALUATION révisée de l'aptitude fonctionnelle (mise à jour) .....	19
4.1 Identification des menaces.....	19
4.2 Programme de gestion de la corrosion.....	20
4.2.1 Aperçu .....	20
4.2.2 Excavation et critères de réparation .....	22
4.2.3 Résultats de l'inspection de perte de métal .....	24
4.2.4 Exactitude des données d'inspection interne sur la perte de métal .....	27
4.2.5 Probabilité de détection et en fonction de la – Perte de métal .....	32
4.2.6 Détermination de l'intervalle de réévaluation.....	34
4.2.7 Contrôle de la corrosion externe .....	42
4.2.8 Programme de corrosion interne.....	46
4.2.9 Observations et conclusions du programme de perte de métal .....	46
4.3 Programme de gestion des fissures.....	46
4.3.1 Résultats de l'inspection interne de détection de fissures .....	48

4.3.2	Comparaison des données d'inspection interne de détection de fissures de 2012 et 2013 avec les données d'inspection interne de détection de fissures précédentes .....	57
4.3.3	Programme d'excavation et de réparations. ....	63
4.3.4	Évaluation statistique du programme d'excavation .....	70
4.3.5	Résultats du programme de réparation.....	72
4.3.6	Analyse des tendances pour la profondeur et la pression de rupture prévue .....	76
4.3.7	Probabilité de détection (« PDD ») et probabilité de mesure de la profondeur (« PDP »).....	83
4.3.8	Rendement de la technologie d'inspection interne de fissures pour les défauts de fissuration associés à une perte de métal .....	89
4.3.9	Évaluation de la durée de vie restante.....	93
4.3.10	Observations et conclusions du programme d'inspection des fissures.....	104
4.4	Gestion des dommages mécaniques .....	105
4.4.1	Prévention des dommages causés par des tiers .....	105
4.4.2	Inspection des dommages mécaniques .....	105
4.4.3	Résultats du programme de dommages mécaniques.....	107
4.4.4	Résumé et conclusion des dommages mécaniques.....	111
4.5	Programme de gestion des géorisques .....	112
4.5.1	Gestion des pentes.....	112
4.5.2	Gestion des franchissements des cours d'eau .....	112
4.5.3	Gestion de mouvement du pipeline.....	113
4.5.4	Inspections et études sur les géorisques .....	113
4.5.5	Répercussion de l'inversion de la canalisation sur la gestion des géorisques .....	114
5.	ACTIVITÉS PLANIFIÉES AVANT L'INVERSION DU DÉBIT.....	114
6.	CONCLUSION.....	114
7.	RÉFÉRENCES .....	114

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4-1 – Sommaire de l'inspection DDA .....	23
Tableau 4-2 – Critères de réparation de perte de métal d'Enbridge .....	27
Tableau 4-3 – Résumé PDD et PDP pour les outils de détection de perte de métal.....	33
Tableau 4-4 – VPC moyennes et VPC du 95 <sup>e</sup> percentile .....	34
Tableau 4-5 – Lignes directrices de l'industrie sur les VPC externes.....	35
Tableau 4-6 – TPR et intervalles de réévaluation de la profondeur.....	41

Tableau 4-7 – Nomenclature DFUS de la classification des éléments.....	48
Tableau 4-8 – Résumé des éléments déclarés par des outils pour les inspections internes de détection de fissures de 2012 et 2013 (du PNW au TM).....	52
Tableau 4-9 – Comparaison du nombre d'éléments déclarés par des outils lors des inspections de 2012 et 2013 par rapport à celles de 2004, 2005 et 2005.....	58
Tableau 4-10 – Taux de la pression de rupture prévue pour les éléments de fissures (PRP/100 % de la LEMS).....	70
Tableau 4-11 – Résumé des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2012 (CD-ML).....	85
Tableau 4-12 – Résumé des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2012 (HL-CD).....	86
Tableau 4-13 – Résumé des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2012 (NW-HL).....	87
Tableau 4-14 – Sommaire des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2008 (SA-NW).....	89
Tableau 4-15 – Données de pression du trimestre le plus grave pour chaque tronçon de station de pompage (du PNW au TM) .....	97
Tableau 4-16 – Programme d'inspection interne des fissures pour la canalisation 9 (TS-TM)..	104

## LISTE DES FIGURES

Figures 2.1 – Carte du réseau du Projet .....	15
Figure 4.1 – Définition du type d'élément de perte de métal par le Forum des exploitants de pipelines.....	22
Figure 4.2 – Pourcentage des intervalles de profondeur de perte de métal (du PNW au TM) de l'outil PFM sur la canalisation 9 en 2012 .....	24
Figure 4.3 – Pourcentage des intervalles de profondeur de perte de métal (du PNW au TM) de l'outil MPUS sur la canalisation 9 en 2012 .....	25
Figure 4.4 – Pourcentage des intervalles de profondeur de perte de métal (du PNW au TM) de l'outil DDA sur la canalisation 9 en 2012 .....	26
Figure 4.5 – Probabilité de détection en fonction de la profondeur du défaut de perte de métal .....	28
Figure 4.6 – Canalisation 9 du TM au PC 2012 Schéma d'unité .....	29
Figure 4.7 – Schéma d'unité de 2012 pour la Canalisation 9 du PC au PH.....	31

Figure 4.8 – Schéma d'unité de 2012 pour la Canalisation 9 du PH au PNW .....	32
Figure 4.9 – Gravité du TPR prévu en 2017 pour la canalisation 9 du TM au PC .....	37
Figure 4.10 – Gravité de la profondeur prévue en 2018 pour la canalisation 9 du TM au PC .....	37
Figure 4.11 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 du PC au PH .....	38
Figure 4.12 – Gravité de la profondeur prévue en 2019 pour la canalisation 9 du PC au PH .....	38
Figure 4.13 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 du PH au PNW .....	39
Figure 4.14 – Gravité de la profondeur prévue en 2020 pour la canalisation 9 du PH au PNW ..	40
Figure 4.15 – Profil de PMS pour la canalisation 9 (du TS au TM) .....	48
Figure 4.16 – Répartition de la profondeur, tous les éléments déclarés (du PNW au TM) .....	53
Figure 4.17 – Nombre d'éléments déclarés par rapport au chaînage (du PNW au TM) .....	54
Figure 4.18 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (du PNW au TM) .....	55
Figure 4.19 – Nombre d'éléments de zone de fissures par rapport au chaînage (du PNW au TM) .....	56
Figure 4.20 Nombre d'éléments d'indication d'entaille par rapport au chaînage (du PNW au TM) .....	57
Figure 4.21 – Comparaison des profondeurs d'éléments déclarés entre les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006 (du PNW au TM) .....	59
Figure 4.22 – Comparaison du nombre total d'éléments déclarés par rapport au chaînage entre les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006 (du PNW au TM) .....	60
Figure 4.23 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006 .....	61
Figure 4.24 – Éléments de zones de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006 .....	62
Figure 4.25 – Éléments d'indications d'entailles déclarés pour les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006 .....	63
Figure 4.26 – Étalonnage avant usage de la répartition du taux de la pression de rupture prévu (du TM au PC) .....	65
Figure 4.27 – Schéma en boîte représentant la précision de la zone d'éléments présumée dans le calcul PRP .....	66
Figure 4.28 – Schéma en boîte représentant la réduction du niveau conservateur de l'estimation de la PRP des éléments de zones de fissures .....	69

Figure 4.29 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, pour tous les éléments déclarés post-étalonnage (du PNW au TM).....	70
Figure 4.30 – Ratio de distribution de la pression de rupture prévue (Faux négatifs).....	75
Figure 4.31 – Durée de vie restante calculée des éléments faux négatifs.....	76
Figure 4.32 – Schéma d'unité de la profondeur en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (CD-ML).....	77
Figure 4.33 – Schéma d'unité sur l'aptitude à l'emploi en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (CD-ML).....	78
Figure 4.34 – Schéma d'unité sur la profondeur en fonction du programme de détection des fissures en 2013 (HL-CD).....	79
Figure 4.35 – Schéma d'unité sur l'aptitude à l'emploi en fonction du programme de détection des fissures en 2013 (HL-CD).....	79
Figure 4.36 – Schéma d'unité de la profondeur en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (NW-HL).....	80
Figure 4.37 – Schéma d'unité sur l'aptitude à l'emploi en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (NW-HL).....	81
Figure 4.38 – Profondeurs mesurées sur le terrain et profondeurs de l'outil d'inspection interne (fissures et perte de métal) combinées.....	90
Figure 4.39 – Pertinence de la corrélation entre les profondeurs mesurées sur le terrain et celles mesurées par l'outil d'inspection interne (fissures et perte de métal) combinées.....	91
Figure 4.40 – Schémas d'unité de la profondeur selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associées (Du PC au TM).....	92
Figure 4.41 – Pertinence des schémas d'unité selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associées (Du PC au TM).....	93
Figure 4.42 – Résultats du cycle de comptage des demi-cycles pour les quatre stations de pompage du PNW au TM basés sur les données de pression associées au trimestre le plus grave entre 2004 et 2010.....	97
Figure 4.43 Mécanismes de propagation des fissures de fatigue représentés comme le taux de croissance cyclique des fissures ( $da/dN$ ) en fonction de la plage du facteur d'intensité de contrainte ( $\Delta K$ ).....	99
Figure 4.44 Évaluation déterministe de la durée de vie restante des éléments déclarés pour la canalisation lors de la DFUS (du PNW au TM).....	101
Figure 4.45 – Canalisation 9 (du TM au PC), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR.....	108

Figure 4.46 – Canalisation 9 (du PC au PH), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR. ....	109
Figure 4.47 – Canalisation 9 (du PH au PNW), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du BH Gemini. ....	110

## GLOSSAIRE

<b>DDA</b>	Détection des défauts axiaux
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>Office</b>	Office national de l'énergie
<b>bpj</b>	barils par jour
<b>PC</b>	Poste de Cardinal
<b>DFUS</b>	Outil de détection de fissures UltraScan
<b>ZF</b>	Zone de fissure
<b>VPC</b>	Vitesse de propagation de la corrosion
<b>IF</b>	Indication de fissures
<b>PC</b>	Protection cathodique
<b>ECV en pi-lb</b>	Essais Charpy V
<b>CIC</b>	Corrosion interne des conduites
<b>DNV</b>	Rapport diamètre/épaisseur
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Det Norske Veritas Ltée (Canada)
<b>ET</b>	Évaluation technique
<b>SRÉ</b>	Soudage par étincelage électrique
<b>Enbridge</b>	Pipelines Enbridge inc.
<b>SRÉ</b>	Matrices de résistances électriques
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Évaluation de l'aptitude fonctionnelle
<b>GE</b>	GE Oil & Gas, PII Pipeline Solutions
<b>ZAC</b>	Zone affectée par la chaleur
<b>ZGC</b>	Zone sujette à de graves conséquences
<b>PH</b>	Poste de Hilton
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Inspection interne
<b>UMI</b>	Unité de mesure inertielle
<b>PIV</b>	Positionnement intelligent de vannes
<b>RI</b>	Tension
<b>J<sub>c</sub></b>	Résistance à la fracture Intégrale – J critique
<b>PK</b>	Poteau kilométrique
<b>Canalisation 9</b>	Canalisation 9
<b>Canalisation 9A</b>	Canalisation 9A
<b>Canalisation 9B</b>	Canalisation 9 B
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Soudure de joint longitudinal

## GLOSSAIRE

<b>m<sup>3</sup></b>	mètre cube
<b>mV</b>	millivolt 1/1000 de volt
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Bosselures à sommets multiples
<b>PGDM</b>	Plan de gestion des dommages mécaniques
<b>PFM</b>	Perte de flux magnétique
<b>TM</b>	Terminal de Montréal
<b>VCP</b>	Vanne de canalisation principale
<b>PMS</b>	Pression maximale de service
<b>MpPa</b>	Mégapascal
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Corrosion étroite sur la paroi externe dans l'axe de la conduite
<b>NACE</b>	National Association of Corrosion Engineers
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Indéterminable
<b>END</b>	Examen non destructif
<b>ONÉ</b>	Office national de l'énergie
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Indication d'entailles
<b>PNW</b>	Poste de North Westover
<b>EPN</b>	Épaisseur de la paroi nominale
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Diamètre extérieur
<b>Ordonnance</b>	Ordonnance XO-E101-003-2014 de l'ONÉ
<b>PSP</b>	Programme de sensibilisation publique
<b>RCP</b>	Remplacements de cellule de polarisation
<b>Ruban de polyéthylène</b>	Ruban de polyéthylène
<b>PRP</b>	Pression de rupture prévue
<b>TPRP</b>	Taux de la pression de rupture prévue
<b>PDD</b>	Probabilité de détection
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Probabilité de détection
<b>PDP</b>	Probabilité de de mesure de la profondeur
<b>PRCI</b>	Pipeline Research Council International
<b>Projet</b>	Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9
<b>psi</b>	livres par pouce carré
<b>CDC</b>	Comptage des demi-cycles
<b>USD</b>	unité de surveillance à distance

## GLOSSAIRE

<b>[pas de sigle en fr]</b>	Emprise
<b>TM</b>	Ratio de distribution de la pression de rupture prévue divisé par 100 % de la LEMS
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Sédiments et eau
<b>TS</b>	Terminal de Sarnia
<b>FCC</b>	Fissures par corrosion sous contrainte
<b>LEMS</b>	Limite minimale d'élasticité spécifiée
<b>PT</b>	Poste de Terrebonne
<b>DFUS</b>	Outil de détection de fissures UltraScan
<b>MPUS</b>	Mesure des parois ultrasonique
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Ultrasonique
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Plan gestion des franchissements des cours d'eau
<b>[pas de sigle en fr]</b>	Épaisseur de la paroi

## SOMMAIRE

Ce document détaille la mise à jour d'une évaluation technique (« ET ») de la canalisation 9 du terminal de Sarnia (« TS ») et du terminal de Montréal (« TM ») (« canalisation 9 ») (« ET à jour »). L'ET à jour révisé et met à jour les ET précédemment présentés à l'Office national de l'énergie (« l'ONÉ » ou « l'Office ») en 2012 pour la canalisation 9A<sup>1</sup> et la canalisation 9B<sup>2</sup>, respectivement (les « ET originales ». Les mises à jour comprennent les analyses des inspections internes pour la perte de métal, la fissuration et les dommages mécaniques les plus récents.

En mars 2014, à la suite de l'instance OH-002-2013 de l'ONÉ, le Projet (« Projet ») d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 a été approuvé en vertu de l'ordonnance XO-E101-003-2014 (« ordonnance »). La condition 9 de l'ordonnance stipule que :

Au moins 90 jours avant de déposer sa demande d'autorisation de mise en service, Enbridge doit présenter à l'Office une évaluation technique à jour du pipeline, dans un format semblable à celui de l'évaluation technique de la canalisation 9B. L'évaluation technique à jour doit s'appuyer sur les inspections internes et les travaux d'excavation réalisés par Enbridge sur la canalisation 9 en 2012 et en 2013 entre les terminaux de Sarnia et de Montréal. L'ET à jour doit comprendre, sans s'y limiter :

a) une analyse de la vie utile restante qui tient compte des caractéristiques connexes de manière à illustrer que le pipeline qui relie les terminaux de Sarnia et de Montréal peut être mis en service dans le sens d'écoulement inversé aux pressions maximales de service (PMS) approuvées par l'Office. Si Enbridge souhaite demander que les pressions de service soient différentes dans cette analyse, elle doit motiver cette demande;

---

<sup>1</sup> La présente ET à jour repose sur l'[Évaluation technique](#) du Projet pour la canalisation 9A, déposée auprès de l'ONÉ le 5 mars 2012, dépôt ID A2Q77.

Enbridge a aussi déposé une [Évaluation technique visant la canalisation 9A](#) le 8 août 2011, pièce B-01H, dépôt ID A2COV7 et, en réponse à la condition 8 de l'ordonnance XO-E101-010-2012 de l'ONÉ, elle a déposé la mise à jour de l'évaluation technique (« [Rapport sommaire](#) en vertu de la condition 8 ») le 12 juin 2013, comme renseignement supplémentaire à l'évaluation technique du 7 mars 2012, dépôt ID A52381

<sup>2</sup> L'[Évaluation technique](#) du Projet pour la canalisation 9B a été déposée auprès de l'ONÉ, pièce B1-15, le 12 novembre 2012, dépôt ID A3D7J4

- b) une analyse du taux de pression de rupture prévu pour le pipeline par rapport aux menaces à l'intégrité (y compris les menaces connexes) en utilisant comme référence 100 % de la limite élastique minimale;
- c) le rendement des outils d'inspection interne, y compris leur probabilité de détection et leur probabilité de mesure de la profondeur;
- d) des schémas d'unité d'outils de terrain d'outils de terrain pour les fissures et la corrosion, y compris la profondeur et la longueur et;
- e) les résultats de l'inspection annuelle menée en 2012 à l'égard du réseau de protection cathodique.

Le présent rapport fourni l'ET à jour demandée pour toute la canalisation 9 entre le TS et le TM.

Semblable aux ET originales, l'ET à jour démontre que le Projet, qui comprend l'ajout possible de produits bruts lourds à la canalisation 9, est techniquement acceptable et répond à toutes les exigences réglementaires de sécurité. Tel que précisé dans la demande faite à l'ONÉ pour le Projet, le tronçon de 833 km de la canalisation 9 entre le TS et le TM répond aux critères d'aptitude fonctionnelle sans égard à la direction du débit, le produit transporté ou la capacité annuelle du pipeline. Cette conclusion s'appuie sur les résultats de l'ET à jour tels que présentés dans ce document.

En résumé, l'ET à jour conclut que :

- Le Projet répond à toutes les exigences réglementaires de sécurité;
- Les données d'inspection internes de 2012-2013, les analyses associées et l'important programme d'excavation réaffirment que l'exploitation de la canalisation 9 est fiable et sécuritaire pour l'inversion du sens d'écoulement, selon les ET originales;
- les outils d'inspection interne à haute résolution et les processus employés par Pipelines Enbridge inc. (« Enbridge ») sont adéquats et efficaces pour gérer les menaces pour la canalisation 9.

Le résumé suivant de l'évaluation de l'intégrité de l'aptitude fonctionnelle complétée depuis que les ET originales ont été déposées à l'ONÉ :

### **Mile Post**

La canalisation 9 a été inspectée et évaluée à plusieurs reprises à l'aide d'une technologie de pointe pour surveiller, identifier et atténuer les menaces possibles associées à la perte de métal. Les programmes de surveillance et de prévention tels que le programme de protection cathodique et de corrosion interne, portant sur les inspections internes et les importants programmes d'excavation utilisés depuis 1979, ont démontré leur efficacité en matière de gestion de perte de métal sur la canalisation 9. Depuis les 13 dernières années, 22 inspections

liées à la perte de métal ont été menées à l'aide d'une technologie à haute résolution sur la canalisation 9. Récemment, chaque tronçon de la canalisation 9 a été inspecté pour détecter toute perte de métal. Ces inspections ont été menées avec trois outils d'inspection interne différents, provenant de trois fournisseurs différents afin d'accroître l'efficacité du programme et d'atténuer la perte de métal.

L'intervalle entre chaque inspection interne est prévu de façon à ce que toute anomalie puisse être identifiée et atténuée de manière rapide et efficace. Les résultats obtenus démontrent l'efficacité des inspections internes et des programmes d'excavation actuels en matière de gestion de l'intégrité des éléments de perte de métal sur la canalisation 9; aucun défaut ou aucune défectuosité majeurs n'a été signalé par l'outil ou observé sur le terrain. Les programmes établis en vue de gérer la corrosion interne et externe dans le réseau de pipelines d'Enbridge sont adaptés de manière à respecter ou à dépasser les exigences en vigueur quant à la pression maximale de service (« PMS ») sur toute la longueur de la canalisation 9. Comme le Projet ne requiert pas de modifications de la PMS, la corrosion peut être gérée de manière appropriée à l'aide du programme de gestion de la corrosion du pipeline en question. Les résultats de l'ET dans le présent document soutiennent cette évaluation.

### **Menace de fissuration**

La canalisation 9 a été inspectée avec la meilleure technologie disponible et les programmes actuels de prévention, de suivi et d'atténuation ont été développés grâce à l'expérience d'Enbridge en matière de gestion de l'intégrité. Depuis l'achèvement des ET originales, les tronçons de la canalisation 9 ont été inspectés à l'aide d'outils de détection de fissure à haute résolution, suivis de l'élaboration de programmes d'excavation exploratoire sur le terrain. Les résultats provenant des programmes d'excavation sur le terrain ont été utilisés pour la sélection de critères d'étalonnage conformes à la norme API 1163 « In-line Inspection Systems Qualification Standard ». Plus de détails sur l'étalonnage seront fournis dans le présent ET à jour. Les résultats provenant d'études sur le terrain faites au moyen d'un examen non destructif (« END ») et réalisées sur 308 sites d'excavation, sont présentés dans cette ET à jour. Aucun seuil de défectuosité ou de défaut (c.-à-d. aucun élément avec une pression de rupture prévue (« PRP ») inférieure à 125 % de la PMS) n'a été observé sur le terrain.

Le programme d'inspection interne de détection des fissures a démontré un très haut degré d'efficacité. Compte tenu de l'efficacité de l'outil d'inspection interne des fissures, des mesures supplémentaires d'atténuation des risques par essais hydrostatiques ne sont pas recommandées ou requises pour gérer les fissures de la canalisation 9. Les programmes établis en vue de gérer la fissuration causée par l'usure et la fissuration causée par l'environnement, comme la fissuration par corrosion sous contrainte (« FCC »), sur le réseau de pipelines d'Enbridge sont adaptés de manière à respecter ou à dépasser les coefficients de sécurité exigés sur toute la longueur de la canalisation 9. Ainsi, les programmes actuels sont appropriés et adéquats. Les résultats obtenus par l'ET à jour sont basés sur les plus récentes inspections internes et sur les programmes d'excavation associés. Les évaluations du rendement des outils

et de la durée de vie restante présentées dans le présent document soutiennent cette évaluation.

### **Dommmage mécanique**

La surveillance et l'identification des dommages mécaniques sur la canalisation 9 ont été exécutées à de multiples reprises en utilisant des compas d'épaisseur d'inspection interne à haute résolution. Depuis 1975, 50 inspections ont été menées. Les leçons retenues des incidents antérieurs relatifs au dommage mécanique nous permettent de comprendre les dangers importants qui doivent être gérés sur la canalisation 9.

L'intégration des progrès de l'industrie basés sur l'amélioration de méthodes d'évaluation a fait progresser Enbridge et l'a aidé à améliorer ses programmes d'évaluation des dommages mécaniques. Le succès de ces améliorations a été démontré récemment à la suite de la découverte d'une bosselure et fissure sur la paroi inférieure de la canalisation 9 qui avait traversé la paroi lorsque le dispositif de retenue a été enlevé lors de procédures d'excavation planifiées et contrôlées. Le site d'excavation a été identifié grâce à de multiples critères de sélection contenus dans le plan de gestion des dommages mécaniques et est expliqué plus loin dans le présent rapport.

Les programmes établis en vue de gérer le risque associé au dommage mécanique, y compris les dommages causés par un tiers, ne seront pas modifiés par le Projet. La menace de dommage mécanique sur la totalité de la canalisation 9 n'augmentera pas en raison de l'inversion du débit du pipeline. Les résultats de l'ET dans le présent document soutiennent cette évaluation.

### **Activités planifiées avant l'inversion du débit**

Les engagements d'Enbridge pris dans les ET originales concernant les activités prévues avant l'inversion ont été complétées ou sont en voie de l'être.

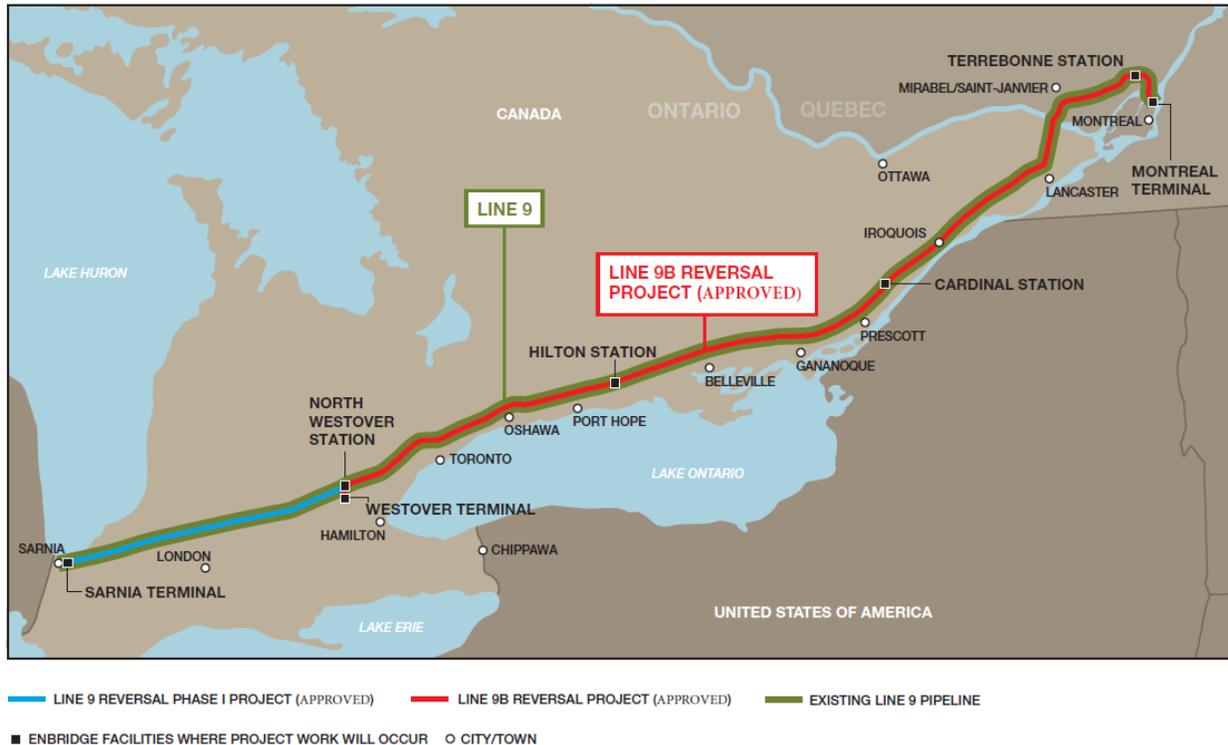
## **2. RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET**

### **2.1 Contexte du projet**

Enbridge a demandé à L'ONÉ le 29 novembre 2012, d'inverser le sens d'écoulement d'un tronçon de la canalisation 9 qui se situe entre North Westover « PNW », en Ontario, et le terminal de Montréal, au Québec (« canalisation 9B ») et d'accroître simultanément la capacité annuelle globale de la canalisation 9 du TS au TM.

Ce pipeline de 762 mm (NPS 30), présenté à la Figure 2.1, a été construit en 1975 et mis en service en 1976, et le débit s'écoulait à l'origine vers l'est. En 1999, le sens d'écoulement du pipeline a été inversé vers l'ouest à la suite de l'instance OH-2-97 de l'ONÉ et en vertu de l'ordonnance XO-J1-34-97.

Le 27 juillet 2012, l'ONÉ a approuvé une demande indépendante d'Enbridge visant l'inversion d'un tronçon de 194 kilomètres de la canalisation 9A en vertu de l'ordonnance XO-E101-010-2012 (la « Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 »).



Figures 2.1 – Carte du réseau du Projet

## 2.2 Évaluation technique

L'ET à jour pour la canalisation 9 a été menée conformément à l'article 3.3 de la norme CSA Z662-11 « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz » et comprend les éléments suivants :

- examen des fiches historiques et de gestion de l'intégrité du pipeline;
- identification des menaces;
- évaluation de l'aptitude fonctionnelle et incidence de l'inversion de la canalisation sur les menaces identifiées.

L'examen des dossiers historiques portait une attention particulière sur la conception, les matériaux, la construction, les essais sous pression, l'exploitation, l'inspection et les historiques d'entretien de la canalisation 9.

L'examen des dossiers de gestion de l'intégrité du pipeline comprenait :

- une évaluation des conclusions des inspections des pertes de métal menées en 2012;
- une évaluation des conclusions des inspections de l'état géométrique menées en 2012;
- une évaluation des conclusions des inspections de la fissuration menées en 2012 et 2013.

Remarque : le tronçon du pipeline entre le TS et le PNW a été inspecté en 2014 pour repérer toute perte de métal, déformation ou fissuration. Les rapports finaux de ces inspections sont attendus en juin 2014, mais ils n'étaient toujours pas disponibles au moment de rédiger ce rapport, et n'ont donc pas été inclus au présent document. Les résultats de la durée de vie restante pour ce tronçon de la canalisation 9 seront présentés à l'ONÉ dans les 18 mois après avoir reçu l'autorisation de mise en service de l'ONÉ tel que le demande la condition 28 de l'ordonnance.

### **3. DOSSIERS DU PIPELINE**

Veuillez consulter la rubrique 3 des ET originales.

#### **3.1 Spécifications techniques du pipeline**

Veuillez consulter la rubrique 3.1 des ET originales.

##### **3.1.1 Propriétés mécaniques**

Veuillez consulter la rubrique 3.1 des ET originales.

#### **3.2 Renseignements sur l'exploitation**

##### **3.2.1 Expérience opérationnelle**

La canalisation 9 entre le TS et le TM a été construite en 1975 et mise en service en 1976 dans le cadre de la conception du réseau de canalisation d'Enbridge. Elle a été construite et conçue pour transporter le pétrole brut de l'Ouest canadien, de Sarnia à Montréal. En 1976, le pipeline a fait l'objet d'essais hydrostatiques pour satisfaire aux exigences d'essai hydrostatique de construction et pour atteindre le profil d'essai hydrostatique maximal accepté pour le service de l'ONÉ, soit de fonctionner à 80 % ou moins de la valeur de pression prouvée.

En juillet 1991, la canalisation 9 a été mise hors service, puis elle a été remise en service deux ans plus tard, en 1993. Pendant cette période, la purge de la canalisation s'est poursuivie à l'aide d'azote à une pression constante de 200 kPa (29 psi) et elle a été protégée à l'extérieur à l'aide d'une protection cathodique (PC).

En 1997, un deuxième essai hydrostatique a été effectué sur la canalisation 9 dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9 OH-2-97 et conformément à l'ordonnance X0-JI-34-97. À

la suite de l'inversion, la canalisation 9 s'écoulait vers l'ouest, en direction du TS, transportant du condensat et du pétrole brut sulfureux et peu sulfureux.

L'intégrité du pipeline a été maintenue grâce à une combinaison de programmes de prévention, de suivi et d'atténuation.

### **3.2.2 Mode de fonctionnement planifié**

La canalisation 9 devrait transporter 47 696 m<sup>3</sup>/jour (300 000 barils par jour [« bpj »]) en moyenne annuellement en fonction du débit original vers l'est, selon la demande commerciale.

### **3.2.3 Pression d'exploitation future**

Lors de l'inversion de débit, la PMS entre le TS et le TM sera maintenue aux pressions précisées dans le document de mise en service de la canalisation 9, en 1999.<sup>3</sup>

## **3.3 Dossiers sur l'inspection des soudures lors de la construction**

Veillez consulter la rubrique 3.4 de l'ET originale de la canalisation 9A et la rubrique 3.3 de l'ET originale de la canalisation 9B.

## **3.4 Dossiers d'exploitation et d'entretien**

### **3.4.1 Échecs des essais hydrostatiques**

Veillez consulter la rubrique 3.5.1 de l'ET originale de la canalisation 9A et la rubrique 3.4.1 de l'ET originale de la canalisation 9B.

### **3.4.2 Fuites et ruptures en service**

Veillez consulter la rubrique 3.5.2 de l'ET originale de la canalisation 9A et la rubrique 3.4.2 de l'ET originale de la canalisation 9B. Le Tableau 3-2 de l'ET originale de la canalisation 9B a été ultérieurement mis à jour.<sup>4</sup>

En septembre 2013, une fissure logée dans une bosselure a traversé l'épaisseur de la paroi quand le dispositif d'ancrage ou le pénétrateur ont été enlevés lors des activités END. D'autres détails sont fournis dans la Section 4.4 de cette ET à jour.

---

<sup>3</sup> Les ordonnances PLO-E101-99, OPLO-E101-14-99 et OPSO-E101-9-99 à OPSO-E101-14-99 de l'ONÉ datées du 10 août 1999, ont autorisé la mise en service des installations découlant du Projet d'inversion de la canalisation 9.

<sup>4</sup> Prière de consulter la réponse de l'[Ontario DR 1.8.a](#), dépôt ID A317A5.

### **3.4.3 Historique d'inspection interne**

Veillez consulter la rubrique 3.5.3 de l'ET originale de la canalisation 9A et la rubrique 3.4.3 de l'ET originale de la canalisation 9B.

Chaque tronçon de la canalisation 9 a été inspecté pour repérer toute perte de métal, fissure et dommage mécanique entre 2012 et 2014. Les inspections liées à la perte de métal comprenaient trois outils d'inspection à haute résolution : l'outil de mesure de la perte de flux magnétique (« PFM »), l'outil de mesure des parois par ultrason (« MPUS ») et l'outil de détection des défauts axiaux (« DDA »). Ces outils visent à améliorer l'efficacité des programmes d'inspection de perte de métal. Tandis que les inspections de la fissuration des dommages mécaniques ont été menées avec un outil de détection de fissures Ultrascan (« DFUS ») et des compas d'épaisseur, respectivement.

### **3.4.4 Gestion des risques opérationnels (mise à jour)**

Le modèle d'évaluation des risques du pipeline élaboré par le service de Gestion des risques opérationnels tient compte des résultats des analyses de la corrosion, de la fissuration et des dommages mécaniques compris dans le Plan de gestion de l'intégrité du pipeline ainsi que : a) d'autres menaces potentielles au pipeline (y compris les dommages causés par des tiers, les mouvements sur le terrain, les forces naturelles, les erreurs d'exploitation) et b) les conséquences possibles de ces menaces au pipeline (notamment les incidences sur la population, l'environnement et les entreprises).

La vulnérabilité du pipeline à la corrosion externe et interne demeure inchangée après l'inversion de la canalisation 9.

Les risques d'amorce ou de croissance de fissures diminuent pour les tronçons de la conduite qui se trouvent du côté refoulement actuel de la pompe et augmentent pour les tronçons de conduite qui sont du côté succion actuel de la pompe. Dans l'ensemble, puisque la majorité des éléments de fissures actuelles se trouvent aux postes de refoulement, il y aurait une diminution nette de la probabilité de formation de fissures associées à l'inversion du pipeline. Pour préparer ce Projet, des excavations exploratoires sont actuellement menées sur ces éléments. À long terme, Enbridge continuera de surveiller l'apparition de nouvelles fissures sur les côtés refoulement et succion et fera le nécessaire pour atténuer les risques.

Les facteurs de risque associés aux forces naturelles, à l'exploitation du système, aux accessoires connexes, aux tiers et aux menaces de mouvement du sol devraient être minimales à la suite de l'inversion proposée.

La conséquence de rupture ne dépend pas de la direction de l'écoulement, mais plutôt de l'accroissement de la capacité. Ainsi, aucun changement néfaste ne résulterait de l'inversion de la canalisation 9, mais elle augmenterait de volume dû à l'accroissement de sa capacité. En réponse à l'augmentation des risques, Enbridge a mené une analyse sur le positionnement intelligent de vannes (« PIV ») sur la canalisation 9 entre le TS et le TM, tel que précisé dans la

méthodologie PIV déposée conformément à la condition 16.<sup>5</sup> À la suite de cette analyse, il a été convenu que des valves supplémentaires seront placées le long de la canalisation 9 avant que le Projet ne démarre, ce qui réduira de façon marquée la possibilité de conséquences néfastes. L'analyse du positionnement intelligent de vannes sur la canalisation 9 et le positionnement de vannes entre le TS et le TM se déroulent de façon indépendante du Projet.

Dans l'ensemble, les modifications dans les risques découlant du projet sont minimales et les stratégies de contrôle et d'atténuation des risques actuellement mises en application par Enbridge tiennent compte de ces risques.

#### **4. ÉVALUATION RÉVISÉE DE L'APTITUDE FONCTIONNELLE (MISE À JOUR)**

##### **4.1 Identification des menaces**

L'inversion du sens d'écoulement et le profil de pression d'exploitation du pipeline, ainsi que l'augmentation de la capacité annuelle, ne nécessitent pas de modification de la PMS existante. Toutefois, l'inversion du sens d'écoulement se traduira par des tronçons de pipeline exploités à des pressions plus élevées que celles récemment connues, mais semblables aux pressions connues lorsque la canalisation a été mise en service à l'origine. Ainsi, une évaluation d'identification des menaces a été menée afin d'identifier et d'évaluer les éléments et les mécanismes de défaillance qui peuvent devenir plus sensibles en raison du changement dans le profil de pression. À l'aide de la terminologie de l'Annexe H (H.2.6.1) de la norme CSA Z662-11, l'effet du Projet a été évalué sur les principales causes de défaillance du pipeline identifiées ci-après :

- perte de métal;
- fissures;
- interférences externes;
- matériel ou fabrication;
- construction;
- défaillance géotechnique.

En plus de gérer les menaces individuelles, les éléments connexes ou en interaction sont gérés à l'aide de diverses composantes des programmes de gestion de l'intégrité d'Enbridge. Enbridge gère les menaces potentielles concernant les éléments connexes de la façon suivante :

---

<sup>5</sup> Les [Méthodologies et résultats du positionnement intelligent de vannes sur la canalisation 9](#) ont été déposés à l'ONÉ le 9 juin 2014 (Dépôt ID A60981)

- Un processus d'intégration des menaces correspondant aux données d'inspection interne et les combinant afin de déterminer les éléments connexes et en interaction. Les éléments identifiés à l'aide de ce processus sont évalués et inclus de façon appropriée aux programmes d'excavations exploratoires.
- L'évaluation et l'excavation des éléments identifiés comme étant connexes par les fournisseurs d'inspections internes (p. ex. bosselure avec perte de métal).
- Enbridge reconnaît la possibilité que les éléments de fissures que déclarent les inspections internes connexes avec la perte de métal; ainsi, l'évaluation de la durée de vie restante de tous les éléments de fissures non excavés inclut une évaluation en fonction du mécanisme de fissures de fatigue et du mécanisme de fissuration causée par l'environnement (c'est-à-dire les fissures par corrosion sous contrainte). Ainsi, la croissance générale associée aux éléments connexes est modélisée adéquatement.

Les menaces possibles relevées ont été évaluées en fonction de leur caractère approprié pour le service après l'inversion du sens d'écoulement et les détails de validation des éléments individuels et des mécanismes de menace sont décrits aux présentes.

## **4.2 Programme de gestion de la corrosion**

### **4.2.1 Aperçu**

La perte de métal du pipeline est gérée par Enbridge par le biais de programmes complets de prévention, de contrôle et d'atténuation. Les mesures préventives, de contrôle et d'atténuation pour la corrosion externe comprennent :

- un revêtement protecteur extérieur;
- un système de protection cathodique installé et entretenu selon les normes d'Enbridge;
- les inspections internes de routine utilisant la technologie de la PFM à haute résolution et la technologie d'inspection interne à ultrasons;
- les programmes d'excavation exploratoire et de réparations.

Les mesures de prévention, de suivi et d'atténuation de la corrosion interne incluent :

- les limites tarifaires sur le contenu en eau et en sédiments;
- la surveillance systématique, le nettoyage de la canalisation et l'inhibition chimique (au besoin);
- tests sur les lots de pétrole;

- les inspections internes de routine utilisant la technologie de la PFM à haute résolution et la technologie d'inspection interne à ultrasons;
- les programmes d'excavation exploratoire et de réparations.

Les informations détaillées concernant de l'état de l'intégrité du pipeline sont obtenues grâce aux inspections internes de perte de métal à haute résolution. Il y a eu 38 passages d'inspection interne pour la perte de métal effectués sur la canalisation 9 depuis 1979 avec 22 inspections à haute résolution complétées au cours des 13 dernières années. Ces inspections et les programmes d'atténuation associés ont été efficaces dans la gestion de perte de métal sur la canalisation 9. Comme l'indique la Figure 4.1, les éléments de perte de métal peuvent être classifiés selon leurs morphologies (c.-à-d. longueur et largeur) selon la définition du Forum des exploitants de pipelines (Pipeline Operators Forum)<sup>6</sup>. Chaque technologie de perte de métal est mieux adaptée pour certains types de morphologies. Pour s'assurer de traiter toutes les morphologies et de maximiser la fiabilité associée aux technologies de perte de métal disponibles, Enbridge a inspecté la canalisation 9 avec trois outils différents (c.-à-d., PFM, ultrasons et PFM circonférentiel). Le résultat étant, qu'à l'exception des plus minuscules, tous les éléments de perte de métal sont détectables. Les zones de couleur bleue claire de la Figure 4.1 représentent le large éventail de couverture en combinant les capacités des outils de PFM, ultrasons et PFM circonférentiel. Enbridge, avec l'industrie, continue de travailler à l'amélioration de la capacité des technologies de l'outil d'inspection interne des pertes en métal pour caractériser de manière fiable les éléments de piqûre de corrosion.

Pour les programmes les plus récents, chaque segment de la canalisation 9 a été inspecté en utilisant les trois technologies de perte de métal (c.-à-d., PFM, ultrasons et PFM circonférentiel) afin d'augmenter la fiabilité des programmes de perte de métal à gérer efficacement les menaces potentielles associées à la perte de métal. L'outil DDA est un outil PFM circonférentiel exclusif de Rosen.

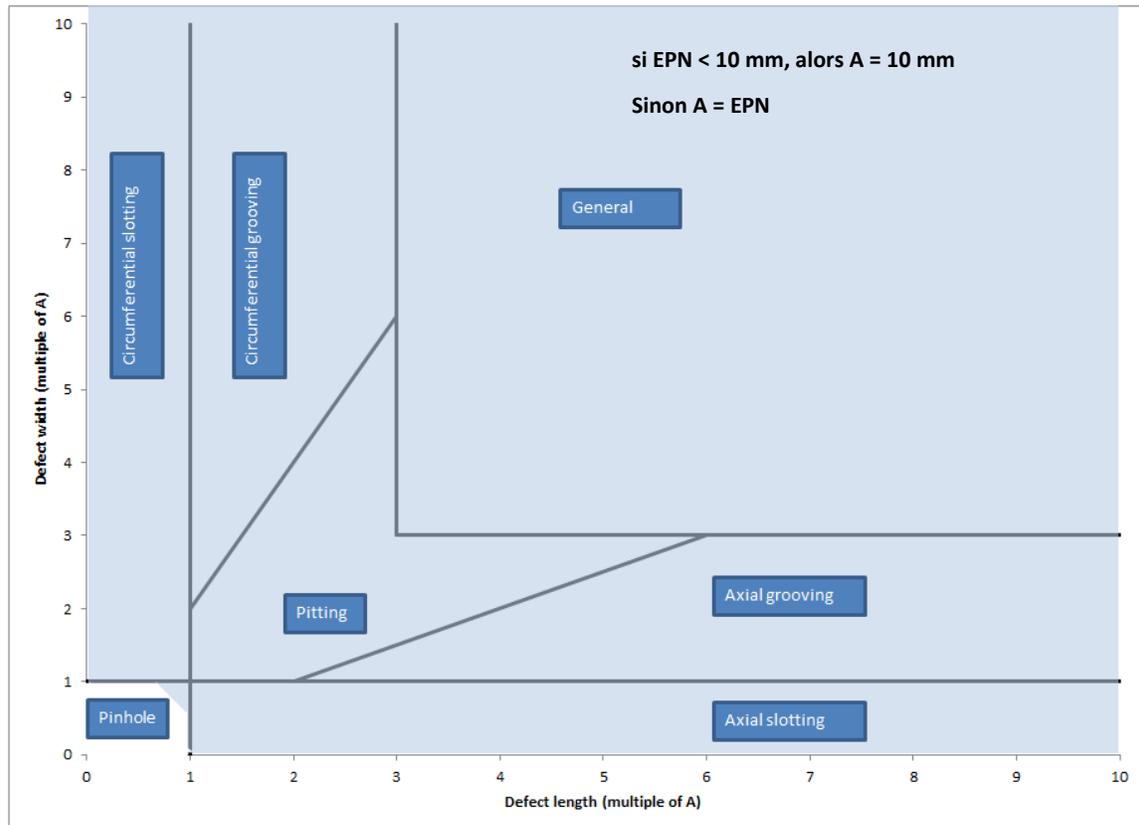
Le tronçon de la canalisation entre le TS et le PNW a été récemment inspecté pour la perte de métal en février et mars 2014. Les rapports finaux n'étaient pas disponibles au moment de la rédaction de l'ET à jour, par conséquent, les résultats de ces inspections ne sont pas inclus dans l'ET à jour. Ce tronçon de la canalisation 9 a été précédemment inspecté avec les outils PFM et

---

<sup>6</sup> Le Forum des exploitants de pipelines est un forum informel à but non lucratif qui permet aux ingénieurs de l'intégrité des pipelines de partager et de construire les meilleures pratiques, ce qui augmente le niveau de gestion de l'intégrité des pipelines dans le monde (<http://www.pipelineoperators.org/>). Les classifications de perte de métal ont été adaptées à partir du document « Specification and Requirements for Intelligent pig inspections of Pipelines » publié par le Forum.

ultrason en 2007, et a été exploité en toute sécurité et de manière fiable dans le sens d'écoulement inversé depuis le 1<sup>er</sup> août 2013.

Les tronçons de la canalisation 9 entre le PNW et le TM ont tous été inspectés en 2012, et les résultats de ces inspections sont présentés à la Section 4.2.3 de l'ET mise à jour.



**Figure 4.1 – Définition du type d'élément de perte de métal par le Forum des exploitants de pipelines**

#### 4.2.2 Excavation et critères de réparation

Les éléments de perte de métal identifiés par les outils d'inspection interne avec des valeurs de taux de pression de rupture (« TPR »)<sup>7</sup> qui sont égales ou inférieures à 1,0 ou ont des profondeurs égales ou supérieures à 50 % de l'épaisseur de la paroi (« EP ») de la canalisation

<sup>7</sup> Le TPR est défini comme étant le taux de pression de rupture prévue d'une anomalie divisée par la pression nécessaire pour atteindre la contrainte de la paroi de la conduite équivalent à 100 % de la LEMS. Un TPR de 1,0 est équivalent à une pression sur la paroi de la conduite de 100 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée, et un nouveau pipeline devrait avoir cette capacité.

sont sélectionnés pour une excavation et une évaluation. Un TPR de 1,0 égale 100 % de la limite minimale d'élasticité spécifiée et représente la résistance d'une canalisation neuve. En plus des inspections de PFM et de MPUS, chaque tronçon de la canalisation 9 a également été contrôlé avec l'outil DDA de Rosen en 2012 dans l'intention première d'identifier les éléments de corrosion étroite sur la paroi externe dans l'axe de la conduite et de perte de métal ci-après classifiés comme entaillage axial. L'outil DDA identifie aussi des éléments décrits comme « anomalie de soudure de joint A » et « anomalie de soudure de joint B »; ces éléments sont censés être des indications linéaires. Par conséquent, une pression de rupture est prudemment estimée pour de tels éléments en utilisant CorLAS<sup>TM</sup> et tout élément avec des facteurs de sécurité inférieur ou égal à 1,25 de la PMS est inclus dans le programme d'excavation dans le cadre du programme de gestion des fissures. Les résultats de cette évaluation et le sommaire des éléments d'entaillage axial et d'anomalie de soudure de joint sont présentés dans le Tableau 4-1.

**Tableau 4-1 – Sommaire de l'inspection DDA**

	Perte de métal classifiée comme entaillage axial			Anomalie de soudure de joint B		
	Nombre d'éléments	Profondeur maximale (%)	PRP/PMS minimale	Nombre d'éléments	Profondeur maximale (%)	PRP/PMS minimale
TM au PC	79	45	1,35	6	23	1,34
PC AU PH	37	31	1,32	1	21	1,56
PH AU PNW	78	39	1,29	4	40	1,06

TM au PC : Deux des six éléments d'anomalie de soudure de joint B étaient liés aux réparations à la meule adjacentes au joint de soudure longitudinal des excavations faites en 2010 et 2011.

PC AU PH : L'unique élément d'anomalie de soudure de joint B a été évalué sur le terrain en 2014 et observé comme corrosion avec une profondeur de 18 % et un TPR de 1,16. Il n'y avait aucune fissure associée à la corrosion.

PH AU PNW : Les quatre éléments d'anomalie de soudure de joint B ont été déclarés sur deux joints de canalisation qui avaient tous deux été excavés dans le cadre de programmes

d'excavation historiques antérieures à l'inspection DDA de septembre 2012. Les quatre éléments d'anomalie de soudure de joint B étaient liés aux aires de réparations à la meule historiques.

### 4.2.3 Résultats de l'inspection de perte de métal

Cette section comprend la distribution des TPR de perte de métal requise par la condition 9 (b) de l'ordonnance.

Les paramètres de profondeur et de TPR pour les anomalies de perte de métal identifiées par les trois outils pour les tronçons de la canalisation 9 sont présentés dans les figures allant de la Figure 4.2 à la Figure 4.4.

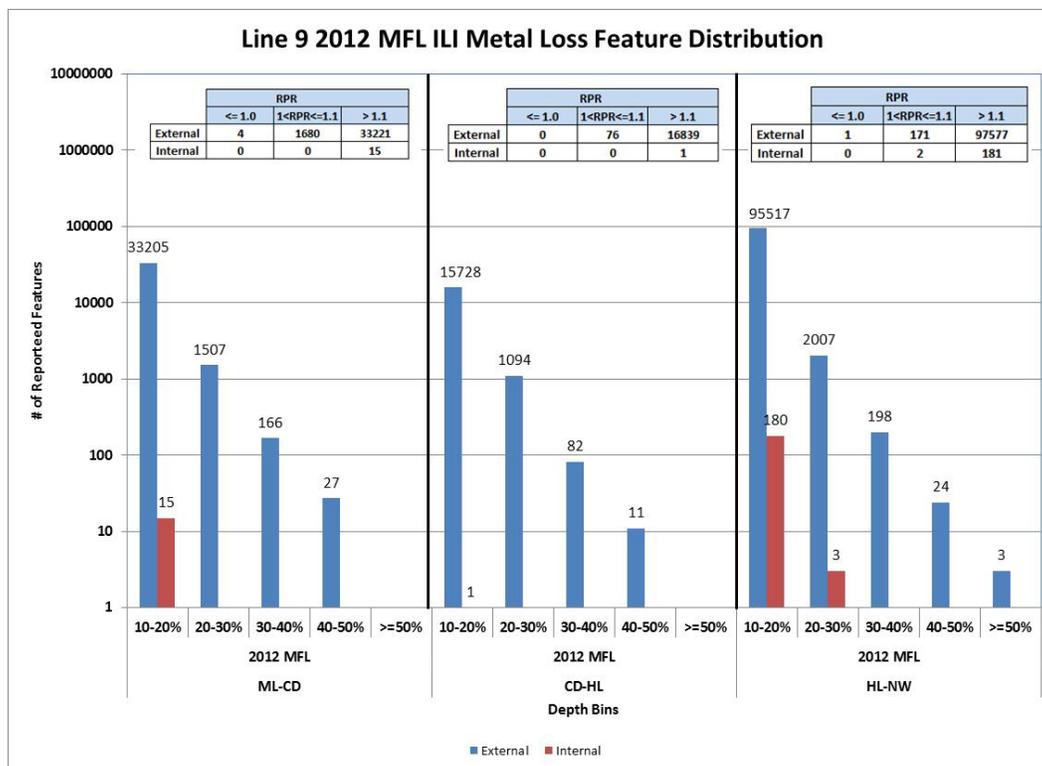
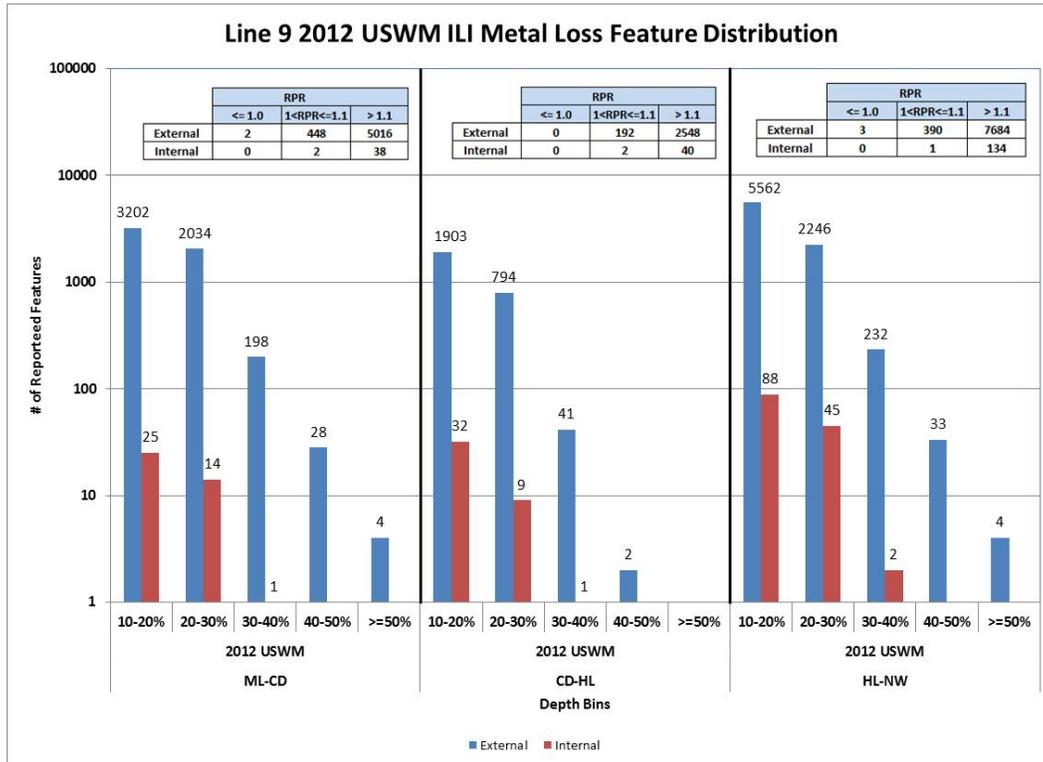
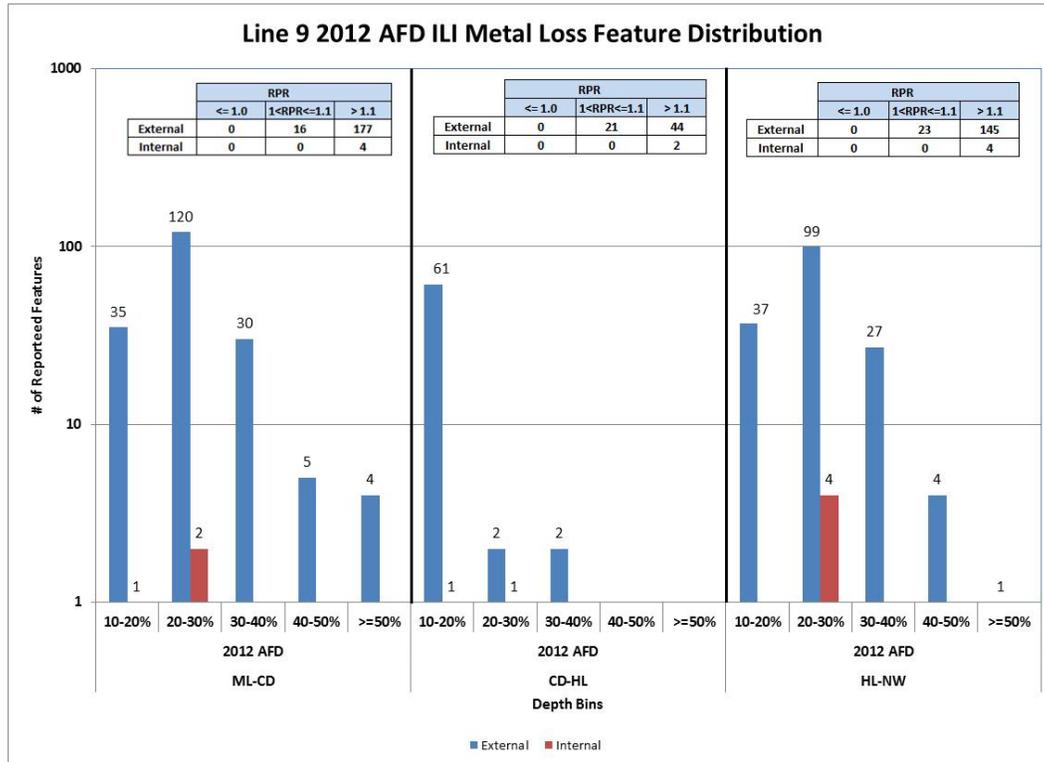


Figure 4.2 – Pourcentage des intervalles de profondeur de perte de métal (du PNW au TM) de l'outil PFM sur la canalisation 9 en 2012



**Figure 4.3 – Pourcentage des intervalles de profondeur de perte de métal (du PNW au TM) de l’outil MPUS sur la canalisation 9 en 2012**



**Figure 4.4 – Pourcentage des intervalles de profondeur de perte de métal (du PNW au TM) de l’outil DDA sur la canalisation 9 en 2012**

Pratiquement toutes les anomalies de perte de métal sont externes et la grande majorité a des profondeurs déclarées inférieures ou égales à 30 %. La densité relativement basse de perte de métal sur le tronçon allant de poste de Cardinal (« PC ») au poste de Hilton (« PH ») cadre avec les observations d’inspections internes antérieures et le programme d’excavation associé. Il n’y avait aucun élément déclaré par les outils d’inspection interne les plus récents ou observé sur le terrain ayant une profondeur supérieure ou égale à 50 % sur ce tronçon.

Tous les éléments se conformant au critère d’excavation du TPR ( $\leq 1,0$ ) et de profondeur ( $\geq 50\%$ ) ont été inclus dans le programme d’excavation.

Les éléments de perte de métal évalués sur le terrain et déterminés conformes aux critères présentés dans le Tableau 4-2 sont réparés avec un manchon d’encerclement complet.

**Tableau 4-2 – Critères de réparation de perte de métal d'Enbridge**

Perte de métal	TPR et % de profondeur l'épaisseur de paroi	Activité d'atténuation
Externe	TPR $\leq$ 1,0 Profondeur $\geq$ 75 %	Réparation
	TPR $>$ 1,0 Profondeur $<$ 75 %	Recouvrement
Interne	TPR $\leq$ 1,05 Profondeur $\geq$ 45 %	Réparation
Externe/interne	Profondeur $\geq$ 50 % et associée à une soudure ou une zone affectée par la chaleur d'une soudure	Réparation

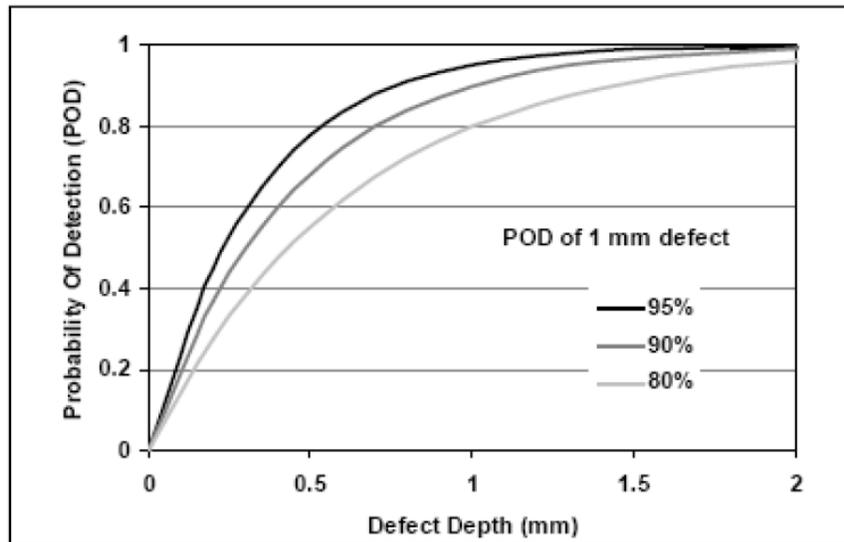
Les programmes d'excavation de perte de métal historiques et actuels sont conçus pour maintenir un fonctionnement fiable jusqu'à la PMS dans l'ensemble de la canalisation 9 du pipeline. La pression d'exploitation normale est généralement inférieure à la PMS et diminue plus elle s'éloigne du poste ce qui résulte en un facteur de sécurité accru le long de la canalisation. Ainsi, l'inversion du sens d'écoulement et l'accroissement de la capacité ne nécessitent aucun changement aux programmes de gestion de perte de métal. Selon l'analyse liée à la perte de métal et les évaluations résumées dans les présentes, il est conclu que la menace de perte de métal sur la canalisation est gérée adéquatement quelle que soit la direction du sens d'écoulement et la capacité annuelle du pipeline. Le faible nombre d'éléments répondant aux critères d'excavation démontre que le plan de gestion de la corrosion d'Enbridge a été efficace en matière de gestion de perte de métal sur la canalisation 9.

#### **4.2.4 Exactitude des données d'inspection interne sur la perte de métal**

##### **4.2.4.1 Spécification de la précision de l'outil d'inspection interne**

Les plus récentes inspections liées à la perte de métal sur ce pipeline ont été menées à l'aide d'outils technologiques à haute résolution fournis par General Electric, Baker Hughes et Rosen. L'incertitude et la variabilité de la précision de l'outil sont concentrées au seuil de déclaration

de l'outil d'inspection interne et la variabilité de précision est prévue pour les éléments de bas niveau non critiques. La probabilité de détection (« PDD ») augmente avec l'augmentation de la gravité de l'élément et, par conséquent, il est peu probable que l'outil d'inspection interne manque une défectuosité quasi critique (voir Figure 4.5).



**Figure 4.5 – Probabilité de détection en fonction de la profondeur du défaut de perte de métal**

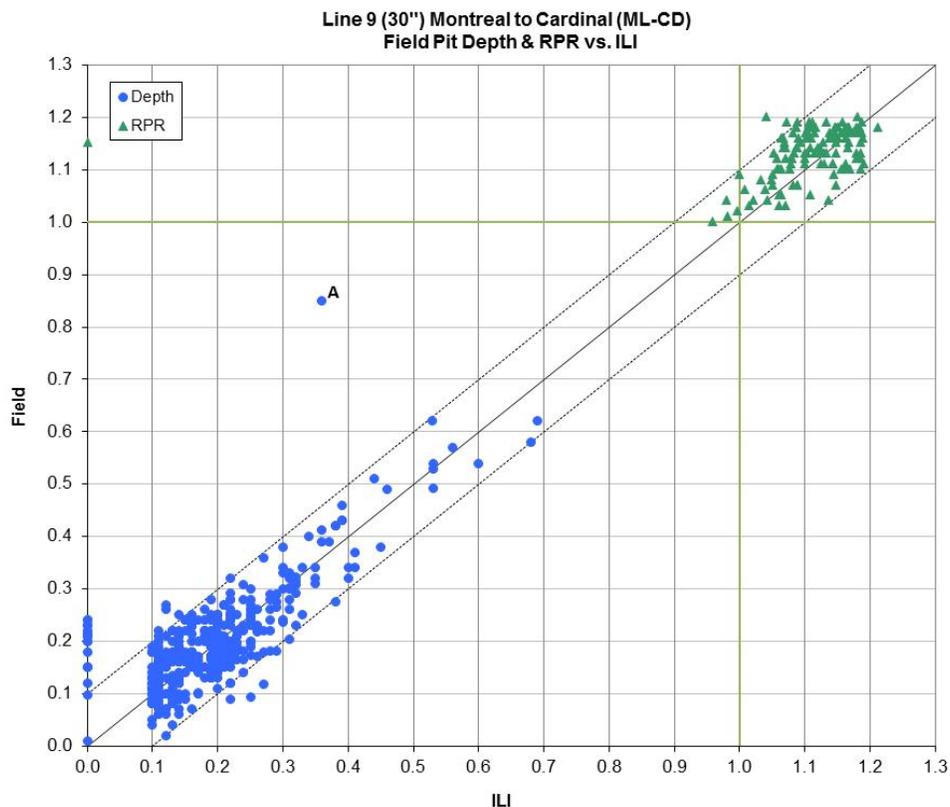
#### **4.2.4.2 Données d'inspection interne sur la perte du métal/vérification des données sur le terrain**

Cette section donne une vue d'ensemble des schémas d'unité de base d'outils sur le terrain concernant la perte de métal en vertu de la condition 9 (d) de l'ordonnance.

Comme il est mentionné dans la section 4.2.1, chaque tronçon de la canalisation 9 a été inspecté pour vérifier la perte de métal en 2012 avec trois outils différents afin d'assurer la fiabilité et l'efficacité du programme de perte de métal. Par conséquent, le programme de perte de métal dans l'ensemble a été évalué en mesurant le rendement des trois outils combinés au moyen de la corrélation entre les données d'inspection interne et les données d'évaluation sur le terrain dans un schéma d'unité. Le schéma d'unité illustre les comparaisons entre la pression de rupture estimée et la profondeur maximale des éléments de corrosion déclarés par l'outil d'inspection interne avec les valeurs dégagées grâce à l'END sur le terrain. Les valeurs de pression de rupture sont représentées en tant que TPR et apparaissent comme des triangles verts. Les profondeurs maximales sont représentées en tant que proportion de l'épaisseur de la paroi traversée de la canalisation et apparaissent comme des cercles bleus. La gestion de l'intégrité du pipeline se servant des technologies d'inspection interne doit contrôler la menace de fuite ainsi que la menace de rupture. La profondeur importe quant à une fuite,

ainsi, les schémas d'unité de profondeur et le rendement connexe de l'inspection interne sont significatifs sur le plan de la gestion de l'intégrité. La zone de défaut repose sur une combinaison de longueur et de profondeur et est directement liée au TPR d'un élément. La capacité des technologies d'inspection interne à correctement mesurer le profil de profondeur sur toute la longueur d'un élément est démontrée dans les schémas d'unité de TPR et fournit une mesure de la menace de rupture liée à un élément.

Figure 4.6 à la Figure 4.8 illustrent les schémas d'unité comprenant les données provenant de tous les rapports d'inspection interne les plus récents, les programmes d'excavation sur le terrain historiques et actuels pour les tronçons de la canalisation 9.



**Figure 4.6 – Canalisation 9 du TM au PC 2012 Schéma d'unité**

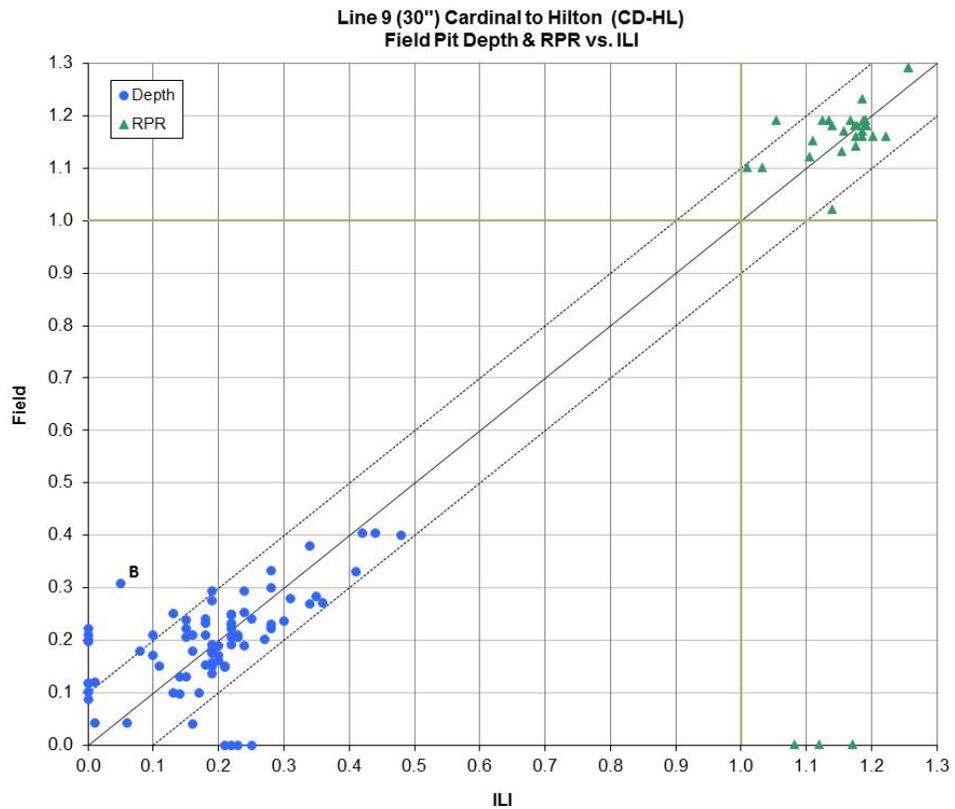
Valeur aberrante A : La corrosion externe était située directement sur la soudure de contour 9900 et mesurée à 85 % de l'épaisseur de la paroi par l'END, environ 10 mm de diamètre, et caractérisée comme un défaut de piqûre de corrosion avec un TPR associé de 1,07. L'outil PFM a déclaré que cet élément avait une profondeur de 36 % et un élément de corrosion externe de 35 mm x 36 mm avec un TPR de 1,05. Un examen indépendant effectué par Enbridge et le fournisseur d'inspection interne estime que cet élément de piqûre de corrosion était présent lors de plusieurs inspections de perte de métal et a été incorrectement dimensionné en raison de sa petite superficie. Les niveaux de PC à proximité de l'emplacement

de l'excavation ont été jugés être dans des conditions acceptables et aucune croissance n'a été révélée par les signaux comparatifs d'une inspection interne à l'autre effectuée pour cet élément.

Le fournisseur d'inspection interne examine actuellement comment calibrer la mesure de profondeur aux soudures de contour du PFM en se servant de la longueur et des largeurs de l'élément déclarées par le MPUS. Comme l'outil PFM détecte la perte de métal volumétrique, la précision de profondeur est fortement liée à l'exactitude des mesures de la zone des éléments de perte de métal – qui peuvent être affectées par la soudure de contour. Les résultats de cette analyse mettront en évidence les autres éléments potentiels de perte de métal aux soudures de contour qui pourraient avoir été sous-dimensionnés. Des ajustements seront apportés au programme d'intégrité une fois les résultats de cette analyse connus.

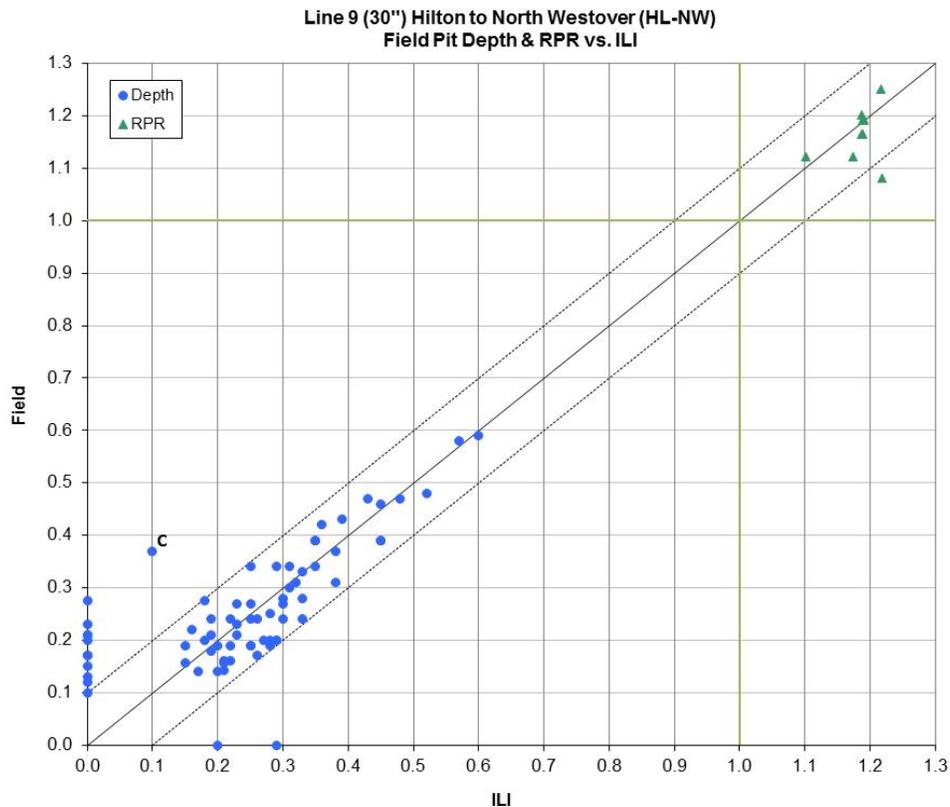
Sur un ensemble de données connexes de PFM sur le terrain touchant 220 éléments sur 85 joints différents sur ce tronçon de canalisation, y compris l'examen de plusieurs rapports END d'excavations basées sur d'autres menaces (soit, les fissures et les bosses), cet élément est la seule piqûre de corrosion aberrante, et la seule valeur aberrante supérieure à 25 % de l'EPN.

Enbridge participe actuellement à un projet parrainé par l'Association canadienne de pipelines d'énergie qui évalue la capacité de la technologie PFM pour détecter les défauts de piqûre de corrosion. Les résultats de ce projet aideront les fournisseurs d'inspection interne à améliorer la mesure de la profondeur et la détection des piqûres de corrosion.



**Figure 4.7 – Schéma d'unité de 2012 pour la Canalisation 9 du PC au PH**

Valeur aberrante B : Cet élément a été observé sur le terrain comme un élément de corrosion externe de 5 mm à la soudure de contour. Le sous-dimensionnement de la profondeur est attribué aux capacités limitées des outils de caractériser correctement les éléments courts et l'influence potentielle du contour. Le TPR pour ce défaut était de 1,19 et n'affectait donc pas la résistance de la canalisation.



**Figure 4.8 – Schéma d'unité de 2012 pour la Canalisation 9 du PH au PNW**

Valeur aberrante C : Cet élément a été observé sur le terrain en 2009 comme un élément de corrosion externe de 10 mm de long et d'une profondeur de 37 %. Le TPR associé était de 1,19; par conséquent, une réparation n'était pas nécessaire et un revêtement a été appliqué. Bien que cela n'ait eu aucune incidence sur la résistance de la canalisation, le sous-dimensionnement de la profondeur est attribué aux capacités limitées des outils à caractériser correctement les éléments courts.

#### 4.2.5 Probabilité de détection et en fonction de la – Perte de métal

Cette section donne une vue d'ensemble du rendement d'outils d'inspection interne tel que requis par la condition 9 (c) de l'ordonnance.

La PDD de perte de métal fait référence à la probabilité qu'un défaut d'une certaine profondeur associé à la perte de métal sera détecté par un outil d'inspection interne. La PDD pour un outil de détection de perte de métal est calculée en utilisant les défauts qui dépassent le seuil minimum de déclaration de l'outil d'inspection.

La PDD est calculée en divisant le nombre total de vrais positifs par la somme des vrais positifs et des faux négatifs. Les vrais positifs sont des éléments d'inspection interne déclarés corrélés à

un défaut sur le terrain, tandis que les faux négatifs sont des défauts observés sur le terrain, mais non déclarés par l'outil d'inspection interne.

La formule de la PDD est la suivante :

$$PDD_{@ \text{ Profondeur } > x} = \frac{\text{Vrais positifs}}{\text{Vrais positifs} + \text{Faux négatifs}}$$

La probabilité de mesure de la profondeur (« PDP ») de perte de métal mesure le nombre de défauts associés à la perte de métal dont la profondeur mesurée sur le terrain est supérieure au seuil de déclaration minimal et ne diffère pas de l'outil d'inspection interne par une tolérance spécifiée.

La formule pour la PDP est la suivante :

$$PDP_{\text{ pour profondeurs } > x} = \frac{\text{Nombre de défauts dépassant la différence de la mesure de profondeur}}{\text{Nombre total de défauts associés}}$$

Le rendement global des outils de détection de perte de métal est présenté au Tableau 4-3.

**Tableau 4-3 – Résumé PDD et PDP pour les outils de détection de perte de métal**

Tronçons	PDD (%)	PDP (%)
TM au PC	96	95
PC AU PH	94	88
PH AU PNW	90	98

Les programmes d'outil d'inspection interne liés à la perte de métal ont dépassé le rendement indiqué par le fournisseur. Le rendement des outils continuera d'être suivi avec la progression du programme d'excavation.

En outre, presque tous les défauts liés à la perte de métal évalués sur le terrain étaient en dessous du seuil de réparation. Cela démontre que les programmes de prévention, de surveillance et d'atténuation de la perte de métal d'Enbridge ont démontré leur efficacité en matière de gestion des menaces potentielles associées à la perte de métal sur la canalisation 9.

## 4.2.6 Détermination de l'intervalle de réévaluation

### 4.2.6.1 Vitesse de propagation de la corrosion (« VPC »)

Les VPC sont calculées afin de donner un aperçu de l'état d'intégrité du pipeline et pour faciliter le suivi et les activités de planification des mesures d'atténuation. Dans le cadre des processus d'analyse de la VPC d'Enbridge, des informations à l'appui provenant d'enquêtes PC, de données d'inspection interne provenant d'autres technologies, de l'examen du terrain et des conditions environnementales sont mises à profit pour mieux comprendre le résultat de l'analyse de la VPC.

Les VPC présentées au Tableau 4-4 comprennent la moyenne et le 95e percentile pour chaque tronçon de la canalisation 9.

**Tableau 4-4 – VPC moyennes et VPC du 95<sup>e</sup> percentile**

Description		VPC moyenne (mm/an)	VPC du 95e percentile (mm/an)
VPC historiques du TM au PC	Externe	0,071	0,110
	Interne	0,041	0,090
VPC historiques du PC au PH	Externe	0,069	0,094
	Interne	0,027	0,079
VPS historiques du PH au PNW	Externe	0,071	0,110
	Interne	0,044	0,075

Tableau 4-5 comprend un résumé des VPC qui figurent dans les lignes directrices ou les normes de l'industrie. Les lignes directrices en matière de taux de l'industrie sont plus élevées que les taux du 95e percentile pour la corrosion externe constatée sur ce pipeline, ce qui indique que les VPC de la canalisation 9 sont faibles comparativement à celles de l'industrie.

**Tableau 4-5 – Lignes directrices de l'industrie sur les VPC externes**

Normes/Lignes directrices	Recommandations
NACE RP0102 (ext.)	0,3 mm/an : taux maximum de confiance de 80 % accompagnée d'une « bonne » protection cathodique
ASME B31.8S	0,31 mm/an : taux maximum pour une corrosion active dans des sols de faible résistivité
GRI-00/0230 (ext.)	0,56 mm/an pour la corrosion profonde; 0,3 mm/an pour la corrosion générale

Les taux de croissance utilisés pour déterminer un intervalle de réévaluation de l'inspection interne prennent en considération toutes les valeurs ci-dessus, équilibrant l'expérience d'Enbridge avec l'expérience de l'industrie. Les taux spécifiques utilisés dans ces analyses sont inclus dans l'analyse de croissance déterministe de la section 4.2.6.3.

#### 4.2.6.2 Niveau de seuil de gravité de défaut de la réévaluation

Cette section présente une évaluation de la durée de vie restante pour la perte de métal tel qu'exigé par la condition 9 (a) de l'ordonnance.

Les intervalles de réévaluation sont prévus pour assurer que les éléments puissent être identifiés et atténués de manière efficace et rapide.

Afin d'intégrer une marge de sécurité correspondant aux programmes de surveillance, Enbridge a mis en place des intervalles de réévaluation de cette canalisation de sorte que les éléments de corrosion sont relevés aux fins de réparation avant de dépasser le niveau seuil équivalent à un TPR de 0,9 pour les emplacements qui ne sont pas des ZGC et de 0,93 pour les ZGC<sup>8</sup>. Comme illustré à la Figure 4.9 et à la Figure 4.14, ces valeurs de TPR cibles se trouvent bien au-dessus

---

<sup>8</sup> Le terme Zone sujette à de graves conséquences (« ZGC ») émane de l'article 195.450 du Code of Federal Regulations du Department of Transport (DOT) des États-Unis. Les ZGC sont des zones sujettes à de graves conséquences (zones densément peuplée, ressources en eau potable, zones écosensibles et cours d'eau navigable à des fins commerciales) à proximité d'un pipeline, qui en cas de rupture de la canalisation, ont une forte probabilité d'être touchées.

des PMS pour la canalisation 9. Par conséquent, il existe une marge importante de sécurité associée à la planification de la réévaluation. Le niveau seuil de profondeur est de 75 % de l'épaisseur de la paroi de la canalisation. Ce seuil de profondeur est inférieur à l'exigence de réparation indiquée pour la perte de métal dans la norme CSA-Z662-11 et dans les paramètres de rendement fiable de l'outil d'inspection interne.

Les résultats des inspections internes liées à la perte de métal et le programme d'excavation associé démontrent l'efficacité de cette approche. Il n'y avait aucun élément déclaré avec une profondeur ou un TPR ayant atteint ou dépassé ces seuils cibles.

#### **4.2.6.3 Analyse de croissance déterministe**

Pour mieux évaluer l'état de corrosion du pipeline, les éléments restants non inclus dans le programme d'excavation font l'objet d'une croissance dans le temps en appliquant les VPC appropriées.

Pour l'analyse de la croissance déterministe, la gravité de chaque élément non atténué est augmentée par une valeur de correction qui compense un biais de l'outil d'inspection interne et la variabilité de la précision est déterminée par l'analyse des données de l'inspection interne comparativement aux données d'exploitation. Les éléments sont par la suite développés dans le temps à l'aide d'un taux de croissance raisonnablement prudent de la corrosion selon la croissance historique et la comparaison de la croissance observée entre les inspections internes. L'année où un élément se développe à un niveau de gravité équivalent aux seuils cibles sur le pipeline définit l'intervalle de la réévaluation jusqu'à un maximum de 10 ans.

Figure 4.9 à Figure 4.14 démontrent la croissance des éléments généraux de corrosion (c.-à-d., les valeurs du TPR) et la profondeur des éléments de perte de métal au fil du temps pour la canalisation 9 pour les éléments qui ont atteint ou dépassé les critères d'excavation (TPR  $\leq$  1,0 et profondeur  $\geq$  50 %). Les graphiques présentés dans les Figure 4.9 à Figure 4.14 sont conçus pour montrer la réévaluation prévue la plus basse pour chaque tronçon.

Notez que les graphiques représentent les TPR et les profondeurs de la corrosion prévus de l'année où le premier élément du tronçon atteint le niveau cible.

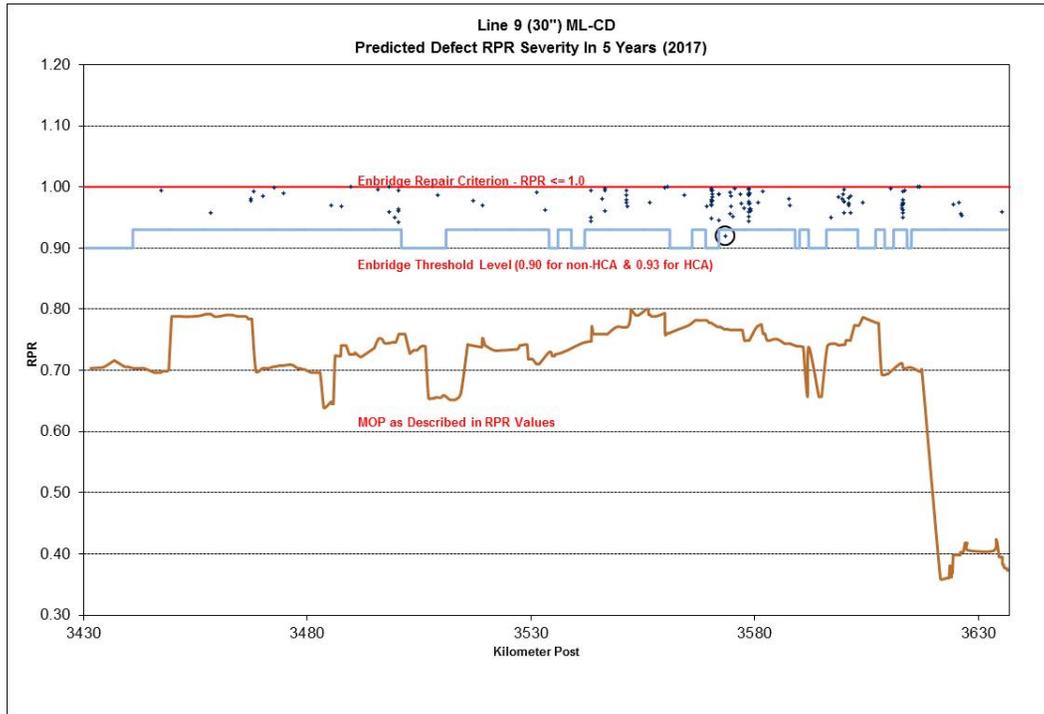


Figure 4.9 – Gravité du TPR prévu en 2017 pour la canalisation 9 du TM au PC

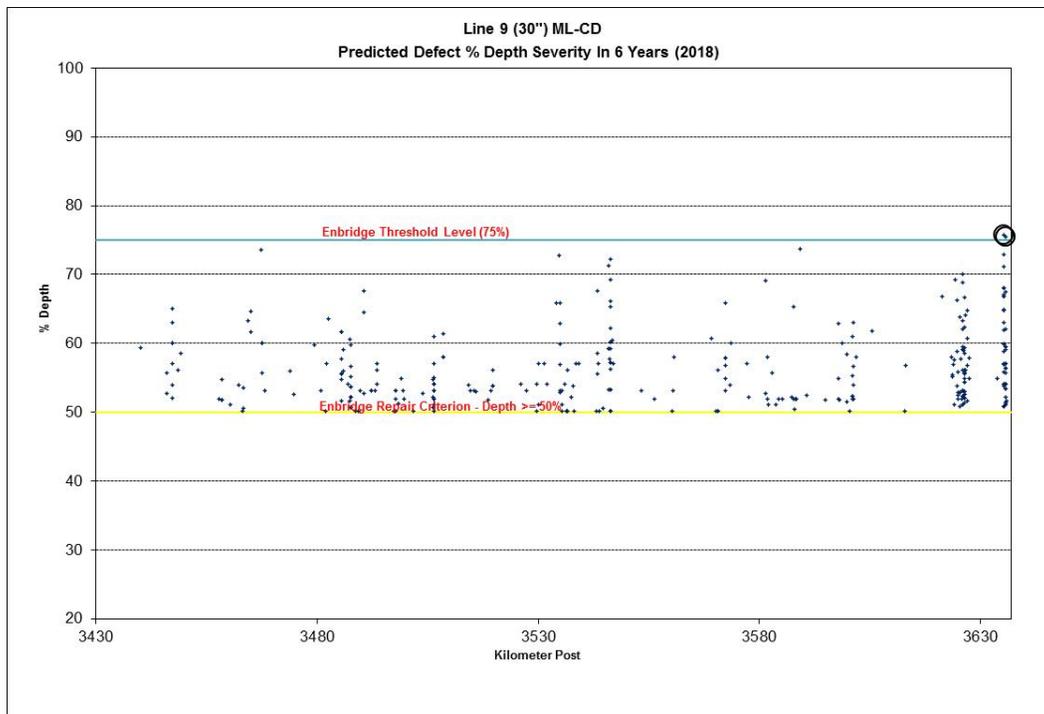


Figure 4.10 – Gravité de la profondeur prévue en 2018 pour la canalisation 9 du TM au PC

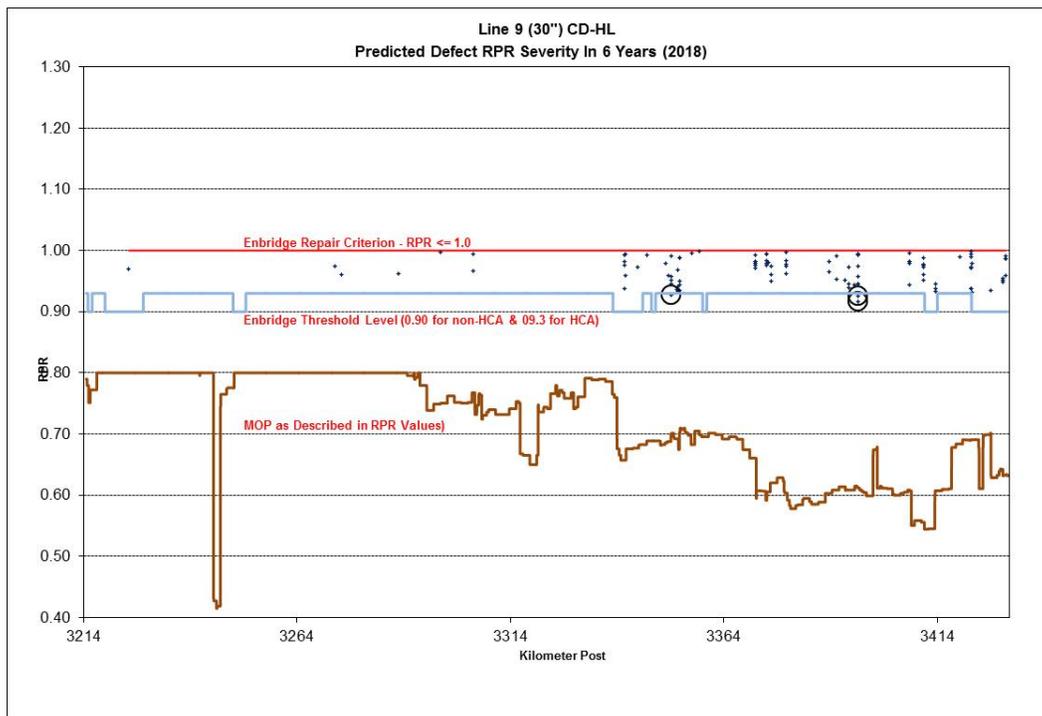


Figure 4.11 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 du PC au PH

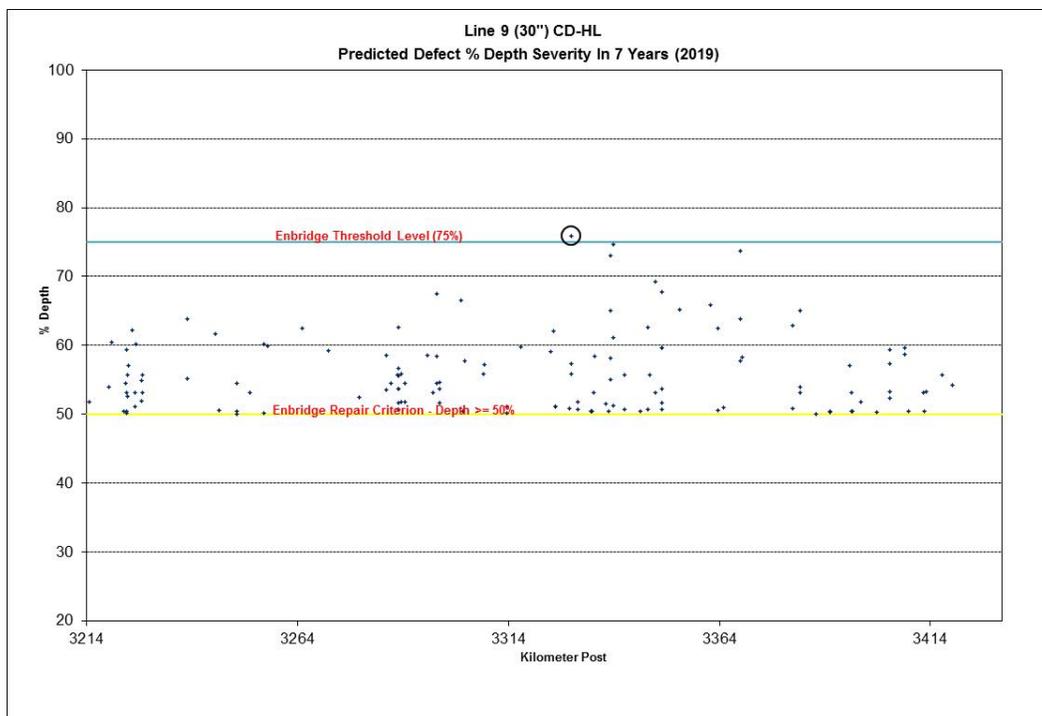


Figure 4.12 – Gravité de la profondeur prévue en 2019 pour la canalisation 9 du PC au PH

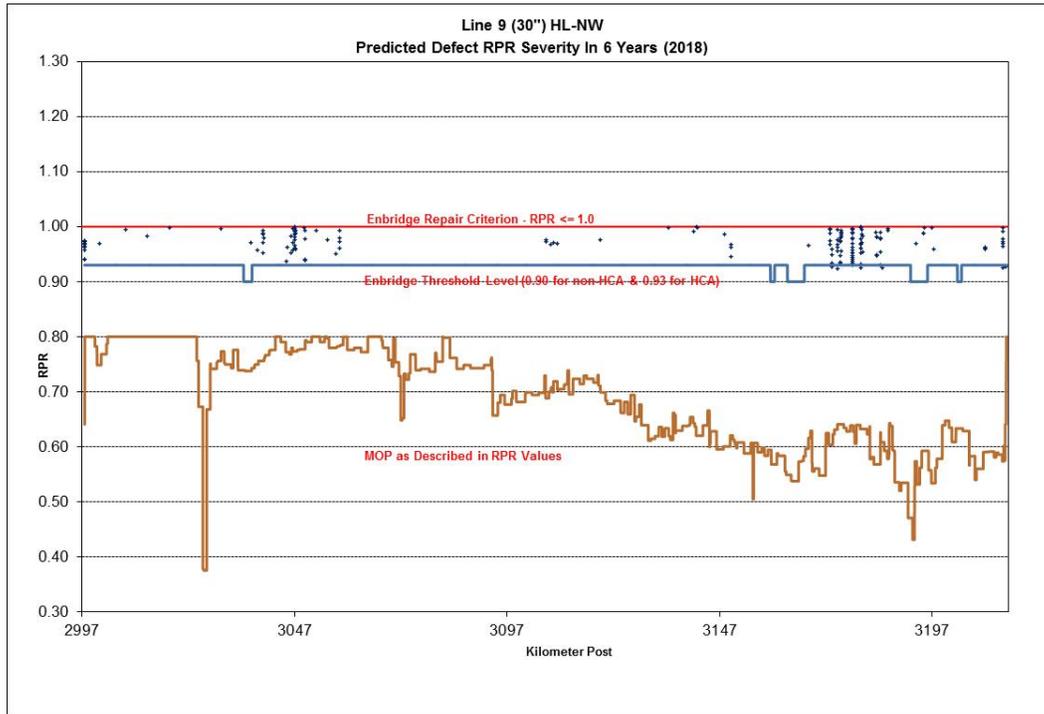
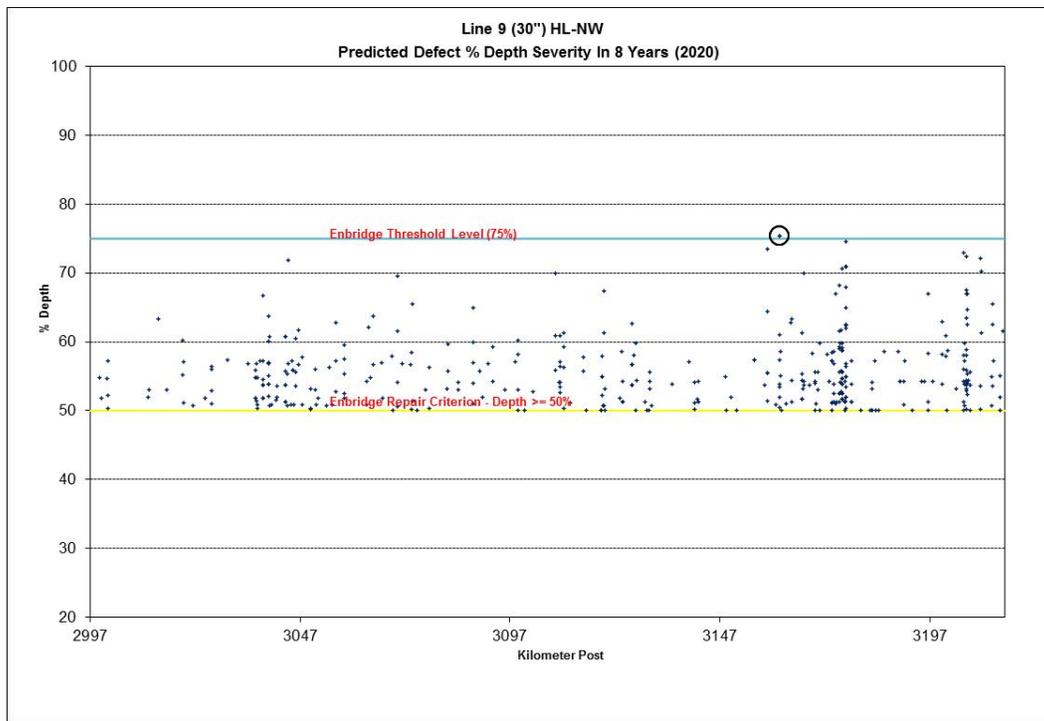


Figure 4.13 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 du PH au PNW



**Figure 4.14 – Gravité de la profondeur prévue en 2020 pour la canalisation 9 du PH au PNW**

L'analyse déterministe présente le TPR et les intervalles de réévaluation de la profondeur illustrées au Tableau 4-6 ci-dessous.

Les intervalles de réévaluation au Tableau 4-6 représentent l'intervalle prévu le plus bas pour chaque tronçon et sont considérés comme prudents en raison des couches de sécurité établies dans le processus de l'analyse déterministe, notamment :

- la gravité de l'élément est accrue par une valeur de correction pour tenir compte du biais de l'inspection interne;
- la VPC utilisée est supérieure à la moyenne de la canalisation;
- la profondeur et les seuils du TPR sont bien inférieurs au niveau de rupture.

**Tableau 4-6 – TPR et intervalles de réévaluation de la profondeur**

Tronçon	Gravité du TPR de défaut prévu	Gravité du % de profondeur de défaut prévu	Intervalle planifié
TM au PC	5 ans – nouvelle inspection en 2017	6 ans – nouvelle inspection en 2018	5 ans – nouvelle inspection en 2017
PC AU PH	6 ans – nouvelle inspection en 2018	7 ans – nouvelle inspection en 2019	5 ans – nouvelle inspection en 2017
PH AU PNW	6 ans – nouvelle inspection en 2018	8 ans – nouvelle inspection en 2020	5 ans – nouvelle inspection en 2017

Une analyse déterministe de l'intervalle de réévaluation similaire a été réalisée pour le tronçon du TS au PNW de la canalisation 9 selon la PFM de 2007 et les données de l'inspection interne MPUS de 2007.

Comme démontré dans l'évaluation environnementale d'origine pour la canalisation 9A, un intervalle de réévaluation de 6 ans pour la perte de métal a été déterminé pour le tronçon de canalisation du TS au PNW, et une inspection interne devait être achevée au cours du dernier trimestre de 2013. L'exploitation à flux inversé a débuté le 1<sup>er</sup> août 2013; toutefois, l'inspection prévue a été retardée en raison de problèmes d'exploitation, et la première inspection liée à la perte de métal a été achevée en février 2014.

Le léger retard dans le calendrier d'inspection a été déterminé comme étant sécuritaire et approprié en fonction de ce qui suit :

- une réduction de la pression LEMS de 65 % a été imposée par Enbridge au début de l'opération d'inversement;
- l'intégration de cette réduction de la pression dans l'analyse de la VPC projette un coefficient de sécurité minimum supérieur à 1,25 au cours de la période du délai, ce qui dépasse le niveau de tolérance d'Enbridge de 0,80 (comme illustré à la Figure 4.10 de l'ET originale de la canalisation 9A);
- suivant les trois inspections liées à la perte de métal de 2014, aucun élément ne répondant pas aux critères de notification prioritaire n'a été communiqué à Enbridge dans le cadre de la procédure de notification prioritaire entre Enbridge et ses

fournisseurs d'inspection interne. Le processus de notification prioritaire exige que le fournisseur d'inspection interne notifie Enbridge de toute perte de métal avec une profondeur supérieure à 75 % ou un TPR inférieur à 0,85, bien avant la remise du rapport d'inspection interne final.

L'évaluation de l'intervalle de la réévaluation déterministe sera achevée pour le tronçon du TS au PNW selon les données de l'inspection interne sur les pertes de métal de 2014, et le résultat sera transmis à l'ONÉ conformément à la condition 28 de l'ordonnance.

#### **4.2.7 Contrôle de la corrosion externe**

La corrosion externe sur la canalisation 9 entre le TS et le TM est empêchée par l'application d'une bande de revêtement d'une seule couche externe en polyéthylène (« PE ») lors de la construction initiale et un système de protection cathodique exploité et entretenu conformément aux normes de l'industrie et d'Enbridge. Une vérification annuelle de la conduite-sol est effectuée afin de déterminer l'état du système de protection cathodique et d'évaluer l'ensemble des niveaux de protection. Le personnel d'Enbridge inspecte les paramètres de redressement mensuellement afin qu'ils soient conformes aux normes CSA Z662-11 et CGA OCC-1-2005 (*Control of External Corrosion on Buried Submerged Metallic Piping Systems*).

En plus des inspections directes du système de protection cathodique énoncées ci-dessus, les emplacements sujets à des VPC élevées sont comparés aux données de protection cathodique afin de déterminer tous les emplacements de protection cathodique compromise.

##### **4.2.7.1 Remplacement de redresseurs et mises à niveau du système**

Selon le rendement annuel de protection cathodique et des inspections mensuelles des redresseurs entre le TS et le TM, Enbridge a entrepris des projets d'immobilisation pour améliorer les niveaux de protection ou pour faire en sorte que l'infrastructure de protection cathodique soit plus fiable et plus facile à entretenir. Toutes les questions opérationnelles qui se surviennent tout au long de l'année sont traitées immédiatement pour s'assurer que la protection est maintenue. Actuellement, un programme de surveillance à distance est mis en œuvre, ce qui permet une interrogation continue de tous les redresseurs grâce aux communications cellulaires ou satellites. Tous les redresseurs associés à la canalisation 9 sont équipés d'unités de surveillance à distance (« USD »).

##### **4.2.7.2 État du système de protection cathodique**

Cette section présente les résultats de l'enquête annuelle de 2012 de la protection cathodique sur la canalisation 9 conformément à la condition 9 (e) de l'ordonnance.

Les inspections annuelles de protection cathodique le long du corridor de la canalisation principale de la région de l'Est sont généralement effectuées à la fin de l'été et de l'automne. Dans la mesure du possible, les potentiels EN MARCHÉ et À L'ARRÊT sont tous les deux mesurés

au cours de cette enquête. Un potentiel EN MARCHÉ est le potentiel mesuré avec le courant de protection appliqué, alors que le potentiel À L'ARRÊT ou potentiel polarisé est celui mesuré immédiatement après que le courant de protection soit interrompu. Toutes les données sont recueillies par des techniciens accrédités de la National Association of Corrosion Engineers (« NACE ») ou une certification supérieure. Les courants alternatifs et les tensions sont également mesurés dans les zones de courant alternatif induit le long des corridors électriques.

Enbridge évalue les niveaux de protection des systèmes cathodique en utilisant principalement les critères de la NACE conformément à la version la plus récente de la norme SP0169 (Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems). La première évaluation repose sur le critère potentiel polarisé « à L'ARRÊT » de -850 MT. Les potentiels polarisés « À L'ARRÊT » instantané sont mesurés à l'égard d'électrode de référence Cu/CuSO<sub>4</sub> qui est plus électro-négative que le seuil de -850 MT qui indique que la protection est atteinte. La deuxième évaluation repose sur le critère de polarisation de 100 MT, où la décroissance de plus de 100 MT est aussi révélatrice que la protection est atteinte. Dans certains cas, afin d'obtenir des mesures adéquates de la décroissance de la polarisation, une proportion importante du système de protection cathodique nécessite l'arrêt pendant plus de quelques semaines. Par conséquent, Enbridge minimise l'utilisation de ce critère pour éviter les interruptions prolongées du système qui peuvent avoir un effet néfaste sur les niveaux globaux de protection du pipeline. Les potentiels « à L'ARRÊT » sont considérés comme des sous-critères lorsque leur négativité est inférieure à -850 MT, et sont désignés comme étant marginaux lorsqu'ils sont entre -850 MT et -900 MT.

Un grand nombre de facteurs peuvent influencer sur les relevés de potentiels « EN MARCHÉ » et « À L'ARRÊT », y compris :

- baisse de tension (« RI ») dans le sol;
- courants continus générés par des éléments étrangers;
- effets capacitifs;
- environnement chimique du sol;
- courant généré à partir de niveaux différents de polarisation sur la même structure.

Afin de déterminer le niveau de polarisation du pipeline (c'est-à-dire la mesure « À L'ARRÊT »), tous les courants doivent être arrêtés et les relevés enregistrés avant la dépolarisation du pipeline. L'élimination du courant est parfois impossible à réaliser à l'aide de méthodes de collecte de données conventionnelles. Ceci s'applique en particulier dans la région de Toronto approximativement du KP 3014 au KP 3125, où il est impossible d'interrompre toutes les sources de courant, spécialement les liens de drainage forcé et le courant vagabond résultant des activités de la Toronto Transit Commission. Dans cette région, puisque les potentiels polarisés fiables ne peuvent pas être obtenus, un critère adapté a été établi en consultant des spécialistes de la corrosion afin de déterminer qu'un potentiel « EN MARCHÉ » inférieur ou égal

à -1000 MT constituerait une protection cathodique adéquate. Ce critère a été déterminé pour tenir compte des erreurs de chute de RI et a constitué par le passé une base efficace pour le contrôle de la corrosion externe. Dans le cadre de l'inspection annuelle d'ajustement, les niveaux cathodiques sont également surveillés pour une période de 24 heures en utilisant des enregistreurs de données fixes pour consigner les variations dans les potentiels de la conduite-sol de ce tronçon.

Enbridge a mis en place et continue d'exécuter un programme utilisant la surveillance par coupons de la protection cathodique afin de permettre l'enregistrement des potentiels libres de RI dans les zones d'influence de systèmes de protection cathodique étrangers (éliminant la nécessité d'interrompre les systèmes de protection cathodique étrangers) ou la mesure de la décroissance de 100 MT des coupons plutôt que du pipeline. L'installation de coupons de corrosion externes supplémentaires à certains endroits est poursuivie pour compléter davantage le programme de surveillance cathodique en fournissant une évaluation plus complète et définitive des niveaux de protection.

Dans l'enquête annuelle de 2012, les potentiels de la conduite-sol ont été obtenus à 551 emplacements distincts associés à la canalisation 9 et les résultats de l'enquête sont résumés aux présentes.

La canalisation 9 a mutuellement partagé la protection cathodique avec les canalisations 7 et 8 de Sarnia (PK 2803) à la jonction Westover et continue la protection commune avec la canalisation 8 à la jonction Millgrove (PK 3014).

Des niveaux de protection marginaux ont été identifiés entre Valleyview Road (PK 2904.479) et la 19<sup>e</sup> canalisation (PK 2917.576). Un boîtier en court-circuit associé à la canalisation 7 à Nissouri Rd (PK 2905.870) contribue peut-être aux potentiels sous-critères. Comparativement à 2011, l'efficacité et l'efficience de la protection cathodique ont été améliorées dans ce domaine grâce à l'application de dispositifs de remplacements des cellules de polarisation (« RCP ») sur un certain nombre de vannes de la canalisation principale (« VCP »), et des dispositions sont prises en vue de l'installation de RCP additionnels à tous les sites de VCP applicable restants. En particulier, les VCP numéro 5 et 9 correspondant à PK 2905.921 et PK 2979.367 respectivement, ont été identifiés comme candidats pour l'installation directe de dispositif de découplage en courant continu (« RCP ») afin de corriger les potentiels dans ces zones. Des ajustements et des suppléments appropriés aux systèmes de protection cathodique existants entre PK 2947.304 et PK 2993.355 sont également en cours pour améliorer davantage le niveau de protection.

Pour l'inspection, entre PK 3014 et PK 3125, cinq relevés aux Canadian Pacific Railway (PP 3043.528), Mavis Road (PK 3045.831), Autoroute 10 (PK 3047.947), Autoroute 400 (PK 3068.573), et Don Mills Road (PK 3083.738) étaient marginaux/sous-critère, ne répondant pas au critère « EN MARCHE » ci-dessus. Ces emplacements coïncident tous avec des croisements gainés et les potentiels mesurés peuvent avoir été influencés par des effets de nivellement. Tous les autres potentiels indiquent que la canalisation est protégée pour le tronçon du pipeline allant du PK 3014 au PK 3125. En outre, les relevés pris aux postes de

coupons de Dixie Road (PK 3025.97) et de Fieldgate Drive (PK 3025.925) ont indiqué que le pipeline est protégé.

La partie du pipeline d'Oshawa à Cornwall (PK 3125 au PK 3490) est connectée électriquement à TransCanada Pipelines Limited, où les sorties du redresseur ont été mutuellement optimisées, ce qui a amélioré la protection globale dans toute cette région. L'installation de postes d'essai de coupons supplémentaires est en cours sur ce tronçon afin de fournir une évaluation plus complète de la performance du système. Des solutions de protection supplémentaires sont également envisagées entre le PK 3379.144 et le PK 3329.099 pour augmenter les potentiels. Ces solutions peuvent inclure l'installation de dispositifs de RCP aux VCP, ou l'intégration d'une protection cathodique supplémentaire au besoin.

L'installation de dispositifs de découplage en courant continu au cours des deux dernières années a considérablement amélioré les potentiels du pipeline à travers la région de Cornwall à Montréal (PK 3490 au PK 3635). À la fin de 2011, un court-circuit à la VCP 47 a été retiré par le personnel d'Enbridge ce qui a immédiatement amélioré les potentiels. Par la suite, les résultats de l'inspection de 2012 ont démontré que la majorité des emplacements sous-critère documentés en 2011 sont maintenant acceptables à l'exception de quatre sites d'essai situés aux PK 3635.710, PK 3636.2838, PK 3637.526 et PK 3637.851. L'emplacement de mise à la terre au PK 3636.451 associé avec le redresseur 816 a été remplacé en juin 2013 entraînant des potentiels grandement améliorés dans cette zone.

#### **4.2.7.3 Gestion de croisements gainés**

Ce pipeline présente un total de 247 croisements gainés entre le TS et le TM qui font partie du programme de surveillance de protection cathodique continue d'Enbridge. Ces croisements gainés ont été installés à l'origine pour fournir une protection mécanique des croisements de routes et de chemin de fer et ils comportaient des espaceurs électro-isolants et des embouts de protection qui séparaient la conduite de transport de la gaine. Avec le temps, l'intégrité des embouts de protection peut se dégrader, permettant l'infiltration d'eau souterraine susceptible d'entraîner de la corrosion. Le déplacement du tuyau en raison du tassement et de la dégradation des espaceurs isolants peut aussi permettre un contact potentiel de la gaine avec la conduite de transport, ce qui pourrait entraîner un court-circuit. Les embouts de protection défectueux et les courts circuits peuvent présenter un risque élevé de corrosion externe pour le tronçon de conduite située dans la gaine du croisement.

Lors de l'inspection annuelle de la protection cathodique, des mesures potentielles sont prises pour toutes les gaines. Ces relevés sont ensuite comparés avec les potentiels de pipelines aux mêmes emplacements. Une différence de potentiel de 10 MT ou plus représente une indication que la conduite de transport est isolée électriquement, réduisant le risque de corrosion externe dans la gaine.

Bien que des potentiels de gaine élevés aient été documentés à la route Springbank (PK 2864.310), les niveaux de protection pour la canalisation 9 ont été mesurés comme étant adéquats.

Le pipeline peut être court-circuité électriquement aux gaines à l'autoroute 34 (PK 3514.047) et à la Montée Gascon (PK 3620.397). Des tests supplémentaires seront effectués pour s'assurer que les potentiels de pipelines à ces endroits ne soient pas compromis.

Ce pipeline contient des gaines et demi-gaines supplémentaires installées à l'origine qui ont été ensuite enlevées ou remplies de cire diélectrique dans le cadre des programmes de réhabilitation historiques des gaines. Bien que ces emplacements puissent ne plus faire partie du programme de surveillance du PC, ils continuent à être gérés pour la corrosion grâce aux programmes d'inspection interne et d'excavations d'Enbridge. L'état de corrosion de la conduite de transport sous gaine est surveillé dans le cadre de tous les programmes d'inspection interne liés à la perte de métal d'Enbridge.

#### **4.2.8 Programme de corrosion interne**

Prière de se reporter à la section 4.2.6 de l'ET originale.

#### **4.2.9 Observations et conclusions du programme de perte de métal**

Les programmes d'inspection interne qui ont été utilisés sur la canalisation 9 depuis les années 1970 ont été adéquats et ont démontré leur efficacité en matière de gestion de perte de métal sur la canalisation et les taux de croissance ont été démontrés comme étant faibles. Les intervalles de nouvelles inspections sont prévus pour assurer qu'aucun défaut lié à la perte de métal n'approche une condition dangereuse avant que les inspections soient effectuées.

Tous les segments de la canalisation 9 entre le TS et le TM possèdent un intervalle de nouvelle inspection lié à la perte de métal de 5 ans. Les prochaines inspections liées à la perte de métal pour les tronçons de la canalisation 9 entre le PNW et le TM sont prévues pour 2017, tandis que le tronçon TS-PNW devrait être inspecté de nouveau en 2019.

### **4.3 Programme de gestion des fissures**

Enbridge a établi un programme de gestion des fissures en vue de gérer les menaces associées aux défauts de fissures orientées axialement pour l'ensemble de son réseau de pipelines.

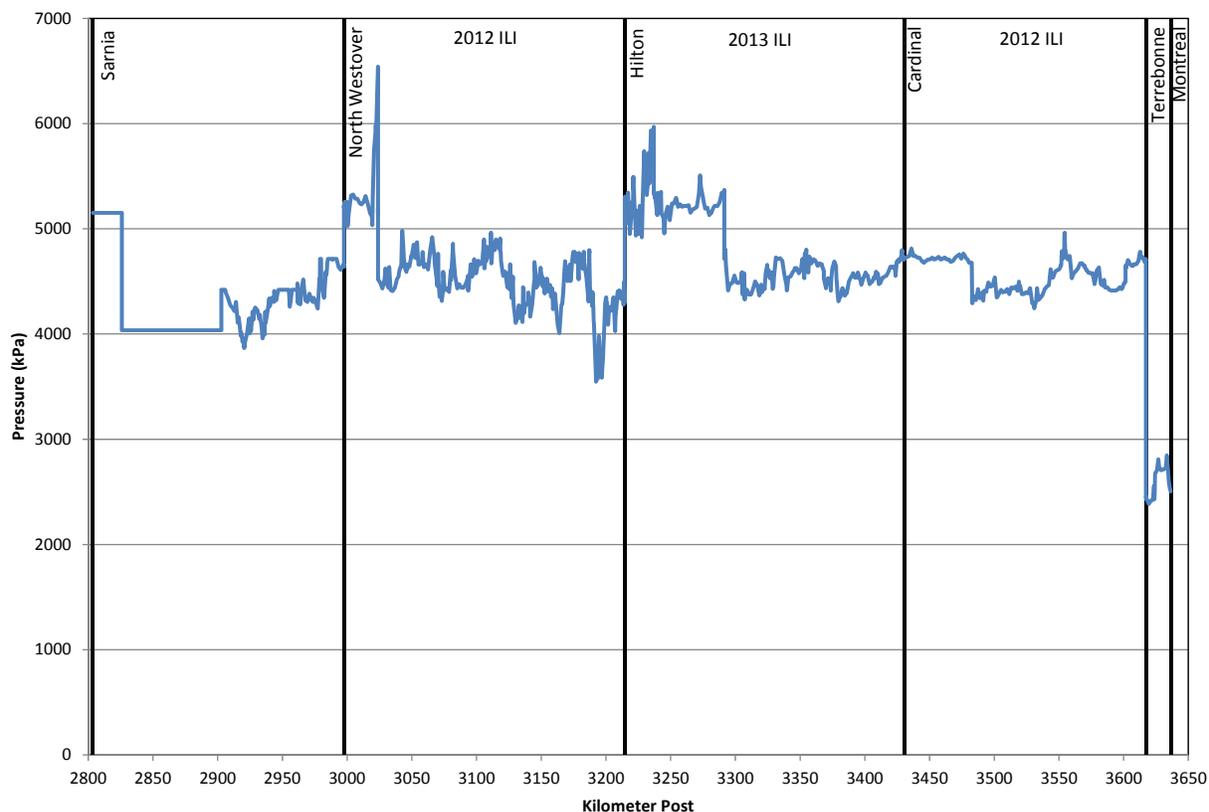
Le programme de gestion des fissures sur toute la longueur de la canalisation 9 comprend les activités suivantes :

- évaluation complète de routine à l'aide d'un outil d'inspection interne de détection de fissures ultrasonique;
- analyse technique pour évaluer l'aptitude fonctionnelle actuelle de la canalisation (c.-à-d., immédiatement après la dernière occurrence d'inspection interne de détection de fissures);
- programmes d'excavation exploratoire et de réparation pour valider les données d'inspection portant sur les fissures et réduire les anomalies par rapport au seuil. En plus des programmes spécifiques d'excavation basés sur l'outil d'inspection interne de détection des fissures par ultrasons, Enbridge vérifie aussi la présence d'éléments de

fissure sur la conduite pendant ses programmes d'excavation basés sur les autres technologies d'inspection interne;

- analyse technique pour évaluer l'aptitude fonctionnelle continue de la canalisation (c.-à-d., en tenant compte de la croissance subséquente découlant de la fatigue et de la fissuration environnementale). Ces analyses comprennent la surveillance du cycle de pression pour assurer des intervalles de nouvelle inspection appropriés.

La canalisation 9 a été testée sous pression à deux reprises depuis la construction, la plus récente étant l'essai hydrostatique réussi achevé en 1997 sans aucune défaillance observée. Ces tests de pression ont été suivis par des inspections de fissures à haute résolution et d'importants programmes d'excavation qui affirment l'intégrité de la ligne. Les programmes d'excavation et de réparation d'Enbridge portant sur la gestion des fissures selon une approche axée sur les facteurs de sécurité dans laquelle le niveau de référence est la PMS déterminée au cours des essais hydrostatiques de la mise en service originale; les pressions de fonctionnement réelles « sur le site » sont inférieures à la PMS sur la plus grande partie de la canalisation. Les valeurs actuelles de la PMS pour la canalisation 9, illustrées à la Figure 4.15, ne seront pas modifiées par le projet. Ainsi, les programmes d'intégrité de la canalisation 9 continueront d'être appropriés et adéquats.



**Figure 4.15 – Profil de PMS pour la canalisation 9 (du TS au TM)**

#### 4.3.1 Résultats de l'inspection interne de détection de fissures

Tous les quatre tronçons le long de la canalisation 9 ont été inspectés depuis 2012 tel que résumé ci-dessous :

- **Du TS au PNW** : inspecté en 2014 : le rapport final n'était pas disponible à temps pour inclure les résultats dans cette évaluation technique mise à jour;
- **Du PNW au PH** : inspecté en 2012;
- **Du PH au PC** : inspecté en 2013;
- **Du PC au TM** : inspecté en 2012.

Tous les tronçons ont été inspectés à l'aide de l'outil DFUS de détection de fissures à haute résolution GE UltraScan<sup>MC</sup> utilisé par le propriétaire, GE Oil & Gas, PII Pipeline Solutions (« GE ») afin de déterminer les éléments de fissures orientées axialement, y compris celles situées dans le bourrelet longitudinal de la soudure.

Le rapport d'inspection interne de l'outil DFUS se compose d'une liste d'éléments qui propose une classification, la longueur, l'orientation et des éléments et la profondeur pour des classifications d'éléments spécifiques. Les classifications des éléments et les descriptions de ce qu'ils représentent sont fournis au Tableau 4-7 – Nomenclature DFUS de la classification des éléments.

**Tableau 4-7 – Nomenclature DFUS de la classification des éléments**

DFUS Classification d'élément	Défaut typique associé (confirmé par les enquêtes sur le terrain)
Indication de fissure	Fissures axiales ou autres discontinuités comme un manque de fusion et des impuretés; typique de ce qui se trouve dans la ligne de liaison ou dans une zone affectée par la chaleur, de soudage par résistance électrique/soudage par étincelage électrique et soudage à l'arc avec double immersion de la canalisation.
Indication d'entaille	Réflecteurs en raison des côtés de joints soudés ou d'autres formes sur la paroi de la conduite qui créent une réponse aux ultrasons. Certains peuvent être des fissures.

Zone de fissure	Les zones de fissures sont en général des grappes de fissuration semblables à de la FCC.
-----------------	--

La prévalence et la gravité des éléments déclarés dans les tronçons du PNW au PH, du PH au PC, et du PC au TM de la canalisation 9, au cours des inspections de 2012 et 2013, sont résumées au

Tableau 4-8 et aux Figure 4.16 et Figure 4.20.

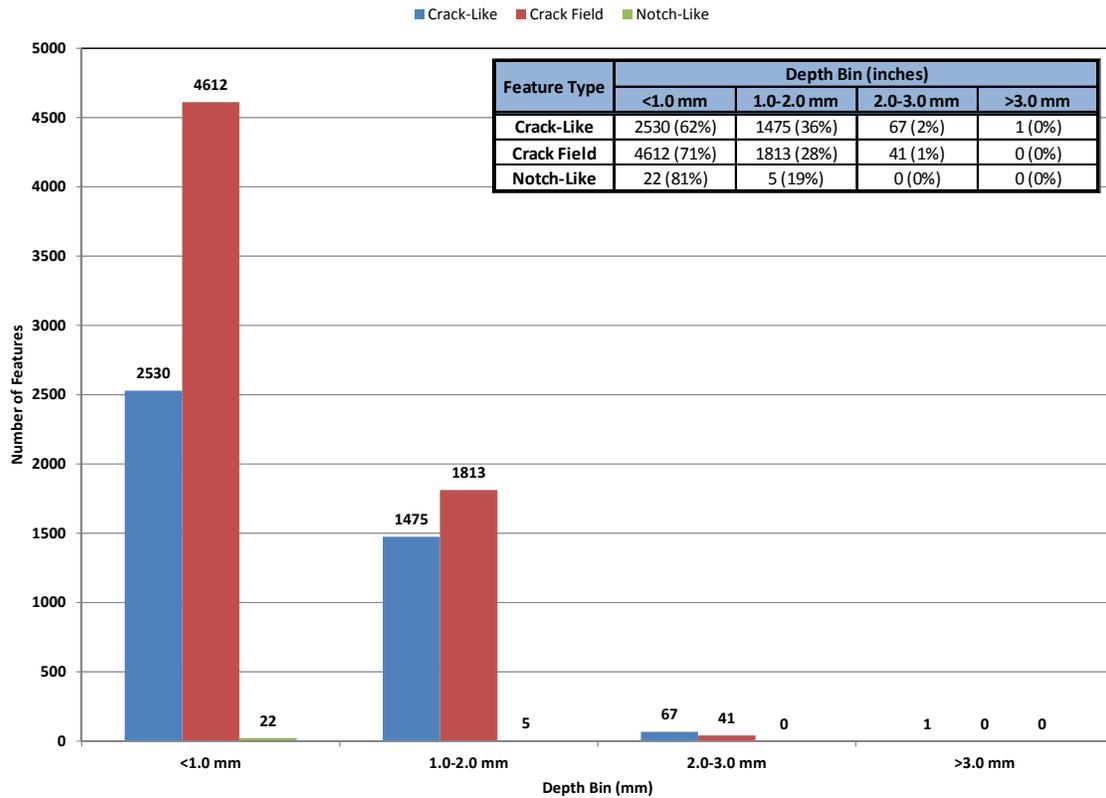
Tableau 4-8 illustre les éléments liés à des indications de fissures non atténuées déclarés aux rapports finaux correspondants des trois outils dans les rapports finaux correspondants des trois outils. Certains de ces éléments sont des signaux de réponse ultrasons allant de réflecteurs bénins qui ne sont pas nécessairement liés aux fissures; ils demeurent cependant toujours inclus dans le programme d'excavation exploratoire. Comme l'illustré la Figure 4.16, environ 68 % des éléments déclarés pour lesquels la profondeur était indiquée présentaient une profondeur déclarée de <1,0 mm, alors qu'un seul (0,01 %) des éléments rapportés avaient une profondeur déclarée > 3,0 mm. L'unique élément avec une profondeur > 3.0 mm a été déclarés dans le tronçon du PNW au PH par l'outil d'inspection interne comme un élément d'indication de fissure externe de 127 mm de long associé au joint de soudure longitudinal et a été communiquée à Enbridge par GE avant la réception du rapport final d'inspection interne dans le cadre du processus de notification prioritaire entre Enbridge et le fournisseur d'inspection interne. L'élément a été examiné sur le terrain en 2013 et rapporté par une END de terrain comme une indication linéaire externe sur le joint de soudure longitudinal avec une mesure de profondeur estimée aux ultrasons de 3,4 mm. Cet élément a été identifié lors de l'inspection précédente effectuée en 2006 en utilisant l'outil de CD et déterminé avoir une profondeur de <1 mm. Selon le profil ultrasons de fissure de terrain figurant dans le rapport END de 2013, la partie plus profonde de l'élément était d'environ 46 mm de long, ce qui était au-dessous du seuil de longueur de 60 mm pour l'inspection de 2006 par rapport au seuil de 25 mm pour l'inspection de 2012. Le seuil de longueur plus court pour l'inspection de 2012 permis par l'outil d'inspection interne DFUS plus avancé était pour assurer que des éléments de ce type puissent être caractérisés correctement. Le facteur de sécurité associé à cet élément selon les données END de terrain est de 128 % de la PMS et résisterait à un essai hydrostatique allant jusqu'à 125 % de la PMS.

Presque tous (c'est à dire, 99 %) les éléments ont été déclarés comme éléments externes. Parmi les classifications d'éléments, la majorité (c'est à dire, 61 %) ont été déclarés comme des éléments de zone de fissures ainsi que des éléments d'indication de fissures (c'est à dire, 39 %); il n'y avait que 27 éléments d'indication d'entailles déclarés. Les éléments de zone de fissures étaient majoritairement (c'est à dire, 74 %) déclarés dans le matériau de base, tandis que les éléments d'indication de fissures étaient principalement (c'est-à-99 %) déclarés comme adjacents à la soudure.

Ces observations se conforment à la distribution des défauts prévus pour la canalisation 9 en rapport avec les soudures à l'arc à double immersion, les soudures longitudinales de joints et les couches externes en polyéthylène.

**Tableau 4-8 – Résumé des éléments déclarés par des outils pour les inspections internes de détection de fissures de 2012 et 2013 (du PNW au TM)**

Feature Classification	Relative Position	Radial Position	Number of Features	Percentage of Totals
Crack-Like	Base Metal	External	46	0.44%
		Internal	6	0.06%
		Not Decidable	0	0.00%
	Adjacent to Weld	External	3932	37.21%
		Internal	87	0.82%
		Not Decidable	2	0.02%
Crack Field	Base Metal	External	4799	45.42%
		Internal	0	0.00%
		Not Decidable	0	0.00%
	Adjacent to Weld	External	1667	15.78%
		Internal	0	0.00%
		Not Decidable	0	0.00%
Notch-Like	Base Metal	External	22	0.21%
		Internal	5	0.05%
		Not Decidable	0	0.00%
	Adjacent to Weld	External	0	0.00%
		Internal	0	0.00%
		Not Decidable	0	0.00%



**Figure 4.16 – Répartition de la profondeur, tous les éléments déclarés (du PNW au TM)**

Comme l'illustrent la Figure 4.17 et la Figure 4.20, il y a des éléments déclarés le long de la canalisation 9 entre PNW et TM; cependant, il y a une concentration légèrement plus élevée dans l'ensemble de la section entre le PH et le PC. Il y a également des concentrations relativement élevées d'éléments déclarés dans une plus grande proximité des côtés futurs de succion (c'est-à-dire, une fois que le projet mis en service) des postes de pompage respectives. Une tendance similaire est observée pour les éléments de zone de fissures, tandis que la plus forte concentration d'indication de fissures se trouve entre le PC et le TM.

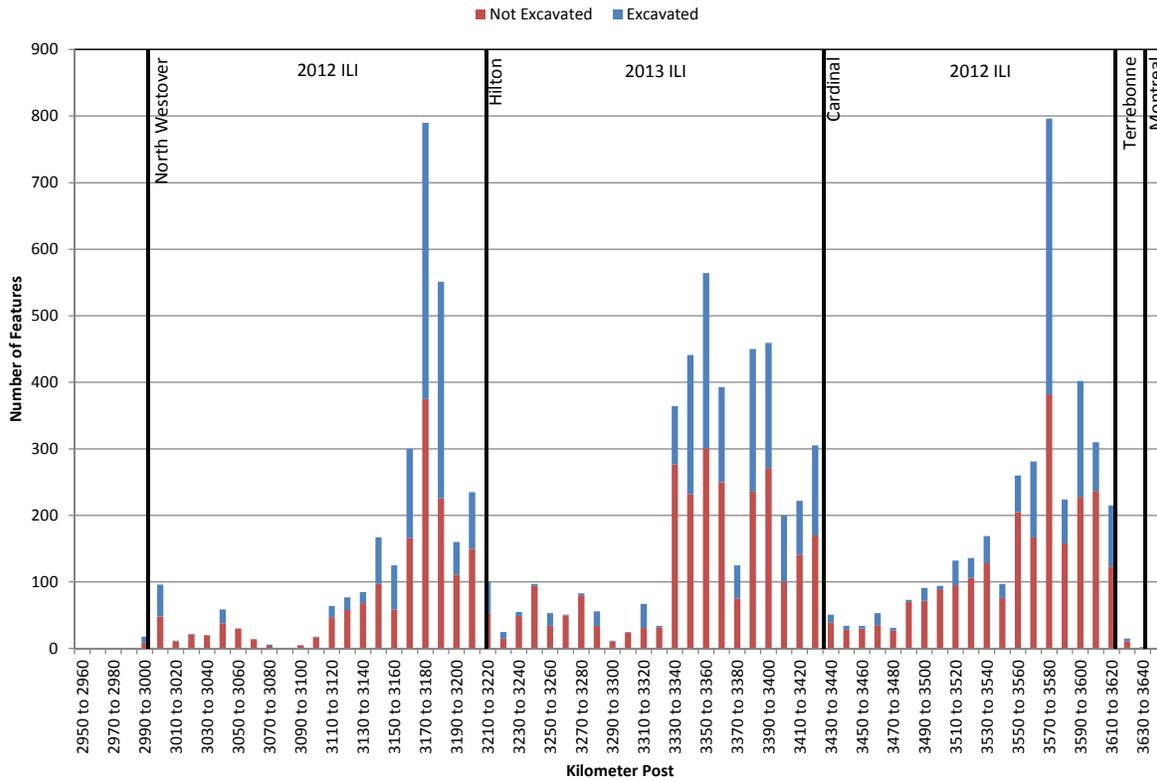
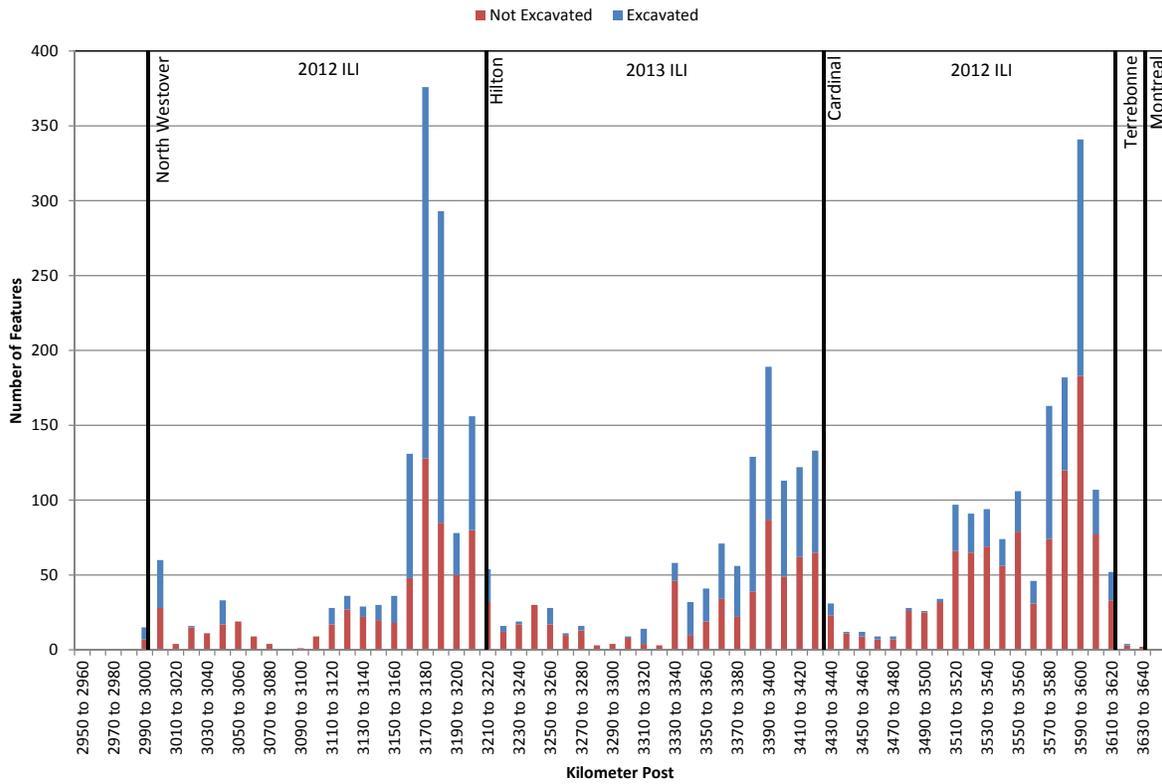


Figure 4.17 – Nombre d'éléments déclarés par rapport au chaînage (du PNW au TM)



**Figure 4.18 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (du PNW au TM)**

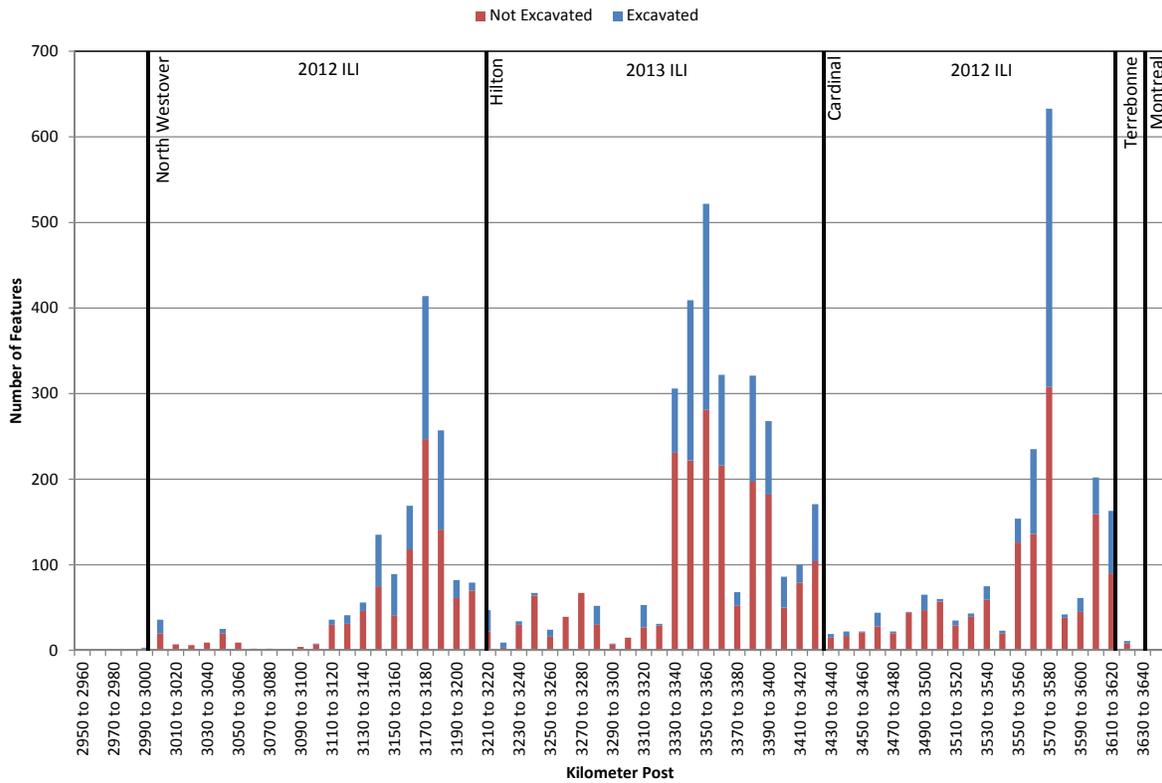
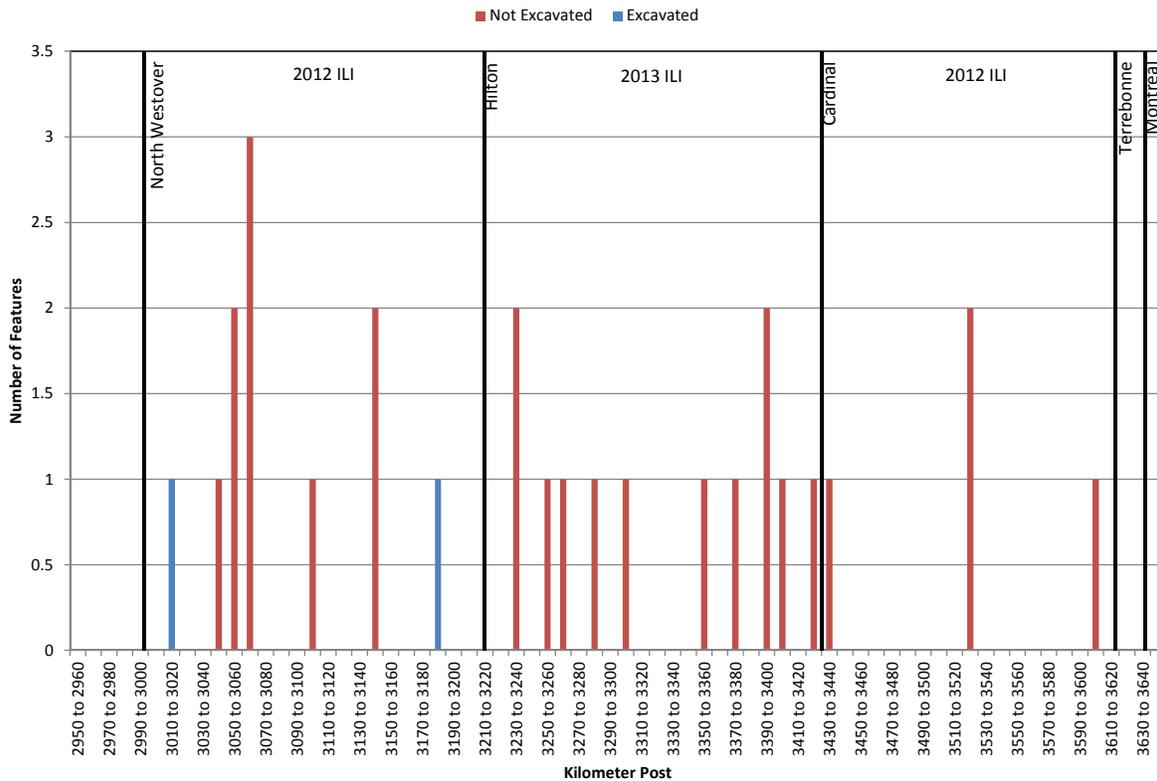


Figure 4.19 – Nombre d'éléments de zone de fissures par rapport au chaînage (du PNW au TM)



**Figure 4.20 Nombre d'éléments d'indication d'entaille par rapport au chaînage (du PNW au TM)**

### 4.3.2 Comparaison des données d'inspection interne de détection de fissures de 2012 et 2013 avec les données d'inspection interne de détection de fissures précédentes

Les trois occurrences de passage de l'outil effectuées en 2012 et 2013 entre le PNW et le TM, résumées à la section 4.3.2, ont été comparées aux occurrences d'inspection interne de détection de fissures réalisées antérieurement sur ces tronçons. Les trois tronçons ont déjà été inspectés tel que résumé ci-dessous :

- **Du PNW au PH** : inspecté en 2005;
- **Du PH au PC** : inspecté en 2006;
- **Du PC au TM** : inspecté en 2004.

La prévalence et la gravité des éléments déclarés à la fois par les passages actuels et précédents de l'outil d'inspection interne de détection de fissures sont comparées au Tableau 4-9 et aux Figure 4.21 à Figure 4.25.

Comme le montre le Tableau 4-9, les passages d'outils actuels ont déclarés un total d'éléments d'environ 17 % plus bas que les passages précédents. La majorité des éléments déclarés par les

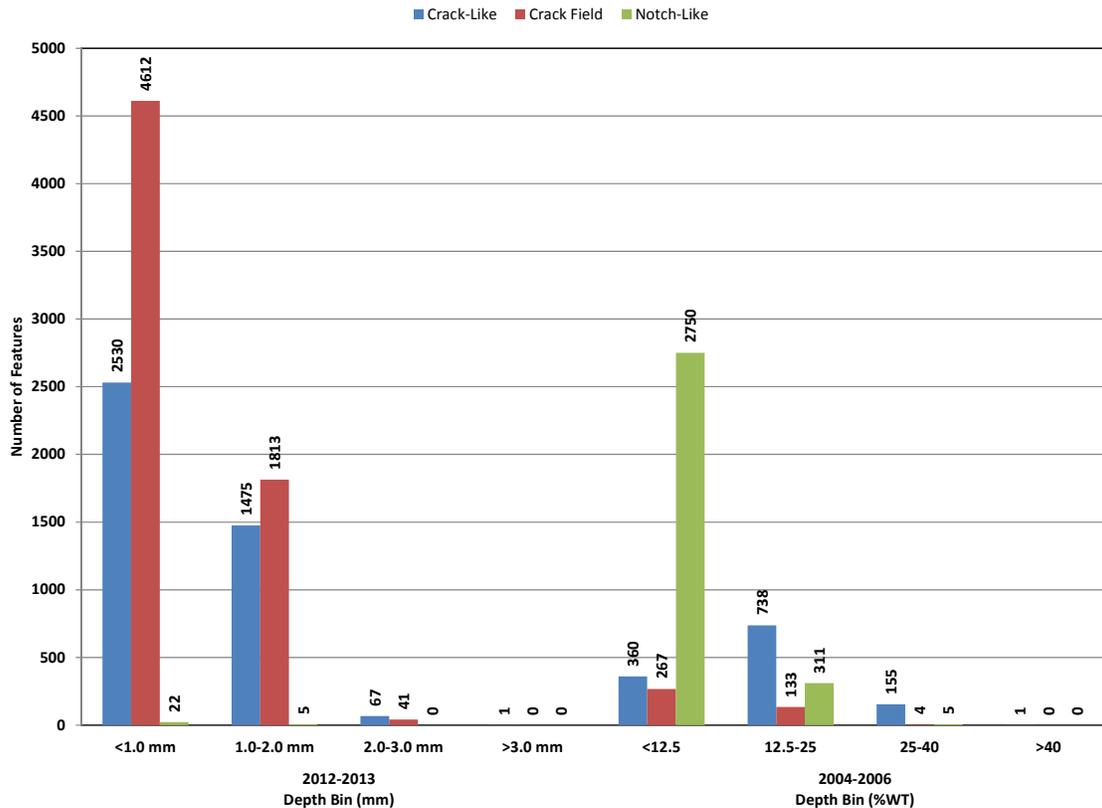
passages d'outils actuels ont été classés comme des éléments de zone de fissures et d'indication de fissures. En comparaison, la plupart des éléments déclarés par les passages d'outils précédents ont été classés comme des éléments de perte de métal et d'indication d'entailles.

Le changement de population et de classification des éléments est attribué aux progrès du matériel des outils d'inspection interne (c.-à-d., DFUS par rapport à USCD) et aux révisions des algorithmes d'analyse de données des outils d'inspection interne. Les progrès à des algorithmes d'analyse découlaient de l'application de calibrages empiriques provenant de nombreuses excavations dans l'industrie, y compris le réseau d'Enbridge. Ces révisions comprennent le reclassement de la perte de métal comme des éléments d'indication de fissures ou de zone de fissures et le reclassement des éléments d'indication d'entailles qui présentent des caractères associés aux fissures en tant qu'éléments d'indication de fissures.

**Tableau 4-9 – Comparaison du nombre d'éléments déclarés par des outils lors des inspections de 2012 et 2013 par rapport à celles de 2004, 2005 et 2006**

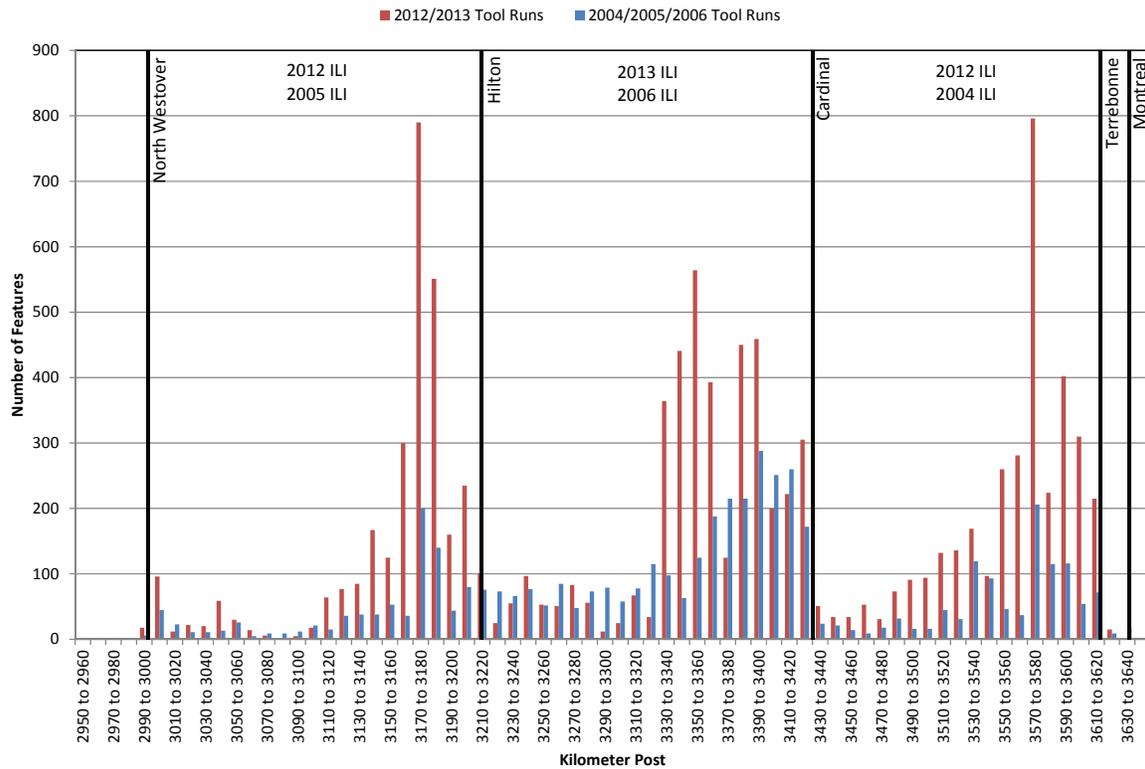
Feature Type	2012-2013 Tool Runs	2004-2006 Tool Runs
Crack-Like	4174	1254
Crack Field	6606	404
Notch-Like	27	3066
Metal Loss	N/A	8223
Total	10807	12947

Comme illustré à la Figure 4.21, les répartitions de la profondeur des passages d'outils actuels et antérieurs sont similaires; environ 68 % des éléments déclarés par les inspections de 2012 et 2013 ont une profondeur de <1,0 mm, tandis qu'environ 71 % des éléments rapportés par les inspections de 2004, 2005, et 2006 ont une profondeur de <12,5 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite. De plus, il n'y avait qu'un élément avec un signal saturé (c.-à-d., une profondeur de > 3,0 mm ou de 40 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite) détecté à la fois par les passages d'outils actuels et précédents. D'autres informations sur cet élément ont été fournies à la section 4.2.3.

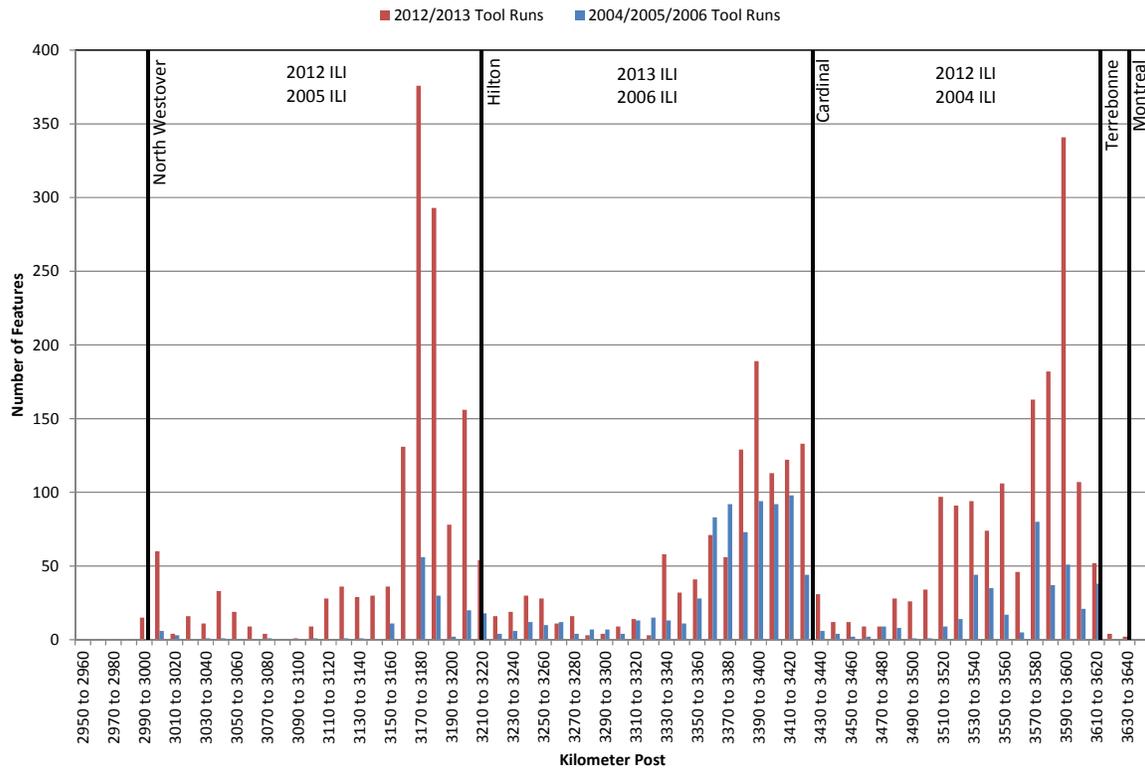


**Figure 4.21 – Comparaison des profondeurs d’éléments déclarés entre les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006 (du PNW au TM)**

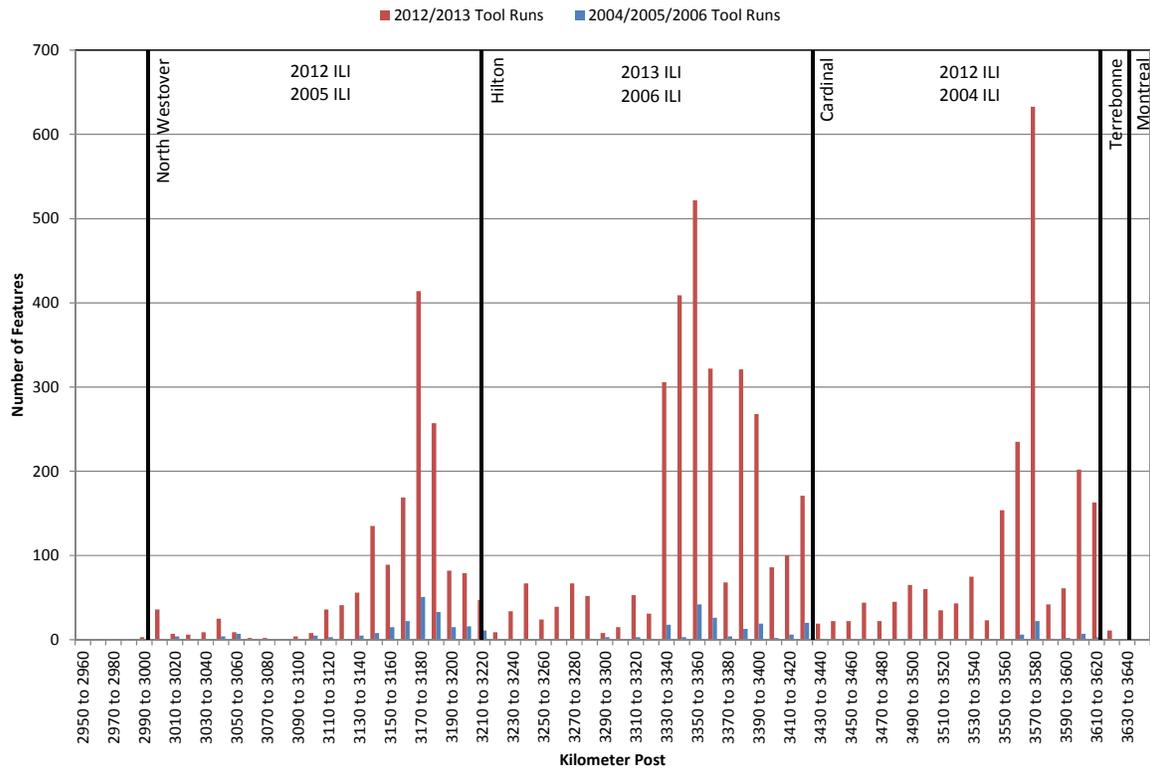
Comme pour les passages d’outils actuels, les passages d’outils précédents signalaient également une concentration globale plus élevée d’éléments dans le tronçon compris entre le PH et le PC. En outre, il existe des concentrations relativement plus élevées d’éléments déclarés dans une plus grande proximité des postes de déchargement de courant, qui deviendront les côtés de succion une fois le projet mis en service, comme représenté aux Figure 4.22 à Figure 4.25.



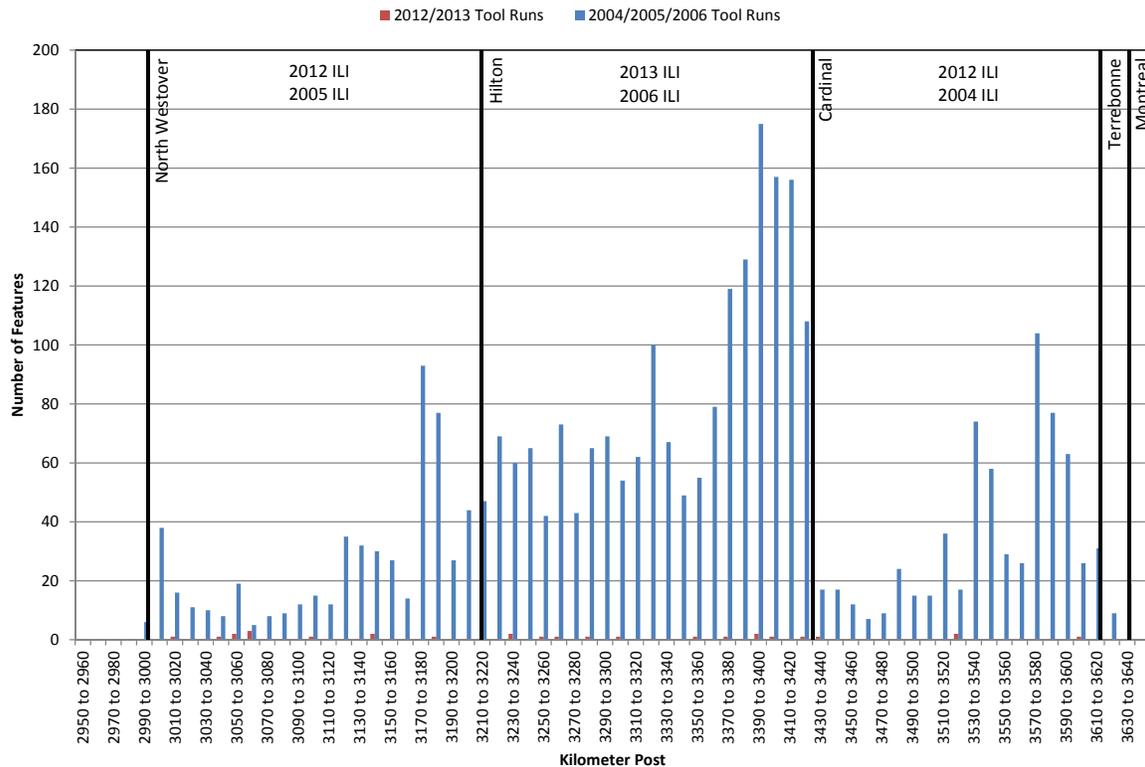
**Figure 4.22 – Comparaison du nombre total d’éléments déclarés par rapport au chaînage entre les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006 (du PNW au TM)**



**Figure 4.23 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006**



**Figure 4.24 – Éléments de zones de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006**



**Figure 4.25 – Éléments d’indications d’entailles déclarés pour les inspections de 2012 et 2103 et celles de 2004, 2005, et 2006**

### 4.3.3 Programme d’excavation et de réparations.

Les critères suivants sont utilisés dans l’élaboration du programme d’excavation pour la détection de fissures :

- éléments avec une profondeur associée à un signal saturé (c’est-à-dire > 3 mm);
- éléments avec facteur de sécurité estimé égal ou inférieur à 1,25 % de la PMS (PRP <= 1,25 de la PMS);
- éléments avec une croissance calculée dépassant la PMS avant 10 ans;
- éléments d’indications de fissures, de zones de fissures, et d’indications d’entailles avec position radiale indéterminable ou déclarée avec des caractéristiques internes et externes;
- tous les éléments d’indications de fissures, de zones de fissures, et d’indications d’entailles déterminés comme étant connexes à un élément de bosselure;

- tous les éléments d'indications de fissures, de zones de fissures, et d'indications d'entailles avec une profondeur dépassant le seuil de déclaration de l'outil (c.-à-d., > 1 mm) qui sont déterminés comme étant connexes à un élément de perte de métal déclaré avec une profondeur supérieure à 30 %. De plus amples détails sur ce critère sont présentés à la section 4.3.8.

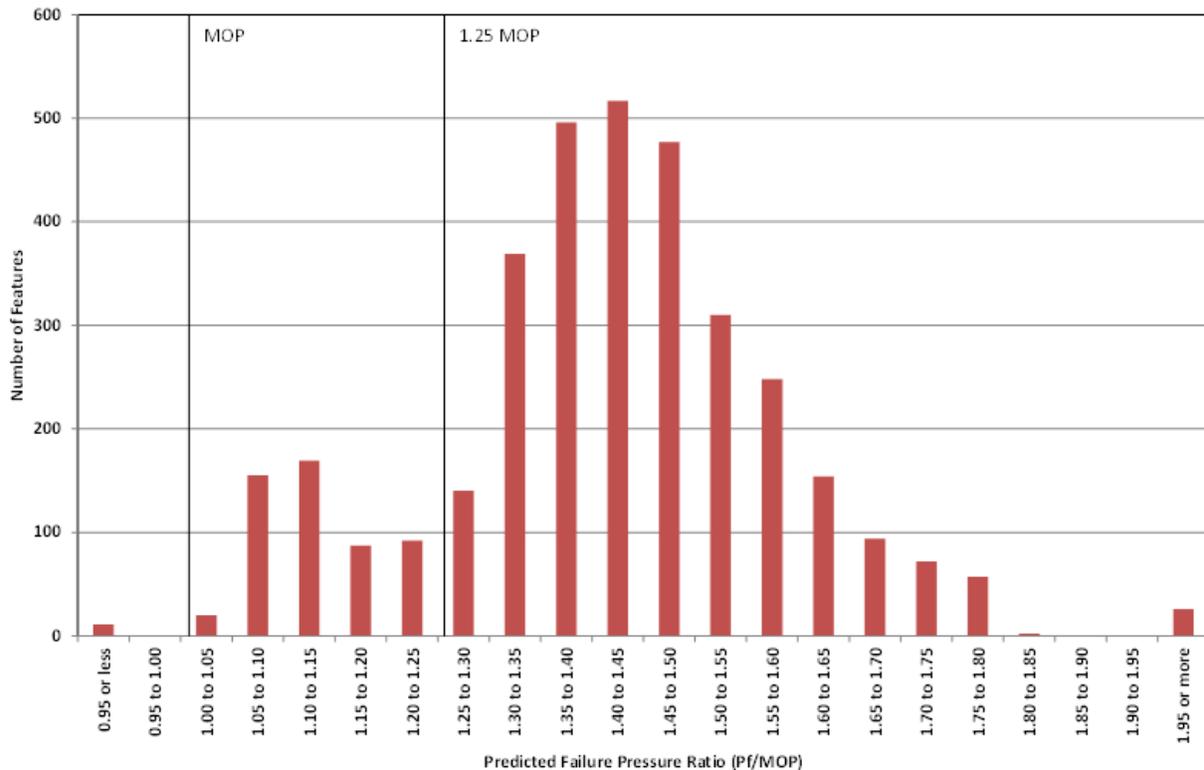
Conformément aux procédures d'Enbridge, toutes les indications linéaires identifiées sur le terrain sont soit éliminées par meulage ou réparées avec un manchon pressurisé.

#### 4.3.3.1 Réétalonnage du programme d'excavation

Le rapport final d'inspection du tronçon allant du TM au PC a été reçu et traité par Enbridge bien avant la réception des rapports pour les autres tronçons. Pour cette raison, le premier ensemble de sites d'excavation approuvé pour la canalisation 9 était sur le tronçon allant du TM au PC. Pour le programme du TM au PC, les pressions de rupture prévues pour tous les éléments liés aux fissures (indications de fissures, zones de fissures et indications d'entailles) ont été estimées en utilisant les hypothèses suivantes :

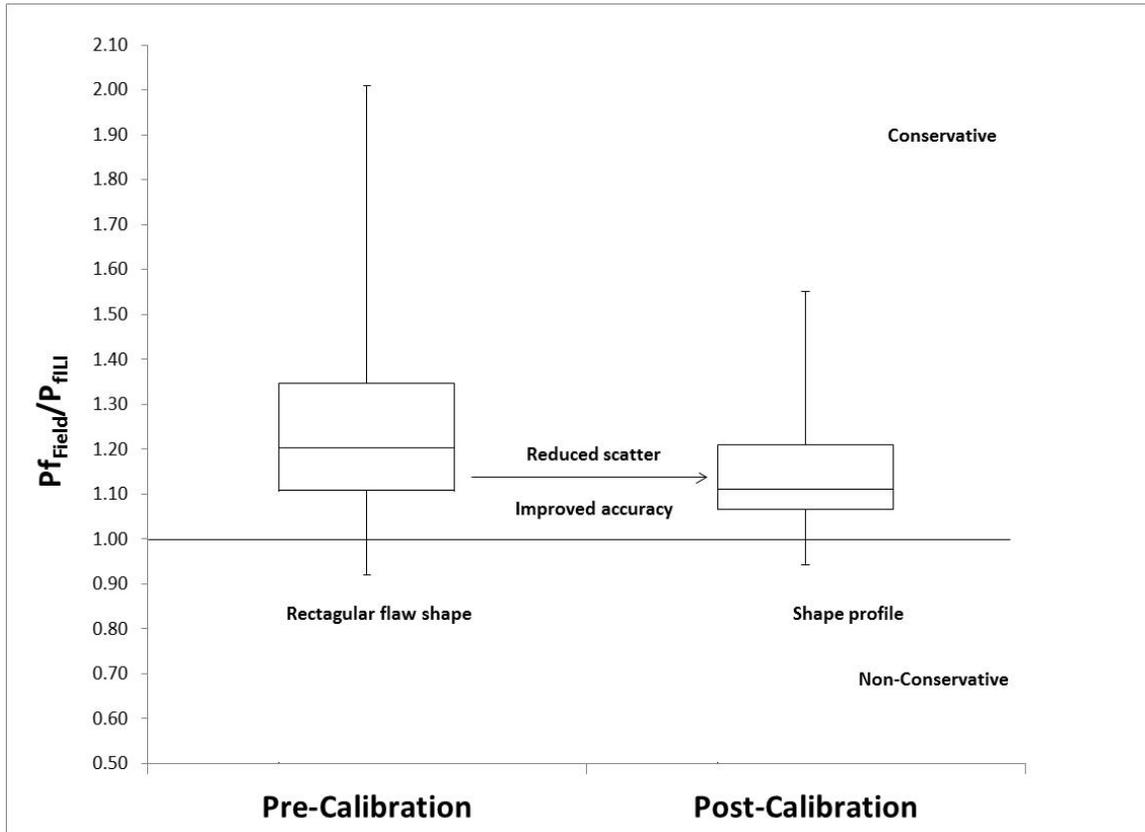
- profil de la déféctuosité : profil rectangulaire;
- épaisseur de la paroi : la moindre de l'épaisseur de la paroi nominale ou de l'épaisseur de la paroi, tel qu'elle a été mesurée par l'outil d'inspection interne par ultrasons.
- Élasticité nominale spécifiée de 359 MPa : 359 MPa;
- Résistance nominale à la rupture pour la catégorie 359 MPa : 455 MPa;
- force du débit : limite d'élasticité + 68,9 MPa.
- Résistance de l'incidence des essais Charpy V : 15 pi-lb;
- Profondeur de la déféctuosité : limite supérieure de la profondeur de fosse de l'élément déclaré;
- longueur de la déféctuosité : la longueur totale de l'élément déclaré

Les PRP pour les éléments dans le tronçon du TM au PC selon ces hypothèses sont présentés à la Figure 4.26. Il y a un total de 532 éléments avec un PRP inférieur à 125 % de la PMS tel que déclaré par les inspections internes. Tous ces éléments ont été inclus dans le programme d'excavation.



**Figure 4.26 – Étalonnage avant usage de la répartition du taux de la pression de rupture prévu (du TM au PC)**

La corrélation des données d’inspections internes-END du programme d’excavations sur le tronçon du TM au PC, ainsi que les premiers résultats des programmes d’excavations pour les deux autres tronçons ont mis en évidence la nécessité d’un étalonnage supplémentaire de l’utilisation des données d’inspections internes dans les méthodes de calcul PRP. Comme illustré à la Figure 4.27, l’hypothèse que les éléments d’inspection interne sont bien caractérisés comme des défauts rectangulaires pour la longueur totale de l’élément a conduit à une évaluation très prudente de la condition réelle sur le terrain. En outre, une grande quantité de dispersion est mise en évidence dans les résultats.



**Figure 4.27 – Schéma en boîte représentant la précision de la zone d'éléments présumée dans le calcul PRP**

La probabilité de détection, la probabilité d'indication et la probabilité d'évaluations des mesures de la profondeur ont démontré que les inspections de fissures sur la canalisation 9 sont performantes. Cependant, deux causes premières ont été trouvées pour les résultats trop conservateurs :

1. La déclaration de profondeur est dans les limites de tolérance prévues, mais a tendance à se trouver vers l'extrémité inférieure des intervalles de profondeur. Enbridge a utilisé les limites supérieures des intervalles de profondeur rapportés.
2. Lors de l'analyse, le fournisseur a déclaré des longueurs totales qui avaient été présentées comme plusieurs fissures plus courtes regroupées dans un élément d'inspection interne.

Enbridge a entrepris l'étalonnage de son calcul des calculs PRP pour la canalisation 9 selon les résultats des importants programmes d'excavations exploratoires réalisés jusqu'à ce jour. Comme illustré à la Figure 4.27 les résultats de l'étalonnage réduisent le caractère trop conservateur de l'évaluation tout en continuant à assurer un biais conservateur dans les

résultats globaux. En outre, l'étalonnage a pour objectif de réduire la dispersion dans les résultats afin de réaliser une évaluation plus cohérente de PRP.

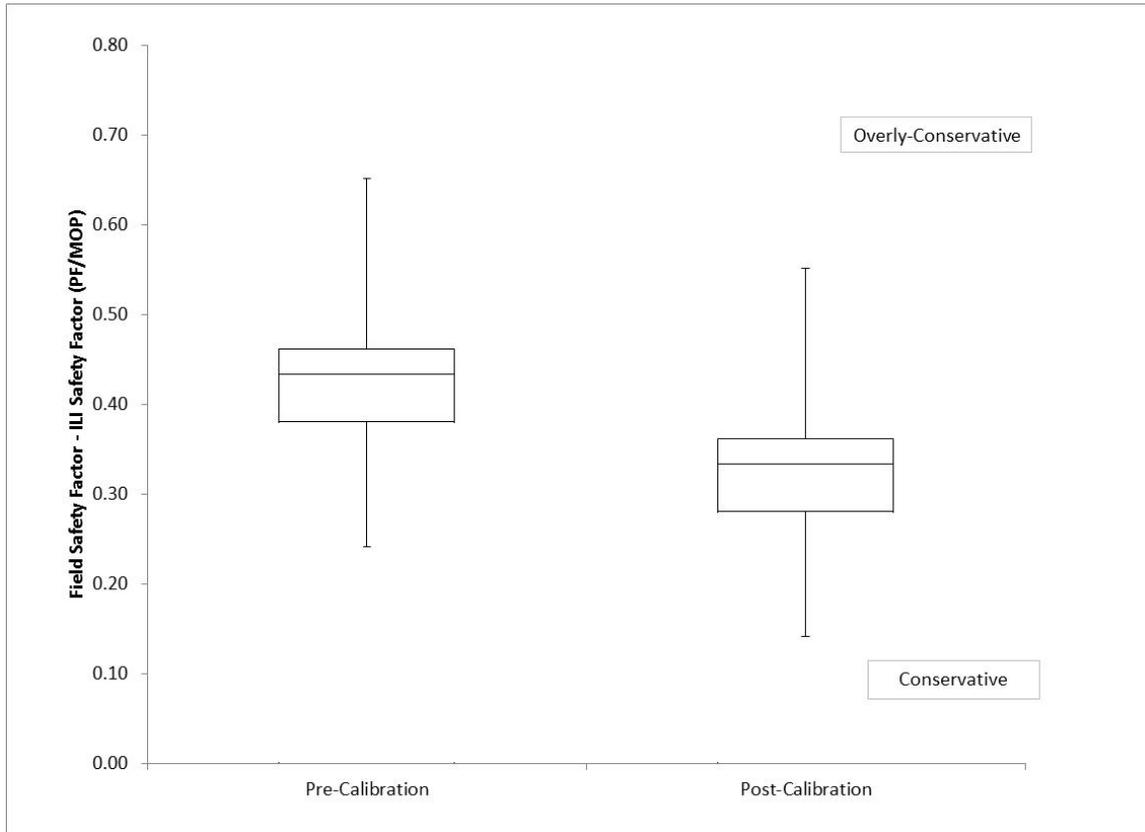
Ce qui suit représente le réétalonnage de PRP pour les éléments d'indications de fissures et d'indications d'entailles (du PC au PH et du PH au PNW).

- Le fournisseur d'inspections internes pour la détection de fissures indique des profils de forme pour chaque élément d'indications de fissures et d'indications d'entailles dans le rapport d'inspection. Selon la comparaison des résultats des inspections internes avec les résultats END validés sur le terrain, il a été observé que l'utilisation des profils de forme plus précis plutôt que l'estimation comme une défectuosité rectangulaire pour déterminer les PRP traite efficacement les causes profondes. Le profil permet que le PRP soit calculé de manière à ce que le fait que certaines parties de la longueur de l'élément sont peu profondes soit pris en compte comme le montrent les résultats sur le terrain. Le profil fournit également une profondeur discrète qui peut réduire la dispersion en fournissant une réflexion d'une précision accrue de la profondeur de chaque élément que l'utilisation des intervalles de profondeur peut fournir.
- Alors que le fournisseur d'inspection interne ne rapporte pas de bande de tolérance de mesure d'outil pour une utilisation avec la profondeur discrète, Enbridge a entamé des travaux avec les fournisseurs d'inspections internes pour les fissures pour formaliser les bandes de tolérance d'erreur d'outils pour une utilisation avec la profondeur discrète. Les premiers résultats de ce travail, ainsi que des travaux réalisés par Enbridge, suggère qu'une bande de tolérance de 1 mm sur la profondeur discrète est suffisante pour répondre de façon conservatrice à l'incertitude de mesure de l'outil pour la profondeur. Selon les résultats END de la canalisation 9 réunis à ce jour, l'ajout de 1 mm à la profondeur discrète est confirmé comme étant conservateur pour > 99 % des fissures confirmées sur le terrain et être seulement non conservateur à un maximum de 1,3 mm.
- Le PRP a été calculé pour les résultats de l'inspection de la canalisation 9B à l'aide du profil plus 1 mm de profondeur supplémentaire le long du profil pour tenir compte de l'incertitude de mesure de l'outil, et comparée aux renseignements disponibles provenant de l'END sur le terrain. Les résultats confirment que le calcul PRP conservateur est maintenu tout en réduisant légèrement la dispersion des données (voir Figure 4.27). Une sélection de fissures déclarées par l'END sur le terrain comme ayant une PRP inférieure à 125 % PMS sur d'autres canalisations du réseau d'Enbridge ont également été réévaluées en utilisant cette méthode. L'évaluation confirme que l'utilisation du profil déclaré de l'inspection interne plus 1 mm de profondeur résulte en un rendement amélioré similaire comparativement à l'utilisation d'une forme de défectuosité rectangulaire, résultant en une prédiction plus précise de la PRP.

Ce changement entraîne une légère diminution globale du nombre total d'excavations nécessaires pour les éléments d'indications de fissures et d'indications d'entailles, tout en veillant à ce qu'un facteur de sécurité de 125 % du PMS soit maintenu.

Ce qui suit représente le réétalonnage de la PRP pour les éléments de zones de fissures (du PC au PH et du PH au PNW) :

- Le fournisseur d'inspection interne pour les fissures ne fournit pas de profils pour les éléments de zones de fissures en raison de la nature potentiellement complexe de ces réflecteurs. Pour ce type d'élément, Enbridge a utilisé des données de l'industrie disponibles ainsi que les résultats de comparaison d'inspection interne-END pour calibrer les calculs PRP pour les éléments de zones de fissures.
- L'examen des informations de défaillance interne et de l'industrie d'Enbridge pour la FCC a confirmé que le modèle CorLAS est efficace dans l'évaluation prudente de la PRP de la FCC en utilisant une forme de défaut semi-elliptique plutôt qu'une forme de défaut rectangulaire. Comme illustré à la Figure 4.28, le changement dans la forme du défaut estimé réduit le niveau conservateur du calcul de la PRP par un petit coefficient, mais les résultats demeurent excessivement prudents.
- À ce jour, la PRP la plus basse déclarée sur le terrain pour les éléments de zones de fissures sur la canalisation 9B est supérieure à 140 % de la PMS, même si les excavations ont été effectuées selon le critère d'excavation de la PRP inférieure à 125 % de la PMS. En utilisant la comparaison d'inspection interne-END pour ajuster le biais excessivement prudent, Enbridge a augmenté la PRP de l'inspection interne de 10 % de la PMS. Cette méthode réduit le niveau conservateur tout en maintenant une évaluation prudente de la PRP.



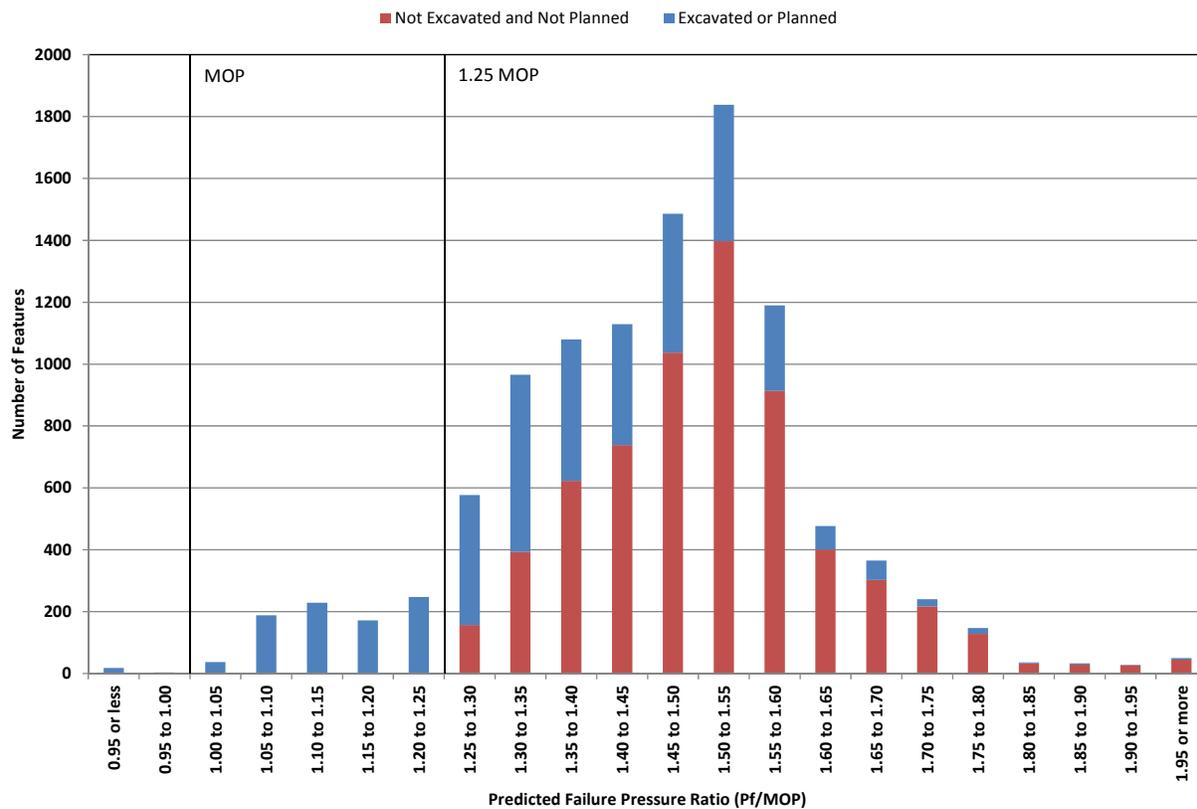
**Figure 4.28 – Schéma en boîte représentant la réduction du niveau conservateur de l'estimation de la PRP des éléments de zones de fissures**

Conformément à la norme API 1163, l'étalonnage a été réalisé selon un ensemble de données avec une confiance élevée (voir la section 4.3.4). La tendance de l'inspection interne-END actuelle, selon la PRP d'inspection interne étalonnée (Figure 4.33, Figure 4.35 et Figure 4.37) confirme que l'étalonnage fournit une évaluation plus précise de la PRP de terrain confirmée actuelle tout en maintenant un niveau approprié de prudence.

Le taux de la pression de rupture prévue (« TPRP ») et les répartitions des facteurs de sécurité sont présentés au Tableau 4-10 et à la Figure 4.29, respectivement. Un facteur de sécurité de 125 % de la PMS est encore utilisé pour la sélection d'une excavation apte à l'emploi. Comme illustré à la Figure 4.29, tous les éléments avec une PRP inférieure à 125 % de la PMS ont été sélectionnés pour l'excavation et seront évalués sur le terrain à la fin des excavations prévues. La pression de rupture la plus basse calculée selon les informations de l'inspection interne est de 83 % de la PMS. Sur les 775 éléments déclarés excavés à ce jour, aucun élément n'avait une PRP mesurée sur le terrain correspondante inférieure à 125 % de la PMS. La valeur de PRP/PMS la plus faible confirmée sur le terrain était de 1,26, alors que la PRP/PMS pour le même élément était de 0.94 selon les données d'inspection interne.

**Tableau 4-10 – Taux de la pression de rupture prévue pour les éléments de fissures (PRP/100 % de la LEMS)**

Segment	<1.0	1.0<PFPR<1.1	>1.1
ML-CD	414	1131	1951
CD-HL	381	1011	2698
HL-NW	361	906	1683



**Figure 4.29 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, pour tous les éléments déclarés post-étalonnage (du PNW au TM)**

#### 4.3.4 Évaluation statistique du programme d'excavation

La sélection globale des éléments pour l'excavation a été évaluée afin de s'assurer qu'une quantité suffisante de chaque catégorie fasse l'objet d'une enquête. La taille de l'échantillon cible est définie à l'aide d'un calcul de proportion pour déterminer le nombre minimum d'éléments nécessaires pour assurer un coefficient minimum de confiance de 80 % que les éléments sélectionnés représenteront l'ensemble de la population d'éléments.

Quatre-vingt pour cent est considéré et utilisé comme un échantillon statistiquement pertinent. Pour déterminer la taille de l'échantillon, la limite d'erreur (« B » dans la formule ci-dessous) est fixée à 10 %, soit la valeur par défaut utilisée généralement pour ce type d'évaluation.

Les calculs de taille d'échantillon basés sur la proportion reposent sur la relation suivante :

$$n = \frac{Np(1-p)}{(N-1)\frac{B^2}{z^2} + p(1-p)}$$

n = taille de l'échantillon cible excavé  
N = population d'un type d'élément donné déclaré par l'inspection interne  
p = proportion d'un type d'élément parmi l'ensemble de la population d'un élément  
B = limite d'erreur  
z = valeur z correspondant à un intervalle de confiance choisi

Les programmes d'excavation actuels permettront d'atteindre un coefficient de confiance de > 80 % pour les éléments d'indication de fissures et de zone de fissures déclarés à la fin du programme d'excavations.

Un résumé des niveaux de confiance atteints jusqu'à présent figure ci-dessous.

- **Du PNW au PH** – Le programme d'excavation actuel a atteint un coefficient de confiance de 69,6 % et 86,6 %, respectivement, pour les éléments de zone de fissures et d'indication de fissures déclarés. Aucun élément d'indication d'entaille n'a fait l'objet d'une excavation.
- **Du PH au PC** – Le programme d'excavation actuel a atteint un coefficient de confiance de 69,8 % et 71,4 %, respectivement, pour les éléments de zone de fissures et d'indication de fissures déclarés. Aucun élément d'indication d'entaille n'a fait l'objet d'une excavation.
- **Du PC au TM** – Le programme d'excavation actuel a atteint un coefficient de confiance de > 99 % pour les éléments de zone de fissures et d'indication de fissures déclarés.

Bien qu'un niveau de confiance de 80 % n'a pas encore été atteint pour chaque classification d'éléments rapportables ou pour les tronçons de la canalisation 9, les schémas d'unité des outils de terrains abordés à la section 4.3.8 sont fondés sur les 775 éléments rapportables du DFUS (voir la section 4.3.6 ci-dessous) et donc, ces schémas d'unité initiaux sont anticipés être représentatifs du rendement global des passages respectifs d'outils. Cette progression sera évaluée en permanence alors que les résultats sur le terrain restants sont reçus.

### **4.3.5 Résultats du programme de réparation**

Depuis le 28 avril 2014, la corrélation entre les données d'inspections internes et celles de l'évaluation sur le terrain a été réalisée sur 308 sites d'excavation concernant 775 éléments signalés en réponse aux inspections réalisées dans le cadre du programme de détection des fissures entre PNW et PM, en 2012/2013.

#### **4.3.5.1 Évaluation des essais non destructifs (END) sur le terrain**

La corrélation entre les données des inspections internes et celles des END sur le terrain constitue la méthode d'évaluation principale utilisée pour quantifier le rendement d'un outil de détection des fissures. Lorsqu'un joint de conduite est examiné sur le terrain, des END sont effectués, au moyen d'une inspection par particules magnétiques ou par technologie ultrasonique sur le terrain, aux emplacements désignés pour investigation à l'aide d'un outil d'inspection interne, sur toutes les soudures circonférentielles et longitudinales, les emplacements de détachement du revêtement et de perte métallique ou autre défectuosité de la conduite. Conformément aux procédures établies par Enbridge, toutes les indications linéaires sont soit éliminées par meulage ou réparées à l'aide d'un manchon sous pression.

La procédure de vérification d'Enbridge compare les dimensions signalées par l'outil d'un élément donné avec les dimensions mesurées sur le terrain correspondantes. La profondeur des éléments détectés sur le terrain est mesurée par inspection ultrasonique non destructif à l'onde de cisaillement (UT) ou par meulage (et mesure de l'épaisseur de la paroi par UT). Le meulage est la méthode la plus précise des deux; cependant, elle n'est pas toujours possible (par ex., les fissures internes ou les fissures profondes externes ou les fissures encastrées).

De manière générale, le profil de meulage mesuré sur le terrain ou le profil UT est utilisé pour les calculs sur l'aptitude à l'emploi ultérieur de l'élément du cordon de soudure connexe.

Récemment, une fissure interne non signalée de 40 mm de longueur et de 4,5 mm de profondeur a été observée dans la canalisation 9, sur le terrain en août 2013. Cet élément a été classé comme faux négatif parce que la longueur et la profondeur dépassaient le seuil de signalement. Les dimensions de la défectuosité n'ont pas pu être confirmées par meulage parce qu'elle était interne; elle a été ultérieurement réparée au moyen d'un manchon à encerclement complet. Le joint de la conduite a été retiré en mai 2014 pour une investigation complémentaire. Une analyse métallurgique a permis de déterminer que la défectuosité n'était pas aussi importante comme l'avaient indiqué les END effectués sur le terrain, confirmant que l'inclusion mi-paroi était située à 1,5 mm de la surface interne de la conduite. Par conséquent, ce n'était pas un élément profond non détecté par l'outil d'inspection interne.

Voici les conclusions principales du programme d'excavation appliqué à ce jour sur chacun des trois tronçons suivants :

### Entre Cardinal et Montréal

Il y a eu 918 éléments signalés à l'outil d'inspection interne sur ce tronçon depuis les excavations effectuées le 9 avril 2014 dont notamment :

- **un total de 853 éléments de fissuration a été observé sur le terrain. La profondeur maximum et la pression de rupture la plus basse en fonction des données de terrain pour les éléments sont de 2,92 mm (4F3 %) et 126 % de la PMS (823 lb/po $\phi$ ) respectivement.**
- Il y a eu 30 éléments non signalés, détectés sur le terrain à l'outil d'inspection interne, dont la longueur et la profondeur étaient supérieures à celles du seuil de signalement et ont par conséquent été classées comme « aux négatifs ». Tous les 30 Faux négatifs ont été classés comme éléments d'indication de fissure sur le terrain. Le Faux négatif le plus important était une Pf de 851 lb/po $^2$ , 128 % de la PMS. Le Faux négatif a été mesuré sur le terrain à une profondeur de 1,5 mm (25 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite). La quasi-totalité de ces défauts a été classée de manière conservatrice comme Faux négatifs en fonction des longueurs et des profondeurs signalées obtenus à partir des END effectués sur le terrain. De l'information détaillée sur ces faux négatifs est fournie à la Section 4.3.5.2 ci-dessous.

### Entre Hilton et Cardinal

Il y a eu 43 éléments signalés à partir des excavations effectuées sur ce tronçon depuis le 28 avril 2014 dont notamment :

- Un total de 37 éléments d'indication de fissure a été observé sur le terrain. La profondeur maximum et le facteur de sécurité le plus bas en fonction des données de terrain pour les éléments sont de 1,8 mm (27 %) et de 137 % de la PMS (915 lb/po $^2$ ) respectivement.
- Il y a eu 10 éléments non signalés, détectés sur le terrain à l'outil d'inspection interne, dont la longueur et la profondeur étaient supérieures à celles du seuil de signalement et ont par conséquent été classés comme « Faux négatifs ». Tous les 10 Faux négatifs ont été classés comme éléments d'indication de fissure sur le terrain. Le Faux négatif le plus important était une Pf de 896 lb/po $^2$ , 136 % de la PMS. Le Faux négatif a été mesuré sur le terrain à une profondeur de 1,6 mm (20 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite). La question portant sur les Faux négatifs est traitée à la Section 4.3.5.2 ci-dessous.

### Entre North Westover et Hilton

Il y a eu 80 éléments signalés à partir des excavations effectuées sur ce tronçon depuis le 28 avril 2014 dont notamment :

- un total de 55 éléments d'indication de fissure a été observé sur le terrain. La profondeur maximum et le facteur de sécurité le plus bas en fonction des données de

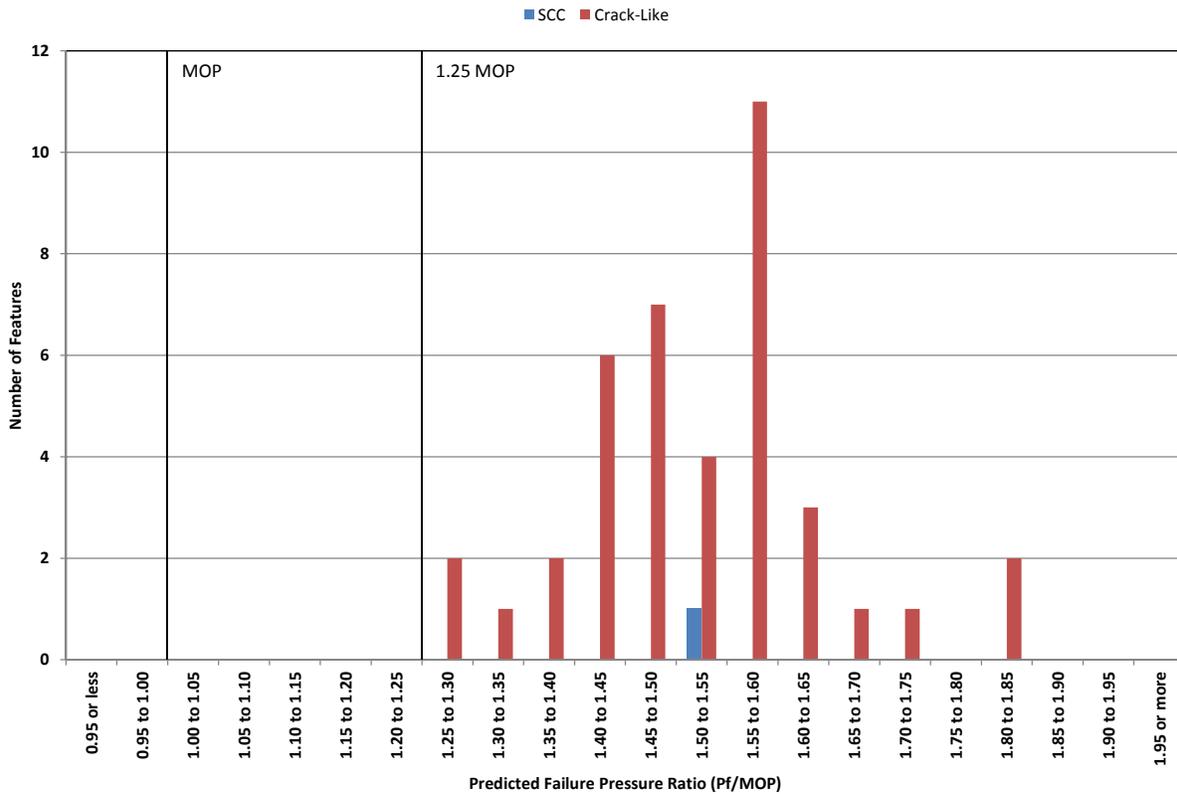
terrain pour les éléments sont de 3,4 mm (54 %) et de 128 % de la PMS (805 lb/po<sup>2</sup>) respectivement.

- Il y a eu 1 élément non signalé, détecté à l'outil d'inspection interne sur le terrain, dont la longueur et la profondeur étaient supérieures à celles du seuil de signalement à l'outil et ont par conséquent été classés comme « Faux négatifs ». Ce Faux négatif a été classé comme colonie de FCC sur le terrain. Le Faux négatif avait une Pf de 1 041 lb/po<sup>2</sup>, de 152 % de la PMS et une profondeur mesurée sur le terrain de 1,4 mm (21 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite). La question portant sur les Faux négatifs est traitée à la Section 4.3.5.2 ci-dessous.

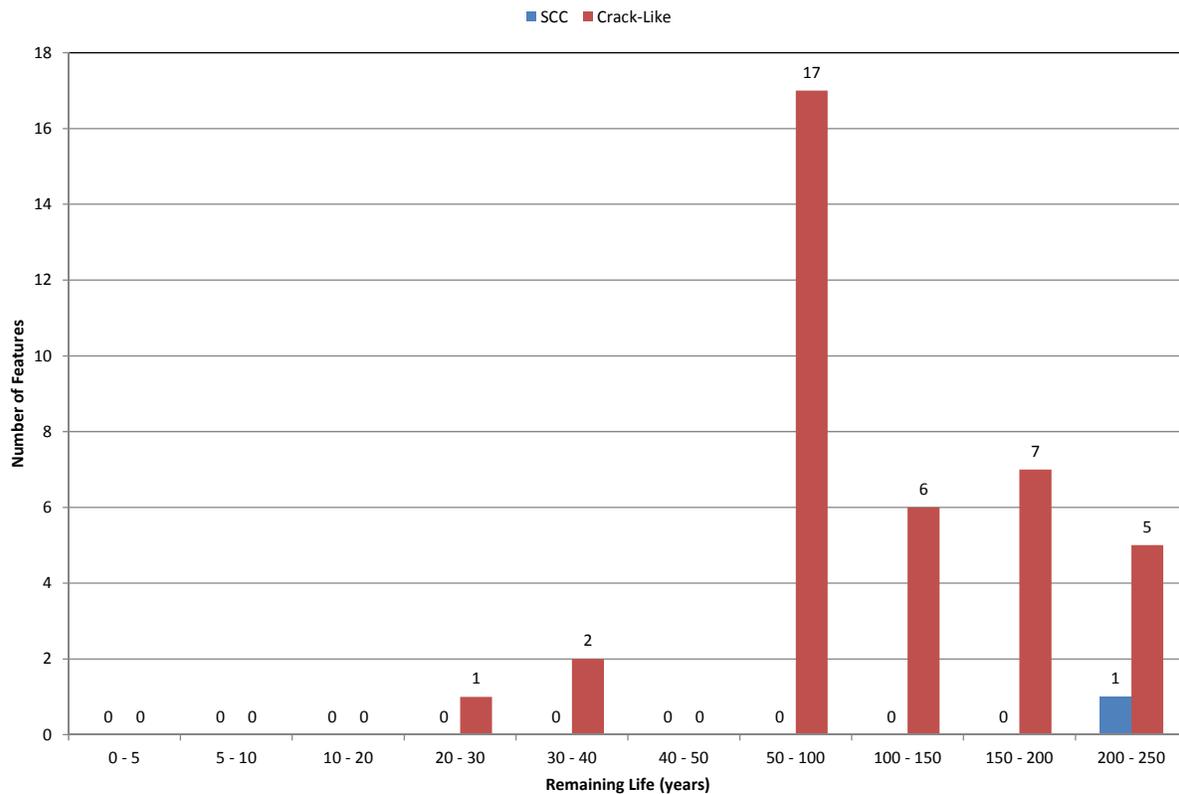
#### 4.3.5.2 Éléments Faux négatifs

Comme il a été mentionné à la section précédente, il y a eu un total de 40 éléments d'indication de fissure non signalés et un élément de zone de fissure non signalé, qui avaient une longueur et une profondeur supérieures à celles du seuil de signalement de l'outil et ont par conséquent été classés comme « Faux négatifs ». Le seuil de signalement à l'outil (qui est en fonction de la capacité de l'outil à détecter et à dimensionner de manière fiable un élément) nécessite un défaut d'une profondeur de 1 mm sur toute une longueur de 25 mm. Les 37 des 41 faux négatifs classés de manière conservatrice en fonction d'une longueur et d'une profondeur maximum mesurées sur le terrain, puisque les profils n'étaient pas fournis pour ces éléments dans le rapport des END effectués sur le terrain. Le profil des fissures obtenu à partir des END effectués sur le terrain peut être utilisé pour déterminer si la longueur des parties les plus profondes d'une fissure a atteint ou dépassé le seuil de signalement; ainsi, les éléments peuvent être classés comme élément non signalé (c.-à-d., inférieure au seuil de signalement) ou faux négatif.

Tel qu'il est indiqué à la Figure 4.30, la Pf la plus basse de ces 41 Faux négatifs est égale à 128 % de la PMS; alors que la durée de vie restante la plus courte de ces 41 éléments est de 24 ans (renvoi à la Figure 4.31). Aucun de ces faux négatifs n'échouerait un essai hydraulique jusqu'à 125 % de la PMS. Ainsi, en fonction de la présente information, les éléments d'indication de fissure non signalés à l'outil de détection sont d'une importance relative et peuvent être gérés de manière adéquate à l'aide d'un outil de détection interne et d'un programme d'excavation ultérieur.



**Figure 4.30 – Ratio de distribution de la pression de rupture prévue (Faux négatifs)**



**Figure 4.31 – Durée de vie restante calculée des éléments faux négatifs**

#### 4.3.6 Analyse des tendances pour la profondeur et la pression de rupture prévue

Pour évaluer la précision associée aux passages de l'outil d'inspection interne utilisé pour la détection des fissures en 2012/2013, effectués entre NW et ML, différentes analyses de tendances ont été effectuées à l'outil sur le terrain. Les analyses ont porté sur la quantification de la performance de l'outil par rapport à la mesure précise de la profondeur ainsi que sur l'aptitude à l'emploi des éléments signalés. Voici une discussion portant sur les conclusions principales associées aux différentes analyses effectuées.

#### Schémas d'unité

La présente section décrit les schémas d'unité d'outils de terrain pour les fissures, tel qu'il est indiqué à la Condition 9 (d) de l'ordonnance.

Figure 4.32 à Figure 4.37 comparent les dimensions signalées par l'outil (profondeur et aptitude à l'emploi) avec les dimensions mesurées sur le terrain pour ces éléments signalés par l'outil qui ont été excavés. Les graphiques de ces schémas d'unité illustrent des lignes diagonales continues où les données seraient caduques si un alignement parfait était atteint entre les données de terrain et celles de l'outil d'inspection interne, avec des résultats conservateurs en dessous de la ligne diagonale pour les graphiques de comparaison des profondeurs et au-dessus de la ligne diagonale pour les graphiques sur l'aptitude à l'emploi. Gestion de l'intégrité

du pipeline à l'aide de l'outil d'inspection interne nécessite une gestion des menaces de fuite ainsi que des menaces de rupture. La profondeur est importante en matière de fuite et, ainsi, les schémas d'unité de la profondeur et de la performance de l'outil d'inspection interne connexe sont importants pour la gestion de l'intégrité. La zone de défectuosité est une combinaison de la longueur et de la profondeur et est directement liée à la Pf d'un élément. La capacité de l'outil d'inspection interne visant à mesurer de manière appropriée le profil de profondeur d'un élément est illustrée sur les schémas d'unité sur l'aptitude à l'emploi et fournit une mesure de la menace de rupture associée à un élément.

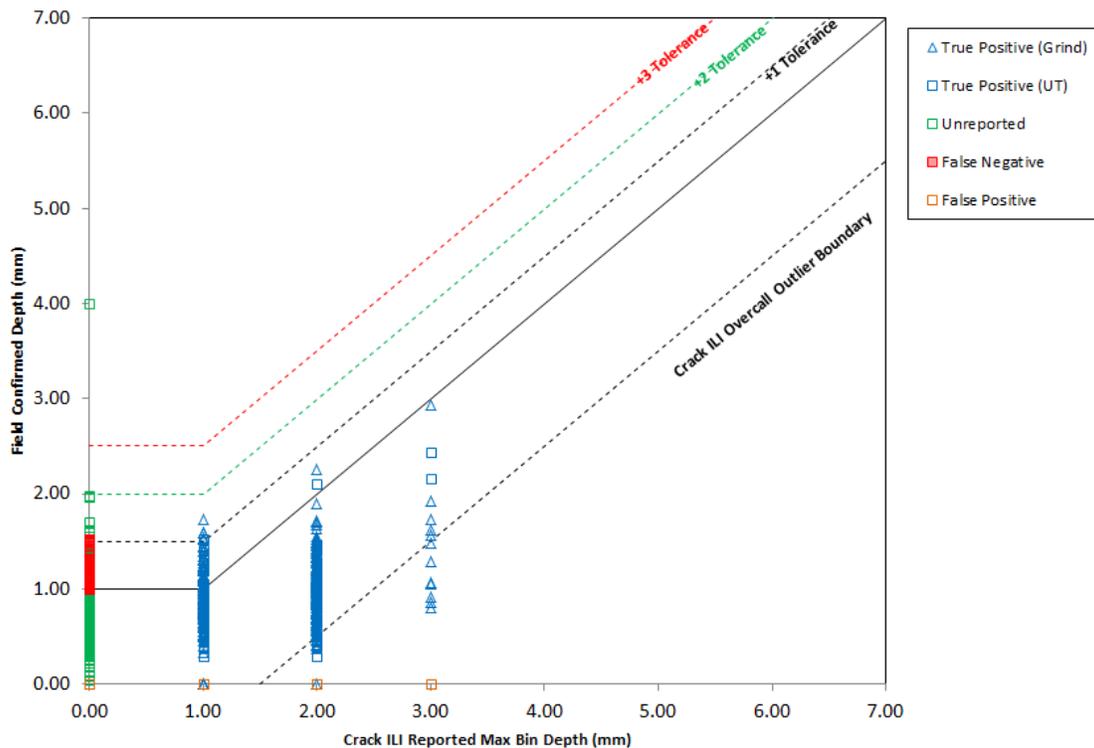


Figure 4.32 – Schéma d'unité de la profondeur en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (CD-ML)

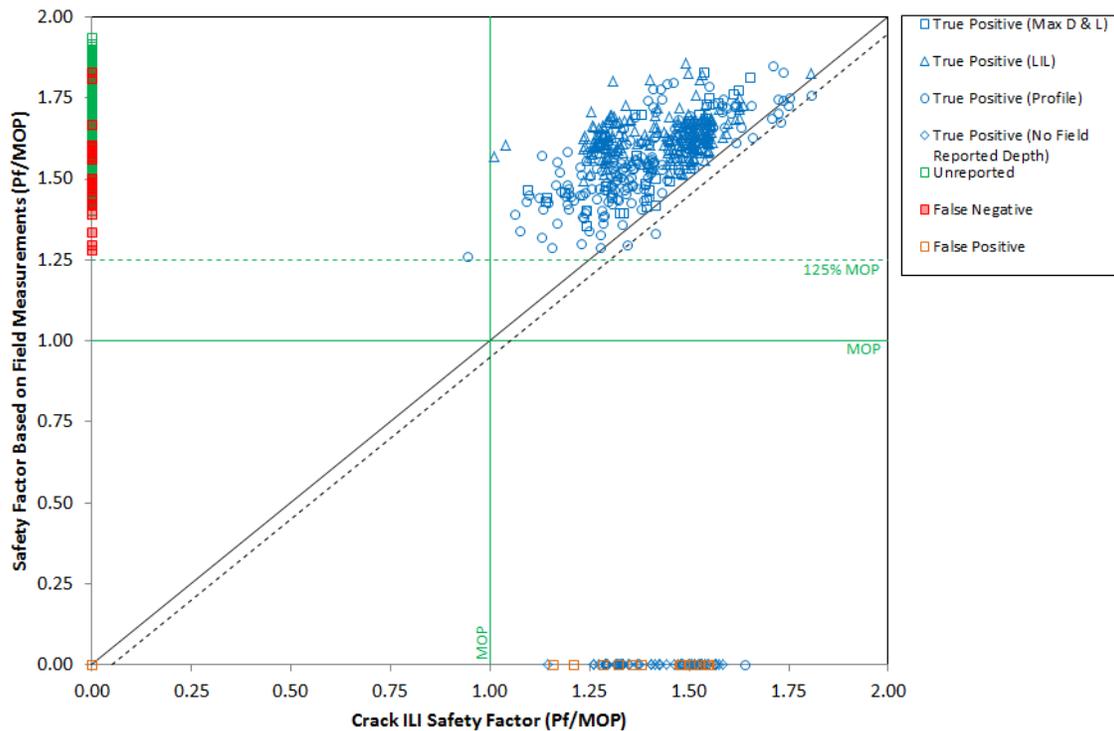
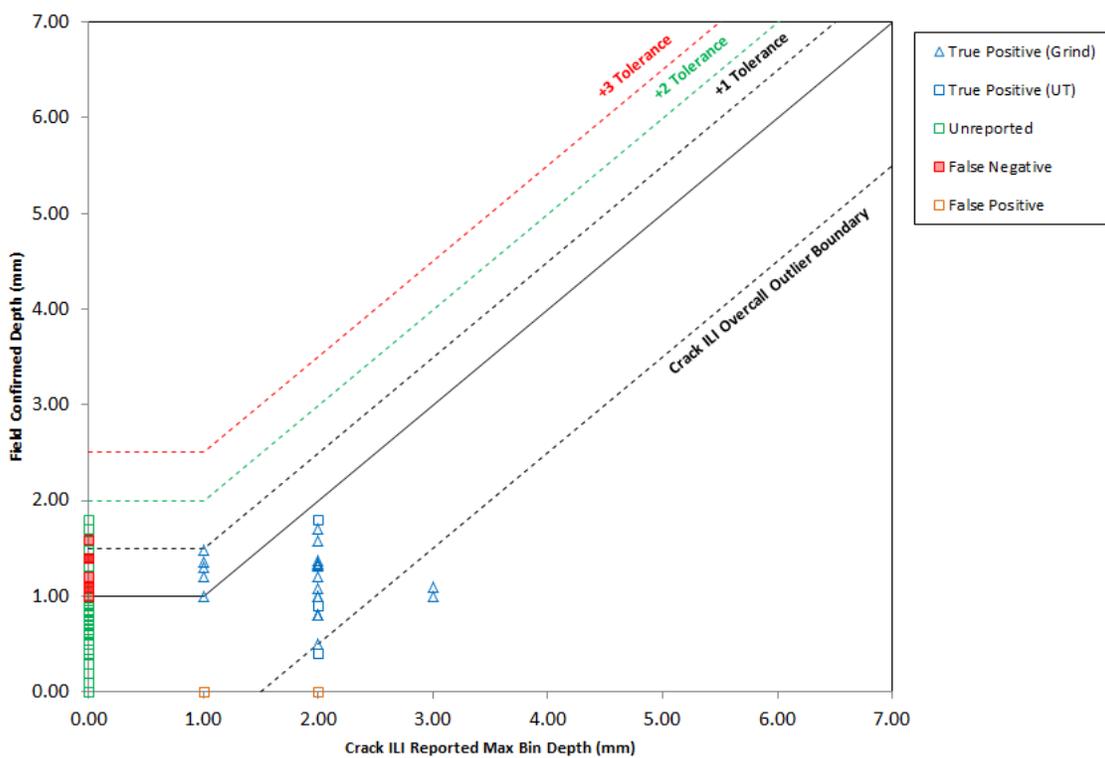
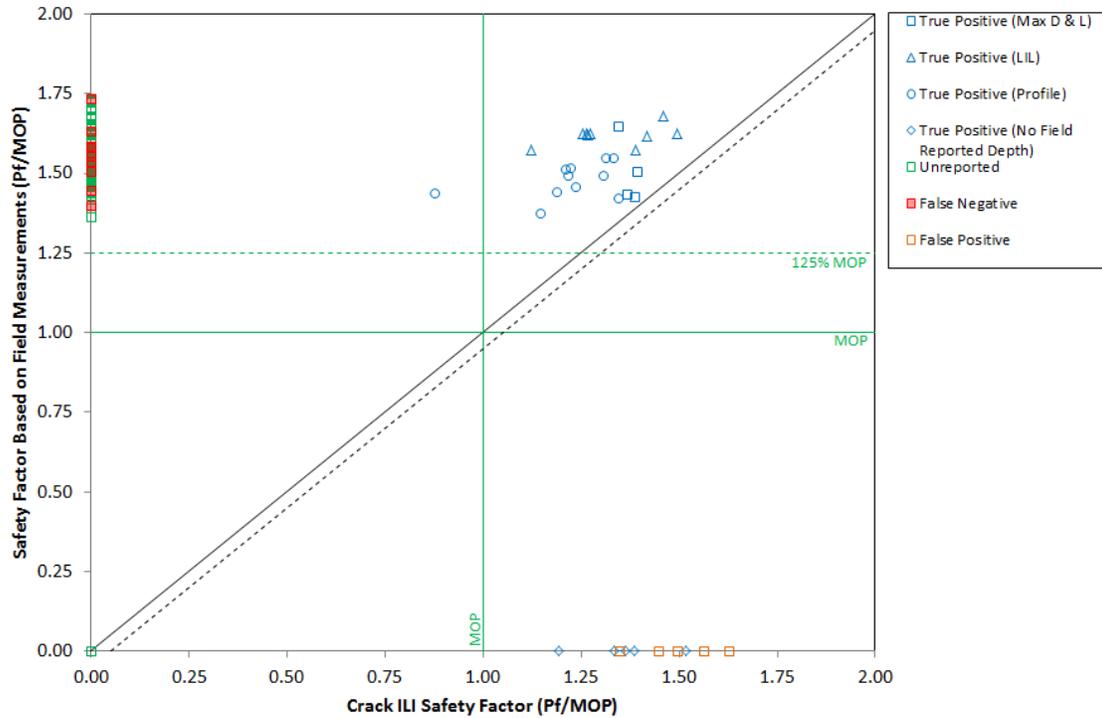


Figure 4.33 – Schéma d'unité sur l'aptitude à l'emploi en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (CD-ML)



**Figure 4.34 – Schéma d'unité sur la profondeur en fonction du programme de détection des fissures en 2013 (HL-CD)**



**Figure 4.35 – Schéma d'unité sur l'aptitude à l'emploi en fonction du programme de détection des fissures en 2013 (HL-CD)**

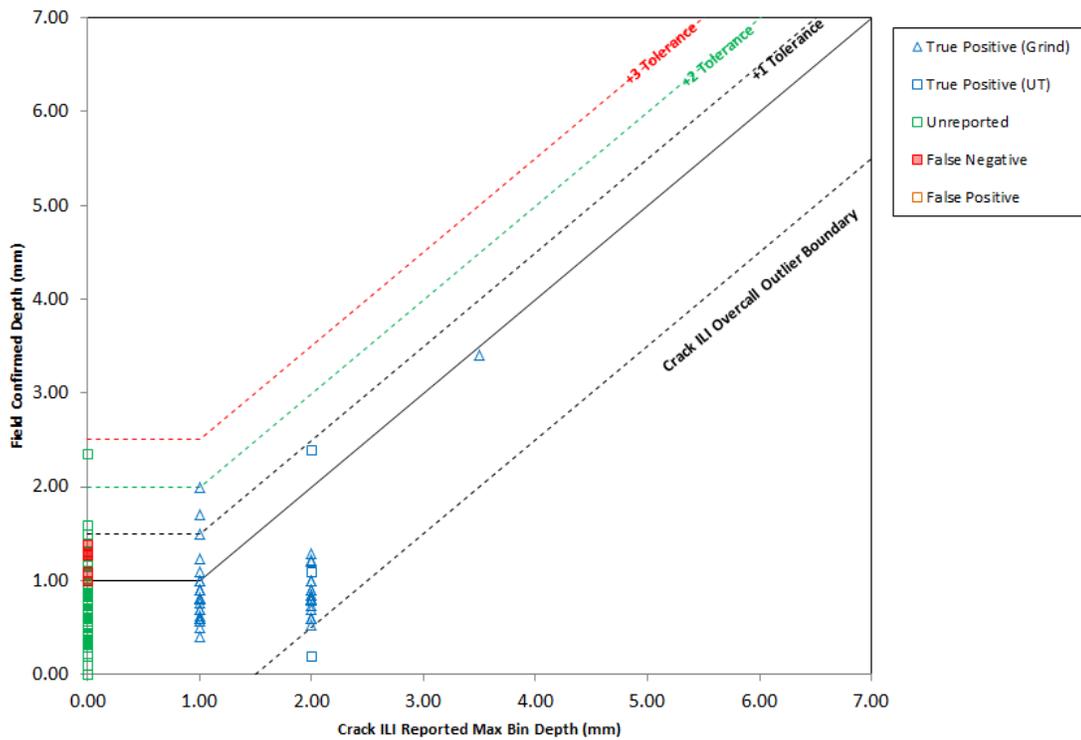
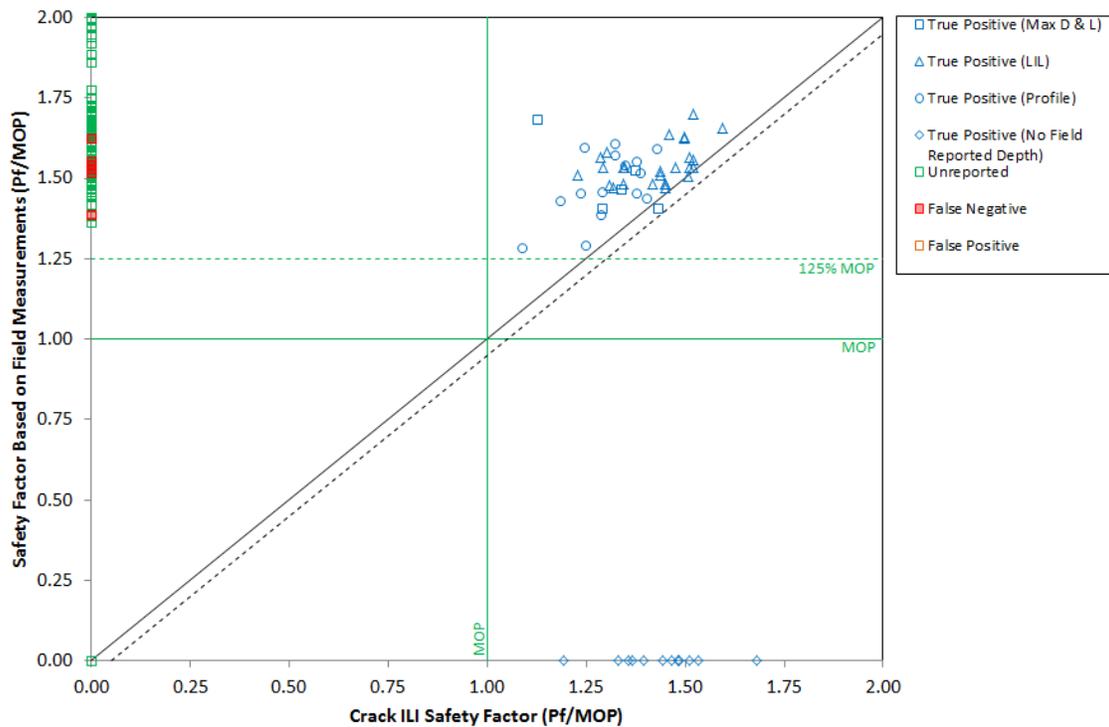


Figure 4.36 – Schéma d'unité de la profondeur en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (NW-HL)



**Figure 4.37 – Schéma d’unité sur l’aptitude à l’emploi en fonction du programme de détection des fissures en 2012 (NW-HL)**

Les données sont considérées suffisamment précises si les profondeurs mesurées sur le terrain sont à une tolérance de profondeur de + 1 (Figure 4.32, Figure 4.34 et Figure 4.36) et que les ratios de la pression de rupture prévue sur le terrain (« RPRP ») chutent à -0,05 du RPRP de l’outil (Figure 4.33, Figure 4.35 et Figure 4.37). Les valeurs aberrantes non conservatrices sont étudiés afin de déterminer leur cause potentielle. Une rétroaction est fournie au fournisseur de l’outil d’inspection interne pour lui permettre d’ajuster le calibrage immédiat et futur de l’outil.

- **Entre Cardinal et Montréal**

Figure 4.32 et Figure 4.33 comparent les dimensions signalées dans le cadre du programme de détection des fissures avec les mesures de terrain correspondantes pour le tronçon de la canalisation 9 entre CD et ML. Les résultats importants obtenus de cette analyse de tendances sont résumés ci-dessous.

- Environ 83 % des éléments vrais positifs avaient des dimensions inférieures aux seuils de signalement de l’outil. Ce résultat signifie que l’outil du programme de détection des fissures est en mesure de détecter et de signaler des éléments inférieurs à son seuil de signalement et la grande majorité des éléments présents dans ce tronçon de canalisation ne sont pas importants et ne posent aucune menace à son intégrité.

- Environ 83 % des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain inférieure à celle correspondante signalée par l'outil. Par comparaison, seulement sept (environ 1,3 %) des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain entre une tolérance d'outil de +1 et de +2 de la profondeur signalée par l'outil. Seulement un élément vrai positif (environ 0,2 %) était entre une tolérance d'outil de +2 et de +3 de la profondeur signalée par l'outil. Cela indique que la profondeur mesurée sur le terrain pour environ 98,5 % des éléments signalés par l'outil du programme de détection des fissures sont soit à une tolérance spécifiée de +1 ou moins profonde (plus réaliste) que celle de l'outil et que, de manière générale, l'outil a une tendance actuellement conservatrice par rapport aux dimensions de la profondeur pour ce tronçon de la canalisation 9. Ces observations ont été communiquées à GE et prises en compte au moment du recalibrage abordé à la Section 4.3.3.1
- La Pf sur le terrain pour 96 % des éléments vrais positifs était plus élevée (plus réaliste) et dans la plupart des cas, nettement plus élevée que celle de l'outil. Seulement 11 (environ 2,1 %) des éléments vrais positifs avaient un RPRP de terrain qui était  $\leq -0,05$  de la Pf/PMS du RPRP de l'outil; cependant, tous les 11 avaient un RPRP de terrain qui était  $> 133$  % de la PMS et ne constituent par conséquent aucune menace à l'intégrité de la canalisation 9.

- **Entre Hilton et Cardinal**

Figure 4.34 et Figure 4.35 comparent les dimensions signalées dans le cadre du programme de détection des fissures avec les mesures de terrain correspondantes pour le tronçon de canalisation 9 entre HL et CD. Les résultats importants obtenus de cette analyse de tendances sont résumés ci-dessous :

- Environ 69 % des éléments vrais positifs avait des dimensions inférieures aux seuils de signalement de l'outil. Ce résultat signifie que l'outil du programme de détection des fissures est en mesure de détecter et de signaler des éléments inférieurs à son seuil de signalement.
- Environ 72 % des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain inférieure à la profondeur correspondante signalée par l'outil. Par comparaison, huit (environ 38,1 %) des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain entre une tolérance d'outil de +1 et de +2 de celle signalée par l'outil. Il n'y avait aucun élément vrai positif qui avait une profondeur mesurée sur le terrain entre une tolérance d'outil de +2 et de +3 de celle signalée par l'outil. Cela indique que la profondeur mesurée sur le terrain pour environ 61,9 % des éléments signalés par l'outil du programme de détection des fissures sont soit à une tolérance spécifiée de +1 ou moins profonde (plus conservateur) que celle de l'outil et que, de manière générale, l'outil a une tendance actuellement conservatrice par rapport aux dimensions de la profondeur pour ce tronçon de la canalisation 9.

- La Pf sur le terrain pour 100 % (de tous les 29) des éléments vrais positifs était plus élevée (plus réaliste) et dans la plupart des cas, nettement plus élevée que celle de l'outil. Il n'y avait aucun élément vrai positif qui avait un RPRP de terrain qui était  $\leq -0,05$  de la Pf/PMS de l'outil.
- **Entre North Westover et Hilton**

Figure 4.36 et Figure 4.37 comparent les dimensions signalées dans le cadre du programme de détection des fissures avec les mesures de terrain correspondantes pour le tronçon de canalisation 9 entre NWL et HL. Les résultats importants obtenus de cette analyse des tendances sont résumés ci-dessous :

- environ 80 % des éléments vrais positifs avaient des dimensions inférieures aux seuils de signalement de l'outil. Ce résultat signifie que l'outil du programme de détection des fissures est en mesure de détecter et de signaler des éléments inférieurs à son seuil de signalement et la grande majorité des éléments présents dans ce tronçon de canalisation ne sont pas importants et ne posent aucune menace à son intégrité.
- Environ 83 % des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain inférieure à celle correspondante signalée par l'outil. Par comparaison, seulement sept (environ 4 %) des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain entre une tolérance d'outil de +1 et de +2 de celle signalée par l'outil. Il n'y avait aucun élément vrai positif qui avait une profondeur mesurée sur le terrain entre une tolérance d'outil de +2 et de +3 de celle signalée par l'outil. Cela indique que la profondeur mesurée sur le terrain pour environ 96 % des éléments signalés par l'outil du programme de détection des fissures sont soit à une tolérance spécifiée de +1 ou moins profonde (plus réaliste) que celle de l'outil et que, de manière générale, l'outil a une tendance actuellement conservatrice par rapport aux dimensions de la profondeur pour ce tronçon de la canalisation 9.
- La Pf sur le terrain pour 96 % des éléments vrais positifs était plus élevée (plus réaliste) et dans la plupart des cas, nettement plus élevée que celle de l'outil. Seulement deux (environ 4 %) des éléments vrais positifs avaient un RPRP de terrain inférieur à celui de l'outil, mais  $\leq -0,05$  de la Pf/PMS du RPRP de l'outil; cependant, ces deux éléments avaient un RPRP de terrain qui était  $\geq 141$  % de la PMS.

#### **4.3.7 Probabilité de détection (« PDD ») et probabilité de mesure de la profondeur (« PDP »)**

La présente section décrit la performance de l'outil d'inspection interne, tel qu'il est indiqué à la Condition 9 (d) de l'ordonnance.

Le seuil de signalement minimum de l'outil de détection des fissures UltraScan<sup>MC</sup>, tel qu'il est stipulé par GE, pour les trois passages de l'outil effectués en 2012/2103 sur la canalisation entre NW et ML était d'une profondeur de  $\geq 1$  mm et d'une longueur de  $\geq 25$  mm.

Un élément qui répond à cette exigence en matière de seuil de signalement minimum de la canalisation 9 aura une Pf entre 1 028 lb/po<sup>2</sup> et 2 064 lb/po<sup>2</sup>, entre 148 % et 345 % de la PMS, en fonction de l'épaisseur de paroi de la conduite donnée.

Enbridge évalue la PDD pour les éléments IF, IE et ZF. La capacité démontrée de l'outil de d'inspection interne à détecter et à identifier une menace de fissure est évaluée à l'aide de la relation suivante :

$$POD = \frac{n_{rep}}{n_{rep} + n_{unrep}} \times 100\%$$

$n_{dec}$  = nombre d'éléments signalés par l'outil de  
détection des fissures

$n_{n-n-d}$  = nombre d'éléments faux négatifs qui dépassent  
le seuil de signalement de l'outil d'inspection  
des fissures

Dans le cas où l'essai non destructif (« END ») sur le terrain a identifié une anomalie de fissure non signalée qui aurait dû être détectée à l'outil d'inspection interne de détection des fissures, cette anomalie est identifiée comme valeur aberrante et entraîne un examen plus approfondi à l'aide des essais non destructifs sur le terrain et le fournisseur d'outil d'inspection interne. En outre, la valeur aberrante est identifiée comme élément « Faux négatif » dans le cadre de l'analyse des tendances et est incluse dans la détermination de l'intervalle de la nouvelle inspection.

Les valeurs de la PDD calculées pour les éléments IF, IE et ZF pouvant être signalés, sont illustrées aux Tableaux 4-11 à 4-13 et sont résumées ci-dessous par section :

- Entre NW et HL : la PDD est de 100 % pour les éléments IF et IE combinées, alors qu'elles sont de 96 % pour les éléments ZF.
- Entre HL et CD : la PDD est de 64 % pour les éléments IF et IE combinées, alors qu'elles sont de 100 % pour les éléments ZF.
- Entre CD et ML : la PDD est de 92 % pour les éléments IF et IE combinées, alors qu'elles sont de 100 % pour les éléments ZF.

La faible valeur de la PDD pour les éléments IF et IE sur le tronçon de la canalisation 9 entre HL et CD peut être attribuée à des faux négatifs observés sur le terrain. Ces faux négatifs, tel qu'il est indiqué à la Section 4.3.6.1, ne posent aucune menace immédiate à l'intégrité de la canalisation 9.

Enbridge calcule actuellement la PDD de deux façons : d'une part, en assignant la valeur X à la limite supérieure des intervalles de profondeur signalés; et d'autre part, avec la limite supérieure des intervalles de la profondeur signalés plus une tolérance d'outil de +1. Ces limites sont représentées respectivement aux Tableaux 4-12 à 4-14 comme « PDP en fonction de

l'unité » et « PDP en fonction d'une tolérance d'outil de +1 ». Une tolérance de 1 au minimum est prise en compte dans le cadre du programme d'inspection interne pour la détection des fissures et la détermination des intervalles au moment de sa réévaluation; ainsi, cette valeur est représentative du processus de gestion couramment utilisé par Enbridge.

$$POS = \frac{\text{Number of correlated anomalies with depth below } X}{\text{Total number of correlated anomalies}} \times 100\%$$

**Remarque :** Seuls les éléments avec une profondeur confirmée par meulage ont été utilisés pour le calcul susmentionné de la PDP. Le profil de meulage est considéré comme plus précis que les méthodes d'END par ultrasons au moment de l'évaluation de la profondeur et de la Pf des fissures.

**Tableau 4-11 – Résumé des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2012 (CD-ML)**

		ILI Reported Feature							
		CL	NL	CF	ML	GEO	IL	ND	False Negative*
Field NDE Reported Flaw	SCC	13	0	506	0	0	0	0	0
	crack	326	0	5	0	0	0	0	31
	dent	0	0	0	0	34	0	0	0
	inclusion	1	0	0	0	0	0	0	0
	metal loss	15	0	23	0	0	0	0	0
	geometric reflector	3	0	0	0	0	0	0	0
	False Positive	6	0	15	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>364</b>	<b>0</b>	<b>549</b>	<b>0</b>	<b>34</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>31</b>
POD	92%	N/A	100%	N/A	N/A	N/A	N/A		
	92%								
POI	91%	N/A	95%	N/A					
POS-Unity	85%	N/A	77%						
POS-Tool Tolerance	99%	N/A	98%						

\*exceeding crack ILI reporting threshold for length and depth

**Tableau 4-12 – Résumé des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2012 (HL-CD)**

		ILI Reported Feature							
		CL	NL	CF	ML	GEO	IL	ND	False Negative*
Field NDE Reported Flaw	SCC	1	0	19	0	0	0	0	0
	crack	17	0	0	0	0	0	0	10
	dent	0	0	0	0	0	0	0	0
	inclusion	0	0	0	0	0	0	0	0
	metal loss	0	0	0	0	0	0	0	0
	geometric reflector	0	0	0	0	0	0	0	0
	False Positive	4	0	2	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>22</b>	<b>0</b>	<b>21</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>
POD	64%	N/A	100%	N/A	N/A	N/A	N/A		
	64%								
POI	94%	N/A	100%	N/A					
POS-Unity	69%	N/A	60%						
POS-Tool Tolerance	100%	N/A	100%						

\*exceeding crack ILI reporting threshold for length and depth

**Tableau 4-13 – Résumé des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2012 (NW-HL)**

		ILI Reported Feature							
		CL	NL	CF	ML	GEO	IL	ND	False Negative*
Field NDE Reported Flaw	SCC	7	0	25	0	0	0	0	1
	crack	23	0	0	0	0	0	0	0
	dent	0	0	0	0	2	0	0	0
	inclusion	0	0	0	0	0	0	0	0
	metal loss	20	0	0	0	0	0	0	0
	geometric reflector	4	0	1	0	0	0	0	0
	False Positive	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>54</b>	<b>0</b>	<b>26</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1</b>
POD	100%	N/A	96%	N/A	N/A	N/A	N/A		
	100%								
POI	43%	N/A	96%	N/A					
POS-Unity	84%	N/A	83%						
POS-Tool Tolerance	96%	N/A	89%						

\*exceeding crack ILI reporting threshold for length and depth

Les valeurs de la PDP calculées pour les différents classements des éléments sont résumées ci-dessous par section :

- **Entre CD et ML :**
  - les valeurs de la PDP pour les éléments IF sont de 85 % en fonction de l'unité et de 99 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1;
  - les valeurs de la PDP pour les éléments ZF sont de 77 % en fonction de l'unité et de 98 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1.
- **Entre HL et CD :**
  - les valeurs de la PDP pour les éléments IF sont de 69 % en fonction de l'unité et de 100 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1;
  - les valeurs de la PDP pour les éléments ZF sont de 60 % en fonction de l'unité et de 100 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1.
- **Entre NW et HL :**
  - les valeurs de la PDP pour les éléments IF sont de 84 % en fonction de l'unité et de 96 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1;

- les valeurs de la PDP pour les éléments ZF sont de 83 % en fonction de l'unité et de 89 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1.

Enbridge considère les essais de pression hydrostatique comme une autre méthode de surveillance de l'intégrité d'un pipeline, adéquate pour une évaluation globale de la menace de fissuration. L'essai du pipeline à 125 % de la PMS, les défauts alignés dans l'axe qui seraient essentielles à la PMS doivent être éliminés de la canalisation par défaut pendant l'essai. Un essai de pression n'est pas spécifique aux éléments de fissure; il provoquera la rupture de toutes les anomalies essentielles indépendamment de la cause. Toutefois, un essai de pression fournit une information limitée sur la gravité et l'emplacement de la population des autres anomalies. Cette information est essentielle à la gestion de la croissance des anomalies et cet aspect est particulièrement important pour les pipelines de liquides sous un cycle de pression dans le cadre d'un fonctionnement normal.

Avec les résultats des 308 sites d'excavation réactualisés à la suite de cette évaluation environnementale, il n'y a eu aucun élément présentant une Pf inférieure à 125 % de la PMS; aucune de ces fonctions ne permettrait un essai hydrostatique jusqu'à 125 % de la PMS. En outre, l'outil d'inspection interne a fonctionné avec un degré élevé de fiabilité; par conséquent, conformément au document d'évaluation des fissures dans le sens axial d'Enbridge, des mesures d'atténuation supplémentaires (telles que les essais hydrostatiques) pour la gestion des fissures ne sont pas nécessaires pour la canalisation 9.

Comme l'illustre le rapport sommaire de 2013 sur la canalisation 9A<sup>9</sup>, l'outil a fonctionné avec un degré élevé de fiabilité pour le programme DFUS de 2008. Tel qu'il est illustré au **Error! Reference source not found.**, les valeurs de la PDD et de la PDP de 100 % ont été réalisées pour les éléments IF et ZF.

---

<sup>9</sup> Une évaluation environnementale réactualisée (« [Rapport sommaire en réponse à la condition 8](#) ») a été déposée auprès de l'ONÉ le 12 juin 2013 en réponse à la condition 8 de l'Ordonnance XO-E101-010-2012, identifiant de dépôt A52381.

**Tableau 4-14 – Sommaire des PDD/PDI/PDP pour le passage de l'outil de détection des fissures en 2008 (SA-NW)**

		ILI Reported Feature							
		CL	NL	CF	ML	GEO	IL	ND	False Negative*
Field NDE Reported Flaw	SCC	0	0	0	0	0	0	0	0
	crack	8	0	0	0	0	0	0	0
	dent	0	0	0	0	0	0	0	0
	inclusion	0	0	0	0	0	0	0	0
	metal loss	0	0	0	0	0	0	0	0
	geometric reflector	0	0	0	0	0	0	0	0
	False Positive	17	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>0</b>						
	POD	100%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
		100%							
POI	100%	N/A	N/A	N/A					
POS-Unity	100%	N/A	N/A						
POS-Tool Tolerance	100%	N/A	N/A						

\*exceeding crack ILI reporting threshold for length and depth

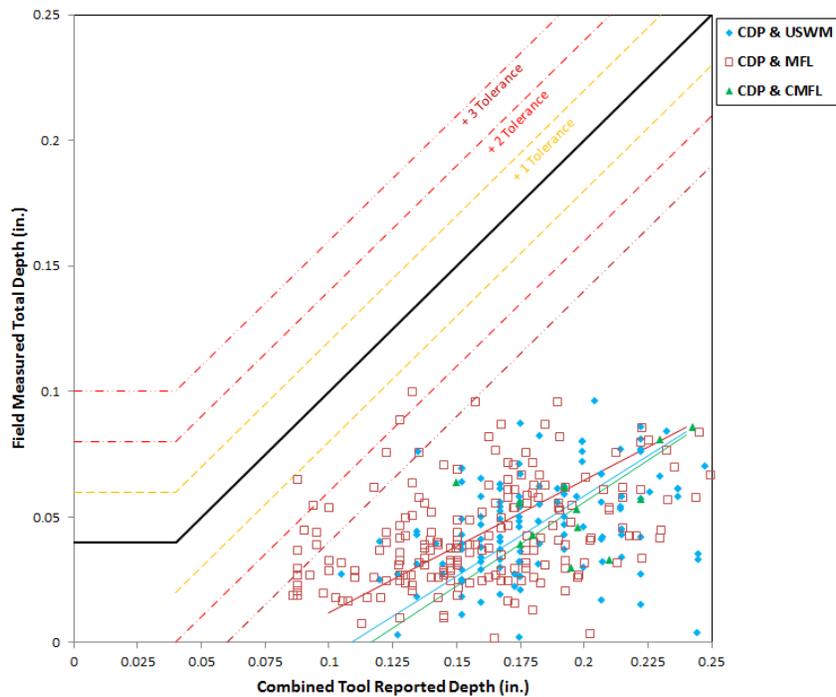
○ .

#### 4.3.8 Rendement de la technologie d'inspection interne de fissures pour les défauts de fissuration associés à une perte de métal

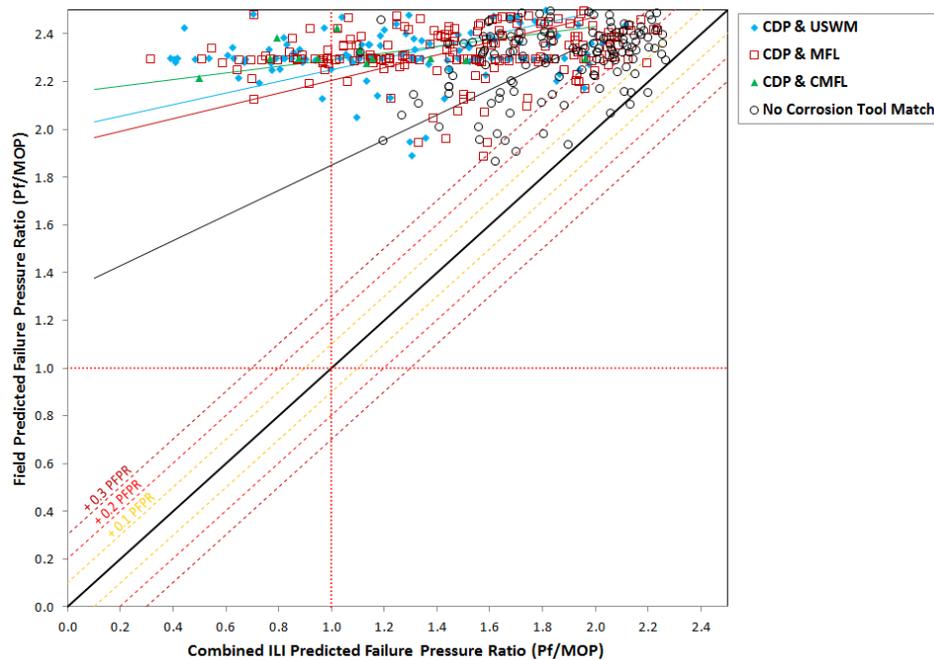
Enbridge reconnaît la possibilité que les éléments de fissures soient connexes à la perte de métal et gère cette situation à l'aide de critères de sélection spécifiques de l'inspection interne des éléments de fissures, de la surveillance du rendement de l'outil d'inspection interne des fissures associé et du modèle de prévision de de propagation.

Afin d'évaluer le rendement de la technologie d'inspection interne de fissures pour caractériser les défauts associés aux fissures et à la perte de métal, Enbridge a établi une bibliothèque de résultats END obtenus sur le terrain acquis à travers le réseau d'Enbridge. Les figures suivantes représentent plus de 400 défauts de fissures et de pertes de métal en interaction qui sont associés aux conduites recouvertes de ruban de polyéthylène de grand diamètre semblable à la canalisation 9. Les Figure 4.38 et Figure 4.39 montrent les schémas d'unité pour la profondeur et la PRP à l'aide de données END et de données d'outil d'inspection interne obtenues sur le terrain spécifiques aux éléments d'inspection interne de fissures et de perte de métal connexes. Les figures démontrent que l'approche visant à combiner l'inspection interne des profondeurs de fissures et de pertes de métal offre une estimation très prudente de la profondeur (comme illustré à la Figure 4.38) et de la pression de rupture (comme illustré à la Figure 4.39). Enbridge n'ajoute pas l'inspection interne de la profondeur de perte de métal à l'inspection interne de la

profondeur des fissures, et comme décrit ci-dessous, celle-ci continue de surveiller le rendement de la technologie d'inspection de fissures pour caractériser les défauts de fissures et de perte de métal en interaction.

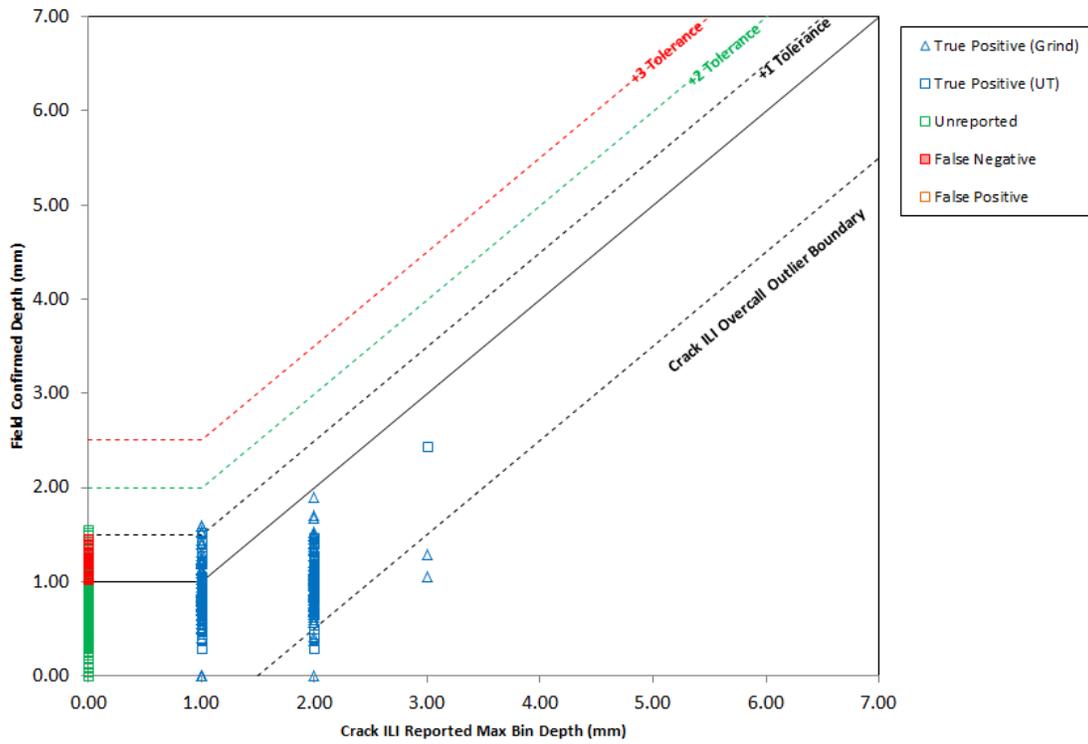


**Figure 4.38 – Profondeurs mesurées sur le terrain et profondeurs de l’outil d’inspection interne (fissures et perte de métal) combinées**

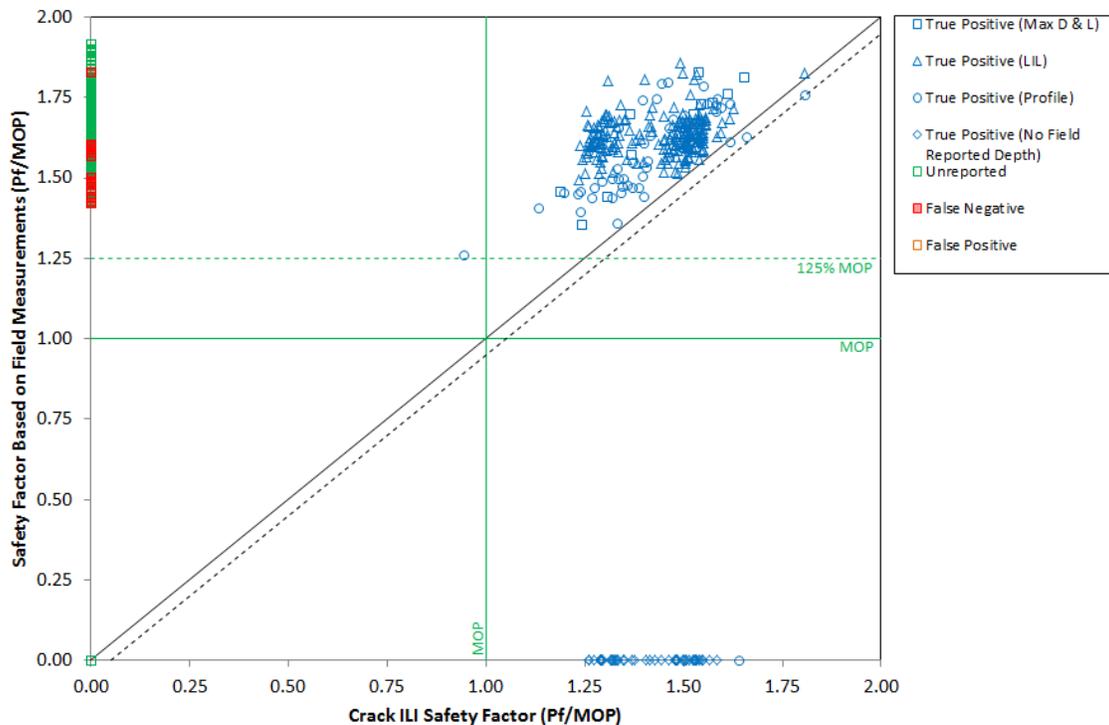


**Figure 4.39 – Pertinence de la corrélation entre les profondeurs mesurées sur le terrain et celles mesurées par l’outil d’inspection interne (fissures et perte de métal) combinées**

Les activités d’Enbridge sur le terrain pour l’END incluent la collecte de données concernant la contribution des pertes de métal à un défaut causé par des fissures et une perte de métal. Ces données d’END recueillies sur le terrain constituent une base pour le suivi du rendement de la technologie d’inspection des fissures pour caractériser les défauts de fissures et de perte de métal en interaction et elles représentent généralement les fissures en interaction avec la perte de métal superficielle. Afin d’effectuer le suivi du rendement de l’outil d’inspection interne des fissures pour les fissures associées aux pertes de métal profondes, le critère de sélection supplémentaire axé sur les pertes de métal supérieures à 30 % de l’épaisseur de la paroi fait partie du programme d’inspection interne des fissures. De plus, l’ajout de ce critère porte de façon prudente le traitement de ces éléments de corrosion d’un stade de surveillance à un stade nécessitant des mesures d’atténuation. La tendance spécifique de la canalisation 9 pour les fissures et la perte de métal connexes est illustrée dans les Figure 4.40 et Figure 4.41. Les figures démontrent que la présence de perte de métal n’affecte pas de façon négative la précision de l’évaluation de la pression de la rupture d’un élément de fissure.



**Figure 4.40 – Schémas d’unité de la profondeur selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associées (Du PC au TM)**



**Figure 4.41 – Pertinence des schémas d'unité selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associées (Du PC au TM)**

Le mécanisme de propagation des défauts causés par des fissures et de la corrosion en interaction peut s'avérer plus complexe. Enbridge gère cette situation en modélisant la propagation de tous les éléments de fissures détectés par l'inspection interne à l'aide d'une analyse de fatigue ainsi qu'à l'aide d'analyses des fissures causées par l'environnement. Ces méthodes sont décrites à la Section 4.3.9.

### 4.3.9 Évaluation de la durée de vie restante

Cette section présente une analyse de la durée de vie restante pour les fissures conformément à la condition 9 (a) de l'ordonnance.

Enbridge a engagé Det Norske Veritas Ltée (Canada) (« DNV ») en 2014 pour entreprendre une évaluation de la durée de vie restante basée sur les 10 807 éléments liés aux fissures identifiés du PNW au TM, selon les données des inspections internes pour la détection de fissures de 2012 et 2013 pour ce tronçon de la canalisation 9. **Remarque :** Comme il est mentionné dans la Section 4.3.2, le tronçon entre TS et le PNW a été inspecté en mars 2014 et le rapport final des résultats de l'inspection n'était pas disponible au moment de la réalisation de l'ébauche de ce

rapport. Par conséquent, ce tronçon de la canalisation 9 n'est pas inclus dans l'analyse suivante de la durée de vie restante.

L'évaluation de la durée de vie restante examine la croissance à la fois sur le plan de corrosion de fatigue et sur celui de la FCC pour toutes les trois classifications d'élément déclarées par le DFUS (c'est-à-dire les éléments d'indication de fissure, d'indication d'entaille et de zone de fissures). Afin d'établir la durée de vie restante de manière prudente pour chaque élément déclaré par l'outil ajusté, le mécanisme de propagation, qui a conduit à une croissance accélérée pour une année spécifique, a été utilisé pour cette année en particulier.

L'approche utilisée par DNV pour réaliser cette évaluation de la durée de vie restante, les hypothèses utilisées dans l'évaluation et les résultats qui en découlent sont fournis ci-dessous.

#### **4.3.9.1 Dimensions initiales et finales des éléments non excavés mesurés par l'outil**

Les résultats des tendances des profondeurs entre les mesures relevées lors des passages de l'outil et les mesures obtenues lors d'excavations sur le terrain en 2012 et 2013, comme il est indiqué à la section 4.3.8, ont été utilisés pour déterminer le niveau approprié d'ajustements devant être apportés à la profondeur déclarée de chaque élément. Il a été déterminé que les ajustements suivants à la limite supérieure de la profondeur, présentés tronçon par tronçon, doivent être apportés aux intervalles de profondeurs signalées concernés afin de s'assurer que l'évaluation de la durée de vie restante reste conservatrice. L'ajustement de la profondeur sera modifié, si nécessaire, lorsque les excavations supplémentaires seront terminées.

- **Du PC au TM**
  - **<1,0 mm d'intervalle de profondeur** : +1,0 mm
  - **1,0 à 2,0 mm d'intervalle de profondeur** : +0,5 mm
  - **2,0 à 3,0 mm d'intervalle de profondeur** : +0,5 mm
- **Du PH au PC**
  - **<1,0 mm d'intervalle de profondeur** : +0,5 mm
  - **1,0 à 2,0 mm d'intervalle de profondeur** : +0,5 mm
  - **2,0 à 3,0 mm d'intervalle de profondeur** : +0,5 mm
- **NO au PH**
  - **<1,0 mm d'intervalle de profondeur** : +1,0 mm
  - **1,0 à 2,0 mm d'intervalle de profondeur** : +0,5 mm
  - **2,0 à 3,0 mm d'intervalle de profondeur** : +0,5 mm

Les dimensions finales critiques de chaque élément ajusté mesuré à l'aide d'un outil ont ensuite été calculées en utilisant le logiciel CorLAS<sup>MC</sup>. Le programme informatique CorLAS<sup>MC</sup> a été développé par DNV pour calculer les pressions de rupture et les dimensions de faille critique pour les défauts d'indication de fissure. CorLAS<sup>MC</sup> utilise la résistance à la fracture intégrale  $J_c$  critique («  $J_c$  ») comme critère de rupture des failles d'indication de fissure. La valeur de  $J_c$  est estimée à partir de la valeur des essais Charpy V (« ECV en pi-lb ») en utilisant la relation suivante :

$$J_c = 12 \text{ ECV} / Z_c$$

où  $Z_c$  est la zone nette en section transversale du spécimen de Charpy. Les travaux antérieurs ont montré que l'équation ci-dessus fournit des prévisions précises de la résistance de l'acier du pipeline<sup>12, 20</sup>.

Les suppositions suivantes ont été utilisées en tant que données d'entrée pour le calcul des dimensions finales critiques :

- profil de défaut : profil elliptique basé sur la longueur totale et la profondeur ajustée mesurée à l'aide de l, outil;
- pression de rupture : PMS au site;
- épaisseur de la paroi : la moindre de l'épaisseur de la paroi nominale ou de l'épaisseur de la paroi, tel qu'elle a été mesurée par l'outil d'inspection interne par ultrasons;
- élasticité nominale spécifiée de 359 MPa : 359 MPa;
- résistance nominale à la rupture pour la catégorie 359 MPa : 455 MPa;
- force du débit : force de rupture + 68,9 MPa;
- résistance de l'incidence des essais Charpy V : 15 pi-lb.

#### 4.3.9.2 Analyse du cycle de pression

Un spectre de chargement est requis pour les calculs de durée vie restante de la corrosion de fatigue et de la FCC; celui-ci est obtenu en effectuant une analyse du cycle de pression sur les données de pression représentatives. Pour des raisons opérationnelles, ce tronçon de la canalisation 9 du PNW au TM fonctionne à des pressions réduites depuis septembre 2010; par conséquent, les données de pression obtenues avant cette période (c'est-à-dire de 2004 à 2010) ont été analysées afin de trouver le trimestre de cycles de pression le plus grave associé à chaque station de pompage. Ces trimestres de cycles de pression le plus grave ont ensuite été utilisés pour représenter de manière prudente les activités prévues une fois le Projet en fonction pour les calculs des durées de vie restantes des éléments de fissures relevés. Les données de pression du T4 de 2012 ont également été utilisées dans l'évaluation de la durée de vie restante afin de traiter de façon plus précise la période d'exploitation entre les inspections internes et le début du Projet. L'analyse des données de pression obtenues avant que la

pression ne soit réduite a abouti à la sélection de quatre différents trimestres de données de pression, un pour chaque tronçon d'une station de pompage à l'autre du PNW au TM. Les trimestres de données de pression choisis pour l'évaluation de la durée de vie restante sont présentés au Tableau 4-15.

Les données de pression du trimestre le plus grave enregistrées pour chacun des tronçons avant la réduction de la pression étaient basées en fonction de la direction du débit actuel; par conséquent, afin de stimuler l'exploitation future, une fois le Projet mis en service, les données de la pression de refoulement et d'aspiration pour chaque tronçon ont été renversées. Les données de pression inversée et les données de pression du T1 de 2014 ont été combinées à la densité du produit et au profil d'élévation pour calculer l'évolution de la pression approximative à chaque point d'élévation le long de la canalisation 9. Les évolutions de la pression « sur le site » devraient refléter plus adéquatement le cycle actuel auquel les éléments le long de la canalisation devraient être exposés puisque la pression interne de la conduite peut changer de manière importante en raison des inefficiences de l'écoulement et des changements d'élévation. Ces évolutions de la pression ont été évaluées par la méthode du cycle de comptage des demi-cycles (« CDC ») pour déterminer le nombre et l'ampleur des divers cycles de pression compris dans les données de pression. Cette méthode de comptage de cycles est décrite dans la norme E1049, Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis<sup>1</sup>, de l'ASTM.

Le CDC a été développé pour situer les évolutions de l'amplitude de déformation variable par rapport aux données sur l'amplitude constante de la fatigue. Dans des conditions d'élasticité nominales, l'amplitude de la déformation peut être directement liée à l'amplitude de contrainte. La technique est maintenant largement utilisée pour situer l'amplitude variable de la charge cyclique par rapport aux données de l'amplitude constante de la fatigue. Dans les applications de pipeline typiques, le CDC est appliqué à une évolution cyclique de pression de fonctionnement représentative pour produire des nombres de cycles pour une série de plages de pression. Les plages de pression sont ensuite converties en étendues de variation de la contrainte en utilisant la formule de Barlow.

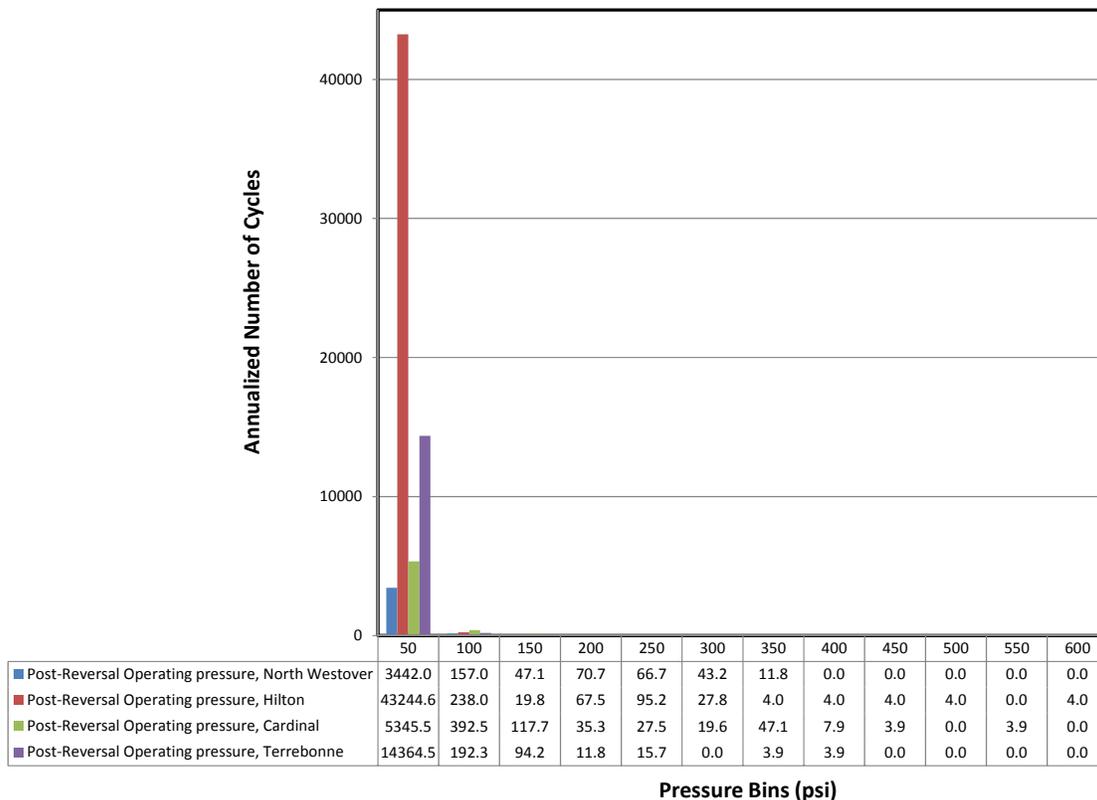
Les cycles annuels résultants selon l'exploitation prévue après la mise en service du Projet pour les quatre tronçons de la canalisation 9 du TM au PNW sont illustrés à la Figure 4.42. La grande majorité (de 89 % à 99 %) des cycles de pression associés aux quatre stations de pompage sont de nature relativement mineure ( $\leq 50$  psi). Les résultats de l'analyse du CDC ont été utilisés pour compléter l'évaluation de la durée de vie restante.

Le cycle de pression d'exploitation réel associé au Projet sera aussi évalué par un suivi des cycles de pression et des évaluations de durées de vie restantes réévaluées une fois que le sens d'écoulement sera effectivement inversé.

Les résultats de l'évaluation de la durée de vie restante avec la pression d'exploitation réelle dans le sens d'écoulement inversé seront fournis à l'Office en vertu de la condition 28 de l'ordonnance.

**Tableau 4-15 – Données de pression du trimestre le plus grave pour chaque tronçon de station de pompage (du PNW au TM)**

Tronçon de station de pompage	Cycle de pression du trimestre le plus grave
Du TM au PT	T2 2005
Du PT au PC	T3 2004
Du PC au PH	T2 2010
Du PH au PNW	T3 2006



**Figure 4.42 – Résultats du cycle de comptage des demi-cycles pour les quatre stations de pompage du PNW au TM basés sur les données de pression associées au trimestre le plus grave entre 2004 et 2010**

### 4.3.9.3 Analyse du taux de propagation des FCC

Les calculs du taux de propagation des FCC visent à intégrer les effets des contraintes cycliques et des paramètres environnementaux sur la croissance de la FCC. Ainsi, DNV utilise une routine de cycle de comptage des demi-cycles simplifiée pour analyser les données de cycle de pression ainsi que pour dériver la fréquence cyclique et les informations de chargement requises pour estimer le taux de croissance de la FCC. L'analyse de la propagation de la fatigue calcule le dommage par cycle, indépendant de la fréquence du cycle.

L'équation pour calculer le taux de propagation des FCC repose sur le changement de la vitesse de déplacement de l'extrémité de la fissure ( $\dot{\delta}$ ), qui est relative au paramètre de la force motrice des fissures  $J$  selon Dawes<sup>(2)</sup> :

$$J = m\sigma_y \dot{\delta} \quad J = m\sigma_y \dot{\delta} \quad (1)$$

où  $m$  est une constante et  $\sigma_y$ , la limite d'élasticité. À partir de là, l'équation suivante pour la vitesse de déformation de la fissure ( $\dot{\varepsilon}$ ) a été établie par Beavers<sup>(3)</sup> :

$$\dot{\varepsilon} = C_1 f (1 - R) \quad (2)$$

où  $C_1$  est une constante, ( $f$ ) représente la fréquence cyclique et  $R$ , le rapport  $R$ . On sait que la plage de pression (contrainte) influence la propagation des fissures de la FCC, mais l'équation 2 ne tient pas compte de ces influences. Par contre, l'équation 3 dérivée de Beavers, où la fréquence cyclique est utilisée en conjonction avec le rapport  $R$ , le facteur maximal d'intensité des contraintes ( $K_{MAX}$ ), une constante et la limite d'élasticité pour calculer la vitesse de déplacement moyenne de l'extrémité de la fissure ( $\dot{\delta}$ ). L'équation 3 est valide lorsque les paramètres comportent des unités métriques.

$$\dot{\delta} = \frac{C}{\sigma_y} (f K_{MAX}^2 (1 - R)^2) \quad (3)$$

Cette équation est très semblable à l'expression suivante pour la vitesse de déformation de la fissure calculée par Parkins<sup>(4)</sup> (Équation 4) :

$$\dot{\varepsilon} = \frac{(\Delta K)^2}{2TG\sigma_y} \quad \dot{\varepsilon} = \frac{(\Delta K)^2}{2TG\sigma_y} \quad (4)$$

où  $T$  représente une période ( $1/f$ ) et  $G$ , le module de rigidité.

Le facteur maximal d'intensité des contraintes ( $K_{MAX}$ ) utilisé dans l'équation 3 est calculé en utilisant les principes mécaniques de rupture, les propriétés nominales des matériaux et la taille

estimée de la faille. Les dimensions des éléments des fissures connexes signalés utilisés dans ces calculs sont présentées à la section 4.3.9.1 ci-dessus.

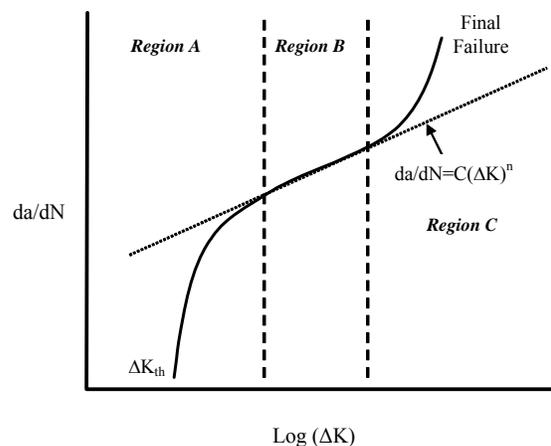
Les tests cycliques de chargement dans un environnement d'eaux souterraines simulé ont été réalisés par Beavers<sup>(5)</sup>. Ceux-ci démontrent une relation entre la vitesse de déplacement de l'extrémité de la fissure et la vitesse de fissuration ( $v$ ) de la façon suivante :

$$v = 0.0049 \cdot \left( \dot{\delta} \right)^{0.5478} \quad (5)$$

En connaissant la vitesse de déplacement de l'extrémité de la fissure, l'évolution de la propagation des fissures est calculée à partir de la vitesse de fissuration et de la durée de chaque cycle. Les dommages pour tous les cycles sont ensuite additionnés et divisés par le délai prescrit pour l'évolution de la pression pour calculer le taux de propagation des FCC.

#### 4.3.9.4 Propagation des fissures de fatigue

Il existe trois mécanismes de propagation des fissures de fatigue, comme le montre la Figure 4.43, où le taux de propagation cyclique de la fissure ( $da/dN$ ) est une fonction de l'étendue de variation du facteur d'intensité des contraintes ( $\Delta K$ ).



**Figure 4.43 Mécanismes de propagation des fissures de fatigue représentés comme le taux de croissance cyclique des fissures ( $da/dN$ ) en fonction de la plage du facteur d'intensité de contrainte ( $\Delta K$ )**

La plage de facteur d'intensité de contrainte,  $\Delta K$ , est un paramètre relatif à la contrainte cyclique et à la taille des fissures, et constitue la force motrice de la propagation des fissures. Cette figure montre que l'amorce de fissure, la propagation (croissance) et la rupture finale sont affichées dans les régions A, B et C, respectivement. La région de Paris correspond à la région B, où le taux de croissance de fissures cyclique est directement proportionnel à

l'amplitude du facteur d'intensité des contraintes. La loi de Paris<sup>6,7</sup> a été utilisée pour décrire cette relation :

$$\frac{da}{dN} = C(\Delta K)^n \frac{da}{dN} = C(\Delta K)^n \quad (3)$$

où  $C$  et  $n$  sont des constantes qui dépendent de la matière et de l'environnement. Les valeurs pour le  $\Delta K$  ont été calculées en supposant une fissure de surface semi-elliptique<sup>8,9</sup>. Ainsi, la durée de vie restante de fatigue est calculée en intégrant la loi de la croissance de la fissure de Paris, de la dimension initiale de la faille (dimensions mesurées à l'aide de l'outil ajusté) à la dimension finale de la faille (dimensions critiques déclarées à l'aide de l'outil ajusté à la PMS au site) en utilisant les cycles de pression calculés à la section 4.3.9.2 ci-dessus.

Ces calculs ont été effectués à la limite supérieure des taux de croissance des fissures de fatigue de la norme API 579-1/ASME FFS-1<sup>10</sup>. L'utilisation de la croissance des fissures de fatigue de la limite supérieure devrait fournir une limite inférieure (conservatrice) de durée de vie restante. Pour un taux de croissance de fissures cyclique ( $da/dN$ ) en pouces par cycle et un  $\Delta K$  en ksi-po<sup>0,5</sup>, ces limites supérieures des taux correspondent aux paramètres suivants de la loi de Paris :

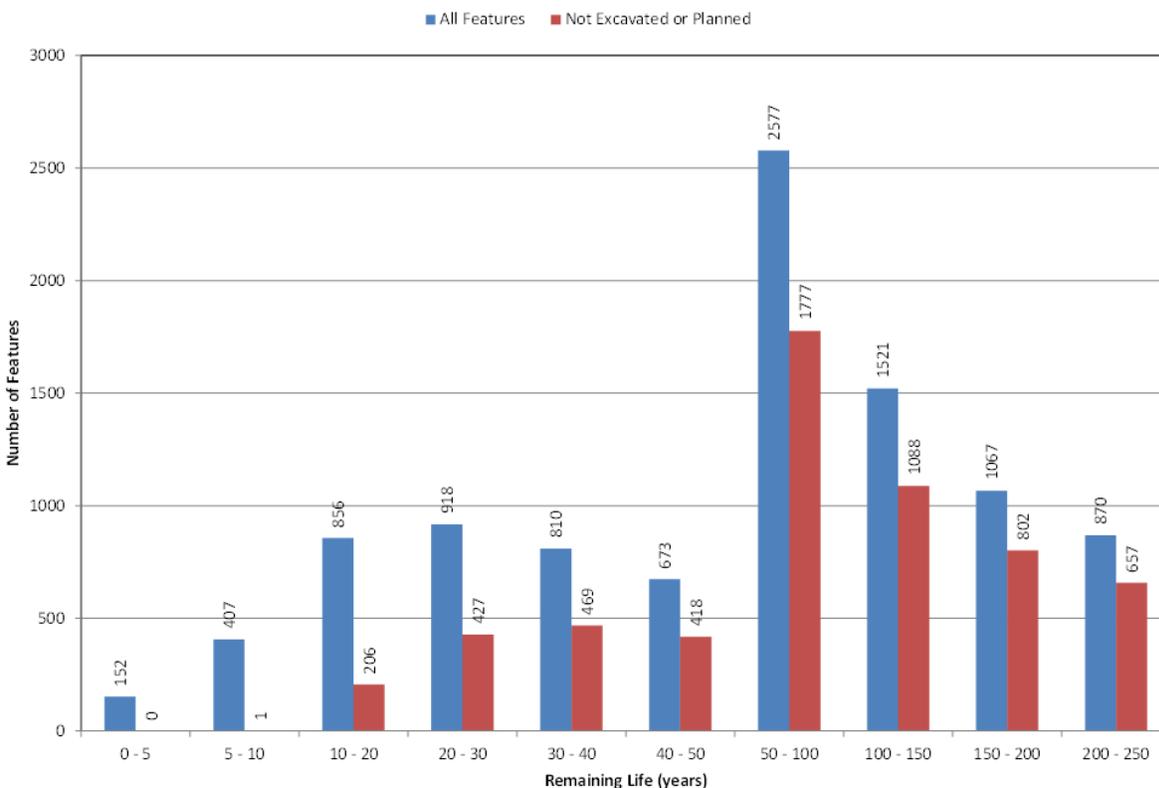
- un coefficient de  $3,60 \times 10^{-10}$  et un exposant de 3,00 pour le matériel de base;
- un coefficient de  $8,61 \times 10^{-10}$  et 3,00 pour exposant de matériau de soudure.

#### 4.3.9.5 Calcul de l'évaluation déterministe de la durée de vie restante

Comme mentionné à la Section 4.3.8 ci-dessus, tous les types d'éléments déclarés à l'aide d'un outil ont été développés aussi bien à l'aide de méthodologies de FCC que de fatigue. Les éléments ont été développés dans des blocs annuels en utilisant les deux méthodes indépendamment et la méthode qui a généré une plus grande propagation a été utilisée pour ce bloc; ce processus a été répété jusqu'à ce que la profondeur critique pour chaque élément ait été atteinte.

#### 4.3.9.6 Résumé de l'évaluation de la durée de vie restante

La Figure 4.44 offre une représentation graphique des durées de vies restantes calculées des éléments de fissures relevés pour la canalisation 9 du PNW au TM. Selon les analyses abordées ci-dessus, il y a un élément avec une durée de vie restante de moins de 10 ans après que les programmes d'excavation prévus aient été complétés. Cet élément est situé dans le tronçon du PC au TM et celui-ci a une durée de vie restante de 8,4 ans à partir du moment de l'inspection de 2012; en appliquant un coefficient de sécurité de deux, conformément aux procédures d'Enbridge, la fréquence de réinspection devrait être de 4,2 ans (2016). Le plan actuel est d'inspecter chaque tronçon de la canalisation 9 pour des fissures en 2015.



**Figure 4.44 Évaluation déterministe de la durée de vie restante des éléments déclarés pour la canalisation lors de la DFUS (du PNW au TM)**

L'évaluation de la durée de vie restante pour le tronçon du TS au PNW a été décrite dans le rapport sommaire de 2013. Cette évaluation a permis de conclure qu'en utilisant le cycle de pression d'exploitation prévu, la canalisation était sécuritaire jusqu'en 2016. L'évaluation a été mise à jour pour inclure le cycle de pression réel pendant la période couverte depuis l'inversion de la canalisation en août 2013 jusqu'au premier trimestre de 2014. La mise à jour de l'évaluation de la durée de vie restante est conforme à l'évaluation initiale et aucun élément ne cédera avant 2016.

Les résultats de l'inspection des fissures de 2014 pour la canalisation 9 entre TS au PNW seront utilisés pour mettre à jour l'évaluation de la durée de vie restante et les résultats seront transmis à l'ONÉ conformément à la condition 28 de l'ordonnance.

Comme exigé par la condition 19 de l'ordonnance, le

Tableau 4-16 offre un plan de gestion des éléments de fissures sur la canalisation 9 entre TS et TM. Les intervalles de réinspection fournis dans le

Tableau 4-16 respectent ou dépassent les objectifs de sécurité décrits dans l'évaluation de la durée de vie restante présentée à la Section 4.3.9 ci-dessus.

**Tableau 4-16 – Programme d'inspection interne des fissures pour la canalisation 9 (TS-TM)**

Segment	Length (km)	Last Crack ILI (yr)	Next Planned ILI	Future Reinspection Interval (yr)
ML-CD	206.0	2012	2015	3
CD-HL	215.9	2012	2015	3
HL-NW	217.0	2012	2015	3
NW-SA	194.1	2014	2015	3

#### **4.3.10 Observations et conclusions du programme d'inspection des fissures**

Selon les inspections les plus récentes de détection de fissures à haute résolution et l'important programme d'excavation, il a été démontré que les éléments associés aux fissures sur la canalisation 9 peuvent être gérés de façon efficace dans l'exploitation à flux inversé.

L'outil d'inspection interne de détection des fissures à haute résolution a démontré un très haut degré d'efficacité. Aucun élément associé aux fissures n'a été observé sur le terrain comme confirmé par les résultats des nombreuses évaluations d'END sur le terrain réalisées sur la canalisation 9 jusqu'à présent.

Selon les critères précisés dans le document Évaluation des menaces associées aux fissures axiales d'Enbridge, une évaluation hydrostatique n'est pas requise pour la canalisation 9. Le document Évaluation des menaces associées aux fissures axiales d'Enbridge est présenté à l'annexe A. Les documents Procédures d'essais hydrostatiques (PI-11) et Spécification pour les essais hydrostatiques de la construction de pipeline (PCS-005) d'Enbridge, présentés respectivement aux annexes B et C, décrivent les étapes et les activités requises pour développer un programme d'essais hydrostatiques s'il s'avérait nécessaire de le faire. Ces documents décrivent les activités engendrées par le développement initial du programme par le biais d'essais hydrostatiques et d'analyse après les essais hydrostatiques. Les deux documents sont présentés en vertu de la condition 11 de l'ordonnance de l'ONÉ.

De plus, tous les tronçons de la canalisation 9 seront inspectés en 2015 pour repérer les fissures. Cette inspection offrira une confirmation supplémentaire de l'intégrité de la canalisation selon le fonctionnement inversé.

Même si le présent ET à jour a démontré l'exploitation sécuritaire et fiable de la canalisation 9 avec un écoulement inversé à des pressions maximales de service, le Projet commencera avec une augmentation progressive de la contrainte d'exploitation avec une limite initiale de 72 % de la LEMS sur toute la canalisation. Cette augmentation progressive permettra d'observer le fonctionnement avec un écoulement inversé, incluant les hypothèses relatives au cycle de pression, avant de fonctionner avec la PMS approuvée.

L'efficacité du programme d'excavation continuera d'être suivie avec sa progression. Une mise à jour de l'évaluation de la durée de vie restante sera réalisée dans les 18 mois suivant le début

du Projet et les résultats seront transmis à l'ONÉ conformément à la condition 28 de l'ordonnance.

#### **4.4 Gestion des dommages mécaniques**

Les réseaux de canalisation sont sensibles aux dommages mécaniques causant des bosselures, des rainures d'origine diverses pendant la construction ou à la suite d'un changement des conditions de l'emprise ou de dommages résultant d'un contact par un tiers pendant la durée de vie utile du pipeline.

Il y a eu un grand nombre d'éléments historiques associés aux dommages mécaniques sur les réseaux de canalisation d'Enbridge incluant la canalisation 9. Les leçons tirées de ces incidents ont aidé à améliorer le programme de dommages mécaniques d'Enbridge.

##### **4.4.1 Prévention des dommages causés par des tiers**

La prévention est un élément clé de l'approche d'Enbridge pour atténuer le risque de dommages mécaniques pouvant se produire à la suite de dommages causés par des tiers. Le Service des terrains et emprises d'Enbridge utilise un système de suivi d'emprises complet et un programme de sensibilisation des intervenants pour éviter d'endommager le réseau pipelinier. Les composantes du programme incluent :

- le Programme de sensibilisation publique (« PSP »);
- la signalisation d'emprise;
- la participation aux organisations One Call locales;
- des programmes de sensibilisation de l'industrie;
- des enquêtes sur la profondeur de couverture;
- des patrouilles d'emprise.

Enbridge a réussi à minimiser les dommages causés par des tiers sur son réseau pipelinier grâce à cette approche de prévention des dommages.

##### **4.4.2 Inspection des dommages mécaniques**

Les dommages mécaniques subis par le pipeline, qu'il s'agisse de dommages résiduels par suite de la construction ou d'un tassement de la conduite ou du sol après la construction ou de dommages découlant d'un contact non détecté par un tiers, peuvent être détectés efficacement par l'inspection interne.

La technologie principale utilisée pour détecter et identifier les dommages mécaniques est la géométrie (compas d'épaisseur), qui mesure physiquement les écarts dans le diamètre interne

de la canalisation afin d'identifier des caractéristiques géométriques indicatives de dommage mécanique et de signaler les bosselures de 2 % ou plus de profondeur. Enbridge a réalisé 50 inspections au compas d'épaisseur sur la canalisation 9 depuis 1975 dont 13 inspections au compas d'épaisseur à haute résolution réalisées au cours des 13 dernières années. La technologie de compas d'épaisseur peut être complétée par des données provenant de la technologie de détection de perte de métal pour permettre une caractérisation supplémentaire des dommages mécaniques sur le plan des facteurs de concentration de contrainte (éléments de corrosion, rainures, etc.) susceptibles de fournir un point d'amorce à la fissuration. Tous les éléments géométriques identifiés par les technologies de détection de perte de métal sont déclarés, et ceux qui sont associés à des éléments secondaires tels que la perte de métal, les rainures ou les soudures sont évalués; ces éléments peuvent correspondre à des éléments d'une profondeur de moins de 2 % du diamètre extérieur qui ne répondent pas aux critères de déclaration des compas d'épaisseur de l'inspection interne. Ces données sont intégrées aux données des compas d'épaisseur pour déterminer la profondeur réelle des bosselures afin d'aider à évaluer la nécessité d'une évaluation supplémentaire ou d'une enquête sur le terrain pour les éléments individuels. Un total de 22 inspections à haute résolution liées à la perte de métal ont été réalisées sur la canalisation 9 au cours des 13 dernières années.

En plus d'identifier les éléments de la canalisation, les technologies modernes ont la capacité de caractériser la forme de ces éléments (plat, lisse, symétrique, acérée, multi-têtes), leur orientation circonférentielle (côté supérieur contre face inférieure et proximité des longs points de soudure), leur position axiale (distance du joint circulaire le plus près) et leur profondeur.

Pour atténuer les éléments identifiés comme des menaces potentielles, Enbridge a établi des critères de sélection d'éléments pour l'évaluation potentielle sur le terrain. La sélection des éléments géométriques pour l'évaluation sur le terrain est soutenue par les autres caractérisations fournies par l'intégration des données provenant de multiples technologies d'inspection interne. Les critères d'excavation et d'évaluation sur le terrain sont basés sur les exigences réglementaires et l'expérience d'Enbridge et de l'industrie.

Les critères d'excavation d'Enbridge applicables aux programmes de dommages mécaniques sur ce pipeline sont :

- bosselure >6,0 %;
- bosselures  $\geq 2,0$  % entre les positions radiales 8:00 et 4:00 (côté supérieur);
- bosselures  $\geq 2,0$  % sur les soudures (position de la soudure selon l'outil de détection de perte de métal);
- bosselures  $\geq 2,0$  % associée à une perte de métal ou à un autre élévateur de stress;
- bosselures  $\geq 2,0$  % identifiées comme ayant des sommets multiples et plusieurs bosselures rapprochées.

Les procédures et processus inclus dans le plan de gestion des dommages mécaniques (« PGDM ») sont appliqués universellement à tous les pipelines du réseau d'Enbridge. En outre, les procédures et processus sont appliqués de façon uniforme dans tout le réseau, quels que soient la PMS ou le profil de pression d'exploitation d'un pipeline particulier. En conséquence, le Projet ne nécessitera aucune modification à la gestion des dommages mécaniques puisqu'aucun changement de PMS ne surviendra.

Les sections suivantes fournissent un résumé des données récentes de l'inspection interne et des programmes d'excavation de la canalisation 9. Il est à noter que le tronçon de la canalisation 9 du TS au PNW a été inspecté récemment pour repérer les éléments géométriques en février 2014. Le rapport d'inspection interne sera présenté à la fin du mois de mai 2014. Ainsi, le rapport géométrique pour le tronçon du TS au PNW de la canalisation 9 n'est pas résumé dans la présente ET.

#### **4.4.3 Résultats du programme de dommages mécaniques**

##### **4.4.3.1 De Montréal à Cardinal (du TM au PC)**

Le tronçon de la canalisation 9 du TM au PC a été inspecté afin de repérer les dommages mécaniques pour la dernière fois en 2012 à l'aide de l'outil à haute résolution GE CalScan<sup>MC</sup> XR (CXR). La Figure 4.45 illustre la distribution des éléments détectés par l'inspection. Aucune bosselure de plus de 6 % de profondeur n'a été signalée et huit bosselures du côté supérieur avec une profondeur de >2 % ont été signalées.

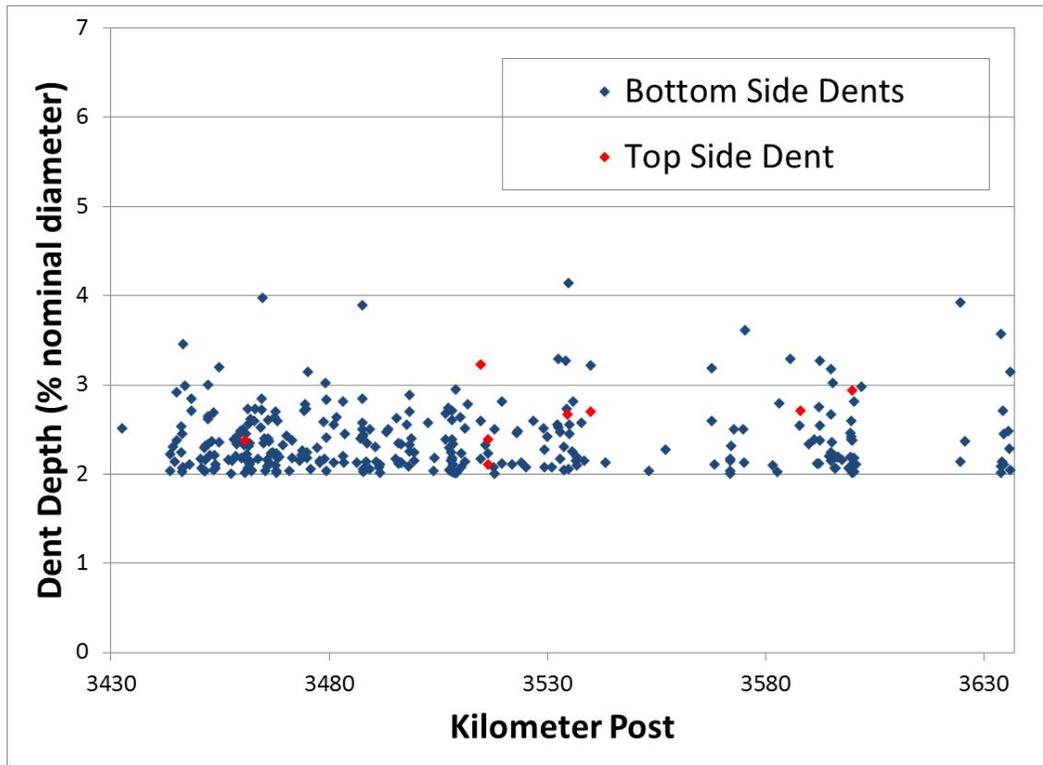


Figure 4.45 – Canalisation 9 (du TM au PC), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR.

#### 4.4.3.2 De Cardinal à Hilton (du PC au PH)

La plus récente inspection géométrique sur le tronçon du PC au PH de la canalisation 9 a été réalisée en 2012 à l'aide de l'outil à haute résolution PII CalScan<sup>MC</sup> XR (CXR). La Figure 4.46 illustre la distribution des éléments déclarés sur toute la longueur du tronçon. Aucune bosselure de plus de 6 % de profondeur n'a été signalée et trois bosselures du côté supérieur avec une profondeur de >2 % ont été signalées.

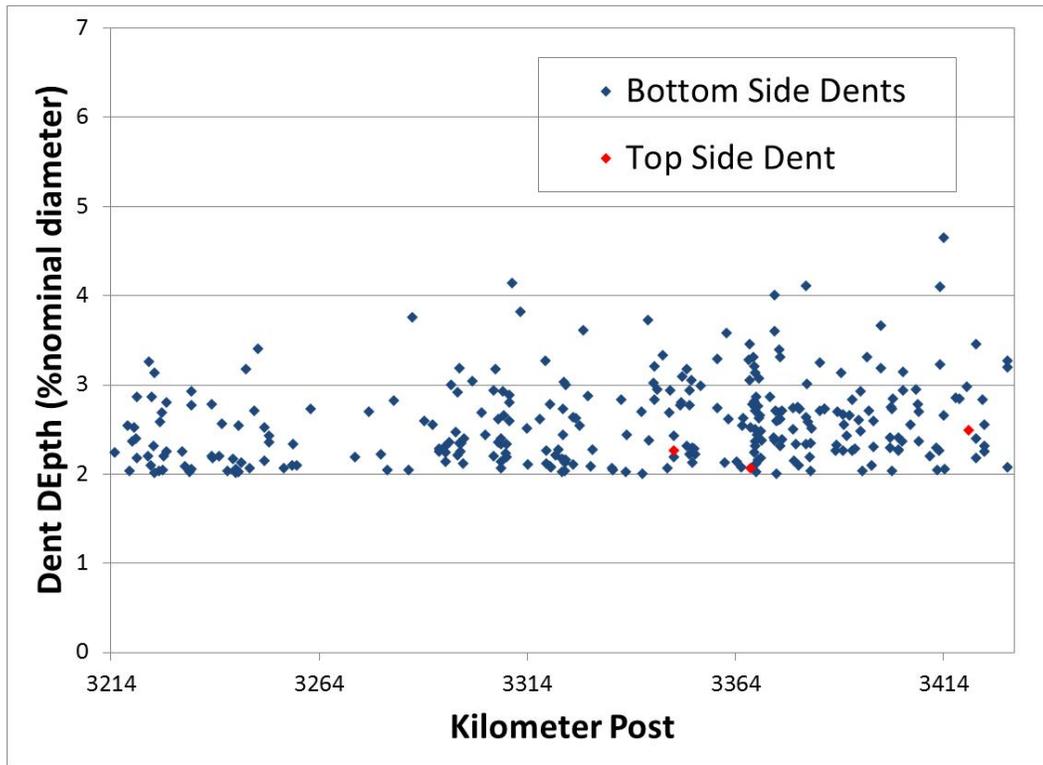
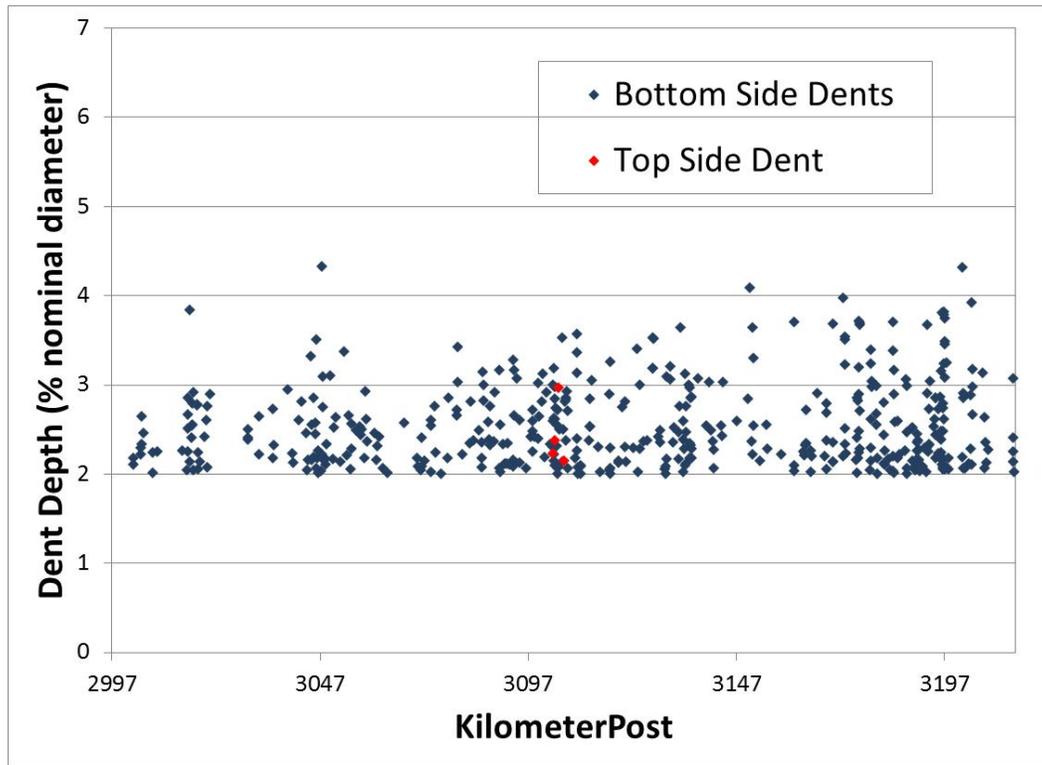


Figure 4.46 – Canalisation 9 (du PC au PH), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR.

#### 4.4.3.3 De Hilton à North Westover (du PH au PNW)

Le tronçon de la canalisation 9 du PH au PNW a été inspecté la dernière fois pour repérer des éléments géométriques en 2012 à l'aide de l'outil à haute résolution Baker Hughes Gemini. La Figure 4.47 illustre la distribution des éléments déclarés. Aucune bosselure de plus de 6 % de profondeur n'a été signalée et quatre bosselures du côté supérieur avec une profondeur de >2 % ont été signalées.



**Figure 4.47 – Canalisation 9 (du PH au PNW), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du BH Gemini.**

#### 4.4.3.4 Résumé des dommages mécaniques

Grâce à l'utilisation des données de dommages mécaniques, de perte de métal et de fissuration, un certain nombre d'excavations visant les dommages mécaniques ont été incluses dans le programme d'excavation continu pour la canalisation 9.

Plus de 250 excavations de sites basées sur les données d'inspection interne au compas et des données des autres technologies (c'est-à-dire la perte de métal et les fissures) incluront un END des éléments de dommage mécanique incluant les anomalies géométriques avec des profondeurs signalées de <2 %.

Voici un résumé des conclusions des excavations réalisées jusqu'à présent.

- Neuf bosselures du côté supérieur ont été évaluées sur le terrain. Aucune rainure ou écorchure n'a été observée sur l'une d'elles qui suggérerait les activités d'un tiers.
- À l'aide des nombreuses excavations réalisées jusqu'à ce jour, il a été confirmé que seulement deux éléments de bosselure étaient associés à la soudure. Aucune fissure n'était associée à ces anomalies. Il a été établi que ces anomalies étaient associées aux soudures de l'outil d'inspection interne.

- La vaste majorité des bosselures évaluées ont été observées comme de simples anomalies géométriques avec aucun élément secondaire y étant associé. Plusieurs de ces éléments ont été sélectionnés pour une excavation afin de valider les bosselures (>2 %) ou les éléments d'anomalie géométrique (<2 %) signalés par les inspections internes qui étaient signalés comme étant associés aux éléments secondaires.
- Le processus d'intégration de la menace a mené à l'identification fructueuse de plusieurs bosselures ou anomalies géométriques associées avec des éléments secondaires mineurs comme la corrosion généralisée peu profonde, des rainures superficielles et des indications linéaires mineures (fissures) sur le terrain.

Grâce au programme de gestion des dommages mécaniques, une bosselure avec des fissures a été découverte lors d'une excavation sur la canalisation 9 en septembre 2013. L'excavation a été identifiée par plusieurs critères du programme d'intégrité d'Enbridge. Le raccord ciblé possède une combinaison de 56 % d'un élément de perte de métal interne profond et d'une bosselure signalée comme étant associée à la perte de métal.

Il n'y avait pas de fuite évidente au moment où le site a été excavé; toutefois, la partie de la bosselure comportant une fissure a traversé la paroi lorsque le dispositif de retenue (c'est-à-dire le pénétrateur) a été enlevé lors de procédures d'excavation contrôlées. Le raccord de la conduite a depuis été enlevé et un examen plus approfondi de l'élément était en cours au moment de la réalisation de la présente ET à jour. Il y a plus de 100 bosselures ou éléments d'anomalies géométriques déterminés comme étant possiblement associés à des éléments secondaires qui ont été considérés comme prioritaires pour l'excavation dans le programme actuel d'excavation.

#### **4.4.4 Résumé et conclusion des dommages mécaniques**

Malgré la présence d'éléments de dommages mécaniques sur le pipeline, le Projet ne devrait pas avoir d'influence sur la menace en raison d'éléments de dommages mécaniques existants.

Les procédures et processus inclus dans le PGDM sont appliqués universellement à tous les pipelines du réseau d'Enbridge. En outre, les procédures et processus sont appliqués de façon uniforme dans tout le réseau, quels que soient la PMS ou le profil de la pression d'exploitation d'un pipeline particulier. En conséquence, le Projet ne nécessitera aucune modification à la gestion des dommages mécaniques puisqu'aucun changement de PMS ne surviendra.

Les éléments géométriques identifiés à la suite d'une inspection interne subséquente et qui répondent aux critères d'excavation d'Enbridge ou sont considérés comme une menace potentielle pour l'intégrité du pipeline seront réparés selon le plan de gestion de l'intégrité d'Enbridge.

## **4.5 Programme de gestion des géorisques**

Les géorisques le long de l'emprise de la canalisation 9 sont composés de pentes, de franchissements de cours d'eau et d'autres conditions de mouvements géotechniques. Ils sont gérés efficacement par une combinaison de surveillance, d'évaluation et de restauration si nécessaire. Les détails des processus de gestion des pentes, de franchissements de cours d'eau et des mouvements de pipeline d'Enbridge pour la canalisation 9 sont décrits ci-dessous.

### **4.5.1 Gestion des pentes**

Les inspections de routine de l'emprise se tiennent aux deux semaines dans le but de détecter toute zone où une instabilité des pentes pourrait exister. Dans le cas où une instabilité des pentes est identifiée sur le couloir de pipeline ou à proximité de celui-ci, le site est évalué par les ingénieurs d'Enbridge ou par un spécialiste géotechnique. Une évaluation, selon l'examen de ce spécialiste, est menée pour vérifier si le mouvement observé pourrait affecter le pipeline. Ces évaluations peuvent conduire à d'autres initiatives de surveillance telles que des patrouilles d'emprise supplémentaires, des inspections géotechniques spécialisées prévues, des installations d'instruments de surveillance de pentes ou une combinaison de ces activités. Par ailleurs, ces évaluations peuvent conduire à des exigences de restauration comme l'amélioration de la pente, l'élimination des contraintes du pipeline ou la délocalisation de la canalisation.

### **4.5.2 Gestion des franchissements des cours d'eau**

Les franchissements de cours d'eau sont surveillés par une combinaison de patrouilles d'emprise, d'enquêtes de la profondeur de couverture et de visites d'ingénierie au site, au besoin. Les inspections d'emprise identifient les menaces telles que les niveaux d'eau élevés, les affouillements des rivières, les débris, la mise à nu du pipeline ou autre phénomène qui peuvent affecter l'intégrité du franchissement. Toute constatation de ce genre est communiquée aux ingénieurs d'Enbridge et évaluée aux fins d'atténuation. Les enquêtes de profondeur de couverture sont effectuées tous les 10 ans aux franchissements mineurs qui présentent de moindres risques de mis à nu, et tous les cinq ans aux franchissements majeurs. Si une mince couverture devait être repérée près d'un franchissement de cours d'eau, celle-ci serait évaluée aux fins de restauration. L'examen comprend l'évaluation de toutes les anomalies de l'inspection interne, des portées non soutenues, de la charge potentielle, des conditions des rivières, de l'emplacement des franchissements et une réflexion sur la nécessité de mener des consultations auprès des propriétaires fonciers. Quelques exemples d'option de restauration sont l'enrochement du pipeline, l'abaissement de la canalisation ou le détournement d'une rivière ou de la canalisation.

Les menaces de mise à nu du pipeline aux franchissements des cours d'eau sont gérées de façon proactive à l'aide du plan de gestion des franchissements de cours d'eau de la canalisation 9. Le plan de gestion des franchissements de cours d'eau complet gère tous les franchissements de cours d'eau le long de la canalisation 9 en :

- définissant les rôles et responsabilités des services d'Enbridge;
- définissant les types de franchissements de cours d'eau le long du réseau pipelinier;
- établissant les exigences en matière de surveillance des franchissements de cours d'eau;
- évaluant la mise à nu potentielle du pipeline et les exigences d'atténuation. D'autres descriptions de la documentation, de l'évaluation et des exigences d'atténuation pour les mises à nu repérées du pipeline se trouvent dans les manuels d'exploitation et d'entretien d'Enbridge, Livre 3, rubrique 3 03-02-01, Surveillance de l'emprise;
- offrant des options d'atténuation des dangers aux franchissements de cours d'eau;
- documentant les activités de surveillance, les atténuations et les données associées.

Des détails supplémentaires sur la gestion des franchissements de cours d'eau sont disponibles dans le plan de gestion des franchissements de cours d'eau d'Enbridge déposé en vertu de la condition 18 de l'ordonnance.

#### **4.5.3 Gestion de mouvement du pipeline**

Le mouvement du pipeline est géré par une combinaison d'inspection interne et de patrouilles d'emprise. Les inspections au compas d'épaisseur sont utilisées pour évaluer si les contraintes de flexion associées au mouvement du pipeline sont suffisantes pour générer des pliures ou des gauchissements de pipeline. La technologie de l'unité de mesure inertielle (« UMI ») parvient à mesurer la flexion du pipeline à travers son panneau indicateur d'unité d'inertie, qui recueille les coordonnées GPS le long du tronçon entier. Un seul passage comparé à des conduites présumées droites, ou des passages aux fins de comparaison permettent une quantification de la flexion de la conduite induite par les mouvements géotechniques. Cette différence de profil est ensuite utilisée par les analystes d'inspection interne afin de déterminer la contrainte de flexion associée. Enbridge a effectué une inspection UMI de tous les tronçons de la canalisation 9, qui permettrait de réaliser rapidement une analyse de la contrainte de flexion, si nécessaire.

Les contraintes longitudinales aux aires de mouvement de pipeline repérées par les patrouilles d'emprise sont évaluées selon les critères décrits à l'article 4 de la norme CSA Z662-11 lorsque les données de déformation de l'UMI pour le tronçon de la conduite concerné ne sont pas disponibles. Cette évaluation est facilitée par l'utilisation des mesures sur le terrain, par exemple les données d'enquête, et tient compte des effets longitudinaux de pression interne, des contraintes thermiques et des contraintes longitudinales de flexion. Les contraintes longitudinales combinées sont comparées avec les LEMS du pipeline. Tous les endroits le long de la canalisation 9 où les contraintes longitudinales dépassent les limites admissibles spécifiées dans la norme CSA Z662-11 sont restaurés.

#### **4.5.4 Inspections et études sur les géorisques**

Enbridge a effectué des inspections aux sites avec des géorisques le long de son réseau de canalisation en tant que partie d'une stratégie globale d'entreprise concernant la gestion de

l'intégrité des pipelines. En 2013, des inspections de base pour repérer les géorisques (hydrotechnique et géotechnique) ont été effectuées sur le réseau pipelinier de la canalisation 9 d'Enbridge. Les résultats de l'étude sur les géorisques d'Enbridge de 2013 et un résumé de ces activités de remise en état des épaisseurs de couverture de 2012 à 2014 seront transmis en vertu de la condition 17 de l'ordonnance.

#### **4.5.5 Répercussion de l'inversion de la canalisation sur la gestion des géorisques**

L'inversion du sens de l'écoulement ne devrait pas affecter la gestion des risques géologiques le long de la canalisation 9. Les évaluations de pente sont menées en tenant compte des conditions géotechniques observées, qui sont indépendantes des conditions d'écoulement. De même, les points de franchissement de cours d'eau ne sont pas affectés par les conditions d'écoulement du pipeline. Lors de l'évaluation visant les contraintes de mouvement du pipeline, le tronçon de la conduite est évalué en fonction de la PMS et des contraintes maximales de température attendues. Ces hypothèses ne tiennent pas compte des conditions réelles d'exploitation sur les sites précis du pipeline, ce qui entraîne des résultats conservateurs à la fois avant et après l'inversion du sens d'écoulement.

### **5. ACTIVITÉS PLANIFIÉES AVANT L'INVERSION DU DÉBIT**

Les engagements d'Enbridge pris dans les ET originales concernant les activités prévues avant l'inversion ont été complétées ou sont en voie de l'être.

### **6. CONCLUSION**

Cette ET à jour constitue une mise à jour de l'ET originale pour la canalisation 9 (canalisation 9A et 9 B) selon les données actuelles d'inspection interne pour la perte de métal, les fissures et la déformation.

Ainsi que démontré dans la présente ET à jour et dans l'ET originale, le Projet est techniquement acceptable et il répond aux exigences réglementaires de sécurité.

### **7. RÉFÉRENCES**

1. ASTM E1049-85, Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis, American Society for Testing and Materials, Philadelphie, Penn. 1990.
2. M. G. Dawes, « Elastic-Plastic Fracture Toughness Based on the COD and J-Contour Integral Concepts, » Elastic-Plastic Fracture, Eds. J. D. Landes, J. A. Begley, and G. A. Clarke, ASTM STP 668, ASTM, 1979, pp 307-373.
3. J.A. Beavers, "Near-Neutral pH SCC : Dormancy and Re-Initiation of Stress Corrosion Cracks," GRI Project 7045, GRI-05/0009, Gas Technology Institute, Des Plaines, IL, août 2004.

4. R.N. Parkins, "Factors Influencing Stress Corrosion Crack Kinetics," Corrosion, Volume 43, Numéro 3, p. 130, mars 1987.
5. Beavers, J. A., Maier, C. J., Jaske, C. E., et Worthingham R., "Ranking SCC Susceptibility", Pipeline and Gas Technology, Hart Energy Publishing, Houston, septembre 2007.
6. Paris, P. C., Gomez, M. P., et Anderson, W. E., "A Rational Analytic Theory of Fatigue," The Trend in Engineering, vol. 13, no 1, p. 9-14, 1961.
7. Paris, P. C., "The Growth of Cracks Due to Variations in Load," Ph.D. Dissertation, Lehigh University, PA, 1962.
8. Jaske, C. E., "Damage Accumulation by Crack Growth Under Combined Creep and Fatigue," Ph.D. Dissertation, The Ohio State University, Columbus, OH, 1984.
9. Jaske, C. E., « Estimation of the C\* Integral for Creep-Crack-Growth Test Specimens », The Mechanism of Fracture, ASM International, Materials Park, OH, p. 577-586, 1986.
10. API 579-1/ASME FFS-1, Fitness-for-Service, American Petroleum Institute, Washington, D.C., Annexe F, 5 juin 2007.
11. Enbridge Pipelines Inc., "Integrity Status Report for Submission to the National Energy Board Line 2 Flash Welded Pipe Review", 23 février 2011.
12. Kiefner, J. F., Maxey, W. A., Eiber, R. J., and Duffy, A. R., 1973, "Failure Stress Levels of Flaws in Pressurized Cylinders," Progress in Flaw Growth and Fracture Toughness Testing, STP 536, ASTM International, West Conshohocken, PA, pp. 461-481.
13. Jaske, C. E., and Beavers, J. A., "Effect of Corrosion and Stress-Corrosion Cracking on Pipe Integrity and Remaining Life," Proceedings of the Second International Symposium on the Mechanical Integrity of Process Piping, MTI Publication No. 48, Materials Technology Institute of the Chemical Process Industries, Inc., St. Louis, 1996, pp. 287-297.
14. Jaske, C. E., Beavers, J. A., and Harle, B. A., "Effect of Stress Corrosion Cracking on Integrity and Remaining Life of Natural Gas Pipelines," Paper No. 255, CORROSION 96, NACE International, Houston, 1996.
15. Jaske, C. E., and Beavers, J. A., "Fitness-For-Service Evaluation of Pipelines in Ground-Water Environments," Paper 12, Proceedings for the PRCI/EPRG 11th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research, Arlington, VA, 1997.
16. Jaske, C. E., and Beavers, J. A., "Review and Proposed Improvement of a Failure Model for SCC of Pipelines," Proceedings of the International Pipeline Conference — Volume 1, ASME International, New York, 1998, pp. 439-445.
17. Jaske, C. E., and Beavers, J. A., "Fitness-For-Service Evaluation of Pipelines with Stress-Corrosion Cracks or Local Corrosion," Proceedings of the International Conference on

Advances in Welding Technology (ICAWT » 99), Galveston, Texas É.-U., 26 au 28 octobre 1999.

18. Jaske, C. E., and Beavers, J. A., "Fitness-For-Service Assessment for Pipelines Subject to SCC," Proceedings of the Pipeline Pigging, Integrity Assessment, and Repair Conference, Houston, Texas, 1er au 2 février 2000.
19. Jaske, C. E., Vieth, P. H., and Beavers, J. A., "Assessment of Crack-Like Flaws in Pipelines," Corrosion NACEExpo 2002, NACE International, Paper No. 02089, Denver, Colorado (avril 2002).
20. Jaske, C. E., and Beavers, J. A., "Development and Evaluation of Improved Model for Engineering Critical Assessment of Pipelines," Paper No. IPC 02-27027, Proceeding of the International Pipeline Conference (IPC 2002), ASME International, New York, 2002.

---

# INTÉGRITÉ DU PIPELINE

## ÉVALUATION DES MENACES DE FISSURATION AXIALE

---

## Table des matières

<b>1. INTRODUCTION .....</b>	<b>3</b>
<b>2. MÉTHODOLOGIES D'ÉVALUATION DES FISSURES.....</b>	<b>3</b>
2.1. Inspection interne des fissures (« inspection interne ») .....	3
2.1.1. Avantages.....	4
2.1.2. Limites.....	4
2.2. Essai par pression hydrostatique .....	4
2.2.1. Avantages.....	5
2.2.2. Limites.....	6
2.3. Programmes d'évaluation directe .....	6
<b>3. DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE .....</b>	<b>7</b>

## 1. INTRODUCTION

Dans le cadre du plan de gestion des fissures, une évaluation complète des menaces associées aux fissures est effectuée si l'évaluation de la susceptibilité et le plan d'atténuation déterminent qu'elle est justifiée. L'évaluation complète des menaces associées aux fissures confirme la présence de fissures critiques sur le réseau pipelinier permettant de déterminer d'autres conditions importantes telles que la population de fissures, le type de mécanisme de fissure présent et s'il y a eu ou non augmentation durant la mise en service. Les formes principales d'évaluation complète des menaces associées aux fissures comprennent l'inspection interne des fissures, l'essai par pression et les programmes d'évaluation directe.

Le document de Directives sur l'évaluation des menaces associées aux fissures fournit des consignes sur le choix d'une méthodologie d'évaluation. La détermination de la méthode la plus appropriée requiert la considération de multiples variables, dont les caractéristiques du pipeline, les conditions d'exploitation et la chronologie des défaillances antérieures du pipeline. Chaque tronçon de pipeline est analysé au cas par cas étant donné qu'une seule méthode ne suffirait pas à considérer toutes les situations.

## 2. MÉTHODOLOGIES D'ÉVALUATION DES FISSURES

### 2.1. INSPECTION INTERNE DES FISSURES (« INSPECTION INTERNE »)

L'inspection interne typique des fissures pour les oléoducs emploie la technologie ultrasonique pour trouver et mesurer les fissures. Il s'agit de la méthode d'évaluation complète des menaces associées aux fissures la plus commune actuellement utilisée par Enbridge. L'inspection interne des fissures est la forme d'évaluation des menaces associées aux fissures la plus informative du fait que l'exécution d'une inspection interne fructueuse des fissures fournit des renseignements détaillés sur les éléments d'indication de fissures dans le pipeline. Les pressions de rupture prévues et l'aptitude fonctionnelle peuvent être déterminées à partir de ces données. Cette information permet à Enbridge de comprendre l'état du pipeline, de planifier les activités d'atténuation à court et à long terme et de fixer les évaluations futures.

Les stratégies analytiques avancées ou d'évaluation de la fiabilité sont utilisées comme technique de gestion des incertitudes quant à l'intégrité des programmes en raison du rendement du programme d'inspection interne mesuré. Ce rendement peut être particulier à un défaut donné ou être de précision et d'exactitude globale. Voici quelques-unes de ces stratégies d'évaluation :

- exécution d'un programme d'inspection interne de suivi au moyen de la même technologie ou d'une technologie complémentaire;

- exécution d'une nouvelle analyse indépendante des données brutes d'inspection interne (peut être fait par le fournisseur de l'inspection interne ou un tiers);
- imposition d'une limite de pression de refoulement ou abaissement de la pression maximale d'exploitation (PME) du pipeline;
- réalisation d'un essai par pression hydrostatique.

### **2.1.1. Avantages de l'inspection interne (« inspection interne ») des fissures**

- Fournit des renseignements détaillés sur le type d'élément, l'emplacement et la taille.
- Permet la détermination précise des intervalles de réévaluation combinée à un programme de validation sur le terrain.
- Le seuil de déclaration de l'outil permet de détecter des éléments inférieurs aux niveaux de défaillance dans le cadre d'essais hydrostatiques, ce qui permet une compréhension accrue de la sécurité du pipeline et, théoriquement, de plus longs intervalles de réévaluation.
- Peut trouver des menaces associées aux fissures auparavant inconnues et permettre la gestion de ces menaces avant la survenue d'une défaillance.
- Le pipeline peut être inspecté pendant qu'il est en exploitation, permettant de gagner du temps et de réaliser des économies.

### **2.1.2. Limites**

- Le plus petit diamètre extérieur et l'épaisseur moindre des parois pourraient nécessiter un seuil de déclaration réduit pour la profondeur.
- Se limite aux fissures axiales.
- L'évaluation des données d'inspection interne doit tenir compte de la faible probabilité d'un défaut incorrectement déterminé.
- Les outils d'inspection interne s'appuient sur le positionnement du transducteur, ayant ainsi une aptitude limitée à relever les fissures dans les déformations de surface, telles que les bosselures.

## **2.2. ESSAI PAR PRESSION HYDROSTATIQUE**

Enbridge considère les essais hydrostatiques comme une solution de rechange à la méthode de surveillance de l'état d'intégrité du pipeline adéquate pour l'évaluation complète des menaces associées aux fissures. Les essais étant effectués à une pression 1,25 fois supérieure à la PME du pipeline, les défauts orientés axialement censés défailir à la PME devraient être éliminés de la canalisation par défaillance durant l'essai. L'essai par pression n'est pas particulier aux éléments de fissures : il forcerait la rupture de tous les défauts à une pression de rupture inférieure à la pression de l'essai hydrostatique peu importe la cause. Une analyse métallurgique post-défaillance serait requise afin de vérifier le

mécanisme de défaillance et constituerait la source d'information permettant de vérifier si l'on avait affaire à une condition de fissuration.

L'application des essais de pression hydrostatiques dans le cadre du programme d'intégrité d'Enbridge est envisagée dans les circonstances suivantes :

- Lorsqu'une augmentation de la pression maximale d'exploitation du pipeline est prévue ou requise.
- Un outil d'inspection en ligne non disponible pouvant évaluer les menaces anticipées d'intégrité du pipeline et la pression apporte parfois des avantages sur le plan de l'évaluation. Cela peut arriver lorsqu'un outil ultrasonique est requis et qu'aucun liquide de couplage n'est disponible.
- Le pipeline ne peut être inspecté à l'aide d'outils d'inspection interne. Cela peut être le cas si un pipeline est pourvu d'angles aigus, de vannes restrictives ou d'autres obstacles physiques.
- Lorsque, à la fin d'un programme d'inspection interne à haute résolution, l'évaluation postérieure au programme a révélé une grande incertitude découlant de l'une des causes suivantes.
  - Le programme de réparation produit de faux négatifs (défauts non détectés par l'inspection interne) et l'analyse des causes fondamentales démontre que certains types de défauts ne peuvent être pris en charge par l'inspection interne. Un examen du type de défaut doit également être effectué afin de vérifier que l'essai par pression serait une méthode efficace.
  - Les résultats du modèle probabiliste indiquent une forte probabilité de défaillance attribuable à de faux négatifs (c'est-à-dire que la probabilité de détection de défauts autour du seuil de la PME est faible).
  - Les tendances probabilistes et déterministes du programme montrent un biais de mesure non conservatrice (c'est-à-dire que la probabilité de mesure de défauts autour du seuil de la PME est faible).

L'évaluation postérieure au programme est effectuée par des experts en la matière qui évaluent les résultats du programme d'inspection interne, les résultats d'évaluation directe (faux négatifs), les antécédents de défaillance, le contexte d'exploitation et d'autres facteurs contribuant à la compréhension de l'état du pipeline.

Les énoncés suivants décrivent les avantages et les limites liés à l'utilisation d'une stratégie d'atténuation au moyen d'essais par pression, dont plusieurs sont tirés de la norme API 1160, *Gestion de l'intégrité des systèmes pour les pipelines servant au transport de liquides dangereux*.

### 2.2.1. Avantages

- Détecte, grâce à une défaillance, tous les défauts de fissuration si leur pression critique est supérieure à la pression d'essai. Cela permet de gérer les incertitudes

concernant les défauts qui sont critiques en deçà de la pression d'essai au moment où celui-ci est effectué.

- Utilisable pour les conduites de petit diamètre.

### 2.2.2. Limites

- En raison de la nature d'un essai par pression, peu d'information, sinon aucune, ne peut être déterminée sur les emplacements et la gravité du défaut restant, bien qu'il soit possible d'estimer un défaut à peine subsistant.
- La marge de sécurité fournie pour l'essai diminue avec le temps.
- Des cycles successifs d'essais par pression peuvent causer le développement d'autres anomalies, par exemple des séries de défaillances survenant à des niveaux par pression inférieurs à ceux d'une mise sous pression préalable (inversion de pression), ce qui accroît le risque d'un intervalle de réévaluation non conservateur.
- L'amorce ou la propagation de fissures à des endroits où se trouvent des défauts autrement non préjudiciables ou le réveil d'un stress en temps normal inactif pouvant entraîner des colonies de fissures par corrosion sous tension.
- Les défauts courts et profonds pourraient passer inaperçus.
- Selon l'essai par pression, des éléments beaucoup plus larges peuvent demeurer dans le pipeline que si une inspection interne des fissures est utilisée comme référence.
- Les essais par pression d'un pipeline en exploitation se compliquent par la nécessité d'interrompre le service de transport des liquides et par les difficultés à acquérir l'eau aux fins des essais et à l'éliminer une fois qu'elle a été contaminée.
- En dernier lieu, les essais ne sont pas une méthode durable de surveillance d'un réseau pipelinier étant donné qu'ils ne peuvent s'appliquer en continu à l'échelle du réseau, contrairement à l'inspection interne qui peut être utilisée dans tout le réseau et fréquemment. Le recours répandu aux essais hydrostatiques représenterait également une diversion des ressources faisant obstacle à l'amélioration continue de la méthode plus durable d'inspection interne.

### 2.3. PROGRAMMES D'ÉVALUATION DIRECTE

L'évaluation directe est une méthode d'évaluation acceptable des menaces associées aux fissures si la menace cible consiste en de la fissuration par corrosion sous tension (« FCC »).<sup>1</sup> L'évaluation directe requiert la collecte et l'analyse de résultats de fouilles dans des sites désignés spécialement pour évaluation comme des sites susceptibles de présenter de la FCC. De plus, d'autres excavations effectuées sur le tronçon doivent aussi relever la présence et la gravité de la FCC constatée au moyen d'un essai non destructif sur le terrain (« END »).

---

<sup>1</sup> 49 CFR 192.921 (3)

Il convient de souligner que tous les cas de FCC détectés sur le réseau d'Enbridge sont consignés dans le rapport de l'END sans tenir compte de la justification réelle de l'excavation.

### **3. DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE**

OPS TT05, Low Frequency ERW and Lap Welded Longitudinal Seam Evaluation, Revision 3, April 2004

CEPA, Stress Corrosion Cracking, Recommended Practices, 2<sup>nd</sup> Edition, December 2007

CFR 49, Parts 192 and 195, October 2011

## **Procédure d'essai hydrostatique PI-11**

### **1.0 Objet**

Compte tenu des répercussions éventuelles que peut entraîner un essai hydrostatique sur la gestion de l'intégrité des pipelines, il est nécessaire de faire appel au Service de l'intégrité du pipeline et de le consulter lorsqu'un essai est effectué dans le but de mettre en service un pipeline, de modifier les opérations ou lorsqu'il est utilisé en tant que méthode de gestion de l'intégrité des canalisations déjà en service.

La procédure qui suit décrit les mesures nécessaires et les activités effectuées par le Service de l'intégrité du pipeline pour élaborer le plan d'essai hydrostatique, plan dans lequel est détaillée la planification, ainsi que l'exécution de l'essai hydrostatique et le compte rendu suivant l'essai.

### **2.0 Portée**

Cette procédure s'applique à tous les essais effectués sur les pipelines d'Enbridge qui sont surveillés à l'aide du système de gestion de l'intégrité du pipeline.

### **3.0 Responsabilités**

Le gestionnaire principal de l'intégrité des infrastructures des pipelines désignera un représentant de projet pour l'essai hydrostatique; cette personne représentera l'intégrité du pipeline dans son ensemble (planification, exécution et achèvement du projet d'essai hydrostatique).

Le représentant de l'essai hydrostatique pour l'intégrité du pipeline doit s'assurer que le niveau d'évaluation et d'analyse est approprié lorsque les activités liées à l'essai hydrostatique sont effectuées.

Le Service de planification de l'intégrité des pipelines doit fournir :

- un plan sur la corrosion, la fissuration et les déformations;
- le compte rendu sur l'état final du pipeline;
- la confirmation que le pipeline est au point pour qu'on y effectue l'essai prévu;
- une évaluation des risques liés à l'essai hydrostatique.

L'équipe doit fournir les documents et le soutien nécessaires au Service de l'intégrité du pipeline, afin qu'on puisse s'assurer que la canalisation est au point pour qu'on y effectue l'essai hydrostatique planifié.

## 4.0 Procédure

### 4.1 Activités de préparation en prévision de l'essai hydrostatique de l'intégrité du pipeline

Avant de pouvoir réaliser un essai hydrostatique sur toute partie du réseau de pipelines d'Enbridge, plusieurs partenaires de l'entreprise doivent s'entendre sur une valeur de pression cible, étant donné que le résultat d'un test de pression sélectionné devient habituellement une valeur de pression maximale de service (PMS) corrigée. De ce fait, cette valeur aura une incidence sur le débit et l'exploitabilité du pipeline. Les conditions suivantes concernant l'intégrité du pipeline devraient être respectées avant d'effectuer un essai hydrostatique. Vous trouverez de plus amples renseignements au sujet des conditions concernant les essais hydrostatiques effectués par Enbridge en consultant les normes suivantes : CPCS-SPEC-HYDRO-005 en vigueur au Canada et USPCS-SPEC-HYDRO-005 en vigueur aux États-Unis.

- 4.1.1 Faire preuve de diligence raisonnable demande de comprendre la raison pour laquelle l'essai hydrostatique est effectué ou le but de l'essai. Les raisons pour lesquelles un test hydrostatique est effectué sont énumérées ci-après (vous trouverez d'autres arguments sur les essais hydrostatiques en consultant les annexes A et B) :
- faire la preuve qu'il n'y a aucune menace pour la sécurité publique;
  - faire la preuve de l'intégrité d'un pipeline;
  - optimiser la rentabilité;
  - satisfaire aux exigences réglementaires.

Les conditions liées à la préparation initiale et finale de l'essai seront définies à partir de la valeur de pression prévue et de la raison pour laquelle l'essai est effectué.

- Conditions initiales de l'essai hydrostatique : le Service de l'intégrité du pipeline doit évaluer l'état de l'intégrité du pipeline afin d'accomplir le travail nécessaire (inspections internes, fouilles de recherche, réparations, etc.) et s'assurer que la probabilité d'un rejet ou d'une rupture durant l'essai est très faible.
  - Conditions finales à l'essai hydrostatique : le Service de l'intégrité du pipeline doit déterminer la nécessité d'une nouvelle validation de l'évaluation technique, d'un compte rendu avec la PHMSA, ou d'une confirmation de la taille des défauts toujours présents.
- 4.1.2 Faire preuve de diligence raisonnable demande d'obtenir le plan d'essai hydrostatique de l'équipe qui est chargée du projet. Les valeurs de pression cibles et le profil de PME proposé seront mentionnés dans le plan. En général, ces renseignements sont requis une année avant l'essai hydrostatique et doivent être validés régulièrement dans les moindres détails afin de s'assurer que toutes les conditions nécessaires étaient satisfaites.
- 4.1.3 Faire preuve de diligence raisonnable demande de réaliser une analyse de l'incertitude de la pression d'essai hydrostatique; soit le facteur de sécurité ou la différence de pression entre la pression de rupture prévue et la pression hydrostatique d'essai anticipée, dans le cas où une rupture se produirait.

- 4.1.4 Faire preuve de diligence raisonnable ou de planification de l'intégrité efficace demande d'effectuer et de soumettre une estimation de coûts initiale pour le projet comprenant une estimation des coûts pour les inspections internes supplémentaires et

pour les travaux de réparation, et tenir compte de l'information disponible au moment d'effectuer l'estimation.

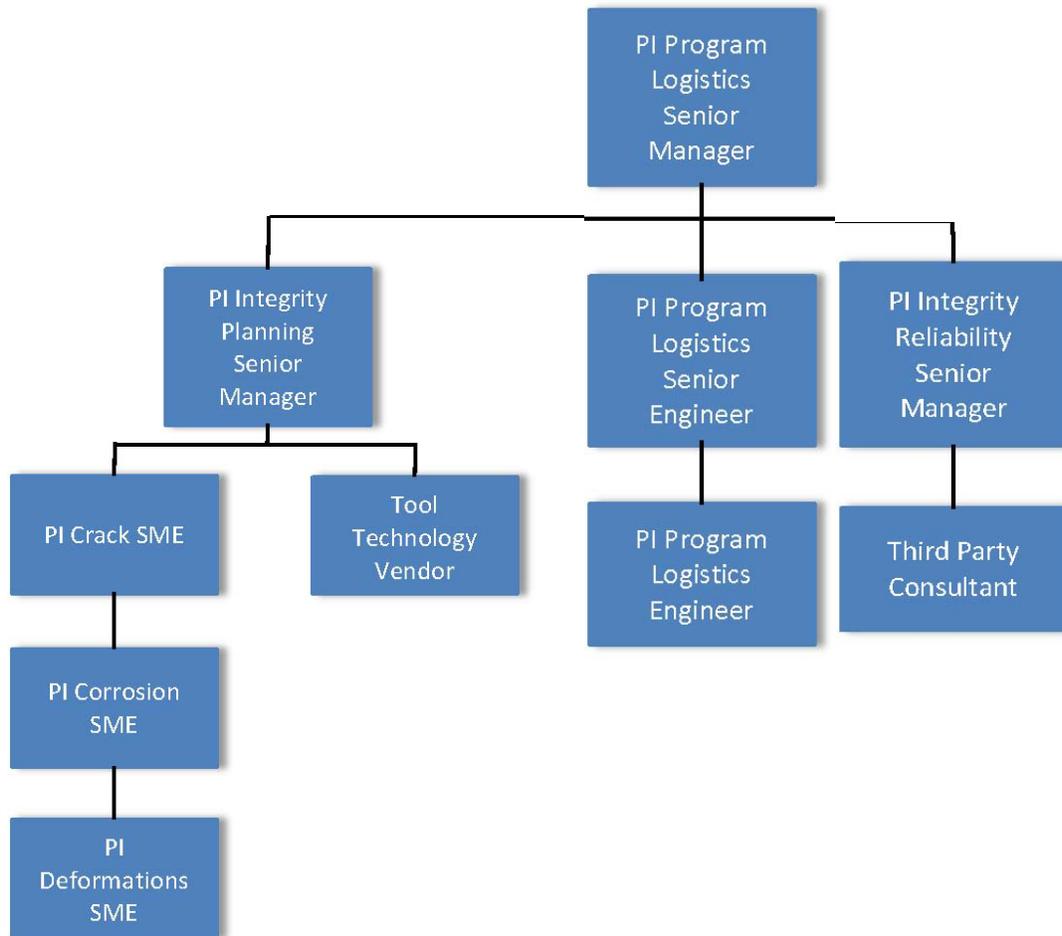
- 4.1.5 Faire preuve de diligence raisonnable demande de proposer un plan d'essai hydrostatique et un profil de pression (comprenant l'analyse de l'incertitude de la pression de l'essai hydrostatique) au Service de planification de l'intégrité.
- 4.1.6 Faire preuve de diligence raisonnable demande de commencer l'élaboration du plan d'essai hydrostatique pour l'intégrité du pipeline. Le plan comporte :
- toutes les tâches et activités, initiales et finales, dans le projet d'essai hydrostatique;
  - les plans d'urgence;
  - les évaluations des menaces à la sécurité liées à l'essai hydrostatique;
  - les approbations de la direction.
- 4.1.7 Le Service de planification de l'intégrité examinera l'état général de l'intégrité des tronçons du pipeline qui feront l'objet d'un essai hydrostatique. Dans le cas où il y aurait un manque de renseignements quant à l'intégrité, des inspections internes pourraient être envisagées afin de recueillir l'information nécessaire (les évaluations seront faites régulièrement, dans les moindres détails).
- 4.1.8 Le Service de planification de l'intégrité effectuera une évaluation des menaces liées à l'essai hydrostatique et rassemblera des renseignements sur celle-ci, afin d'évaluer les risques de corrosion, de fissure, de déformation et l'état de l'équipement connexe. Le niveau d'approbation requis, lorsqu'il est question d'évaluation des menaces liées à l'essai hydrostatique, sera déterminé par Le Service de planification de l'intégrité. Compte tenu des résultats de l'évaluation des menaces liées à l'essai hydrostatique et du profil de pression d'essai hydrostatique, le Service de planification de l'intégrité doit mettre sur pied un programme de réparation, qui comporte une liste des tronçons suspects à inspecter et à réparer avant d'effectuer l'essai hydrostatique. En général, ce genre de plan est conçu et approuvé en 1 mois.
- 4.1.9 Faire preuve de diligence raisonnable demande de former une association étroite entre le Service de planification de l'intégrité et l'équipe chargée du projet pendant la mise sur pied du programme d'excavation à des fins d'inspection et de réparation. L'équipe chargée du projet doit fournir un rapport sur les essais non destructifs (END), une fois les excavations effectuées. Le Service de planification de l'intégrité examinera ensuite les rapports d'enquête des END et effectuera l'analyse des éléments de valeurs aberrantes potentielles présents et demandera à l'équipe chargée du projet d'effectuer des excavations additionnelles (si nécessaire). Tous les résultats d'inspection et de réparation obtenus doivent être inclus dans l'évaluation des menaces liées à l'essai hydrostatique.
- 4.1.10 Une fois le programme terminé, le Service de planification de l'intégrité intégrera les résultats de programme d'excavation et finalisera l'évaluation des menaces liées à l'essai hydrostatique, confirmant que la canalisation est au point pour qu'on y effectue un essai hydrostatique.
- 4.1.11 Le Service de planification de l'intégrité établira un dernier compte rendu confirmant que la canalisation est au point pour qu'on y effectue un essai hydrostatique.
- 4.1.12 L'équipe chargée du projet fournira les avis appropriés concernant l'essai

hydrostatique prévu aux organismes de réglementation compétents, dans le délai imparti.

- 4.1.13 Procéder à une évaluation complète après l'essai hydrostatique ou à des activités de confirmation quelconques.

#### **4.2 Activités liées à l'exécution de l'essai hydrostatique de l'intégrité du pipeline**

En cas de nécessité, l'équipe d'intervention mise sur pied pour l'intégrité du pipeline (IP) sera prête à intervenir tout au long des essais hydrostatiques. Ainsi, elle apportera son soutien à l'équipe chargée du projet dans le cas où un problème quelconque surgirait durant un essai hydrostatique. La figure 1.0 illustre un organigramme de l'équipe d'intervention.



		IP Gestionnaire principal de la logistique du programme	
	IP Gestionnaire principal de la planification de l'intégrité	IP Ingénieur principal de la logistique du programme	IP Gestionnaire principal de la fiabilité de l'intégrité
Expert en fissures	Fournisseur d'outils technologiques	IP Ingénieur de la logistique du programme	Conseiller indépendant
Expert en corrosion			
Expert en déformations			

Figure 1.0 Équipe d'intervention pour l'intégrité du pipeline

### 4.3 Activités suivant l'essai hydrostatique de l'intégrité du pipeline

- 4.3.1 Réinitialisation de la nouvelle canalisation à partir de la PMS (si nécessaire); le Service de gestion de la capacité ajustera la nouvelle PMS.
- 4.3.2 Plan de remise en service (si nécessaire); faire preuve de diligence raisonnable consiste à exécuter le plan de remise en service en toute conformité et le Service d'intégrité du pipeline ne devrait pas s'interposer en l'absence d'une situation d'urgence.
- 4.3.3 Enquête sur les défaillances suivant un essai hydrostatique (si nécessaire) : dans le cas où l'essai hydrostatique provoquerait une fissure dans le pipeline, faire preuve de diligence raisonnable consisterait à réunir le Service de la planification de l'intégrité, le Service de la fiabilité de l'intégrité et l'équipe chargée du projet avec des experts indépendants dans le but de réaliser une analyse métallurgique, une analyse des causes fondamentales et, par la suite, inscrire les résultats dans le programme de gestion de l'intégrité toujours en place, le cas échéant.
- 4.3.4 Inspection interne suivant un essai hydrostatique : dans des cas particuliers, après qu'un essai hydrostatique a été effectué sur la canalisation principale, il est possible que le Service de l'intégrité du pipeline ait besoin de procéder à des inspections internes de certains tronçons, ou à d'autres sortes d'inspections, de manière à déterminer les effets possibles à court et à long terme provoqués par l'essai hydrostatique. Le niveau de programme et d'analyse requis (évaluation technique suivant un essai hydrostatique) dépendra des résultats de l'essai hydrostatique.
- 4.3.5 L'évaluation technique effectuée suivant un essai hydrostatique permettant de valider les programmes d'intégrité déjà existants lors d'essais sur la canalisation. Cela comprend :
- des copies lisibles des parcelles d'essais hydrostatiques, signées par un représentant d'Enbridge;
  - une confirmation que les résultats obtenus respectent les normes d'ingénierie établies par Enbridge;
  - les valeurs de pression d'essai hydrostatique et les valeurs de PMS conformes;
  - une évaluation des inspections internes faite à l'aide des programmes utilisés par le Service de l'intégrité du pipeline, après un essai hydrostatique;
  - une validation des faiblesses toujours présentes à l'aide des valeurs de pression d'essai obtenues.

### 5.1 Dossiers

Les documents suivants devraient au moins être mis à jour :

- les documents concernant le système de gestion intégré et les dossiers sur l'intégrité du pipeline (le plan de gestion du HCA inclus);
- les documents sommaires;
- les documents de planification de programme;
- FIMT (en cas d'échec à l'essai hydrostatique).

## **Annexe A : Aspects à considérer pour les essais hydrostatiques**

Dans certaines circonstances, l'essai hydrostatique constitue un moyen accepté par l'industrie pour évaluer l'aptitude fonctionnelle d'une conduite ou d'une cuve de fonctionner à la pression prévue. Le niveau d'assurance vis-à-vis la pression d'un pipeline ou d'une cuve augmente à mesure que la pression de service monte par rapport au taux de pression obtenu lors des essais. Cet aspect avantageux s'applique autant aux nouvelles composantes installées qu'aux composantes déjà existantes qui font l'objet d'une nouvelle validation. Un essai effectué dans le but de revalider l'efficacité d'une composante permet de voir si cette composante commence à se détériorer et, dans un tel cas, la section endommagée sera remplacée.

Effectuer un essai hydrostatique s'avère très avantageux lorsqu'il faut évaluer une nouvelle composante, car il permet d'obtenir des résultats précis rapidement qui permettront de savoir si le pipeline peut être mis en service. Par ailleurs, il s'avère également très avantageux lorsqu'il faut évaluer un pipeline déjà en service, cependant il existe certains aspects à prendre en considération qui limite l'applicabilité d'un essai hydrostatique, lorsque l'intégrité doit être vérifiée de nouveau. Ces aspects sont classés en trois catégories :

- Environnemental
- Technique
- Économique

### **Aspect environnemental**

Lorsqu'un essai hydrostatique est effectué sur un pipeline déjà en service, le liquide utilisé pour l'essai, qui est habituellement de l'eau, devient contaminé par le produit restant dans le pipeline. Dans le cas où l'essai provoquerait une rupture, l'eau contaminée qui s'en échapperait entraînerait des effets négatifs sur l'environnement et des mesures devraient donc être prises afin d'y remédier.

### **Aspect technique**

Lorsqu'un essai hydrostatique est effectué, c'est tout ou rien. L'essai met en évidence les faiblesses lorsqu'une fissure est observée, cependant, il ne permet pas de mettre en évidence les tronçons où la corrosion pourrait ultérieurement provoquer des fissures, même dans un court laps de temps après l'essai.

L'expérience acquise sur le terrain et les tests effectués en laboratoire ont permis de faire ressortir les avantages et les limites de l'essai hydrostatique. Parmi ces avantages et limites, on observe ceci :

- Il est possible de prédire les niveaux de pression maximum lorsqu'il s'agit de défauts orientés longitudinalement sur la canalisation, en fonction des longueurs axiales, de la profondeur des défauts, de la géométrie de la canalisation et des matériaux de fabrication.
- Plus la pression atteinte lors de l'essai est élevée, plus les défauts seront facilement trouvés.
- Si l'eau utilisée pour l'essai n'est pas traitée convenablement, elle peut entraîner de la corrosion interne.
- Lorsque la pression augmente, les défauts présents à l'intérieur d'un pipeline typique s'aggravent; ils se transforment en déchirement ductile avant de se transformer en fissure. Si le défaut a presque atteint le stade de fissuration, un

déchirement ductile continuera à être observé, même si la mise sous pression est arrêtée et que la pression devient constante.

Les dommages engendrés par ce déchirement, lorsque le défaut est prêt du stade de rupture, peuvent être tellement importants que, même si la mise sous pression était arrêtée de manière à relâcher la pression, le défaut pourrait se transformer en rupture s'il était soumis à un second essai où la pression atteinte durant cette seconde mise sous pression serait moins élevée que celle atteinte durant la première mise sous pression. Ce phénomène est appelé *inversion de la pression* (ce phénomène est abordé ci-après).

- Évaluer la condition d'un pipeline, en termes de limite d'élasticité, peut provoquer une expansion des tuyaux de plastique. Cependant, le nombre des tuyaux testés est peu élevé et l'expansion sera minime si un rapport pression-volume est calculé et que le volume est assez petit ou que la pente soit réduite en fonction du rapport pression-volume.

### **Inversion de la pression**

Une inversion de pression se produit lorsqu'un défaut atteint le stade de fissuration à un niveau de pression moins élevé que le niveau de pression auquel il a été soumis précédemment, car il s'est aggravé en raison de la forte mise sous pression exercée auparavant et possiblement en raison de la dépressurisation. Par exemple, lorsqu'une canalisation qui présente six défauts de même longueur, mais de profondeur différente est soumise à une forte pression, le défaut le plus profond atteindra le stade de fissuration en premier. Les autres défauts se sont tout de même aggravés en raison de la mise sous pression. Plus le défaut est grand, plus il s'aggrave facilement. Après le premier essai, le défaut classé au deuxième rang, sur le plan de la profondeur, sera probablement plus profond que le premier défaut ne l'était au départ. Par conséquent, lorsque cette canalisation sera soumise à une forte pression de nouveau, le deuxième défaut atteindra le stade de fissuration à une pression moins élevée que celle obtenue durant la première mise sous pression. De ce fait, les fortes pressions et les longues durées d'exposition à ces pressions engendrent des déchirements ductiles qui s'aggravent à des pressions moins élevées et qui se multiplient lorsque la canalisation est soumise à de multiples dépressurisations, jusqu'à atteindre le stade de fissuration au fur et à mesure que la canalisation est soumise à d'autres mises sous pression.

La question est de savoir quelles seraient les conséquences possibles d'une inversion de pression potentielle sur les marges de sûreté établies en fonction de l'essai hydrostatique. Selon différentes enquêtes réalisées à la suite d'essais hydrostatiques effectués, il est prouvé que si l'essai a été concluant et qu'aucun défaut ne s'est transformé en fissure, une inversion de pression est très peu probable. Par contre, si l'essai n'est pas concluant, les probabilités d'une inversion de pression sont fortes.

### **Aspect économique**

Effectuer un essai hydrostatique sur une canalisation nécessite la mise hors service de ce tronçon du pipeline durant l'essai. Cette mise hors service est synonyme de perte financière et vient perturber les opérations des expéditeurs et des raffineries. Ce type d'essai n'est peut-être pas à envisager dans les cas où le transport du produit se ferait dans un seul pipeline.

Compte tenu de ces considérations, un test hydrostatique où le niveau de pression d'essai par rapport à la pression de fonctionnement suffit à générer une confiance élevée pourrait occasionner de nombreuses ruptures d'essai ou des fuites.

- réduire la marge de sûreté enregistrée à la suite de l'essai;
- créer une mauvaise publicité de l'entreprise auprès des régulateurs et du public;
- augmenter les coûts engendrés par l'essai;
- prolonger la période de mise hors service, ce qui entraîne une perte financière et une interruption dans les activités des expéditeurs et des raffineries.

La principale raison pour laquelle l'essai hydrostatique n'est pas la meilleure méthode pour évaluer l'intégrité d'un pipeline déjà en fonction est que l'inspection interne offre une excellente solution, car ce genre d'inspection permet de découvrir les défauts présents à l'intérieur du pipeline.

### **Annexe B : Méthodes employées dans l'essai hydrostatique et but de l'essai**

Les méthodes d'essais hydrostatiques les plus souvent employées dans le but de mettre en service de nouveaux pipelines sont les épreuves de résistance et d'étanchéité. Conformément au *Code of Federal Regulations* (49 CFR 192 and 195) et aux normes de l'Association canadienne de normalisation (CSA Z662), l'épreuve de résistance est effectuée à une valeur de pression d'au moins 1,25 fois plus grande que la valeur de la PMS, sur une période d'au moins 4 heures. Cette méthode est efficace pour repérer :

- les défauts présents dans les matériaux;
- les fissurations par corrosion sous contrainte (FCC) et les propriétés mécaniques du pipeline;
- les points durs qui peuvent provoquer une défaillance en présence d'hydrogène.

Si aucune inspection visuelle n'a été faite sur le pipeline, une épreuve de résistance ainsi qu'une épreuve d'étanchéité sont effectuées à une valeur de pression réduite, soit au moins 1,10 fois plus grande que la valeur de la PMS, sur une période de 4 heures au moins. Les défauts qui n'ont pu être repérés à l'aide de l'épreuve de résistance sont repérés à l'aide de l'épreuve d'étanchéité.

Comme il a été mentionné précédemment concernant les effets d'une pression soutenue sur les canalisations, il est recommandé d'effectuer l'essai avec une pression de pointe pour évaluer l'intégrité du pipeline. Un essai avec une pression de pointe constitue un type d'essai hydrostatique réalisé à une valeur de pression maximale, généralement plus élevée que celle employée conformément aux normes 49 CFR 192 et 195 et CSA Z662, et dont la période de temps est considérablement écourtée. Pour ce qui est de la période de temps, il est inscrit dans le rapport détaillé AGA NG-18 no 194 qu'une pression maximum soutenue durant une période d'une heure constituait une limite suffisante, étant donné que dans ces conditions il était facile de repérer les défaillances importantes, sans nécessairement aggraver les autres. Selon les recommandations de l'Association canadienne des pipelines d'énergie (ACPÉ), un essai d'une heure à de fortes pressions correspondant à 100 -110 % de la LEMS, suivi d'une épreuve d'étanchéité à une pression ne dépassant pas 90 % de la plus haute valeur de pression obtenue à la suite de l'essai hydrostatique, est suffisant. Plus récemment, selon la norme B31.8S, l'ASME recommandait d'effectuer le l'essai avec une pression de pointe sur une période 10 minutes.

Les essais hydrostatiques sont effectués pour plusieurs raisons; ils peuvent servir à indiquer au public et aux agences de réglementation que le projet de pipeline est bien sécuritaire, à valider le programme de gestion de l'intégrité, à augmenter les valeurs des PMS ou à repérer les défauts

présents sur les canalisations. Il est important de déterminer le but de l'essai hydrostatique de manière à choisir la méthode adéquate.

Si le but est d'assurer la sécurité publique, une épreuve d'étanchéité devrait être effectuée, et la marge de sûreté entre la limite de pression prévue et la limite de pression d'essai devrait être importante. Un programme d'inspection interne (II) détaillé ainsi qu'un programme d'excavation raisonnable devraient être mis sur pied, afin de réduire les risques de rupture pendant l'essai. Il serait aussi avantageux d'effectuer une épreuve d'étanchéité afin de repérer les endroits propices aux fuites.

Si le but est de valider le programme de gestion de l'intégrité, il faudrait appliquer les critères d'excavation actuels pour la gestion de l'intégrité sans modifier la marge de sûreté. Une épreuve d'étanchéité ou un essai avec une pression de pointe devrait être effectué sur la canalisation pour évaluer la capacité de l'outil d'inspection interne quant aux méthodes d'analyse proposées dans le programme d'intégrité.

Si le but est de confirmer ou de modifier à la hausse la valeur de la PMS, il faudrait effectuer des épreuves de résistance et d'étanchéité pour répondre aux exigences du code et fixer les exigences liées aux inspections internes et au programme d'excavation à partir de cas individuels. Il serait aussi nécessaire d'adopter une approche équilibrée afin d'établir la marge de sûreté entre la limite de pression prévue et la limite de pression d'essai minimale.

Si le but est de repérer le nombre de défauts sur la canalisation, il faudrait effectuer un essai avec une pression de pointe et établir une marge de sûreté raisonnable entre le nombre de défauts et la pression d'essai. L'essai avec une pression de pointe serait alors développé en vue de réduire la dimension des défauts et de limiter le taux de croissance des défauts importants.

## Références

BAKER JR., Michael, *Spike Hydrostatic Test Evaluation*, [s.l.], Kiefner and Associates inc., 2004

BETINOL, R.G. et L.A. ROJAS, *Slurry Pipeling Hydrostatic Testing*, [s.l.], Brazilian Petroleum, Gas and Biofuels Institute, 2009

CHEN, Weixing, *Achieving Maximum Crack Remediation Effect from Optimized Hydrotesting*, [s.l.], University of Alberta, 2011

DET NORSKE VERITAS, *White Paper on The Impact of Hydrotesting on Pipeline Risk*, [s.l.], Det Norske Veritas, 2012

GEERS, M.G.D., et autres, « A Nonlocal Triaxiality-dependent Ductile Damage Model For Finite Strain Plasticity », *Science Direct*, octobre 2005

KIEFNER, John F. et Willard A. MAXEY, *The Benefits and Limitations of Hydrostatic Testing*

KIEFNER, John F. et Willard A. MAXEY, *Periodic Hydrostatic Testing or In-Line Inspection To Prevent Failures From Pressure-Cycle-Induced Fatigue*, [s.l.], [s.n.], 2002

KIEFNER, John F., *Role of Hydrostatic Testing In Pipeline Integrity Assessment*, [s.l.], Kiefner and Associates inc., 2001

KIEFNER, John F., et autres, « Study Questions Specified Hydrotest Hold Time's Value », *Oil and*

*Gas Journal*, mars 2012

KIRKWOOD, M. et A. COSHAM, « Can The Pre-Service Hydrotest Be Eliminated? », *Penspen Integrity, Pipes and Pipelines International* vol. 45, n° 4, juillet 2000

LEIS, B.N., « Hydrostatic Testing of Transmission Pipelines: When Its Beneficial and Alternatives When It's Not », *European Pipeline Research Group*, document 27, 2003

LEIS, B.N. et F.W. Brust, « Hydrotesting Effects-1 Model Predicts Crack Growth and Material Behavior », *Oil and Gas Journal*

MICHIE, B., et autres, « A Fundamental Investigation of The Effects of The Pressure Test on The Structural Pipelines Using Structural Reliability Analysis », *Conference OMAE*, juin 2005

REVIE, R.W., et autres, « Investigation of Plastic Zones Near SCC Tips In a Pipeline After Hydrostatic Testing », *Material Science & Engineering*, **septembre 2007**



---

# **SERVICES DE CONSTRUCTION DE GRANDS PROJETS PIPELINIERS AU CANADA**

## **SPÉCIFICATIONS DE CONSTRUCTION PIPELINIÈRE (CANADA)**

### **ESSAIS HYDROSTATIQUES DE CANALISATIONS**

#### **CPCS-SPEC-HYDRO-005**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>PORTÉE</b> .....	<b>4</b>
1.1	GÉNÉRALITÉS .....	4
<b>2</b>	<b>LOIS, RÈGLEMENTS, CODES ET NORMES</b> .....	<b>4</b>
2.1	GÉNÉRALITÉS .....	4
<b>3</b>	<b>SPÉCIFICATIONS ET NORMES TECHNIQUES LIÉES</b> .....	<b>4</b>
3.1	GÉNÉRALITÉS .....	4
<b>4</b>	<b>EXIGENCES APPLICABLES AUX ESSAIS HYDROSTATIQUES</b> .....	<b>5</b>
4.1	GÉNÉRALITÉS .....	5
<b>5</b>	<b>AVIS D'ESSAI</b> .....	<b>6</b>
5.1	GÉNÉRALITÉS .....	6
<b>6</b>	<b>MATIÈRES, ÉQUIPEMENT ET INSTRUMENTATION DES ESSAIS</b> .....	<b>8</b>
6.1	GÉNÉRALITÉS .....	8
6.2	TÊTES D'ESSAI.....	9
6.3	EXIGENCES APPLICABLES AUX MATIÈRES, À L'ÉQUIPEMENT ET À L'INSTRUMENTATION DES ESSAIS.....	9
6.4	RÉGLAGE DE L'ÉQUIPEMENT ET DE L'INSTRUMENTATION D'ESSAI.....	11
<b>7</b>	<b>MILIEU D'ESSAI</b> .....	<b>13</b>
7.1	GÉNÉRALITÉS .....	13
7.2	QUALITÉ DE L'EAU.....	13
7.3	SOURCES D'EAU.....	13
7.4	RENSEIGNEMENTS SUR LES PRÉLÈVEMENTS D'EAU.....	13
7.5	RENSEIGNEMENTS SUR LES REJETS D'EAU .....	14
<b>8</b>	<b>ORDONNANCEMENT DES ESSAIS AUX TRONÇONS DE CANALISATION PRINCIPALE</b> .....	<b>15</b>
8.1	GÉNÉRALITÉS .....	15
<b>9</b>	<b>EXIGENCES AVANT LES ESSAIS</b> .....	<b>15</b>
9.1	GÉNÉRALITÉS .....	15
<b>10</b>	<b>REPLISSAGE DE LA CANALISATION</b> .....	<b>16</b>
10.1	GÉNÉRALITÉS .....	16
<b>11</b>	<b>PRESSION ET DURÉE D'ESSAI</b> .....	<b>17</b>
11.1	GÉNÉRALITÉS .....	17
<b>12</b>	<b>PROCÉDURES D'ESSAI</b> .....	<b>20</b>
12.1	GÉNÉRALITÉS .....	20
12.2	ESSAI DE PRESSION À MOINS DE 100 % DE LA LMES DE LA CANALISATION.....	22
12.3	ESSAI DE PRESSION À 100 % OU PLUS DE LA LMES DE LA CANALISATION.....	23



<b>13</b>	<b>ACCEPTATION DE L'ESSAI DE RÉSISTANCE</b> .....	24
13.1	GÉNÉRALITÉS .....	24
<b>14</b>	<b>ACCEPTATION DE L'ESSAI D'ANALYSE DE FUITES</b> .....	24
14.1	GÉNÉRALITÉS .....	24
<b>15</b>	<b>DÉFAILLANCES DE LA CANALISATION PENDANT LES ESSAIS</b> .....	24
15.1	GÉNÉRALITÉS .....	24
<b>16</b>	<b>MISE HORS PRESSION ET ASSÈCHEMENT</b> .....	25
16.1	GÉNÉRALITÉS .....	25
<b>17</b>	<b>SÉCHAGE DE LA CANALISATION</b> .....	27
17.1	GÉNÉRALITÉS .....	27
<b>18</b>	<b>EXIGENCES ANTICORROSION</b> .....	28
18.1	GÉNÉRALITÉS .....	28
18.2	TRAITEMENT PAR LOTS À L'INHIBITEUR APRÈS LES ESSAIS HYDROSTATIQUES.....	28
18.3	DESSICCATION APRÈS LES ESSAIS HYDROSTATIQUES À UN POINT DE ROSÉE DE -40 °C .....	29
18.4	INHIBITION CHIMIQUE DU MILIEU D'ESSAI.....	29
<b>19</b>	<b>ESSAI D'ENSEMBLES PRÉFABRIQUÉS</b> .....	30
19.1	GÉNÉRALITÉS .....	30
<b>20</b>	<b>ESSAIS EN PÉRIODE HIVERNALE</b> .....	30
20.1	GÉNÉRALITÉS .....	30
20.2	ESSAI DE PIPELINES À L'EAU .....	31
20.3	ESSAI DE PIPELINES À L'EAU ET AU MÉTHANOL.....	32
20.4	ENSEMBLES PRÉFABRIQUÉS .....	32
<b>21</b>	<b>REMISE EN ÉTAT</b> .....	32
21.1	GÉNÉRALITÉS .....	32



## 1 PORTÉE

### 1.1 Généralités

- 1.1.1 Ce document de spécifications énonce les exigences minimales applicables aux essais hydrostatiques de nouveaux réseaux pipeliniers. L'Entrepreneur doit veiller à les respecter dans la mesure de leur applicabilité. Sauf avis exprès contraire aux présentes, il est responsable de la mise en œuvre de ces spécifications. Il relève de sa seule responsabilité que les travaux soient exécutés en stricte conformité avec toutes les lois régissant l'environnement, la santé et la sécurité.

## 2 LOIS, RÈGLEMENTS, CODES ET NORMES

### 2.1 Généralités

- 2.1.1 La version la plus récente des lois, codes et normes qui suivent fait partie intégrante des spécifications. Il incombe à l'Entrepreneur de bien connaître les dernières versions des lois, règlements, codes et normes qui interviennent nécessairement dans l'exécution des travaux. Il s'agit notamment de ce qui suit :
- CSA Z662 – Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz;
  - Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres dans la mesure où les normes fédérales entrent en jeu en matière réglementaire;
  - Alberta Pipeline Act et règlements d'exécution;
  - Autres lois, règlements et normes des provinces et des territoires.
- 2.1.2 Pour toute mention « CSA Z662 » aux présentes, on doit lire qu'il s'agit non seulement de cette norme de l'ACNOR sur les réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, mais aussi de toutes les exigences liées à l'Alberta Pipeline Act et de ses règlements d'application, des lois, règlements et normes des autres provinces et territoires et du Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres selon l'applicabilité de leurs dispositions. En cas de divergence entre les lois, règlements, codes et normes, l'Entrepreneur est assujéti aux exigences énoncées qui sont les plus rigoureuses. Toute divergence doit être déferée à Enbridge pour règlement.
- 2.1.3 L'Entrepreneur doit, dans l'exécution des travaux, se conformer aux exigences de l'ensemble des lois, règlements, codes et normes applicables.

## 3 SPÉCIFICATIONS ET NORMES TECHNIQUES LIÉES

### 3.1 Généralités

- 3.1.1 On se doit de lire les spécifications et normes techniques qui suivent en relation avec les présentes. Les exigences qu'elles énoncent sont incorporées aux présentes par renvoi :
- 3.1.1.1 Hydrostatic Test Notification Procedure;
  - 3.1.1.2 CPCS-SPEC-PIPELINE-001 – Pipeline Construction Specification;
  - 3.1.1.3 CPCS-SPEC-PLW-002 – Pipeline Welding Specification;



3.1.1.4 CPCS-SPEC-HDD-006 – Horizontal Directional Drilling;

3.1.1.5 Plan de protection environnementale du projet.

## 4 EXIGENCES APPLICABLES AUX ESSAIS HYDROSTATIQUES

### 4.1 Généralités

- 4.1.1 Une fois achevées, les canalisations doivent faire l'objet en tout ou en partie d'essais hydrostatiques après l'exécution des travaux de construction. Ces essais se font conformément à la norme CSA Z662 sauf si les exigences aux présentes dépassent les exigences qu'elle énonce.
- 4.1.2 L'Entrepreneur doit avoir en place un programme de qualité sur papier et un exemplaire contrôlé du manuel de ce programme doit être mis à la disposition de la Société dans le lieu où se font les travaux. La Société peut soumettre à un audit la mise en œuvre par les soins de l'Entrepreneur de ce programme de qualité.
- 4.1.3 L'Entrepreneur doit se conformer à la procédure obligatoire de notification d'essais hydrostatiques de la Société, qui prévoit un préavis de quatre semaines sur formulaire fourni par la Société avant que ne débutent les essais physiques.
- 4.1.4 Sauf avis contraire ailleurs, la Société est responsable des notifications, ainsi que de l'obtention auprès des autorités gouvernementales de tous les permis applicables aux essais hydrostatiques. Elle est également responsable des échantillonnages de sol et d'eau, de l'examen de la documentation après essais, de la surveillance des tracés d'élasticité et de l'acceptation des essais. Pour sa part, l'Entrepreneur est responsable de l'obtention, de l'utilisation et de l'évacuation de l'eau des essais conformément aux exigences des règlements et des permis. La Société remet copie à l'Entrepreneur, avant la préparation des essais hydrostatiques, de l'ensemble des avis, des permis, des documents d'essai, des résultats d'analyse de l'eau, des résultats des essais de sol et des documents sur les rejets d'eau avec les croquis nécessaires.
- 4.1.5 Les détournements et les rejets d'eau pour des essais hydrostatiques en Alberta se font, sauf avis contraire ailleurs, en conformité avec le Code of Practice for Discharge of Hydrostatic Test Water from Hydrostatic Testing of Petroleum Liquid and Natural Gas Pipelines, lequel émane du ministère de l'Environnement de l'Alberta. Si aucune autre norme n'est fournie par la Société dans une autre province, la norme albertainne s'applique.
- 4.1.6 L'eau d'essais hydrostatiques ne doit jamais être rejetée dans un marécage ou un autre plan d'eau sans l'autorisation écrite préalable de la Société et des autorités compétentes.
- 4.1.7 L'Entrepreneur doit s'en tenir aux renseignements, procédures et dessins de la Société indiquant les restrictions de pression selon les différences de hauteur avec les pressions minimales et maximales d'essai correspondantes.
- 4.1.8 Les pompes de charge et les réservoirs à mazout qui les accompagnent doivent être d'une contenance que précisent les documents contractuels et les plans environnementaux.
- 4.1.9 Tous les essais de pression doivent être constamment surveillés par un représentant d'Enbridge sur place qui doit confirmer ce qui suit :



- 4.1.9.1 les procédures d'essai sont conformes aux exigences des présentes;
- 4.1.9.2 l'essai de pression est acceptable;
- 4.1.9.3 tous les dossiers nécessaires ont été établis et fournis au représentant d'Enbridge sur place.

## 5 AVIS D'ESSAI

### 5.1 Généralités

- 5.1.1 L'Entrepreneur élabore un plan détaillé d'essais hydrostatiques et le présente à la Société au moins trente (30) jours avant que ne débute toute opération d'essai suivant la procédure de notification des essais. Si l'Entrepreneur envisage de modifier toute partie du plan provisoire d'essais hydrostatiques fourni par la Société, il lui soumet ses modifications trente (30) jours avant les essais.
- 5.1.2 Au reçu de l'avis écrit de modifications du plan provisoire en provenance de l'Entrepreneur, la Société entreprend, si elle accepte les changements, de faire réviser les permis, d'acquérir les droits fonciers nécessaires et de réviser les notifications pour mieux répondre à la demande de l'Entrepreneur. Celui-ci est avisé que la Société pourrait ne pas avoir acquis les permis et les droits fonciers nécessaires à temps pour respecter le calendrier qu'il propose. Si tel est le cas, l'Entrepreneur exécute les essais suivant le plan provisoire d'essais hydrostatiques sans rémunération supplémentaire.
- 5.1.3 Les essais hydrostatiques ne peuvent avoir lieu tant que le plan proposé d'essais hydrostatiques n'est pas approuvé par la Société.
- 5.1.4 Le plan d'essais hydrostatiques comprend les données suivantes en provenance et de la Société et de l'Entrepreneur :
  - 5.1.4.1 Données émanant de la Société :
    - Le programme d'essais détaille ce qui suit : tronçons d'essai avec leur description cadastrale, points de charge et de décharge, disposition des purges d'air, caractéristiques techniques de la canalisation, caractéristiques importantes des têtes d'essai, caractérisation de pression de l'ensemble des soupapes, raccords, brides, tuyaux flexibles et conduites d'instrumentation pour chaque tronçon. Il donne notamment les indications suivantes : description cadastrale des sources d'eau proposées et description des méthodes de prélèvement et de transport de l'eau pour chaque tronçon (Plan de prélèvement et de rejet de l'eau). Des données doivent aussi être fournies sur les méthodes proposées d'évacuation de l'eau. On fondera les plans de rejet d'eau sur des études de terrain pour assurer que les eaux rejetées seront confinées et ne pourront s'écouler en dehors des zones de décharge. Avec les lieux de rejet, on doit en outre clairement préciser si l'eau sera rejetée au sol ou à la source.
    - Copie des permis et des avis.
    - Copie des rapports d'essais de laboratoire de la Société où sont décrites la qualité de l'eau et son adéquation à des essais en canalisation d'acier. Préalablement à tout rejet, la Société effectue un échantillonnage de l'eau avant les essais et immédiatement après.



- Copie de l'ensemble des documents d'approbation et des permis nécessaires au prélèvement et à l'évacuation de l'eau des essais. Cela comprend les autorisations écrites à recevoir des propriétaires fonciers touchés à des fins d'accès temporaire et d'évacuation. On doit conserver sur place copie des documents utiles pendant les essais hydrostatiques.
- Diagramme indiquant les pressions et les degrés de contrainte aux deux extrémités et aux points haut, bas, haut critique et bas critique, ainsi que les distances entre tous les points et les hauteurs aux divers points. Le haut point critique est le point du tronçon qui est exposé à la pression d'essai la plus faible pour l'épaisseur de la paroi et la nuance d'acier et à la charge hydrostatique la plus faible pour la hauteur. Le bas point critique est le point du tronçon qui est exposé à la contrainte la plus forte pour l'épaisseur de la paroi et la nuance d'acier et à la charge hydrostatique la plus forte pour la hauteur. Ce schéma précise les lieux de prélèvement et de rejet.
- Volumes de remplissage à prévoir pour les divers tronçons.

#### 5.1.4.2 Données émanant de l'Entrepreneur :

- Pression cible proposée : pression la plus forte à laquelle sera exposé le tronçon de la canalisation.
- Procédures de lancement de vague en préchauffage et plan de circulation de l'eau chaude de chauffage préalable de canalisation pour les essais en période hivernale ou par temps froid.
- Procédure permettant de garder ouverte la source d'eau pour les essais en période hivernale.
- Renseignements sur les mesures de protection environnementale sous forme d'estacades antidéversement de mazout et de grilles de prise, par exemple.
- Noms des membres de l'équipe d'essai proposée avec la feuille de route des employés clés.
- Liste de l'ensemble des pompes, appareils de chauffage et de séchage et pièces d'équipement annexes avec la capacité, la pression nominale, la taille et la disposition pour chaque tronçon.
- Liste de tous les instruments avec le fabricant, le numéro de série, la plage indicatrice et la disposition proposée pendant les essais.
- Certificats d'étalonnage des instruments en provenance de tiers et portant une date dans les trente (30) jours précédant les premiers essais (pour les essais qui suivent, le thermomètre au mercure permet de contrôler avec précision le thermomètre enregistreur; les enregistreurs de pression et autres manomètres font l'objet d'une vérification à contreponds du maintien de la précision de l'instrumentation).
- Procédures de transport et de manutention de méthanol et de lavage au méthanol si l'Entrepreneur juge que cette opération aidera au séchage.
- Description détaillée des procédures à employer pour s'assurer que le tronçon est vide de toute eau dans le cadre de l'assèchement des canalisations d'hydrocarbures liquides.



- Description détaillée des procédures à employer pour s'assurer que le tronçon est sec compte tenu du point de rosée précisé ailleurs dans le cadre du séchage des canalisations de gaz naturel.
- Calendrier d'essai, d'assèchement et de séchage de chaque tronçon.
- Pression de recharge à maintenir.
- Type et nombre de racleurs de remplissage, d'assèchement et de séchage.
- Méthode de détection des fuites.
- Dessins de tête d'essai.
- Copie des permis et des avis non fournis par la Société.
- Procédures en matière de sécurité.
- Plan d'intervention en cas de fuites.

## 6 MATIÈRES, ÉQUIPEMENT ET INSTRUMENTATION DES ESSAIS

### 6.1 Généralités

- 6.1.1 Les matières, l'équipement et l'instrumentation des essais hydrostatiques doivent être d'une nature et d'une taille propres à faciliter les travaux conformément aux présentes.
- 6.1.2 Les matières, l'équipement et l'instrumentation doivent être en bon état de marche, d'un fonctionnement sûr et d'un entretien satisfaisant, ce qui facilite l'exécution des essais à un rythme conforme aux exigences de production qu'énoncent les documents contractuels.
- 6.1.3 La Société se réserve le droit d'interdire l'usage de toute pièce d'équipement qu'elle juge ne pas convenir à l'exécution des travaux.
- 6.1.4 La pression et la température maximales des essais doivent se situer entre 25 % et 90 % de toute la plage indicatrice de l'instrument.
- 6.1.5 Tous les instruments des essais de pression des composantes de la canalisation doivent être propres et en bon état de marche. On ne doit pas utiliser d'instruments qui semblent abîmés ou qui ont dépassé leur période d'étalonnage. Les instruments non accompagnés de certificats d'étalonnage ne doivent pas être employés.
- 6.1.6 Les certificats d'étalonnage de matériel d'essai précisent le modèle, le numéro de série et la date de certification et portent la signature d'une société tierce d'essais. L'original de ces certificats est remis à la Société pour examen avant les essais et doit être inclus dans la documentation restituée au terme de ceux-ci.
- 6.1.7 On doit fournir des pompes de charge d'une capacité qui suffit à remplir la canalisation à un rythme conforme aux délais exigés du projet.
- 6.1.8 Une pompe alternative à forte pression et à faible volume doit être fournie pour le pompage péristaltique à pression. La pompe fournie par l'Entrepreneur doit être acceptable à la Société et conçue pour des pressions de 50 % supérieures à la pression d'essai de la canalisation.



- 6.1.9 On doit fournir un volumètre étalonné dont le débit, la taille, la capacité et la précision conviennent à la mesure de la quantité d'eau pompée dans la canalisation pendant les opérations de charge ou de mise sous pression.
- 6.1.10 Le tuyau d'irrigation utilisé dans la tuyauterie de transfert temporaire doit être d'une capacité suffisante pour la pression de décharge de la pompe de transfert.
- 6.1.11 Sauf entente contraire avec la Société au moment de l'adjudication, l'Entrepreneur doit fournir une enceinte éclairée, chauffée et à l'épreuve des intempéries pour abriter le matériel d'essai et le personnel nécessaire. L'enceinte des essais doit être d'un matériau stable qui empêche tout mouvement pendant les essais. Elle doit s'accompagner d'une source et d'un service convenables d'alimentation en électricité.

## 6.2 Têtes d'essai

- 6.2.1 Les têtes d'essai fournies doivent être conformes à la norme CSA Z662 dans leur conception et leur construction. Tous les manchons qui s'y insèrent directement doivent être conçus pour une charge « en double extralourde ». Aucun raccord fourni ne doit montrer de signes quelconques de bosselures et d'éraflures, ni de torsion ou autre déformation. L'Entrepreneur doit faire la preuve que les têtes d'essai et leurs accessoires sont conformes aux présentes si la Société le lui demande. Cette preuve doit notamment comprendre toutes les données d'essais non destructifs, les données d'essais hydrostatiques, les rapports d'essai en usine et tout renseignement que la Société peut juger essentiel à la confirmation de la capacité de rendement de la tête d'essai.
- 6.2.2 Chaque tête d'essai doit être inspectée à fond avant de servir dans tout tronçon. Tous les raccords et les tuyaux montrant des signes de détérioration (bosselures, rainures, manchons tordus, marques profondes de clé anglaise, clapets défectueux, etc.) doivent être remplacés. Les têtes d'essai et les tuyaux qui s'y raccordent doivent être fermement assujettis et ne pas risquer de bouger sous les poussées engendrées par le pompage, l'assèchement ou la mise hors pression.
- 6.2.3 Les têtes d'essai doivent être installées avec au moins quatre (4) mètres de longueur de paroi épaisse pour que les contraintes annulaires ne soient de pas plus de 90 % de la limite maximale d'élasticité spécifiée (LMES) à la pression cible d'essai. Dans le cas des projets réglementés par l'EUB, la longueur de paroi épaisse doit être de vingt (20) mètres avant la tête d'essai même.
- 6.2.4 Les têtes d'essai doivent être assez longues pour que deux racleurs puissent s'y loger entre l'obturateur d'extrémité et la conduite de dérivation.
- 6.2.5 L'Entrepreneur doit soumettre les têtes d'essai à une analyse de fuites avant de les utiliser dans des essais de canalisation principale, et ce, à des fins de confirmation de l'intégrité antifuites des brides. La pression d'analyse de fuites doit être au minimum la pression d'essai de résistance dans des essais de canalisation principale.

## 6.3 Exigences applicables aux matières, à l'équipement et à l'instrumentation des essais

- 6.3.1 L'Entrepreneur fournit les matières, l'équipement et l'instrumentation d'essai suivant la liste qui suit et les spécifications correspondantes :
  - 6.3.1.1 nouveaux racleurs suffisamment surdimensionnés pour un bon effet de scellement;



- 6.3.1.2 brides, menus clapets et têtes d'essai polyvalentes pour les opérations de racleage et joints d'étanchéité conçus pour une bonne résistance à la pression;
- 6.3.1.3 pompe de remplissage d'une capacité minimale permettant de maintenir une vitesse de remplissage de 0,25 m/s à une pression de 50 % supérieure à la pression de charge requise;
- 6.3.1.4 pompe de mise sous pression d'une capacité nominale d'au moins 50 % supérieure à la pression maximale d'essai requise et d'un débit pouvant mettre un tronçon sous pression à une vitesse raisonnable (0,5 à 1,7 kPa/s);
- 6.3.1.5 débitmètres pouvant suivre la capacité de la pompe de charge ou de mise sous pression et d'une marge de précision de  $\pm 0,5$  %;
- 6.3.1.6 compteurs de coups de pompe d'une marge de précision de  $\pm 0,5$  %;
- 6.3.1.7 deux (2) manomètres à cadran présentant les caractéristiques suivantes : 200 mm, taille minimale de cadran, plage indicatrice de 0-20 MPa, pas d'accroissement de 0,1 MPa;
- 6.3.1.8 un (1) thermomètre au mercure à pas d'accroissement de 0,5 degré Celsius et pouvant mesurer avec précision tout l'éventail des valeurs de température à prévoir pendant les essais; cet instrument doit être certifié aux normes de laboratoire;
- 6.3.1.9 trois (un à chaque extrémité et un en réserve) thermomètres enregistreurs étalonnés à double sonde et à lecture continue 24 heures ou thermomètres étalonnés pouvant mesurer avec précision tout l'éventail des valeurs de température à prévoir pendant les essais;
- 6.3.1.10 appareil(s) étalonné(s) d'essai de pression à contrepoids avec plage indicatrice de 0 à 20 680 kPa ou de 0 à 3 000 lb/po<sup>2</sup> (minimum de deux par tronçon, le premier en usage et l'autre en réserve);
- 6.3.1.11 enregistreurs étalonnés de pression à lecture continue 24 heures et avec plage indicatrice de 0 à 20 680 kPa ou de 0 à 3 000 lb/po<sup>2</sup> (minimum de trois par tronçon, deux en usage et un en réserve);
- 6.3.1.12 sources et/ou réserves de chaleur dans le cas des canalisations non revêtues pour les essais en période hivernale;
- 6.3.1.13 compresseur(s) d'air pour assèchement à un rythme minimal de 34 mètres cubes à la minute (1 200 pi<sup>3</sup>/min) et en conformité avec les exigences de pression d'assèchement;
- 6.3.1.14 raccords divers répondant aux exigences de pression pour le raccordement au matériel d'essai;
- 6.3.1.15 récipient mesureur de cinq litres gradué en millilitres et à pas d'accroissement de 0,01 litre pour mesurer en cylindre avec précision le volume de liquide retiré dans le cadre d'un essai;
- 6.3.1.16 tuyaux de raccordement temporaire sécurisés et conçus pour ne pas dépasser une contrainte annulaire de 50 % de la LMES à la pression d'essai;



- 6.3.1.17 abri(s) d'essai portatif(s) et chauffé(s) (si nécessaire);
- 6.3.1.18 papier à graphique et autres articles d'enregistrement des données d'essai selon les exigences aux présentes; réservoirs portatifs jugés nécessaires pour faciliter le stockage du liquide d'essai;
- 6.3.1.19 appareils de séchage pouvant produire suffisamment d'air à un point de rosée nécessaire de -200 °C pour des essais de canalisation de gaz;
- 6.3.1.20 filtres à eau et supports de filtrage si la Société le demande.

6.3.2 Voici les intervalles d'étalonnage et la précision attendue du matériel d'essai de pression :

Instrument	Intervalle	Précision
Appareil d'essai à contrepoids	30 jours avant les premiers essais	± 0,1 % de la plage entière
Enregistreur de pression	30 jours avant les premiers essais	± 1 % de la plage entière
Thermomètre enregistreur	30 jours avant les premiers essais	± 2 % de la plage entière
Thermomètre à liquide sous verre	À vie	± 1 % de la plage entière
Autres instruments	30 jours avant les premiers essais	± 1 % de la plage entière

- 6.3.3 Le matériel d'essai de pression doit être validé sur le terrain avant et après chaque essai.
- 6.3.4 Les enregistreurs de pression doivent être réétalonnés une fois 60 jours écoulés après les premiers essais.

#### 6.4 Réglage de l'équipement et de l'instrumentation d'essai

6.4.1 On doit installer l'instrumentation d'essai dans les lieux et de la manière qui suivent :

- 6.4.1.1 L'extrémité d'essai doit avoir deux enregistreurs de pression et un appareil d'essai à contrepoids fixés à un collecteur commun d'instrumentation, lequel doit être relié à une soupape montée sur la tête d'essai. Le raccordement doit être un tuyau haute pression d'au moins 15 mètres de long. Un manomètre doit être monté sur une soupape à la tête d'essai.
- 6.4.1.2 Toutes les conduites d'instrumentation doivent être remplies d'un liquide antigel si les conditions météorologiques l'exigent.

6.4.2 On doit établir des raccordements distincts pour la mise sous pression de la canalisation et pour l'enregistrement des valeurs de pression.

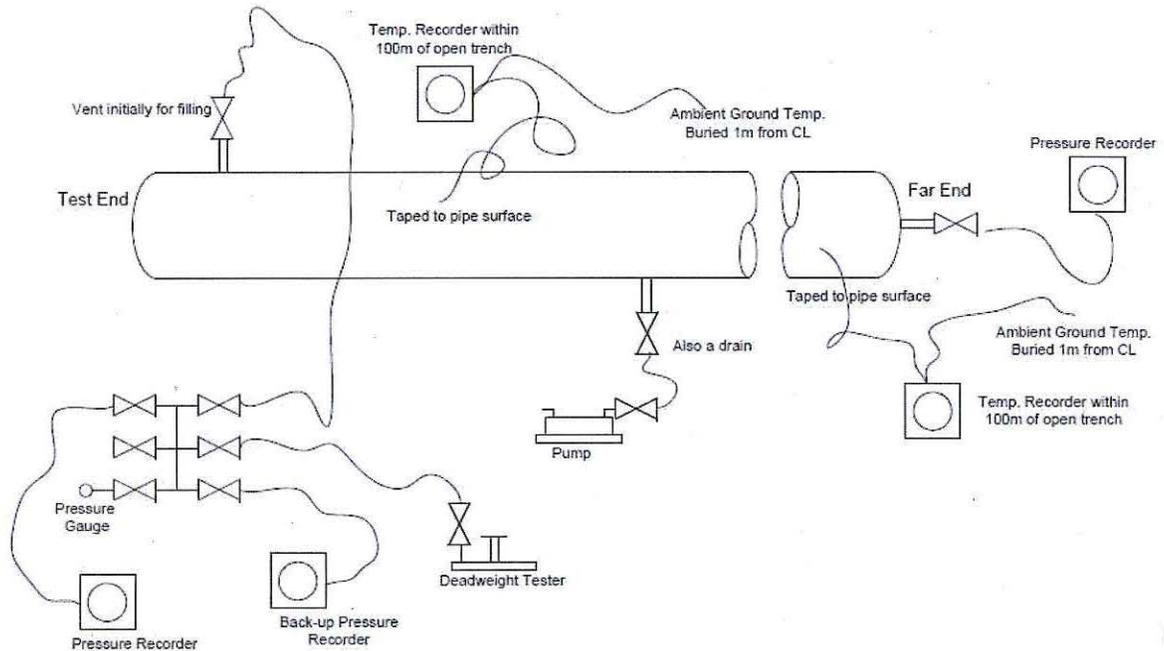
6.4.3 Les raccordements d'enregistrement des valeurs de pression d'essai se font d'ordinaire à un collecteur à soupape NPS 1. Les raccordements suivants sont nécessaires :

- pour l'appareil d'essai à contrepoids;
- pour l'enregistreur de pression;
- pour l'enregistreur de réserve;
- pour le manomètre;
- pour la mise hors pression et l'évacuation;



- pour une mise en réserve en cas de fuite de soupape.

6.4.4 La figure 1 indique comment raccorder les instruments d'essai de pression en canalisation.



**Figure 1 : Schéma type de réglage d'essai de pression**

Vent initially for filling = Prise initiale pour remplissage

Temp. Recorder within 100m of open trench = Thermomètre enregistreur dans un rayon de 100 mètres de la tranchée ouverte

Ambient Ground Temp. Buried 1m from CL = Température ambiante du sol à 1 m d'enfouissement par rapport à la ligne centrale

Test End = Extrémité d'essai

Taped to pipe surface = Fixation à la surface de la canalisation

Taped to pipe surface = Fixation à la surface de la canalisation

Far End = Extrémité éloignée

Pressure Recorder = Enregistreur de pression

Ambient Ground Temp. Buried 1m from CL = Température ambiante du sol à 1 m d'enfouissement par rapport à la ligne centrale

Temp. Recorder within 100m of open trench = Thermomètre enregistreur dans un rayon de 100 mètres de la tranchée ouverte

Also a drain = Fait aussi fonction de drain

Pump = Pompe



Pressure Gauge = Manomètre

Deadweight Tester = Appareil d'essai à contrepoids

Pressure Recorder = Enregistreur de pression

Back-Up Pressure Recorder = Enregistreur de pression de réserve

## 7 MILIEU D'ESSAI

### 7.1 Généralités

7.1.1 Le milieu d'essais hydrostatiques doit être l'eau ou un mélange de méthanol et d'eau.

### 7.2 Qualité de l'eau

7.2.1 La qualité de l'eau pompée dans une canalisation doit convenir à la Société. On ne doit pas utiliser une eau contenant des débris, des contaminants chimiques ni d'autres matières en suspension. On doit procéder à des prélèvements d'analyse pour confirmer l'adéquation de l'eau à cet usage.

### 7.3 Sources d'eau

7.3.1 Sauf avis contraire ailleurs, la Société a pour responsabilité de déterminer la source d'eau et les lieux de rejet dans le cadre du projet.

7.3.2 La Société a pour responsabilité d'obtenir auprès des autorités compétentes des permis de prélèvement et de rejet et, s'il y a lieu, des modifications à ces permis.

7.3.3 Trente jours avant que ne débute le programme d'essais hydrostatiques, l'Entrepreneur remet à la Société un plan complet de prélèvement et de rejet de l'eau des essais hydrostatiques avec les renseignements qui suivent pour chaque essai ou chaque lieu de prélèvement ou de rejet en question. Le délai de préavis doit être prolongé à 12 semaines si l'Entrepreneur propose des lieux de prélèvement ou de rejet autres que ceux qui lui sont communiqués par la Société.

### 7.4 Renseignements sur les prélèvements d'eau

7.4.1 Les prélèvements d'eau ne doivent pas se faire à un taux supérieur à celui qu'indique le permis.

7.4.2 Les renseignements à ce sujet doivent comprendre ce qui suit :

- source d'eau proposée;
- description cadastrale et nom, s'il y a lieu;
- volume estimatif à prélever à chaque source;
- débit de la source;
- taux de prélèvement;
- risque d'effondrement de glace par retrait d'eau;
- profondeur, largeur et longueur de la source dans les conditions d'englacement et de déglacement, s'il y a lieu;



- risque d'aspiration de sédiments lors du pompage;
- date proposée du prélèvement;
- confirmation que des additifs ne sont pas utilisés ou, si on en utilise, mention des fiches signalétiques, des volumes et des types d'additifs;
- confirmation que l'eau a été analysée selon les paramètres applicables et en conformité avec les normes; copie des résultats d'analyse de l'eau de la source;
- confirmation qu'on a obtenu la permission des propriétaires fonciers (s'il y a lieu);
- en cas de prélèvement sur un plan d'eau naturel et de possibilité de rejet (direct ou indirect) dans un autre plan d'eau naturel, confirmation qu'il n'y aura pas transfert de contaminants (biote, sels, métaux, hydrocarbures, etc.); échantillonnage précédant immédiatement le prélèvement.

## 7.5 Renseignements sur les rejets d'eau

7.5.1 Les renseignements sur les rejets d'eau doivent comprendre ce qui suit :

- lieux proposés de rejet et cartes décrivant la trajectoire d'écoulement de toute eau évacuée;
- taux de rejet;
- confirmation écrite (permis) que la Société a procédé à un échantillonnage suffisant du sol en application des normes en cas de rejet au sol; confirmation avec copie des résultats d'analyse (pH, conductivité électrique, taux d'adsorption de sodium, total des hydrocarbures extractibles et total des acides volatils);
- confirmation écrite que la Société a obtenu la permission des propriétaires fonciers;
- techniques à employer pour dissiper l'énergie de l'eau en cas de rejet à l'eau ou au sol (à noter que l'Entrepreneur doit évacuer l'eau en application des mesures d'atténuation du Plan de protection de l'environnement et/ou des documents de réglementation);
- s'il y a lieu, méthodes d'épuration de l'eau à son évacuation;
- plans de surveillance des rejets d'eau en vue de garantir que, si l'eau emprunte une trajectoire inattendue, l'assèchement sera suspendu jusqu'à ce que les voies de migration aient été redéfinies.

7.5.2 L'Entrepreneur doit avoir copie sur place des approbations voulues avant tout prélèvement ou rejet.

7.5.3 Avant toute évacuation, la Société recueille et analyse l'eau des essais hydrostatiques en fonction de paramètres appropriés et en application des procédures de collecte et des critères fédéraux et provinciaux applicables. Toute modification du plan initial de prélèvement et de rejet d'eau de l'Entrepreneur pourrait occasionner un retard de 12 semaines selon les résultats.



## 8 ORDONNANCEMENT DES ESSAIS AUX TRONÇONS DE CANALISATION PRINCIPALE

### 8.1 Généralités

- 8.1.1 Les essais hydrostatiques ne débutent pas avant le parachèvement des travaux de remblayage dans chaque tronçon sauf pour les points d'essai.
- 8.1.2 Les essais hydrostatiques et l'établissement des tracés d'élasticité commencent pendant les heures de jour.
- 8.1.3 Lorsque les essais hydrostatiques doivent porter sur des tronçons en continu à un franchissement, on les effectue après des essais non destructifs et avant l'application du revêtement de béton.

## 9 EXIGENCES AVANT LES ESSAIS

### 9.1 Généralités

- 9.1.1 Les essais doivent commencer seulement après que l'Entrepreneur a démontré avoir nettoyé la canalisation à la satisfaction de la Société (ce qui est visé est généralement une accumulation de 5 kg ou moins de toute combinaison de substances reçue avec le dernier racleur). Des racleurs à brosse doivent servir à ce nettoyage en période de construction.
- 9.1.2 Les essais ne doivent pas débuter avant l'obtention des renseignements, permis et approbations requis auprès de la Société.
- 9.1.3 L'Entrepreneur doit faire part à la Société de son intention de soumettre un tronçon à des essais au moins sept jours avant la mise sous pression de la canalisation. La Société avise ensuite les autorités provinciales compétentes selon les exigences des permis et des ententes.
- 9.1.4 La Société doit aviser tous les propriétaires fonciers touchés et les autorités compétentes selon les exigences des permis et des ententes.
- 9.1.5 Au moins 24 heures avant le remplissage d'eau de la canalisation, l'Entrepreneur doit faire ce qui suit :
  - 9.1.5.1 Il prend contact avec le représentant de la Société pour coordonner les prélèvements d'ordre environnemental.
  - 9.1.5.2 Il installe un thermomètre enregistreur à double sonde à chaque extrémité du tronçon d'essai. Une sonde est disposée sur la canalisation et recouverte d'une matière isolante et d'au moins un (1) mètre de terre et l'autre sonde est placée dans le sol à la profondeur de la canalisation et recouverte d'au moins un mètre de terre. Les sondes doivent être posées à au moins 3 mètres de l'interface terre-air de la canalisation. Tous les enregistreurs doivent fonctionner au moment du remplissage de la canalisation et demeurer en fonctionnement jusqu'à la fin de l'essai.
- 9.1.6 L'Entrepreneur installe deux (2) enregistreurs graphiques de pression et des manomètres de référence à l'extrémité d'essai du tronçon et un autre enregistreur graphique de pression avec manomètre de référence à l'extrémité éloignée.



- 9.1.7 Des obturateurs doivent être installés à tous les raccordements filetés ne servant pas au matériel d'essai. Des brides pleines sont posées à tous les raccordements bridés ne servant pas au matériel d'essai.
- 9.1.8 On doit vérifier l'étanchéité des raccordements filetés et bridés.
- 9.1.9 Les deux extrémités du tronçon d'essai doivent porter des vannes de purge de 50 mm de taille au plus. La taille de la vanne doit convenir à celle de la pompe de charge et de la pompe péristaltique. La tuyauterie d'essai et les tubes sous pression doivent tous être assujettis fermement aux pompes et à la canalisation (ainsi qu'au corps mort) de manière à empêcher tout fouettement en cas de défaillance. Toutes les vannes de la canalisation doivent être en position ouverte pour le remplissage.
- 9.1.10 On doit disposer une signalisation d'avertissement le long de l'emprise à tous les franchissements publics, aux points d'accès et à tous les points où la canalisation ou un accessoire est exposé. Tous les gens qui n'ont pas directement à voir avec les essais ou les autres activités de la Société doivent être tenus à distance de l'emprise de la canalisation.

## 10 REMPLISSAGE DE LA CANALISATION

### 10.1 Généralités

- 10.1.1 L'Entrepreneur donne à la Société un préavis de 48 heures avant d'entreprendre le remplissage.
- 10.1.2 Avant de remplir la canalisation d'eau, l'Entrepreneur s'assure que toutes les vannes du tronçon d'essai ont reçu l'entretien nécessaire et sont entièrement ouvertes.
- 10.1.3 L'Entrepreneur a la responsabilité d'obtenir l'accès nécessaire aux terres publiques et privées et s'occupe de tout ce qui est préparation d'emplacement en vue d'un prélèvement à des sources d'eau.
- 10.1.4 La tuyauterie temporaire au point de remplissage doit comprendre un compteur d'eau, une prise grillagée (à mailles carrées de 10 mm ou moins) conforme aux exigences de Pêches et Océans Canada (pour empêcher toute réception accidentelle de poissons ou de débris) et un clapet de sûreté à la tête d'essai. Les travaux exécutés à la source d'eau ne doivent pas avoir pour effet de perturber le lit et le bord des plans d'eau et doivent être conformes au Plan de protection de l'environnement (PPE), aux exigences des permis des autorités réglementaires ou aux directives de la Société. Le tuyau de remplissage doit être rigide et soudé du côté décharge de la pompe. On doit utiliser un manomètre et/ou un thermomètre enregistreur pendant le remplissage. On doit enfin installer un débitmètre bien étalonné dans le tuyau de remplissage pour pouvoir enregistrer le débit et le volume total d'eau.
- 10.1.5 Lorsque l'eau de remplissage vient d'un plan d'eau naturel, on maintient le tuyau d'aspiration suffisamment en profondeur pour éviter d'introduire de l'air, des débris, du limon ou d'autres matières granuleuses dans le milieu d'essai. On munit le tuyau d'aspiration d'éléments à grille dont les mailles ne sont pas de plus de 1 centimètre carré.
- 10.1.6 On remplit le tronçon d'essai en passant un racleur bidirectionnel avant le milieu d'essai. En région vallonnée, on met de la contrepression sur le racleur de remplissage si le milieu d'essai doit descendre une pente prononcée, sinon on risque qu'un mélange d'air et d'eau ne devance la vague principale de milieu d'essai au



remplissage. On n'utilise pas de racleurs dégradés. L'Entrepreneur doit confirmer que le racleur de remplissage a fini sa course avant de procéder à un essai.

- 10.1.7 Une fois que le remplissage du tronçon d'essai est complet, on doit fermer partiellement tous les robinets-vannes de canalisation principale qui font partie du tronçon; on s'assure ainsi que les corps de vanne sont à la pression de la canalisation.
- 10.1.8 Selon l'article 7.5.3 aux présentes, s'il s'avère que l'eau du tronçon contient de l'air et qu'il est impossible d'obtenir la relation linéaire nécessaire pour le traçage d'élasticité lors de la mise sous pression, l'Entrepreneur doit assécher la canalisation et reprendre le remplissage.
- 10.1.9 Après remplissage, on laisse le tronçon d'essai se stabiliser à vingt-cinq pour cent (25 %) de la pression d'essai pendant vingt-quatre (24) heures ou jusqu'à ce que le tracé température-temps soit asymptotique par rapport à la température du sol selon une vérification faite par le représentant de la Société. Si on remplit le tronçon d'essai en poussant l'eau d'un tronçon à l'autre ou s'il s'agit d'un préessai hydrostatique, on peut laisser la canalisation se stabiliser pendant douze (12) heures à vingt-cinq pour cent (25 %) de la pression d'essai ou selon les directives de la Société. On met en service les enregistreurs de pression et de température avant la mise sous pression et on les laisse fonctionner tout au long de la période de stabilisation pour pouvoir ménager une bonne stabilité avant les essais. Le personnel de l'Entrepreneur ou un personnel de sécurité doit être présent au lieu même des essais lorsque le tronçon d'essai est mis sous pression dans sa partie exposée.

## 11 PRESSION ET DURÉE D'ESSAI

### 11.1 Généralités

- 11.1.1 La Société précise les pressions maximale, minimale et cible d'essai dans chacun des tronçons.
- 11.1.2 L'Entrepreneur est avisé que la mise sous pression de tout tronçon ou de toute composante d'un tronçon ne débute pas avant notification à cette fin par l'inspecteur ou l'ingénieur de la Société.
- 11.1.3 La pression d'essai en limite maximale d'élasticité est la moindre des valeurs suivantes :
  - 11.1.3.1 pression correspondant à une contrainte annulaire de 110 % de la limite minimale d'élasticité spécifiée (LMES) selon la formule de Barlow ( $P = LMES \times WT/R$ ) au point bas (bas point critique) du tronçon;
  - 11.1.3.2 pression produisant un écart de 0,2 % par rapport à la proportionnalité linéaire d'un tracé pression-volume pour le tronçon;
  - 11.1.3.3 156 % de la pression nominale la plus faible à toute vanne ou bride du tronçon.
- 11.1.4 La pression d'essai en limite minimale d'élasticité est la moindre des valeurs suivantes :
  - 11.1.4.1 pression correspondant à une contrainte annulaire de 100 % de la limite minimale d'élasticité spécifiée (LMES) selon la formule de Barlow ( $P = LMES \times WT/R$ ) au point bas (bas point critique) du tronçon;



- 11.1.4.2 150 % de la pression nominale à toute vanne ou bride du tronçon;
- 11.1.4.3 125 % de la PME prévue au point le plus haut de l'essai.

**NOTA :** Le bas point critique est le point d'un tronçon d'essai qui produit la plus forte contrainte annulaire compte tenu de la hauteur, du diamètre, de l'épaisseur de la paroi et de la limite minimale d'élasticité spécifiée à la canalisation.

Le point bas est en hauteur le point le plus bas du tronçon d'essai qui produit normalement la plus forte contrainte annulaire pour un tronçon ayant partout la même taille et le même type de tube.

- 11.1.5 L'essai de résistance doit être suivi d'un essai d'analyse de fuites à une pression désignée par la Société. La durée des essais de résistance et d'analyse de fuites doit être celle qu'indique le tableau ci-après. La durée requise peut être supérieure là où la température ou d'autres facteurs influent sur la stabilisation de la pression.

	Durée en heures des essais de résistance	Durée en heures des essais d'analyse de fuites
Partie enfouie de la canalisation	4,25	4,25
Partie exposée de la canalisation	1	Voir la note
Nota : On doit faire une inspection complète à vue d'analyse de fuites au terme de l'essai de résistance.		

- 11.1.6 Il est défendu à l'Entrepreneur d'utiliser de l'équipement sur l'emprise entre le début de la mise sous pression et l'approbation des essais.
- 11.1.7 L'Entrepreneur doit maintenir une zone de protection de 15 m tout le long de la canalisation. Tout le matériel et le personnel jugés inutiles doivent être écartés de cette zone lorsque la canalisation est portée à des valeurs de pression dépassant la pression normale d'exploitation.
- 11.1.8 On peut disposer dans cette zone des pompes péristaltiques, des réservoirs d'eau et des thermomètres enregistreurs. La limite des 15 m doit être marquée par du ruban jaune là où se trouvent les têtes d'essai.
- 11.1.9 On doit contrôler la circulation dans les régions peuplées.
- 11.1.10 Le personnel de l'Entrepreneur doit demeurer dans ses véhicules s'il se trouve dans la zone en train de surveiller les essais sauf s'il s'agit d'analyser les fuites ou d'ouvrir et de fermer les vannes.
- 11.1.11 La signalisation d'essais hydrostatiques sur les voies publiques doit se trouver à une distance de 15 m de la canalisation. Elle doit demeurer en place jusqu'après la mise hors pression de la canalisation et porter la mention suivante :

**« DANGER – ACCÈS RESTREINT – ZONE D'ESSAIS À HAUTE PRESSION – Personnel autorisé seulement ».**

**NOTA :** (pour plus de renseignements sur la disposition de la signalisation d'avertissement, voir les dessins et le manuel de sécurité en construction pipelinière)



- 11.1.12 L'Entrepreneur doit assurer la sécurité du public et des autres employés ne participant pas aux essais en suivant les consignes et mesures de recul de protection qu'énoncent le manuel de sécurité de la Société ou les documents contractuels.
- 11.1.13 L'Entrepreneur doit vérifier les valeurs nominales de pression et l'état des composantes se trouvant hors tronçon d'essai, mais faisant partie du dispositif des essais hydrostatiques et subissant la pression d'essai. Il peut notamment s'agir des pompes de mise sous pression, des raccordements sous pression, du réservoir de détente, du collecteur d'essai, des sondes et des raccords.
- 11.1.14 L'Entrepreneur doit envisager les cas où des composantes du réseau peuvent être portées à une pression excessive. Ainsi, des pressions supérieures pourraient apparaître du côté aval des vannes de retenue et ne pas être indiquées pour autant au point d'essai.
- 11.1.15 L'Entrepreneur doit patrouiller régulièrement à tous les franchissements publics tout au long de la période d'essai et, en particulier, pendant la période de mise sous pression et ainsi surveiller les pressions dépassant de 50 % la pression minimale d'essai.
- 11.1.16 L'ensemble des pompes, des enregistreurs de pression, des appareils d'essai à contrepoids et des installations d'essai doivent se situer à 5 mètres au moins du tronçon et en dehors de la tranchée.
- 11.1.17 Les têtes d'essai et les tuyaux de mise sous pression doivent être fermement ancrés de sorte qu'ils ne puissent pas bouger en cas de poussée à la mise sous pression ou hors pression ou en cas de défaillance.
- 11.1.18 Si on détecte des fuites, on ne doit pas chercher à étanchéifier les raccordements de tuyauterie d'essai et autres tubes liés tant qu'on n'a pas isolé la pression dans la canalisation par une vanne et qu'on ne l'a pas réduite à la pression de charge statique.
- 11.1.19 L'Entrepreneur doit veiller à ce qu'une radiocommunication dans les deux sens soit constamment disponible pendant la période d'essai sur toute la longueur du tronçon.
- 11.1.20 L'Entrepreneur doit assurer un éclairage suffisant en période d'obscurité selon les exigences des autorités compétentes et à la satisfaction de l'inspecteur.
- 11.1.21 On doit utiliser des tubes d'acier haute pression pour les raccordements entre les pompes de mise sous pression et le dispositif d'essai.
- 11.1.22 Le superviseur des essais de l'Entrepreneur est chargé de la surveillance directe des essais hydrostatiques.
- 11.1.23 Sauf autorisation contraire par écrit de la Société, l'Entrepreneur doit affecter au moins quatre (4) employés compétents à chaque lieu d'essai avec les tâches suivantes pour l'étape de la mise sous pression :
- surveillance des essais;
  - utilisation des pompes;
  - travaux de montage-ajustage;
  - utilisation des appareils de mesure à contrepoids.



- 11.1.24 Sauf autorisation contraire par écrit de la Société, l'Entrepreneur doit dépêcher sur place au moins deux (2) employés compétents pour toute la période d'essai avec des fonctions consistant à aider à l'enregistrement des données nécessaires d'essai et à contrôler périodiquement les fuites possibles des têtes d'essai et des vannes.
- 11.1.25 Là où les extrémités du tronçon d'essai doivent être palissadées ou recouvertes (essais en période hivernale ou par temps froid), l'Entrepreneur doit élaborer des procédures d'accès aux espaces clos si les extrémités en question doivent être chauffées par des appareils à flamme nue. Les procédures doivent être soumises à l'approbation de la Société au moins une semaine avant le début des travaux en espace clos.
- 11.1.26 Là où des sentiers établis coupent l'emprise, l'Entrepreneur doit barricader la partie de la canalisation soumise aux essais hydrostatiques. Il s'assure ainsi qu'on ne passe pas en véhicule sur la canalisation d'essai une fois que le remplissage commence. Il dispose une signalisation d'avertissement qui indique pourquoi cette barricade est en place. S'il s'agit de sentiers empruntés par le public, une signalisation doit également être mise en place à l'entrée de la piste.

## 12 PROCÉDURES D'ESSAI

### 12.1 Généralités

- 12.1.1 Une fois le matériel bien installé et inspecté, la canalisation remplie, la température stabilisée, les points de purge vérifiés et toutes les ouvertures inutiles obturées ou bridées (brides pleines), la pression peut être portée aux niveaux d'essai.
- 12.1.2 On doit tenir un registre de tous les essais avec les indications minimales ci-après. Les éléments énumérés sont communiqués à l'ingénieur de la Société dans les deux jours suivant les essais :
- 12.1.2.1 Numéro d'identification et étiquette de l'essai pour la documentation avec les éléments suivants :
- nom du projet;
  - numéro extensible;
  - tronçon d'essai;
  - numéro d'ordre de l'essai;  
(ABC-12-02-Test 01)
- 12.1.2.2 copie des schémas descriptifs du tronçon d'essai;
- 12.1.2.3 caractéristiques de la canalisation;
- 12.1.2.4 listes d'instrumentation;
- 12.1.2.5 tronçon d'essai et chaînages entre les extrémités;
- 12.1.2.6 valeurs de hauteur de l'extrémité d'essai, de l'extrémité éloignée, du point haut et du point bas du tronçon;



- 12.1.2.7 positions, noms et numéros de série de toutes les pièces d'équipement et d'instrumentation utilisées;
  - 12.1.2.8 copie des certificats d'étalonnage;
  - 12.1.2.9 durées et dates des essais et périodes de stabilisation;
  - 12.1.2.10 tracés initiaux de pression des enregistreurs;
  - 12.1.2.11 tracés initiaux de température des enregistreurs;
  - 12.1.2.12 tracé des valeurs de pression à contrepoids au point d'essai à intervalles de quinze minutes;
  - 12.1.2.13 valeurs simultanées de température ambiante;
  - 12.1.2.14 toute observation sur les changements de conditions d'essai (conditions météorologiques, vents, problèmes, heures de début, heures de passage de racleur, etc.);
  - 12.1.2.15 cahier des graphiques pression-volume;
  - 12.1.2.16 tracés pression-volume (manuels et électroniques).
- 12.1.3 Tous les documents des essais doivent être signés et datés par l'Entrepreneur.
- 12.1.4 Tous les relevés et les graphiques des essais doivent être datés, référencés (nom du projet, numéro extensible, tronçon d'essai et numéro d'ordre de l'essai) et signés par la Société à la fin de chaque essai. Les tracés des essais doivent notamment préciser le numéro d'autorisation, la localisation des tronçons (bornes kilométriques), la date, l'heure et les numéros de série de l'instrumentation. Ils doivent porter les signatures du superviseur des essais et du représentant de la Société et des explications en cas d'irrégularité dans les tracés.
- 12.1.5 Un appareil d'essai à contrepoids doit être l'instrument de référence pour la pression dans tous les essais. On doit s'en servir pour vérifier l'exactitude des enregistreurs de pression au début et à la fin des essais, ainsi que pour mesurer la pression d'essai. On doit relever manuellement les valeurs de pression du milieu d'essai en cours de route et les consigner sur formulaire, ce qui s'ajoutera aux enregistrements en graphique continu. On peut employer un appareil numérique d'essai à contrepoids du type « DRUCK », mais celui-ci risque de se dérégler s'il est très proche des fils d'électricité du secteur. L'Entrepreneur doit confirmer que l'appareil n'est pas affecté par la proximité de lignes de transport d'électricité.
- 12.1.6 On commence à enregistrer les températures ambiantes de l'air et du sol et celle du milieu d'essai au moins une (1) heure avant que ne débutent les essais; on s'assure ainsi que l'équilibre est atteint avant la mise sous pression.
- 12.1.7 Si les tronçons d'essai doivent être palissadés ou recouverts, la palissade ou le recouvrement en question seront construits par l'Entrepreneur avec un souci de facilité d'accès pour inspection à vue.
- 12.1.8 Tous les joints mécaniques (brides, raccords et joints d'étanchéité) et toutes les soudures exposées doivent être examinés à vue en analyse de fuites pendant les essais. L'inspection à vue ne doit pas commencer pendant une pluie (dans des essais



avec milieu aqueux) ni se poursuivre après la tombée de la nuit sauf en cas de protection ou d'éclairage satisfaisant aux yeux de l'inspecteur.

- 12.1.9 On doit enregistrer les valeurs mesurées de température et de pression toutes les 15 minutes.

## 12.2 Essai de pression à moins de 100 % de la LMES de la canalisation

- 12.2.1 La canalisation est mise sous pression lentement et également sans création de vibrations aux têtes d'essai.
- 12.2.2 Le volume cumulé qui s'ajoute à la canalisation pour la porter de la pression atmosphérique à la pression de l'essai de résistance doit être relevé avec une précision de 10 L à tout pas d'accroissement de 100 kPa de la pression.
- 12.2.3 La pression doit être haussée de 50 % à 60 % du niveau de l'essai de résistance. On doit faire un essai en analyse de fuites. Ce faisant, on contrôle les fuites possibles à tous les raccordements de tuyauterie, aux raccords, à la partie exposée de la canalisation et aux vannes. On rectifie toute fuite avant de procéder aux essais hydrostatiques. On relève la pression à contreponds pendant cette période. On compare les valeurs de lecture à contreponds à celles de l'enregistreur graphique.
- 12.2.4 On porte ensuite la pression au niveau de pression cible. L'essai de quatre (4) heures débute après une période de stabilisation assez longue pour que la canalisation d'essai atteigne la stabilité et après une inspection du matériel en analyse de fuites. On débranche la pompe de mise sous pression, puis isole le tronçon d'essai. La Société peut allonger la période de stabilisation à sa seule discrétion selon les conditions qui règnent. On compare une fois de plus les valeurs de lecture à contreponds à celles de l'enregistreur graphique.
- 12.2.5 Au début de l'essai, on vérifie si les enregistreurs fonctionnent bien. On contrôle ensuite ce bon état de marche au moins toutes les heures pendant l'essai.
- 12.2.6 Si les conditions atmosphériques le justifient, on doit ajouter des quantités mesurées de milieu d'essai ou en retirer de la canalisation pour maintenir la pression d'essai. La Société doit approuver tout ce qui est provisoirement retiré et ajouté. On mesure, consigne et rapproche les valeurs en plus et en moins. On fait des lectures à contreponds avant-après. La Société contrôle les quantités ajoutées ou retirées du système dans un calcul de bilan pendant et après l'essai.
- 12.2.7 Si la pression tombe sous la pression d'essai minimale calculée ou mesurée au point haut sans variation correspondante de la température de la canalisation, on contrôle les fuites et remet sous pression jusqu'au niveau de l'essai. On reprend l'essai de résistance ou l'essai d'analyse de fuites d'une durée de quatre (4) heures. Si la situation persiste, on consulte la Société et fait d'autres analyses plus intensives de contrôle de fuites. Si on découvre une fuite rectifiable (le joint qui fuit est alors « rectifié » par resserrement des boulons), on peut alors poursuivre et on remet l'essai à l'heure zéro. Si on constate une fuite qui ne peut être rectifiée en toute sécurité ou qui ne peut être dûment localisée, l'Entrepreneur met fin à l'essai et attend que le problème soit résolu.
- 12.2.8 Quand la pression d'essai de résistance est abaissée à la pression d'essai d'analyse de fuites, l'Entrepreneur purge le liquide d'essai par un robinet à pointe partiellement ouvert pendant plusieurs minutes.



### 12.3 Essai de pression à 100 % ou plus de la LMES de la canalisation

- 12.3.1 Les exigences de la section qui précède s'appliquent aux essais de pression à 100 % ou plus de la LMES de la canalisation et s'ajoutent donc à ce qui suit :
- 12.3.2 On établit un tracé pression-volume (PV) de tous les essais de pression pour pouvoir s'y reporter dans un rapprochement ultérieur des valeurs de volume.
- 12.3.3 On met la canalisation sous pression lentement et également sans créer de vibrations aux têtes d'essai.
- 12.3.4 On hausse la pression de 50 % à 60 % du niveau de l'essai de résistance et mène un essai en analyse de fuites d'une durée permettant de vérifier physiquement s'il n'y a pas de fuites dans le matériel d'essai. Pendant ce temps, on doit contrôler les fuites à tous les raccordements, raccords, parties exposées de la canalisation et vannes. On rectifie toute fuite avant de procéder aux essais hydrostatiques. On relève les valeurs de lecture à contreponds pendant cette période. On compare ces valeurs à celles de l'enregistreur graphique.
- 12.3.5 On porte ensuite la pression à la pleine pression d'essai et établit un tracé d'élasticité entre 60 % et 100 % de la pression d'essai de résistance. À chaque pas d'accroissement de 100 kPa indiqué à la sonde à contreponds, on relève le volume cumulé de milieu d'essai ajouté avec une précision de 10 L. On porte au moins six points sur le graphique jusqu'à ce que la pression soit de 95 % de la pression d'essai de résistance, ce qui permet d'établir en toute précision la partie linéaire du tracé P-V. On trace l'élévation de pression à intervalles de 1 % une fois atteint le palier de 95 % de la pression d'essai.
- 12.3.6 On consigne les données de pression et de volume sous forme de tableau et les reporte immédiatement sur un graphique pression-volume cumulé ou sur ce qu'on appelle un « tracé d'élasticité ». Ce tracé est en ligne droite jusqu'à la limite d'élasticité du tronçon d'essai, après quoi il s'infléchit progressivement à droite de la projection linéaire.
- 12.3.7 Si à tout stade de la mise en graphique P-V la courbe devient non rectiligne, on doit vérifier si la canalisation n'entre pas en phase d'élasticité. Avant que plus de liquide ne soit pompé dans le tronçon d'essai, on tire à côté du tracé P-V une parallèle décalée à 0,2 % du volume cumulé causant la déviation. Si la canalisation entre en phase d'élasticité, on élève la pression avec prudence jusqu'à ce que le tracé P-V atteigne la parallèle décalée à 0,2 %. À ce stade, la Société prend acte de cette pression comme valeur nouvellement établie pour l'essai de résistance. L'Entrepreneur ferme toutes les vannes, débranche la pompe et isole le tronçon d'essai à l'aide de brides pleines ou d'obturateurs.
- 12.3.8 Si le tracé P-V ne traverse pas l'espace de décalage à 0,2 %, il devrait demeurer parallèle à sa trajectoire initiale au gré de l'adjonction de quantités mesurées de liquide par la pompe. À pas d'accroissement, on continue à pomper du volume dans le tronçon d'essai à la demande de la Société, et ce, jusqu'à ce qu'on atteigne la pression cible de l'essai de résistance. Pendant ce temps, la Société surveille de près le tracé P-V et voit si on n'entre pas en phase d'élasticité. Si tel est le cas, l'Entrepreneur ferme toutes les vannes, débranche la pompe et isole le tronçon d'essai à l'aide de brides pleines ou d'obturateurs. Pendant l'essai, on laisse la pression varier entre la pression maximale atteinte pendant le traçage d'élasticité et la pression minimale d'essai spécifiée. Si les conditions atmosphériques le justifient, on ajoute ou retire des quantités mesurées de milieu d'essai pour maintenir la pression d'essai entre ces limites. La Société doit



approuver tout ce qui est provisoirement retiré et ajouté. On mesure, consigne et rapproche les valeurs en plus et en moins. On fait des lectures à contre-poids avant-après. La Société vérifie les quantités de milieu d'essai ajoutées ou retirées du système dans un calcul de bilan pendant et après l'essai.

- 12.3.9 Si la pression tombe sous la pression minimale d'essai calculée ou mesurée au point haut sans une variation correspondante de la température de la canalisation, on doit contrôler les fuites dans celle-ci et remettre sous pression aux niveaux d'essai. On reprend l'essai de résistance ou l'essai d'analyse de fuites d'une durée de quatre (4) heures. Si la situation persiste, on consulte la Société et procède à des essais plus intensifs en analyse de fuites. Si on découvre une fuite rectifiable (on rectifie alors le joint qui fuit en resserrant les boulons), on poursuit en remettant l'essai à l'heure zéro. Si on constate une fuite qui ne peut être rectifiée en toute sécurité ou qu'on ne peut dûment localiser, l'entrepreneur met fin à l'essai et attend que le problème soit résolu.

### 13 ACCEPTATION DE L'ESSAI DE RÉSISTANCE

#### 13.1 Généralités

- 13.1.1 Pendant l'essai de résistance, on ajoute ou retire du milieu d'essai dans la canalisation pour que la pression demeure entre le maximum et le minimum.
- 13.1.2 Pendant l'essai de résistance, on doit mesurer ce qu'on ajoute ou retire comme volumes de milieu d'essai et l'inscrit au registre des valeurs de pression d'essai.

### 14 ACCEPTATION DE L'ESSAI D'ANALYSE DE FUITES

#### 14.1 Généralités

- 14.1.1 Pendant l'essai d'analyse de fuites, il est interdit d'ajouter ou de retirer du milieu d'essai.
- 14.1.2 L'essai d'analyse de fuites est d'une durée minimale de quatre heures qui peut donc être augmentée. Il peut être prolongé au besoin jusqu'à ce que deux heures s'écoulent sans qu'il y ait perte de pression. Si on ne constate pas de pertes entre la fin de la deuxième heure et la fin de la quatrième heure de l'essai, on considère que celui-ci est réussi. On tient compte des variations température-pression pour déterminer les variations de la pression d'essai. S'il n'y a pas de corrélation selon la Société, on poursuit ou répète l'essai d'analyse de fuites en suivant les instructions de la Société.
- 14.1.3 L'inspecteur doit accepter l'essai d'analyse de fuites dans les conditions suivantes :
- il n'y a pas de fuites;
  - on obtient deux (2) heures de stabilité, c'est-à-dire d'absence de pertes de pression pendant la durée de cet essai;
  - la pression ne tombe pas sous la pression minimale d'essai.

### 15 DÉFAILLANCES DE LA CANALISATION PENDANT LES ESSAIS

#### 15.1 Généralités

- 15.1.1 Si un tronçon de pipeline est rejeté au contrôle en tout ou en partie lors d'un essai, un nouvel essai a lieu après les réparations ou les corrections nécessaires.



- 15.1.2 L'Entrepreneur garde en attente sur place assez de personnel et de matériel pour la réparation des fuites. L'équipe sur place doit être prête à repérer les fuites de liquide d'un tronçon et à prendre des mesures de confinement et de restriction de débit en cas de rupture de la canalisation. On peut avoir à signaler aux autorités compétentes un rejet accidentel d'eau par défaillance mécanique. Les rejets d'eau à additifs doivent être déclarés et la zone de rejet est alors considérée comme une zone de contamination.
- 15.1.3 L'Entrepreneur doit réduire au minimum la quantité d'eau rejetée au lieu d'une défaillance; il doit prendre des mesures de restriction et de confinement pour atténuer les dégâts le plus possible.
- 15.1.4 En cas de défaillance et si la chose est possible, on doit procéder à l'assèchement de la canalisation si cette mesure est de nature à diminuer l'écoulement incontrôlé de liquide dans l'environnement. La Société doit prendre cette décision après avoir consulté l'inspecteur en environnement si ce dernier est disponible au moment de l'incident. À noter que la Société aura besoin de prélèvements environnementaux d'eau et de sol.
- 15.1.5 Après retrait du milieu d'essai, l'Entrepreneur doit couper les joints défectueux de l'un ou l'autre côté des soudures annulaires.
- 15.1.6 On doit réparer les fuites ou les ruptures du métal de la canalisation ou de sa soudure en continu en détachant et remplaçant le joint entier. Si la fuite ou la rupture a été causée par défaut à la construction seulement et qu'elle a eu lieu dans un joint longitudinal, il n'est pas nécessaire de remplacer le joint en entier et les réparations se font selon les directives de l'inspecteur. Dans les fuites à des soudures annulaires, les joints doivent être remplacés par des morceaux rapportés de la longueur minimale que précise la norme CSA Z662. Les raccords coudés défectueux doivent être remplacés par des raccords du même type ou des raccords à chaud du même degré.
- 15.1.7 Tous les tronçons présentant des fuites ou des ruptures avec joints coupés doivent être traités avec soin selon les consignes des représentants du fabricant de la canalisation ou selon les instructions de la Société, de sorte que les parties défectueuses ne soient pas endommagées. On ne doit pas couper plus près qu'à 0,3 mètre d'une anomalie. Tous les éléments coupés doivent être clairement marqués avec de la peinture immédiatement à leur retrait de la tranchée avec des indications de numéro de tube de fabrication, de numéro de coulée et de date de défaillance. Les bords de l'anomalie doivent être protégés avec de la graisse. Le tube défectueux doit être transporté à l'entrepôt de la Société à Regina par les soins ou selon les directives de celle-ci.

## 16 MISE HORS PRESSION ET ASSÈCHEMENT

### 16.1 Généralités

- 16.1.1 Le plus tôt possible après l'acceptation des essais par la Société, la pression est purgée dans le tronçon d'essai. On peut devoir prévoir un confinement à l'abri des contaminants jusqu'à ce qu'un échantillonnage environnemental se fasse en conformité avec l'article 7.5.3 aux présentes et les conditions des permis délivrés par les autorités réglementaires.
- 16.1.2 Lorsqu'il travaille à proximité ou à l'intérieur des installations ou des emprises pipelinières appartenant à la Société ou encore tout près de régions peuplées, l'Entrepreneur doit donner à l'inspecteur un préavis minimal de vingt-quatre (24) heures avant le rejet, l'évacuation ou la purge du milieu d'essai dans tout tronçon en période



de raclage ou d'essai. Le but est d'accorder assez de temps à l'inspecteur pour qu'il avise le centre de contrôle de commande des pipelines de la Société. De plus, tout travailleur ou équipe à proximité doit être amplement prévenu (au moins 24 heures d'avance) pour qu'il puisse quitter l'endroit pendant qu'a lieu l'évacuation et/ou pour qu'il veille à se donner une bonne protection de l'ouïe en période de purge dans tout tronçon. Cet avis doit préciser le lieu du rejet et la durée prévue des activités du début à la fin. Aucun rejet d'air ni d'eau n'est permis à l'intérieur des installations de station. L'Entrepreneur est avisé que, si les paramètres changent par rapport à l'avis présenté, toutes les activités d'évacuation sont suspendues tant que le représentant de la Société n'a pas conféré avec son centre de contrôle.

- 16.1.3 Avant l'assèchement, on doit assujettir l'ensemble des tuyaux de décharge et des têtes d'essai auxquelles ils sont fixés de manière à empêcher tout mouvement. La tuyauterie d'assèchement doit être rigide et soudée comme il convient à une opération d'assèchement en application de l'article 7.5.3 aux présentes.
- 16.1.4 Seuls les employés ou les superviseurs compétents au service de l'entrepreneur ont la permission d'ouvrir les vannes de mise hors pression. On doit user d'une prudence et d'un soin extrêmes pendant cette opération. La pression doit être réduite à un rythme maximal de 200 kPa/min si on veut être sûr de ne pas créer de vibrations.
- 16.1.5 On doit aussi user de prudence lorsqu'on ouvre les brides pleines ou les obturateurs si on veut éviter les accidents par accumulation de pression derrière les raccords pendant l'essai. Les vannes doivent être ouvertes lentement et la mise hors pression doit continuer à un rythme qui ne cause pas de sérieuses vibrations dans la canalisation ni dans le matériel. On doit vérifier périodiquement les tuyaux de purge et voir à ce qu'ils soient fermement ancrés tout au long.
- 16.1.6 On doit mener l'assèchement à terme le plus rapidement possible et conformément à l'article 7.5.3 aux présentes à la suite de la mise hors pression. Jamais un tronçon d'essai ne doit rester exposé au milieu d'essai (y compris aux fluides résiduels) pendant plus de 30 jours.
- 16.1.7 On assèche suivant les exigences applicables de la réglementation et, en règle générale, l'évacuation ne doit pas se faire directement dans des cours d'eau ni sur des terres arables. On choisit les lieux de rejet de manière à prévenir toute inondation, érosion ou contamination.
- 16.1.8 Là où l'eau évacuée va au sol, des diffuseurs appropriés doivent être mis en place à l'extrémité du tuyau d'assèchement. On doit réduire le débit de décharge de l'eau d'essai pour prévenir toute érosion le plus possible. On doit avoir soin d'évacuer l'eau sans inonder les alentours.
- 16.1.9 Pour retirer l'eau d'un tronçon, on passe d'abord un racleur approuvé à l'air comprimé. L'assèchement se fait au maximum à raison de huit (8) kilomètres l'heure jusqu'à ce que, de l'avis de l'inspecteur, il ne soit plus raisonnablement possible de retirer plus d'eau par cette méthode. L'inspecteur doit être présent à tous les passages d'assèchement.
- 16.1.10 On doit surveiller le débit d'eau pour empêcher l'affouillement ou l'inondation. L'Entrepreneur doit prendre les mesures correctives qui s'imposent pour prévenir de tels phénomènes le long de la trajectoire d'écoulement de l'eau.



- 16.1.11 On recueille l'eau mêlée d'additifs dans des réservoirs appropriés pendant la mise hors pression. L'eau retirée de la canalisation va dans des camions servant au transport du liquide ou dans des réservoirs de retenue pour acheminement ultérieur.
- 16.1.12 L'Entrepreneur est responsable de la bonne évacuation du milieu d'essai, c'est-à-dire de l'exécution d'un mode d'évacuation qui soit acceptable à la Société, aux autorités compétentes et à tout propriétaire ou locataire foncier touché. L'eau est rejetée à faible vitesse, et on veille à ce que les mesures d'atténuation prévues par le Plan de protection de l'environnement ou les permis provinciaux ou fédéraux soient comprises et respectées.
- 16.1.13 Tous les robinets-vannes du tronçon d'essai doivent être entièrement ouverts. L'eau contenue dans les corps de vanne doit être retirée à l'aide d'une procédure communiquée par la Société ou appliquée par elle.
- 16.1.14 L'Entrepreneur est responsable de tout ce qui est accès aux lieux, préparation de l'emplacement et dommages causés par une évacuation négligente ou défallante de l'eau.
- 16.1.15 Dans toute opération d'assèchement, on doit respecter les conditions des permis de rejet d'eau et les directives des autorités compétentes.
- 16.1.16 On doit choisir toutes les composantes du système d'assèchement pour qu'elles puissent résister à la pression maximale qui est raisonnablement à prévoir pendant les activités d'assèchement.
- 16.1.17 Si on se sert de réservoirs portatifs pour les activités d'assèchement, ceux-ci doivent porter un trou d'homme pour accès par le toit. Pour qu'il n'y ait pas excès de pression dans les réservoirs portatifs, le trou de toit doit être bloqué en ouverture complète ou retiré pendant les opérations d'évacuation, d'assèchement ou de purge.

## 17 SÉCHAGE DE LA CANALISATION

### 17.1 Généralités

- 17.1.1 On sèche la canalisation à l'aide de racleurs de caoutchouc mousse. Voici les exigences minimales qui s'appliquent :
  - 17.1.1.1 On sèche la canalisation en y propulsant des racleurs mousse à l'air comprimé à une vitesse maximum de huit (8) km/heure. À chaque passage, on doit utiliser un ou plusieurs racleurs mousse d'une densité de 32 kg/m<sup>3</sup>, puis un racleur mousse treillissé d'une densité de 128 kg/m<sup>3</sup>.
  - 17.1.1.2 On fait au moins deux (2) passages dans chaque tronçon. Les passages doivent se succéder dans la même direction jusqu'à ce que la canalisation soit sèche à la satisfaction de l'inspecteur. On met fin aux passages de séchage quand on retire un racleur mousse propre et sec à la satisfaction de l'inspecteur.
  - 17.1.1.3 Immédiatement après l'achèvement et l'approbation des passages de séchage de la canalisation, l'entrepreneur doit installer des obturateurs soudés à l'épreuve de l'eau (ou autres bouchons approuvés par la Société) aux extrémités du tronçon d'essai à moins qu'un racleur calibre n'ait à être passé immédiatement après.



## 18 EXIGENCES ANTICORROSION

### 18.1 Généralités

- 18.1.1 La Société doit recommander la méthode de traitement à inhibiteur à appliquer.
- 18.1.2 On recourt au traitement de dessiccation après les essais hydrostatiques seulement si le tronçon fera l'objet de nouveaux essais de pression par la suite.
- 18.1.3 L'Entrepreneur fournit un inhibiteur chimique sauf avis contraire dans les documents contractuels.
- 18.1.4 L'Entrepreneur doit appliquer l'inhibiteur chimique exigé par les consignes du fournisseur de produits chimiques.
- 18.1.5 Il faut un traitement chimique de l'eau d'essai si toute partie du tronçon d'essai est exposée à cette eau pendant plus de 30 jours. Si on emploie un inhibiteur chimique, l'évacuation de l'eau au sol devient inacceptable comme méthode et d'autres méthodes d'évacuation doivent être employées.
- 18.1.6 On ajoute un démoissant compatible avec l'inhibiteur aux réservoirs récepteurs où va l'eau traitée à l'inhibiteur.

### 18.2 Traitement par lots à l'inhibiteur après les essais hydrostatiques

- 18.2.1 La longueur maximale d'application du traitement à l'inhibiteur après les essais hydrostatiques est de 50 km.
- 18.2.2 Ce traitement se déroule en trois étapes :
  - 18.2.2.1 assèchement et séchage selon les exigences de l'article 17 (pistonnage initial permettant de retirer en vrac l'eau résiduelle après les essais hydrostatiques);
  - 18.2.2.2 lavage de la canalisation avec lot d'inhibiteur confiné entre deux racleurs purgeurs;
  - 18.2.2.3 séchage final selon les exigences de l'article 17.1.1.2.
- 18.2.3 Le mélange de lavage chimique eau/inhibiteur doit se faire avant injection dans la canalisation selon les consignes du fournisseur de produits chimiques.
- 18.2.4 Enbridge doit fournir une liste de produits chimiques approuvés aux fins de cette méthode de traitement. On peut calculer le volume total de mélange chimique à prévoir par la formule suivante :

$$V (l) = 10 * L(km) * D(in) ,$$

Où :

V est le volume nécessaire en litres de mélange chimique;

L est la longueur en kilomètres du tronçon à traiter;

D est le diamètre en pouces de la canalisation.

- 18.2.5 On doit utiliser par lots des racleurs purgeurs nouveaux.



- 18.2.6 Les racleurs de tête et de queue doivent comprendre au moins six éléments scellants, dont trois disques. Tous les éléments doivent être d'un diamètre d'au moins 103 % du diamètre intérieur du tronçon compte tenu de l'épaisseur minimale de la paroi.
- 18.2.7 La vitesse maximale des traitements anticorrosifs doit être de 10 km/h.
- 18.2.8 La canalisation doit être séchée à la suite du traitement.

### **18.3 Dessiccation après les essais hydrostatiques à un point de rosée de -40 °C**

- 18.3.1 La Société indique quand la dessiccation doit avoir lieu après les essais hydrostatiques.
- 18.3.2 On peut recourir à un lavage à inhibiteur au méthanol pour hâter le processus final de séchage. Tout agent chimique ajouté au méthanol doit être choisi de manière à empêcher la contamination de l'eau d'essai de sortie. Toute utilisation d'un lavage à inhibition au méthanol se fait selon les directives de la Société.
- 18.3.3 S'il procède à un tel lavage, l'Entrepreneur doit veiller à ce que le méthanol inhibiteur soit recueilli et évacué selon les exigences de la Société et des autorités réglementaires locales.
- 18.3.4 L'Entrepreneur doit, par voie de dessiccation, poursuivre le séchage du tronçon d'essai jusqu'à l'obtention d'un point de rosée de -40 °C à l'orifice de sortie.
- 18.3.5 L'Entrepreneur vérifie l'efficacité de la dessiccation de la manière suivante :
  - il ferme les orifices d'injection et d'évacuation;
  - il laisse ces orifices fermés pendant 60 minutes pour que toute humidité résiduelle parvienne à l'équilibre;
  - il ouvre l'orifice d'injection et crée une pression légèrement positive par un apport d'air chaud et d'azote;
  - il vérifie si le point de rosée de -40 °C (-40 °F) se maintient à l'orifice de sortie.
- 18.3.6 Si le point de rosée de -40 °C ne peut se maintenir, il reprend le processus de dessiccation.
- 18.3.7 S'il réussit à maintenir le point de rosée visé après un délai de stabilisation de 60 minutes, il peut retirer les têtes d'essai et les remplacer par des obturateurs soudés à l'épreuve de l'air aux extrémités, chacun de ces bouchons d'extrémité ayant un minimum de points d'accès NPS 2.
- 18.3.8 Il purge entièrement la canalisation à l'azote en laissant une pression positive de 70 kPa (10 lb/po<sup>2</sup>).

### **18.4 Inhibition chimique du milieu d'essai**

- 18.4.1 Si des produits chimiques sont ajoutés à l'eau d'essai, la Société doit faire approuver préalablement au programme d'essais un plan d'urgence de protection de l'environnement dans l'éventualité d'une défaillance d'essai de pression.
- 18.4.2 La Société doit recommander l'inhibiteur à utiliser pour ce traitement.



18.4.3 L'Entrepreneur doit veiller à ce que l'assèchement et le rejet de l'eau traitée satisfassent à toutes les exigences d'évacuation d'ordre environnemental et réglementaire de la Société.

18.4.4 La canalisation doit être séchée à la suite d'un essai hydrostatique.

## 19 ESSAI D'ENSEMBLES PRÉFABRIQUÉS

### 19.1 Généralités

19.1.1 Avant d'être installés dans la canalisation principale, tous les ensembles préfabriqués (vannes de sectionnement et de retenue, croisements et raccords de station) qui n'ont pas été prévérifiés à l'extérieur doivent être soumis à des essais hydrostatiques hors sol à une pression et pour une durée qu'indiquent les dessins techniques du projet.

19.1.2 Les vannes doivent être vérifiées en position partiellement ouverte. L'Entrepreneur ne doit pas actionner les vannes de canalisation principale sans l'approbation de la Société.

19.1.3 L'essai du dispositif de vannes doit être mené à bien selon les exigences des spécifications de construction d'installations FCS014 d'Enbridge sous le titre « Pressure Testing – Facility Piping » (Essais sous pression – tuyauterie des installations).

## 20 ESSAIS EN PÉRIODE HIVERNALE

### 20.1 Généralités

20.1.1 Les essais en période hivernale sont ceux qui se font à une température de +5 °C et moins.

20.1.2 Quand la canalisation traverse une étendue d'eau, l'Entrepreneur doit prévoir une capacité suffisante en réservoirs de retenue pour pouvoir recueillir le milieu d'essai méthanol/eau en cas de fuite.

20.1.3 L'Entrepreneur doit travailler 24 heures par jour si les essais ont lieu en période hivernale.

20.1.4 Si on remplit un tronçon qui repose dans une tranchée gelée, l'eau d'essai doit circuler jusqu'à ce que le liquide atteigne au moins +2 °C en sortie.

20.1.5 S'il y a possibilité de gel, les parties exposées de tout tronçon d'essai doivent être palissadées. Les zones palissadées doivent être chauffées au besoin pour empêcher toute partie du tronçon d'essai de geler. On les maintient sous palissade et chauffage jusqu'à ce que le tronçon soit vide d'eau et sec.

20.1.6 On peut traiter les canalisations par un mélange de méthanol et d'eau avec l'approbation de la Société.

20.1.7 Tous les thermomètres enregistreurs doivent se trouver à au moins 30 mètres de toute source de chaleur.



## 20.2 Essai de pipelines à l'eau

- 20.2.1 Les pipelines d'un diamètre extérieur de 273 mm ou moins doivent être traités avec un mélange d'eau et de méthanol dans un rapport 75:25. Sauf avis contraire ailleurs, l'Entrepreneur doit obtenir l'approbation de la Société si le milieu d'essai est de plus de 500 mètres cubes de volume, que la contrainte annulaire à prévoir est de plus de 90 % de la LMES ou que la canalisation d'essai franchit des eaux.
- 20.2.2 Les pipelines d'un diamètre extérieur de plus de 273 mm doivent être traités à l'eau chaude sauf avis contraire ailleurs dans les documents contractuels.
- 20.2.3 Les tronçons en continu qui sont entièrement exposés dans des zones de franchissement et qui font l'objet d'un essai hors sol dans un rayon de 100 mètres d'eaux qui s'écoulent doivent être traités à l'eau à moins que le gel du milieu d'essai ne soit imminent, auquel cas on pourra utiliser un mélange de méthanol et d'eau et appliquer un plan de confinement approprié avec l'approbation de la Société.
- 20.2.4 Avant que ne commence le traitement à l'eau chaude, toute la canalisation reposant en tranchée ouverte doit être couverte et chauffée suffisamment pour prévenir tout gel pendant le remplissage et l'essai. L'abri doit être assez solide pour résister aux charges de neige et aux forts vents à prévoir. On doit retirer l'abri de l'emprise au terme de l'essai.
- 20.2.5 En cas d'essai à l'eau chaude, on doit fournir des pompes de charge d'une taille et d'un type acceptables à la Société et d'une capacité permettant de remplir le tronçon d'essai à raison de 5 km de canalisation à l'heure au minimum. Les pompes alternatives doivent être munies de dispositifs d'amortissement de poussée. Un débitmètre doit mesurer la quantité d'eau de remplissage.
- 20.2.6 En cas d'essai à l'eau chaude, l'Entrepreneur doit fournir des appareils de chauffage compatibles avec la taille des pompes de charge. La température de l'eau doit alors être surveillée. Les appareils chauffants doivent produire au moins 10 000 MJ/h (9,5 millions de BTU à l'heure) à moins que la Société n'accepte d'appareils plus petits pour des tronçons d'essai anormalement courts.
- 20.2.7 On doit chauffer et faire circuler l'eau d'essai pour qu'elle atteigne une température minimale de +2 °C en sortie. La température maximale en entrée ne doit pas dépasser 50 °C dans le cas de canalisations revêtues d'époxyde lié par fusion si on ne veut pas que le revêtement soit endommagé.
- 20.2.8 Avant de rejeter l'eau pendant la mise en circulation, l'Entrepreneur doit obtenir l'approbation écrite de la Société ou de l'inspecteur. L'évacuation doit être conforme, si aucune autre norme n'existe, au code de pratiques de l'Alberta pour le rejet de l'eau d'essais hydrostatiques de pipelines de pétrole liquide ou de gaz naturel.
- 20.2.9 Le personnel et le matériel d'assèchement doivent être prêts à intervenir en tout temps pendant la période d'essai. Ils doivent immédiatement assécher le tronçon d'essai à la fin de cette période ou en cas de fuite dans un traitement au méthanol et à l'eau. L'opération d'assèchement doit consister à refouler l'eau d'essai à l'aide de racleurs à l'air comprimé. L'évacuation des fluides d'assèchement doit être conforme aux permis et aux autorisations.



### **20.3 Essai de pipelines à l'eau et au méthanol**

- 20.3.1 On doit prendre des mesures appropriées dans l'utilisation d'un mélange de méthanol et d'eau pour ne pas créer de conditions de déflagration ni de contamination de l'environnement. Des procédures écrites doivent être soumises à l'approbation de la Société avant l'acheminement de méthanol sur place.
- 20.3.2 En cas de traitement à l'aide d'un mélange de méthanol et d'eau, l'Entrepreneur doit :
  - 20.3.2.1 aider la Société à obtenir tout permis ou autorisation (ce qui comprend les approbations délivrées par l'Alberta Energy Resources Conservation Board ou l'Office national de l'énergie) nécessaire à l'utilisation du milieu d'essai sauf avis contraire ailleurs;
  - 20.3.2.2 fournir copie sur place des fiches signalétiques;
  - 20.3.2.3 avoir sur place les moyens de confiner et de restreindre tout déversement;
  - 20.3.2.4 sauf avis contraire ailleurs, élaborer une procédure détaillée en vue de l'obtention de l'acceptation de la Société pour le transport, le mélange, l'injection, la purge et l'évacuation du milieu d'essai;
  - 20.3.2.5 tenir des dossiers détaillés sur les volumes employés de méthanol et d'eau à la satisfaction de la Société;
  - 20.3.2.6 fournir les bordereaux d'expédition pour l'acheminement et l'évacuation du mélange de méthanol et d'eau.

### **20.4 Ensembles préfabriqués**

- 20.4.1 L'Entrepreneur doit fournir la solution d'eau et de méthanol et celle-ci doit être manutentionnée, récupérée et évacuée après les essais conformément aux directives des autorités compétentes.
- 20.4.2 L'Entrepreneur doit soit palissader et chauffer suffisamment les ensembles préfabriqués pour un essai à l'eau, soit utiliser un mélange d'eau et de méthanol pour prévenir tout gel en période d'essai.
- 20.4.3 Après les opérations de raclage en construction, les ensembles préfabriqués peuvent être installés dans le pipeline et soumis à des essais hydrostatiques avec l'approbation écrite préalable de la Société.

## **21 REMISE EN ÉTAT**

### **21.1 Généralités**

- 21.1.1 Après acceptation des essais hydrostatiques par la Société, l'Entrepreneur doit effectuer les opérations de séchage de la canalisation et les derniers raccordements.
- 21.1.2 On doit remettre en état les installations pipelinières après retrait de tout le matériel d'essai, des obturateurs, des brides pleines, etc. Sauf avis contraire ailleurs, l'entrepreneur doit fournir et installer à titre permanent de nouveaux joints d'étanchéité lorsqu'il pose ou repose les éléments à brides après les essais.