

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

**Demande présentée en vertu de l'article 58 de la partie IV de la  
*Loi sur l'Office national de l'énergie*  
OH-002-2013**

**Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office)  
Ordonnance XO-E101-003-2014 (ordonnance)**

**Dépôt de Pipelines Enbridge inc. (Enbridge) relativement à la condition 9 de l'ordonnance  
Évaluation technique mise à jour de la canalisation 9 en date du 15 juin 2014  
Dossier OF-Fac-Oil-E101-2012-10-02**

**Demande de renseignements n° 2 de l'ONÉ concernant la condition 9**

**Questions techniques**

**2.1 Résultats incomplets d'un examen non destructif de terrain**

- Référence :**
- i) Ordonnance de l'Office XO-E101-003-2014, en date du 6 mars 2014 ([A3V1F4](#), Adobe page 4 sur 14)
  - ii) Dépôt d'Enbridge relativement à la condition 9, Évaluation technique mise à jour de la canalisation 9 en date du 15 juin 2014 ([A3Y0W3](#)).

**Préambule :** La condition 9 de référence (i) précise que la référence (ii) doit s'appuyer sur les inspections internes et les travaux d'excavation réalisés par Enbridge sur la canalisation 9 en 2012 et 2013 entre les terminaux de Sarnia (SA) et de Montréal (ML).

À la page 12 de la référence (ii), Enbridge a indiqué que les résultats d'une évaluation découlant d'un examen non destructif (END) de terrain de 308 sites de fouilles jusqu'ici sont présentés dans la référence (ii).

De plus, à la page 14 de la référence (ii), Enbridge a indiqué que le tronçon du pipeline entre SA et le poste de North Westover (NW) a été inspecté en 2014 pour vérifier la dégradation du métal, la déformation ou la fissuration et que les rapports finaux de ces inspections étaient attendus en juin 2014, mais n'étaient toujours pas disponible au moment de rédiger la référence (ii) et n'ont pu être y inclus.

L'Office note qu'Enbridge proposait de mener plus de 600 fouilles sur le tronçon de la canalisation 9B (soit, de NW à ML). L'Office est d'avis que l'achèvement de la référence (ii) à l'aide d'un nombre relativement faible de résultats d'END de terrain pourrait causer des erreurs statistiques lors de l'interprétation des résultats d'inspections internes et que ces erreurs statistiques auront une incidence sur l'intégrité de

l'évaluation de la canalisation 9. C'est pourquoi l'Office demande des renseignements supplémentaires concernant les inspections internes et les excavations menées par Enbridge sur la canalisation 9 de 2012 à 2014.

**Demande :** Veuillez fournir une nouvelle version de la référence (ii) comprenant les résultats sur les inspections internes et les travaux d'excavation connexes réalisés sur la canalisation 9, comme le précise la condition 9 de l'ordonnance.

**Réponse :** Veuillez consulter l'annexe 1 : Évaluation technique mise à jour de septembre 2014 (« ÉT mise à jour de septembre 2014 »)

## 2.2 *Critères d'excavation et de réparation pour les caractéristiques de dégradation du métal*

**Référence :** i) Dépôt d'Enbridge relativement à la condition 9, Évaluation technique mise à jour de la canalisation 9, en date du 15 juin 2014 (A3Y0W3).

**Préambule :** À la page 20 de la référence (i), Enbridge avance que les caractéristiques de dégradation du métal relevées par les outils d'inspection interne à des valeurs de taux de pression de rupture (TPR) (taux de pression de rupture prévue d'une anomalie divisée par la pression nécessaire pour atteindre une contrainte sur la paroi de la conduite équivalente à 100 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée) égales ou inférieures à 1,0 **ou** d'une profondeur égale ou supérieure à 50 % de l'épaisseur de la paroi de la canalisation sont sélectionnés pour une excavation et une évaluation.

Aux pages 23 et 31 de la référence (i), Enbridge mentionne que toutes les caractéristiques répondant aux critères d'excavation du TPR de  $<1,0$  **et** de profondeur de  $>50$  % ont été inclus dans le programme de fouilles. De plus, au Tableau 4-2 de la page 24 de la référence (i), Enbridge présente ses critères de réparation pour les caractéristiques de dégradation du métal propres au terrain.

Il existe un manque d'uniformité en matière de critères d'inclusion et d'exclusion (« OU » ou « ET »), quant aux programmes de travaux d'excavation et de réparation de terrain.

**Demande :** Pour ce qui est des caractéristiques liées au métal, veuillez :

- a) confirmer les critères d'excavation et de réparation d'Enbridge ; et
- b) fournir une explication étape par étape montrant comment Enbridge évalue le TPR, y compris les précisions sur toute marge d'erreur ou de tolérance et sur toute mesure technique, formule ou norme utilisée à cet effet.

**Réponse :**

- a) Les critères pour la sélection d'une caractéristique de corrosion nécessitant une excavation incluent toutes les anomalies ayant une profondeur de  $\geq 50$  % de l'épaisseur de la paroi (ÉP) **ou** un taux de pression de rupture (TPR) de  $\leq 1,0$ . Les incohérences relevées sont des erreurs typographiques et l'ÉT mise à jour de septembre 2014, déposée en vertu de la DR 2.1, a été corrigée afin de tenir compte du fait que les caractéristiques d'une profondeur supérieure ou égale à 50 % de l'ÉP ou un TPR égal ou inférieur à 1,0, avaient été sélectionnées pour excavation et évaluation.
- b) Enbridge définit le TPR comme la pression de rupture prévue (« Pr »)

divisée par la pression nécessaire pour atteindre 100 % de la LÉMS, et la relation entre la Pr et le facteur de sécurité est démontrée ci-après.

$$TPR = \frac{Pr}{P_{100\%LÉMS}} \qquad \text{Facteur de sécurité} = \frac{Pr}{PMS}$$

Concernant les inspections internes découlant des caractéristiques de corrosion, Enbridge a aligné le facteur de sécurité lié au seuil du  $TPR \leq 1.0$ , de sorte qu'un facteur de sécurité minimal de 1,25 est établi pour le taux de la Pr par rapport à la pression maximale de service approuvée (« PMS »). À l'aide des rapports présentés ci-dessus, une Pr d'une valeur de 100 % de la LÉMS est liée à un TPR de 1,0 ( $P_{100\%LÉMS}/P_{100\%LÉMS}$ ), ou à un facteur de sécurité minimal de 1,25 ( $P_{100\%LÉMS}/P_{80\%LÉMS}$ ) pour une conduite exploitée au Canada. Enbridge a évalué que la valeur de ce facteur de sécurité est appropriée, puisqu'elle correspond au facteur de sécurité établi par un essai sous pression hydrostatique décrit à la section 8.7.3.1 de la norme CSA Z662-11 et à la section 437.4.1 de la norme ASME B31.4-2009.

Enbridge évalue le TPR de toutes les caractéristiques de corrosion, et ces travaux sont présentés en détail à la section 4.2 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014. La méthode de calcul tient compte de la marge d'erreur et les pratiques courantes de l'industrie sont observées. La méthode de calcul du TPR utilisée par Enbridge est conforme à la section 10.10.2.6 de la norme CSA Z662-11 et à la PRCI PR -3-805 référencée dans cette section de la norme CSA. La méthode de calcul du TPR qu'elle utilise suppose une limite d'élasticité minimale spécifiée (LÉMS), ce qui est conforme à la valeur déterministe utilisée dans le document PRCI PR-3-805. Ce document conclut que le calcul de la résistance restante conjuguée à un facteur de sécurité conforme au seuil du TPR est « une indication de sécurité suffisante de l'intégrité d'une conduite corrodée »<sup>1</sup>. Le défaut géométrique d'une anomalie est un élément clé du calcul du TPR et le programme de corrosion inclut la surveillance du TPR déterminé au moyen de la technologie d'inspection interne comparativement à une évaluation menée au moyen d'un examen non destructif (END) de terrain. Les résultats de cette surveillance sont présentés à la section 4.2.4.2 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014.

Le facteur de sécurité lié au critère du TPR ne constitue qu'un volet

---

<sup>1</sup> PRCI PR-3-805, page 46, conclusion 2.

du programme de corrosion et une plus grande prudence est assurée par d'autres éléments des programmes, incluant le recours à plusieurs technologies d'inspection (PFM, ultrasons et PFM circonférentiel) et la détermination de l'intervalle d'inspection interne (voir la section 4.2.6 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014).

### 2.3 Critères d'excavation et de réparation des caractéristiques de fissures

- Référence :**
- i) Dépôt d'Enbridge relativement à la condition 9, Évaluation technique mise à jour de la canalisation 9, en date du 15 juin 2014 (A3Y0W3).
  - ii) Ordonnance de l'ONÉ XO-E101-003-2014, en date du 6 mars 2014 (A3V1F4).

**Préambule :** À la page 42 de la référence (i), Enbridge indique que le facteur de sécurité lié à une caractéristique donnée (anomalie déclarée sur le tronçon du poste de North Westover [NW] à Hilton d'une profondeur > 3,0 mm) reposant sur les données d'END de terrain est de 128 % par rapport à la pression maximale de service (PMS) et que cette caractéristique persisterait à la suite d'un essai hydrostatique allant jusqu'à 125 % de la PMS.

À la page 54 de la référence (i), Enbridge a fourni les critères utilisés dans l'élaboration du programme de fouilles, incluant l'excavation des anomalies dont le facteur de sécurité estimé est égal ou inférieur à 1,25 % de la PMS (pression de rupture  $\leq 125$  % de la PMS). De plus, le Tableau 4-10 à la page 60 de la référence (i) présente les taux de pression de rupture prévue (TPRP) pour les caractéristiques de fissure en fonction de la pression de rupture ( $P_r$ ) par rapport à la pression correspondant à la limite d'élasticité minimale spécifiée (LÉMS), tandis que la Figure 4.29 à la page 60 de la référence (i) représente le TPRP en fonction de la  $P_r/PMS$ .

Afin d'évaluer la conformité d'Enbridge à la condition 9 de la référence (ii), l'Office a besoin de précisions additionnelles sur la méthodologie d'évaluation qu'utilise Enbridge pour déterminer la gravité des caractéristiques de fissure.

**Demande :** En ce qui concerne les caractéristiques de fissure, veuillez fournir :

- a) une explication étape par étape montrant comment Enbridge évalue le facteur de sécurité (soit, le seuil de 125 % de la PMS), y compris une analyse sur toute marge d'erreur ou de tolérance et toute mesure technique, formule ou norme utilisée à cet effet.

- b) une figure représentant la répartition du TPRP (selon la Pr/pression à 100 % de la LÉMS) dans un format semblable à celui de la figure 4.29. La figure doit intégrer toutes les caractéristiques de fissure relevées (après l'achèvement du programme de travaux d'excavation) à partir du terminal de Sarnia jusqu'au terminal de Montréal.

- Réponse :** a) Concernant les activités d'inspection interne liées aux caractéristiques de fissure, Enbridge a aligné le facteur de sécurité de sorte qu'un facteur de sécurité minimal de 1,25 est établi pour le taux de la Pr par rapport à la PMS.

Où 
$$\text{Facteur de sécurité} = \frac{Pr}{PMS}$$

Enbridge a estimé que cette valeur est appropriée étant donné sa conformité avec le facteur de sécurité établi par un essai sous pression hydrostatique décrit à la section 8.7.3.1 de la norme CSA Z662-11 et à la section 437.4.1 de la norme ASME B31.4-2009.

Enbridge évalue le facteur de sécurité pour toutes les caractéristiques associées aux fissures et ces travaux sont décrits à la section 4.3 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014. La méthode de calcul tient compte de la marge d'erreur et les pratiques courantes de l'industrie sont respectées. Enbridge utilise la méthode de calcul de pression de rupture prévue CorLAS<sup>MC</sup>. Il s'agit d'une des méthodes analysées dans le cadre de l'enquête publique de l'Office national de l'énergie sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs canadiens.<sup>2</sup> Ces travaux ont démontré que, quand on utilise les dimensions exactes de résistance mécanique et d'anomalie, la méthode prédit de manière prudente la pression de rupture.<sup>3</sup> Plus récemment, l'examen de Rothwell et Coote sur le CorLAS<sup>MC</sup> a démontré que la méthode comprend un facteur de sécurité partiel inhérent entre 0,93 et 1,60.<sup>4</sup> Le défaut géométrique d'une anomalie est un élément clé du calcul du CorLAS<sup>MC</sup> et le programme de fissures comprend la surveillance de la Pr déterminée par la technologie d'inspection interne comparativement à une évaluation menée au moyen d'un END de

---

<sup>2</sup> Fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et gazoducs canadiens, Office national de l'énergie, Rapport de l'enquête, MH-2-95, 1996.

<sup>3</sup> *Ibid.*, Figure IV.2 (d).

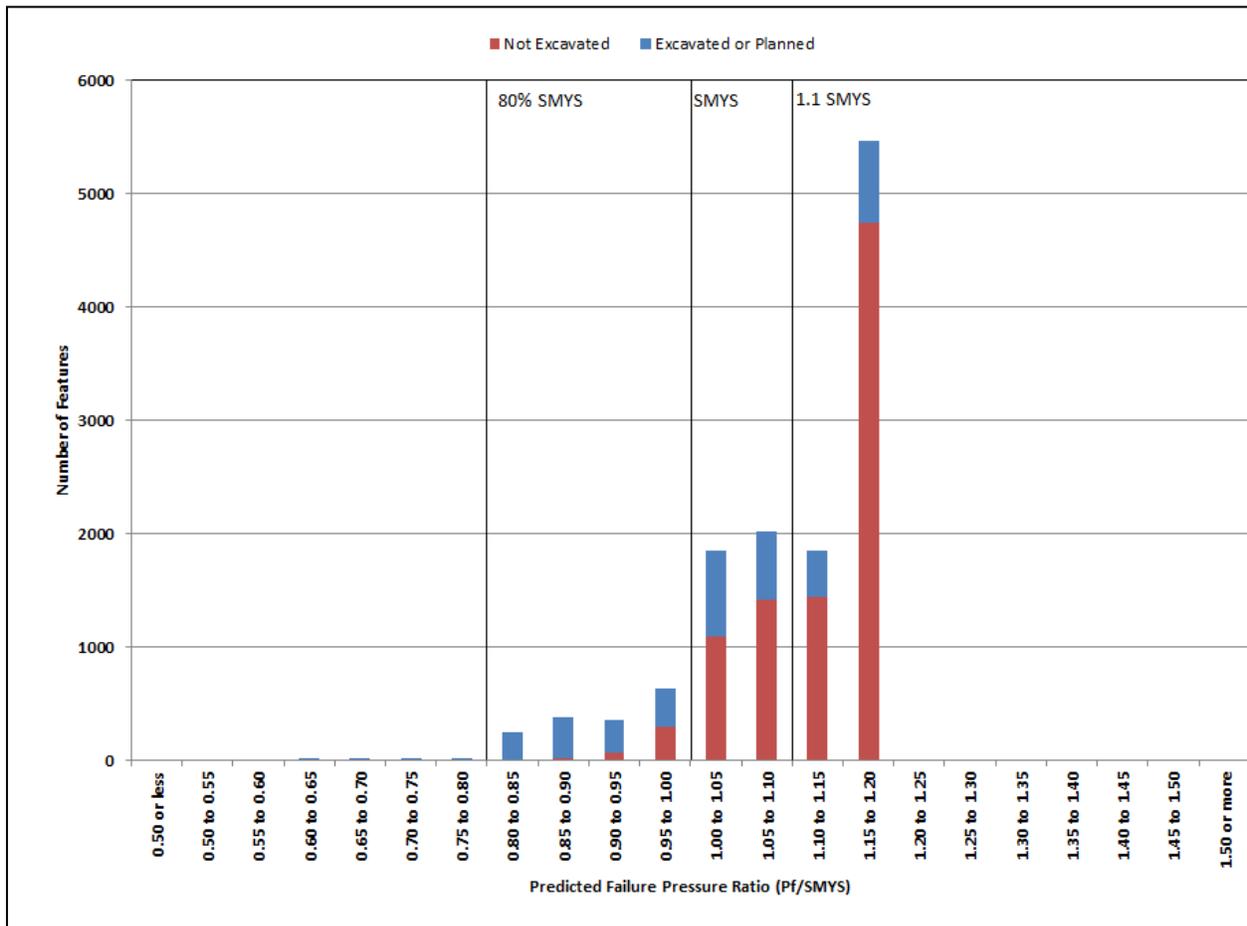
<sup>4</sup> Rothwell, A. B. et Coote, R.I, A Critical Review of Assessment Methods for Axial Planar Surface Flaws in Pipe, Proceedings Pipeline Technology, 2009, p. 14.

terrain. Les résultats découlant de cette surveillance sont décrits à la section 4.3.6 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014.

Le degré de prudence inhérente dans le cadre du CorLAS<sup>MC</sup> augmenterait avec l'ajout d'hypothèses prudentes sur la résistance mécanique (c.-à-d. l'utilisation de la LÉMS plutôt que la limite d'élasticité réelle). Enbridge suppose une limite d'élasticité minimale (LÉMS) dans le cadre de la détermination de la Pr. De même, une limite moindre des essais Charpy V est utilisée. Le calcul de résistance de la Pr qui en découle jumelé à un facteur de sécurité de 1,25 est considéré constituer une indication de sécurité suffisante de l'intégrité des conduites, lorsqu'il est utilisé dans le cadre d'un programme qui tient compte de la croissance possible. Cette méthode et la nécessité de tenir compte de la croissance future sont conformes aux sections 10.10.5 et 10.10.7 de la norme CSA Z662-11 et à la section 451.6.2.6 de ASME B31.4-2009.

Le facteur de sécurité lié au critère de la Pr ne constitue qu'un volet du programme sur les fissures et une plus grande prudence vient s'ajouter avec d'autres éléments du programme, incluant le recours à plusieurs technologies d'inspection (détection des fissures par ultrasons) et la détermination de l'intervalle d'inspection interne (voir les sections 3.4.3 et 4.3.9 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014).

- b) Pour ce qui est des inspections internes liées aux caractéristiques de fissures, Enbridge se sert de la méthode du facteur de sécurité (Pr/PMS) décrite à la section 4.3 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014 et la réponse à la DR 2.3a). La figure demandée, à titre de taux de pression de rupture prévue (« TPRP »), est présentée ci-dessous et représente la figure 4.33 de la section 4.3.3 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014. Toutes les caractéristiques d'un TPRP inférieur à 80 % de la LÉMS ont été excavées. La valeur de Pr/PMS la plus faible pour les caractéristiques non prévues pour excavation, incluant celles dont le TPRP est inférieur à 100 % de la LÉMS, est supérieure à 125 % de la PMS. Autrement dit, toutes les caractéristiques associées aux fissures d'une Pr inférieure à 125 % de la PMS ont été excavées avant la demande de mise en service d'Enbridge.



**Répartition du taux de pression de rupture prévue relatif à 100 % de la LÉMS pour toutes les caractéristiques déclarées (SA-ML)**

## 2.4 *Inspection interne de détection des défauts axiaux (DDA)*

**Référence :** i) Dépôt d'Enbridge relativement à la condition 9, Évaluation technique mise à jour de la canalisation 9, en date du 15 juin 2014 ([A3Y0W3](#)).

**Préambule :** Aux pages 20 et 21 de la référence (i), Enbridge indique que toute anomalie relevée par l'outil DDA d'un facteur de sécurité (c.-à-d. la pression de rupture divisée par la pression maximale de service (PMS)) inférieur ou égal à 1,25, est incluse au programme de fouille, conformément au programme de gestion des fissures (critères de réparation spécifiés).

Au tableau 4.1 de la page 21 de la référence (i), Enbridge présente un sommaire des inspections internes de DDA menées du poste de North Westover (NW) au terminal de Montréal. Quatre caractéristiques d'« anomalie de joint de soudure B » ont été relevées entre les postes de Hilton et de NW, dont le facteur de sécurité le plus faible était égal à 1,06.

Enbridge affirme également que les quatre caractéristiques d'anomalie de joint de soudure B étaient corrélées aux aires de réparations antérieures à la meule. Toutefois, Enbridge n'a pas clarifié si les caractéristiques d'un facteur de sécurité inférieur à 1,25 avaient été réparées, conformément aux critères spécifiés.

**Demande :** Veuillez confirmer que toutes les caractéristiques d'un facteur de sécurité inférieur à 1,25 ont été réparées. Si Enbridge a choisi de ne pas réparer les caractéristiques conformément aux critères spécifiés, veuillez fournir les précisions concernant ces caractéristiques (type, dimension, facteur de sécurité, taux de pression de rupture, emplacement, etc.)

**Réponse :** Enbridge est en mesure de confirmer que les quatre caractéristiques mentionnées dans le préambule et toutes les caractéristiques sur la canalisation 9 d'un facteur de sécurité inférieur à 1,25 ont été réparées.

## 2.5 *Programme de fouilles d'intégrité sur la canalisation 9 - travaux d'excavation annulés*

- Référence :**
- i) Dépôt d'Enbridge relativement à la condition 9, Évaluation technique mise à jour de la canalisation 9, en date du 15 juin 2014 ([A3Y0W3](#)).
  - ii) Lettre d'Enbridge réf. Changements apportés aux fouilles d'intégrité pour 2014 sur la canalisation 9, en date du 14 août 2014 ([A4A1S8](#), pages 2 et 8 de 8).

**Préambule :** À la page 12 de la référence (ii), Enbridge a indiqué que les résultats d'une évaluation END de terrain sur 308 sites d'excavation sont présentés dans ces documents. De plus, Enbridge souligne que le tronçon du pipeline entre le terminal de Sarnia et le poste de North Westover a été inspecté en 2014 afin de vérifier les dégradations de métal, les déformations ou fissurations et, que les rapports finaux de ces inspections étaient attendus en juin 2014, mais n'étaient toujours pas disponibles au moment de rédiger la référence (ii) et n'y étaient donc pas inclus.

Selon les données calibrées de la taille des caractéristiques et la réévaluation, la référence (ii) indique qu'Enbridge a déterminé que 162 fouilles d'intégrité prévues à l'origine sont inutiles pour le moment et que la Société s'engage à surveiller les changements possibles de ces caractéristiques au fil du temps.

L'Office demande des renseignements supplémentaires sur ces caractéristiques non excavées.

**Demande :** Sur les 162 fouilles d'intégrité qu'Enbridge estime inutiles actuellement, veuillez préciser les 20 anomalies critiques dont le facteur de sécurité est le plus faible. Pour chacune de ces caractéristiques, veuillez préciser, le type d'anomalie, la profondeur et la longueur, le taux de pression de rupture et l'évaluation de la durée de vie restante, selon la pression maximale de service approuvée par l'Office.

**Réponse :** Comme demandé, Enbridge a relevé les 20 caractéristiques au facteur de sécurité le plus faible des 162 fouilles d'intégrité non requises actuellement. Le type de caractéristique, la profondeur et la longueur, le facteur de sécurité et l'évaluation de la durée de vie restante, selon la pression maximale de service approuvée par l'Office, ont été inclus pour chacune des anomalies énumérées ci-dessous. Toutes ces caractéristiques sont des anomalies similaires à des fissures ou des zones de fissure, donc présentées avec un facteur de sécurité plutôt qu'un taux de pression de rupture. Tel que précisé à la section 4.3 de l'ÉT mise à jour de septembre 2014, le programme de travaux d'excavation et de réparation d'Enbridge

portant sur la gestion des fissures est fondé sur une méthode qui tient compte du facteur de sécurité et non du taux de pression de rupture. Aucune des 20 caractéristiques énumérées ci-dessous ou anomalie comprise dans les 162 fouilles ne possède un facteur de sécurité de moins de 125 % de la pression maximale de service approuvée par l'Office.

| Tronçon | Poteau kilométrique | Soudure circulaire | Type de caractéristique | Profondeur (mm) | Longueur (mm) | Facteur de sécurité | Évaluation de la durée de vie restante (année) |
|---------|---------------------|--------------------|-------------------------|-----------------|---------------|---------------------|--|
| HL à NW | 3184,24             | 26850              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,2             | 481           | 1,251               | 63   |
| HL à NW | 3153,67             | 53620              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,5             | 387           | 1,252               | 75   |
| CD à HL | 3409,60             | 18360              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 0,8             | 241           | 1,254               | 152  |
| CD à HL | 3333,00             | 85730              | ZONE DE FISSURE         | 1,0             | 727           | 1,254               | 78   |
| CD à HL | 3389,33             | 36410              | ZONE DE FISSURE         | 1,0             | 1118          | 1,255               | 66   |
| CD à HL | 3337,66             | 81450              | ZONE DE FISSURE         | 1,3             | 816           | 1,260               | 78   |
| CD à HL | 3333,56             | 85210              | ZONE DE FISSURE         | 1,3             | 611           | 1,260               | 78   |
| HL à NW | 3184,94             | 26240              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,0             | 909           | 1,263               | 61   |
| CD à HL | 3362,85             | 59270              | ZONE DE FISSURE         | 1,0             | 812           | 1,265               | 76   |
| HL à NW | 3172,32             | 37400              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,2             | 163           | 1,268               | 64   |
| HL à NW | 3167,13             | 41910              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,5             | 477           | 1,268               | 76   |
| HL à NW | 3204,87             | 8820               | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,5             | 207           | 1,271               | 71   |
| CD à HL | 3333,90             | 84910              | ZONE DE FISSURE         | 1,0             | 453           | 1,273               | 78   |
| CD à HL | 3333,56             | 85210              | ZONE DE FISSURE         | 1,0             | 432           | 1,275               | 78   |
| CD à HL | 3357,56             | 63810              | ZONE DE FISSURE         | 1,3             | 498           | 1,276               | 78   |
| HL à NW | 3172,87             | 36920              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,3             | 409           | 1,276               | 65   |
| ML à CD | 3598,51             | 35120              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,5             | 221           | 1,279               | 41   |
| CD à HL | 3337,66             | 81450              | ZONE DE FISSURE         | 1,2             | 531           | 1,280               | 78   |
| CD à HL | 3333,90             | 84910              | ZONE DE FISSURE         | 1,3             | 395           | 1,280               | 78   |
| HL à NW | 3133,57             | 71430              | SIMILITUDE DE FISSURE   | 1,2             | 238           | 1,282               | 91   |



**Pipelines Enbridge inc.**

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

**ÉVALUATION TECHNIQUE À JOUR DU PIPELINE, SEPTEMBRE  
2014**

**Déposé en vertu des conditions 9, 11 et 19  
de l'ordonnance XO-E101-003-2014 de l'Office national de  
l'énergie**

**22 septembre 2014**

## TABLE DES MATIÈRES

|   |    |
|---|----|
| SOMMAIRE .....  | 11 |
| 2. RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET .....   | 15 |
| 2.1 Contexte du projet .....  | 15 |
| 2.2 Évaluation technique .....  | 16 |
| 3. DOSSIERS DU PIPELINE.....  | 16 |
| 3.1 Caractéristiques 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 pendant l'exploitation .....                         | 18 |
| 3.4.3 Historique des inspections internes.....                                | 19 |
| 3.4.4 Gestion des risques d'exploitation .....                                | 19 |
| 4. ÉVALUATION de l'aptitude fonctionnelle .....                               | 20 |
| 4.1 Identification des menaces.....   | 20 |
| 4.2 Programme de gestion de la corrosion.....                                 | 21 |
| 4.2.1 Aperçu .....  | 21 |
| 4.2.2 Excavation et critères de réparation .....                              | 23 |
| 4.2.3 Perte de métal Résultats d'inspections.....                             | 25 |
| 4.2.4 Exactitude des données d'inspection interne sur la perte de métal ..... | 30 |
| 4.2.5 Probabilité de détection et de mesure – Perte de métal.....             | 36 |
| 4.2.6 Détermination de l'intervalle de réévaluation.....                      | 37 |
| 4.2.7 Contrôle de la corrosion externe .....                                  | 45 |
| 4.2.8 Programme de corrosion interne.....                                     | 49 |
| 4.2.9 Observations et conclusions du programme de perte de métal .....        | 49 |
| 4.3 Programme de gestion des fissures.....                                    | 49 |
| 4.3.1 Résultats de l'inspection interne de détection de fissures .....        | 51 |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 4.3.2  | Comparaison des données d'inspection interne de détection de fissures de 2012 et 2014 avec les données d'inspection interne de détection de fissures précédentes ..... | 60  |
| 4.3.3  | Programme d'excavation et de réparations. ....   | 66  |
| 4.3.4  | Évaluation statistique du programme de fouilles .....  | 72  |
| 4.3.5  | Résultats du programme de réparation.....  | 73  |
| 4.3.6  | Analyse des tendances pour la profondeur et la pression de rupture prévue .....  | 80  |
| 4.3.7  | Probabilité de détection (« PDD ») et probabilité de mesure de la profondeur (« PDP ») .....   | 89  |
| 4.3.8  | Rendement de la technologie d'inspection interne de fissures pour les défauts de fissuration associés à une perte de métal .....                                       | 95  |
| 4.3.9  | Durée de vie restante de fissures et détermination de l'intervalle d'inspection ..   | 98  |
| 4.3.10 | Observations et conclusions du programme d'inspection des fissures.....  | 108 |
| 4.4    | Programme de gestion des dommages mécaniques.....  | 109 |
| 4.4.1  | Prévention des dommages causés par des tiers .....   | 109 |
| 4.4.2  | Inspection des dommages mécaniques .....   | 109 |
| 4.4.3  | Résultats du programme de gestion des dommages mécaniques .....  | 111 |
| 4.4.4  | Résumé et conclusion des dommages mécaniques.....  | 115 |
| 4.5    | Programme de gestion des géorisques .....  | 116 |
| 4.5.1  | Gestion des pentes.....  | 116 |
| 4.5.2  | Gestion des franchissements des cours d'eau .....  | 116 |
| 4.5.3  | Gestion de mouvement du pipeline.....  | 117 |
| 4.5.4  | Inspections et études sur les géorisques .....   | 118 |
| 4.5.5  | Répercussion de l'inversion de la canalisation sur la gestion des géorisques .....   | 118 |
| 5.     | ACTIVITÉS PLANIFIÉES AVANT L'INVERSION DU DÉBIT.....   | 118 |
| 6.     | CONCLUSION.....  | 118 |
| 7.     | RÉFÉRENCES .....   | 118 |

## LISTE DES TABLEAUX

|             |  |    |
|-------------|--|----|
| Tableau 4-1 | – Sommaire de l'inspection DDA .....                                       | 24 |
| Tableau 4-2 | – Critères de réparation de perte de métal d'Enbridge .....                | 29 |
| Tableau 4-3 | – Sommaire PDD et PDC pour les outils de détection de perte de métal ..... | 37 |
| Tableau 4-4 | – VPC moyenne et VPC du 95 <sup>e</sup> percentile.....                    | 37 |
| Tableau 4-5 | – Lignes directrices de l'industrie sur les VPC externes.....              | 38 |
| Tableau 4-6 | – TPR et intervalles de réévaluation de la profondeur.....                 | 44 |

|  |     |
|--|-----|
| Tableau 4-7 – Nomenclature DFUS de la classification des éléments.....   | 52  |
| Tableau 4-8 – Résumé des éléments déclarés par les outils pour les inspections internes de détection de fissures de 2012, 2013, 2014 (SA-ML).....                  | 54  |
| Tableau 4-9 – Comparaisons du nombre d'éléments déclarés par les outils au cours des inspections de 2012 et 2014 par rapport aux inspections de 2004 et 2008 ..... | 61  |
| Tableau 4-10 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2014 (SA-NW) .....                          | 91  |
| Tableau 4-11 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2012 (NW-HL) .....                          | 91  |
| Tableau 4-12 4-12 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2013 (HL-CD).....                      | 92  |
| Tableau 4-11 4-13 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2012 (CD-ML).....                      | 93  |
| Tableau 4-14 – Données de pression du trimestre le plus grave pour chaque tronçon de station de pompage (SA-ML) .....  | 102 |
| Tableau 4-15 – Programme d'inspection interne des fissures pour la canalisation 9 (SA-ML)..  | 108 |

## LISTE DES FIGURES

|   |    |
|---|----|
| Figure 2.1 – Carte du réseau du Projet.....   | 15 |
| Figure 4.1 Définition du type d'élément de perte de métal du Forum des exploitants de pipelines.....                              | 23 |
| Figure 4.2 Pourcentage des gammes d'épaisseur de perte de métal (SA-ML) de l'outil PFM sur la canalisation 9 de 2012 à 2014 ..... | 26 |
| Figure 4.3 Pourcentage des gammes d'épaisseur de perte de métal (SA-ML) de l'outil MPUS sur la canalisation 9 de 2012 à 2014..... | 27 |
| Figure 4.4 Pourcentage des gammes d'épaisseur de perte de métal (SA-ML) de l'outil DDA sur la canalisation 9 de 2012 à 2014 ..... | 28 |
| Figure 4.5 – Probabilité de détection en fonction de la profondeur du défaut de perte de métal .....                              | 30 |
| Figure 4.6 Schéma d'unité de perte de métal pour la canalisation 9 de SA-NW en 2014 .....   | 32 |
| Figure 4.7 Schéma d'unité de perte de métal pour la canalisation 9 de NW-HL en 2012 .....   | 33 |
| Figure 4.8 Schéma d'unité de perte de métal pour la canalisation 9 HL-CD en 2012.....   | 34 |

|   |    |
|---|----|
| Figure 4.9 Schéma d'unité de perte de métal pour la canalisation 9 CD-ML en 2012 .....  | 35 |
| Figure 4.10 – Gravité du TPR prévu pour la canalisation 9 SA-NW en 2021 .....   | 40 |
| Figure 4.11 – Gravité du TPR prévu en pour la canalisation 9 SA-NW en 2028 .....  | 41 |
| Figure 4.12 – Gravité du TPR prévu en pour la canalisation 9 NW-HL en 2018 .....  | 41 |
| Figure 4.13 – Gravité du TPR prévu en pour la canalisation 9 du NW-HL en 2020 .....   | 42 |
| Figure 4.14 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 HL-CD .....   | 42 |
| Figure 4.15 – Gravité de la profondeur prévue en 2019 canalisation 9 HL-PC .....  | 43 |
| Figure 4.16 – Gravité du TPR prévu en 2017 pour la canalisation 9 CD-HL .....   | 43 |
| Figure 4.17 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 CD-ML .....   | 44 |
| Figure 4.18 – Profil de PMS pour la canalisation 9 (SA au ML) .....   | 51 |
| Figure 4.19 – Répartition de la profondeur, tous les éléments déclarés (SA-ML) .....  | 56 |
| Figure 4.20 – Nombre total d'éléments déclarés par rapport au chaînage (SA-ML) .....  | 57 |
| Figure 4.21 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (SA-ML) ..  | 58 |
| Figure 4.22 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (SA-ML) ..  | 59 |
| Figure 4.23 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (SA-ML) ..  | 60 |
| Figure 4.24 – Comparaison des profondeurs d'éléments déclarés entre les inspections de 2012<br>et 2014 et les inspections de 2004 et 2008 (SA-ML) .....                 | 62 |
| Figure 4.25 – Comparaison du nombre total d'éléments déclarés par rapport au chaînage entre<br>les inspections de 2012 et 2014 et de 2004 et 2008 (SA-ML) .....         | 63 |
| Figure 4.26 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2014 et<br>de 2004 et 2008 .....   | 64 |
| Figure 4.27 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2014 et<br>de 2004 et 2008 .....   | 65 |
| Figure 4.28 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2014 et<br>de 2004 et 2008 .....   | 66 |
| Figure 4.29 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue pré-étalonnage (CD-ML) ...   | 68 |
| Figure 4.30 – Schéma en boîte représentant la précision de la zone d'éléments d'indication de<br>fissures et d'indication d'entailles présumée dans le calcul PRP ..... | 69 |
| Figure 4.31 – Schéma en boîte représentant la réduction de la mesure prudente de l'estimation<br>de la PRP des éléments de zones de fissures .....                      | 72 |

|  |     |
|--|-----|
| Figure 4.32 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, pour tous les éléments déclarés (SA-ML) .....  | 74  |
| Figure 4.33 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, pour tous les éléments déclarés (SA-ML) .....  | 75  |
| Figure 4.34 Taux de pression de rupture prévue (faux négatifs) .....   | 79  |
| Figure 4.35 Durée de vie restante des faux négatifs .....  | 80  |
| Figure 4.36 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2014 (SA-NW).....  | 81  |
| Figure 4.37 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2014 (SA-NW).....  | 82  |
| Figure 4.38 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (NW-HL).....  | 83  |
| Figure 4.39 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (NW-HL).....  | 83  |
| Figure 4.40 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2013 (HL-CD) .....   | 84  |
| Figure 4.41 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2013 (HL-CD) .....   | 85  |
| Figure 4.42 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (CD-ML) .....   | 85  |
| Figure 4.43 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (CD-ML) .....   | 86  |
| Figure 4.44 – Profondeurs mesurées sur le terrain et profondeurs de l'outil d'inspection interne (fissures et perte de métal) combinées .....  | 96  |
| Figure 4.45 – Pertinence de la corrélation à des fins particulières des profondeurs mesurées sur le terrain et des profondeurs de l'outil d'inspection interne (fissures et perte de métal) combinées.....     | 97  |
| Figure 4.46 – Profondeur des schémas d'unité selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associées (CD-ML) .....  | 97  |
| Figure 4.47 – Pertinence de la corrélation à des fins particulières de la profondeur des schémas d'unité selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associés (CD-ML) .....                   | 98  |
| Figure 4.48 – Résultats du cycle de comptage des demi-cycles pour les cinq stations de pompage du SA au ML basés sur le trimestre le plus grave ayant servi dans l'évaluation de la durée de vie restante..... | 103 |

|   |     |
|---|-----|
| Figure 4.49 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 ( $\Delta K$ ) ..... | 105 |
| Figure 4.50 Évaluation déterministe de la durée de vie restante des éléments déclarés lors de la DFUS de la canalisation 9 (SA-ML) .....  | 107 |
| Figure 4.51 – Canalisation 9 (SA-NW), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2014 du BH Gemini. ....   | 112 |
| Figure 4.52 – Canalisation 9 (NW-HL), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du BH Gemini. ....   | 112 |
| Figure 4.53 – Canalisation 9 (CD-HL), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR. ....   | 113 |
| Figure 4.54 – Canalisation 9 (CD-ML), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR. ....   | 114 |

## 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>CD</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 fissure  |
| <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> | Soudure à l'arc sous double flux en poudre                     |
| <b>ÉT</b>                   | Évaluation technique   |
| <b>SRÉ</b>                  | Soudure par étincelage électrique                              |
| <b>Enbridge</b>             | Pipeline 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>HL</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 des 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>       | Pipeline d'Enbridge reliant Sarnia à Montréal                  |
| <b>Canalisation 9A</b>      | Tronçon de la canalisation 9 reliant Sarnia à North Westover   |
| <b>Canalisation 9B</b>      | Tronçon de la canalisation 9 reliant North Westover à Montréal |
| <b>[pas de sigle en fr]</b> | Soudure de joint longitudinal                                  |
| <b>m<sup>3</sup></b>        | mètre cube   |

## GLOSSAIRE

|                              |   |
|------------------------------|---|
| <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>ML</b>                    | Terminal de Montréal  |
| <b>VCP</b>                   | Vanne de canalisation principale  |
| <b>PMS</b>                   | Pression maximale de service  |
| <b>MPa</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>NW</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, approuvant le projet                                      |
| <b>PSP</b>                   | Programme de sensibilisation du 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 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  |
| <b>[pas de sigle en fr]</b>  | Emprise   |

## GLOSSAIRE

|                             |  |
|-----------------------------|--|
| <b>TPR</b>                  | Taux de pression de rupture, la pression de rupture prévue divisé par 100 % de la LEMS |
| <b>[pas de sigle en fr]</b> | Sédiments et eau   |
| <b>SA</b>                   | Terminal de Sarnia   |
| <b>FCC</b>                  | Fissures par corrosion sous contrainte   |
| <b>LEMS</b>                 | Limite d'élasticité minimale spécifiée   |
| <b>TB</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 de cours d'eau  |
| <b>[pas de sigle en fr]</b> | Épaisseur de la paroi  |

## SOMMAIRE

Ce document (« ET à jour de septembre 2014 ») présente la révision de l'évaluation technique à jour (« ET à jour ») de la canalisation 9 depuis le terminal de Sarnia (« SA ») au terminal de Montréal (« ML ») (« canalisation 9 ») déposé en vertu de l'ordonnance XO-E101-003-2014 (« ordonnance ») en juin 2014<sup>1</sup>, qui met à jour les ET déposées en 2012 pour la canalisation 9<sup>2</sup> et la canalisation 9B<sup>3</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 récentes.

En mars 2014, à la suite de l'instance OH-002-2013 de l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), le Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (« Projet ») a été approuvé. 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 (ET à jour) 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> L'ET à jour pour le Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 a été déposée le 16 juin 2014, dépôt A61068

<sup>2</sup> La présente ET à jour repose la mise à jour de [l'évaluation technique](#) du Projet pour la canalisation 9A, déposée auprès de l'ONÉ le 5 mars 2012, dépôt A2Q77.

Enbridge a également déposé une [Évaluation technique de la canalisation 9A](#) le 8 août 2011, pièce B-01H, dépôt 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 A52381

<sup>3</sup> [L'évaluation technique](#) du Projet pour la canalisation 9B a été déposée auprès de l'ONÉ, le 12 novembre 2012, pièce B1-15, dépôt 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 pour les fissures et la corrosion y compris la profondeur et la longueur;
- e) les résultats de l'inspection annuelle menée en 2012 pour le réseau de protection cathodique.

Le 4 septembre 2014, l'ONÉ a adressé une demande de renseignements (« DR ») 2.1 enjoignant Pipelines Enbridge inc. (« Enbridge ») de présenter une nouvelle ET à jour qui intègre les résultats de toutes les inspections internes et les travaux d'excavation connexes réalisés sur la canalisation 9 comme précisée à la condition 9 de l'ordonnance. Le présent document, l'ET à jour de septembre 2014, porte sur cette demande.

Comme pour les ET originales, l'ET à jour de septembre 2014 démontre que le Projet, qui comprend l'ajout possible de produits de 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 SA et le ML répond aux critères d'aptitude fonctionnelle indépendamment de la direction du débit, du produit transporté ou de la capacité annuelle du pipeline. Cette conclusion s'appuie sur les résultats de l'ET à jour de septembre 2014, tels que présentés dans ce document.

En résumé, l'ET à jour de septembre 2014 conclut que :

- Le Projet répond à toutes les exigences réglementaires de sécurité;
- l'achèvement des inspections internes de 2012 à 2014, les analyses associées et le programme de fouilles exhaustif réaffirment que l'exploitation de la canalisation 9 est fiable et sécuritaire avec un écoulement inversé, 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 en matière de gestion des menaces sur la canalisation 9.

Voici un résumé des évaluations de l'intégrité de l'aptitude fonctionnelle complétée depuis que les ET originales ont été déposées auprès de l'ONÉ :

### **Corrosion**

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 PC et de

corrosion interne, portant sur les inspections internes et les programmes de fouilles exhaustifs 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 à haute résolution liées à la perte de métal ont été menées sur divers tronçons de la canalisation 9. Récemment, chaque tronçon de la canalisation 9 a été inspecté avec trois outils d'inspection interne différents provenant de trois fournisseurs différents afin d'augmenter la fiabilité du programme de 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 préventive et en temps opportun. Les résultats obtenus démontrent l'efficacité des inspections internes et des programmes de fouilles actuels en matière de gestion de l'intégrité des éléments de perte de métal sur la canalisation 9; aucun défaut majeur ou anomalie n'a été signalé par l'outil ou observé sur le terrain. Les programmes établis en vue de gérer la corrosion interne et externe sur le réseau pipelinier d'Enbridge sont adaptés de manière à respecter ou à dépasser les exigences en vigueur concernant 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 adéquate à l'aide du programme de gestion de la corrosion du pipeline en question. Les résultats de l'ET de septembre 2014 présentés dans ce document appuient 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 en fonction des progrès tirés de 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 fissures à haute résolution, suivies de l'élaboration de programmes de fouilles exploratoires sur le terrain. Les résultats provenant des programmes de fouilles 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 ». D'autres précisions sur l'étalonnage figurent dans le présent ET à jour de septembre 2014. Les résultats d'études sur le terrain obtenus au cours d'un examen non destructif (« END ») réalisé sur 989 sites de fouille<sup>4</sup> figurent dans cette ET à jour de septembre 2014.

Le programme de détection des fissures a démontré un très haut degré de fiabilité. Le défaut identifié avec une pression de rupture prévue (« PRP ») à moins de 125 % de la PMS associée au terrain a été détecté au moyen du programme de détection des fissures. 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 ni requises pour gérer les fissures de la canalisation 9. Les programmes établis en vue de gérer la

---

4

fissuration causée par l'usure et la fissuration causée par l'environnement, comme la fissuration par corrosion sous contrainte (« FCC »), sur le réseau pipelinier 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 de septembre 2014 sont basés sur les plus récentes inspections internes et sur les programmes de fouilles associés. Les évaluations de rendement des outils et de la durée de vie restante présentées dans le présent document appuient cette évaluation.

### **Dommages mécaniques**

La surveillance et l'identification des dommages mécaniques sur la canalisation 9 ont été effectuées par de nombreuses inspections internes au compas d'épaisseur à haute résolution. Depuis 1975, 50 inspections ont été menées sur divers tronçons portant sur les passages d'inspections internes liées à la perte de métal. Les leçons retenues sur les incidents antérieurs relatifs aux dommages mécaniques 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 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 planifiée et contrôlée. Le site de fouille 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 consacrés à la gestion des risques associés aux dommages mécaniques, y compris les dommages causés par un tiers, ne seront pas modifiés en raison du Projet. La menace de dommages mécaniques sur la totalité de la canalisation 9 n'augmentera pas par suite de l'inversion du débit du pipeline. Les résultats de l'ET de septembre 2014 présentés dans ce document appuient cette évaluation.

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

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

Même si le présent ET à jour de septembre 2014 démontré l'exploitation sécuritaire et fiable de la canalisation 9 avec un écoulement inversé à des PMS, 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.

## 2. RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET

### 2.1 Contexte du projet

Enbridge a déposé une demande auprès de l'ONÉ le 29 novembre 2012, en vue d'inverser le sens d'écoulement d'un tronçon de la canalisation 9 qui se situe entre le poste de North Westover « NW », en Ontario, et le terminal de Montréal, au Québec (« canalisation 9B ») et d'accroître simultanément la capacité annuelle globale de la canalisation 9 du SA au ML.

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 »).

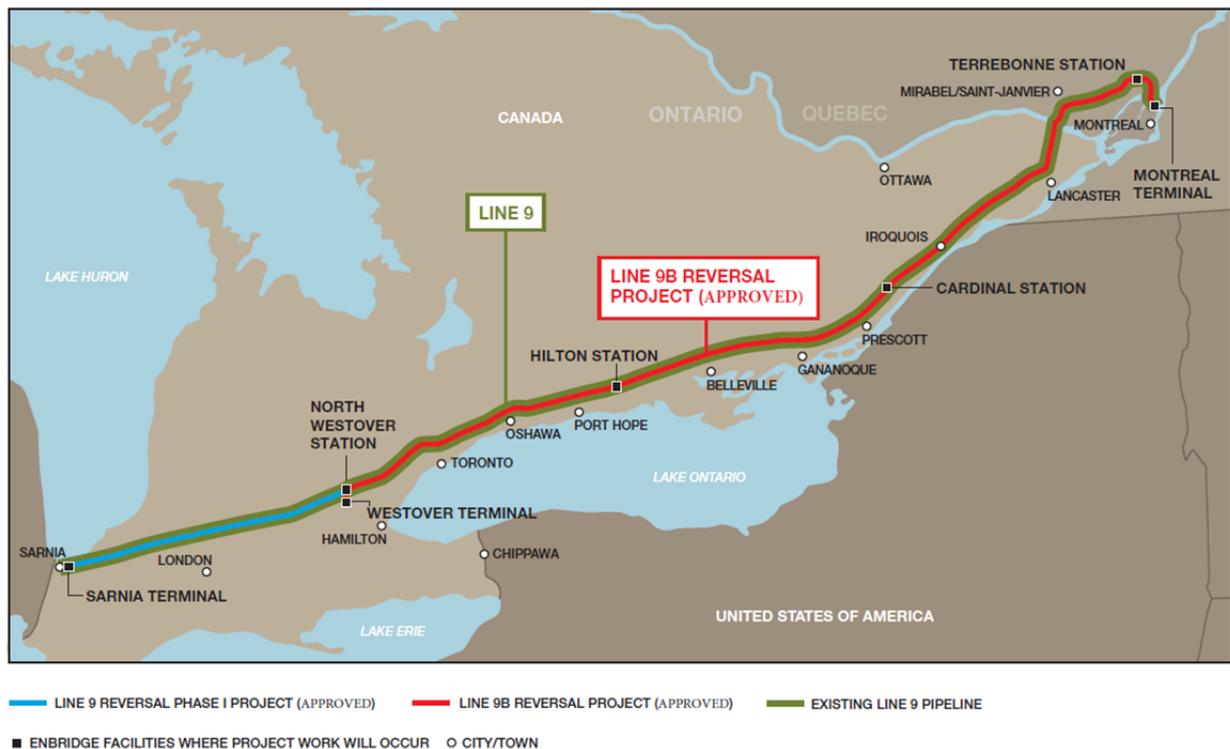


Figure 2.1 – Carte du réseau du Projet

## 2.2 Évaluation technique

L'ET à jour de septembre 2014 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 activités suivantes :

- 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 fiches historiques portait une attention particulière à la conception, aux matériaux, à la construction, aux essais sous pression, à l'exploitation, à l'inspection et à l'historique de l'entretien de la canalisation 9.

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

- une évaluation des conclusions des inspections pour détecter les pertes de métal menées en 2012 et 2014;
- une évaluation des conclusions des inspections de l'état géométrique menées en 2012 et 2014;
- une évaluation des conclusions des inspections de la fissuration menées en 2012, 2013 et 2014.

## 3. DOSSIERS DU PIPELINE

Veuillez consulter la rubrique 3 des ET originales.

### 3.1 Caractéristiques techniques du pipeline

Veuillez consulter la rubrique 3.1 des ET originales.

#### 3.1.1 Propriétés mécaniques

Veuillez consulter la section 3.1.1 des l'ET originales.

### 3.2 Renseignements sur l'exploitation

#### 3.2.1 Expérience opérationnelle

La canalisation 9 entre le SA et le ML 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 SA, transportant du condensat et du pétrole brut sulfureux et peu sulfureux.

L'intégrité du pipeline a été maintenue grâce à une série 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 SA et ML sera maintenue aux pressions précisées dans le document de mise en service de la canalisation 9, en 1999.<sup>5</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.

---

<sup>5</sup> Les ordonnances OPLO-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.

### **3.4.2 Fuites et ruptures pendant l'exploitation**

Veillez consulter la rubrique 3.5.2 de l'ET originale pour 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 pour la canalisation 9B a été ultérieurement mis à jour.<sup>6</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 d'END. D'autres précisions sont fournies à la section 4.4 de la présente ET à jour de septembre 2014.

---

<sup>6</sup> Prière de consulter la réponse à la [DR 1.8.a de l'Ontario](#), dépôt A317A5.

### **3.4.3 Historique des inspections internes.**

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 les pertes de métal, les fissures et les dommages mécaniques 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 d'exploitation**

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 vidange actuel de la pompe et augmentent pour les tronçons de conduite qui sont du côté aspiration actuel de la pompe. Dans l'ensemble, puisque la majorité des éléments de fissures actuelles se trouvent aux postes de vidange, 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 vidange et aspiration 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 d'une 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 SA et ML, tel que précisé dans la méthodologie PIV déposée conformément à la condition 16.<sup>7</sup> À la suite de cette analyse, il a été convenu que des vannes additionnelles seront placées le long de la canalisation 9 avant le démarrage du Projet, 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 SA et ML se déroulent de façon indépendante du Projet.

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

#### **4. ÉVALUATION DE L'APTITUDE FONCTIONNELLE**

##### **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>7</sup> La [Méthodologie et résultats du positionnement intelligent de vannes sur la canalisation 9](#) a été déposé à l'ONÉ le 9 juin 2014 (dépôt 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 de fouilles exploratoires.
- L'évaluation et l'excavation des éléments identifiés comme étant connexes par les fournisseurs d'outils d'inspections internes (p. ex. bosselure avec perte de métal).
- Enbridge reconnaît la possibilité que les éléments de fissures que déclarent les inspections internes soient connexes à la perte de métal; ainsi, l'évaluation de la durée de vie restante de tous les éléments de fissures non excavés comprend 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 PC 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.

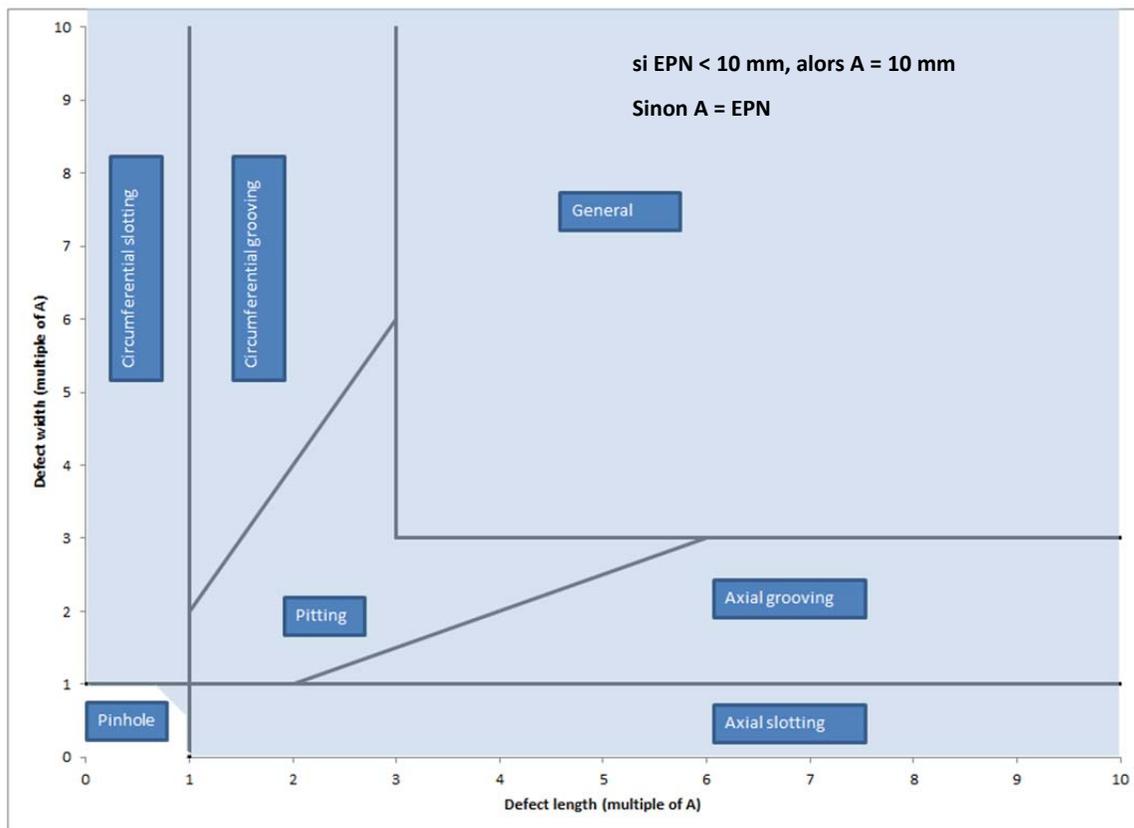
Les informations détaillées concernant l'état de l'intégrité du pipeline sont obtenues grâce aux inspections internes de perte de métal à haute résolution. Il y a eu 38 passages d'inspection interne pour la perte de métal effectués sur divers tronçons de la canalisation 9 depuis 1979 avec 22 inspections 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 en fonction de leur morphologie (c'est-à-dire longueur et largeur) selon la définition du Forum des exploitants de pipelines (Pipeline Operators Forum)<sup>8</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'est-à-dire, 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 bleue claire de la Figure 4.1 représentent le large éventail de couverture en combinant les capacités des outils de PFM, ultrasons et de 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'est-à-dire, PFM, ultrasons et PFM circonférentiel) afin d'augmenter la fiabilité des programmes de perte de métal en matière de gestion efficace des menaces potentielles associées à la perte de métal. L'outil DDA est un outil PFM circonférentiel exclusif de Rosen.

Les tronçons de la canalisation 9 entre SA et ML ont tous été inspectés en 2012 et 2014, et les résultats de ces inspections figurent à la section 4.2.3 de la présente à jour de septembre 2014.

---

<sup>8</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 d'établir les meilleures pratiques, augmentant ainsi 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.



**Figure 4.1 Définition du type d'élément de perte de métal du 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>9</sup> égaux ou inférieurs à 1,0 ou ayant des profondeurs égales ou supérieures à 50 % de l'épaisseur de la paroi (« ÉP ») de la canalisation sont sélectionnés pour une excavation et une évaluation. Un TPR de 1,0 est égal à 100 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée (« LEMS »). 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

<sup>9</sup> Le TPR est le taux de résistance associé à un défaut par rapport à la résistance nominale de la canalisation. Les valeurs de TPR supérieures à 1.0 correspondent à des anomalies de corrosion qui n'affectent pas la résistance du matériau fabriqué.

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 estimée de façon prudente pour ces éléments en utilisant CorLAS<sup>MC</sup> et tout élément ayant un facteur de sécurité inférieur ou égal à 1,25 de la PMS est inclus dans le programme de fouilles dans le cadre du programme de gestion des fissures. Les résultats de cette évaluation et le résumé des éléments d'entailage axial et d'anomalies de soudure de joint figurent dans le Tableau 4-1.

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

|       | Perte de métal classifiée comme entailage axial |                         |                  | Anomalie de soudure de joint A/B |                         |                  |
|-------|---|-------------------------|------------------|----------------------------------|-------------------------|------------------|
|       | Nombre d'éléments                               | Profondeur maximale (%) | PRP/PMS minimale | Nombre d'éléments                | Profondeur maximale (%) | PRP/PMS minimale |
| SA-NW | 173   | 39                      | 1,42             | 10                               | 35                      | 1,60             |
| NW-HL | 78  | 39                      | 1,29             | 4                                | 40                      | 1,06             |
| HL-CD | 37  | 31                      | 1,32             | 1                                | 21                      | 1,56             |
| CD-ML | 79  | 45                      | 1,35             | 6                                | 23                      | 1,34             |

NW-SA : Même si aucun des éléments d'anomalie de soudure de joint A/B déclarés ne répondait aux critères d'excavation, des fouilles de validation ont été effectuées afin d'évaluer deux des 10 éléments. Ces deux éléments d'anomalie de soudure de joint indiqués par le DDA ayant une profondeur de 21 % et de 22 % avaient été observés sur le terrain comme étant des défauts de corrosion ayant une profondeur de 14 % et de 15 % respectivement. Aucune fissure n'était associée à ces défauts de corrosion.

NW-HL : Les quatre éléments d'anomalie de soudure de joint B ont été déclarés sur deux joints de la conduite qui avaient tous deux été excavés dans le cadre de programmes de fouilles historiques antérieures à l'inspection de DDA de septembre 2012. Les quatre éléments d'anomalie de joint B étaient liés aux aires de réparations à la meule antérieures et ont donc été évalués comme éléments de perte de métal et non comme éléments de fissure. L'examen des rapports END a confirmé que ces réparations à la meule ont été soumises à une évaluation de la résistance restante conformément à l'article 10.11.2 de la norme CSA Z -662-11 et ont un

TPR associé >1.0. Donc, ces réparations à la meule avaient déjà été réparées et revêtues et n'étaient pas incluses dans le programme de fouilles réalisées récemment en tant qu'élément après réparation, car ils ont des coefficients de sécurité supérieurs à 1,25. De plus, aucun élément de fissure n'a été déclaré sur les deux joints de la conduite selon les données actuelles d'inspection interne des fissures pour NW-HL.

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

CD-HL : Deux des six éléments d'anomalie de soudure de joint B étaient liés aux réparations à la meule antérieure adjacentes au joint de soudure longitudinal des fouilles réalisées en 2010 et 2011.

Il ne reste aucun élément d'anomalie de soudure de joint non atténué ayant un coefficient inférieur à 1,25 de la PMS sur la canalisation 9.

#### **4.2.3 Perte de métal Résultats d'inspections**

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 sur les tronçons de la canalisation 9 sont présentés dans la Figure 4.2 à la Figure 4.4.

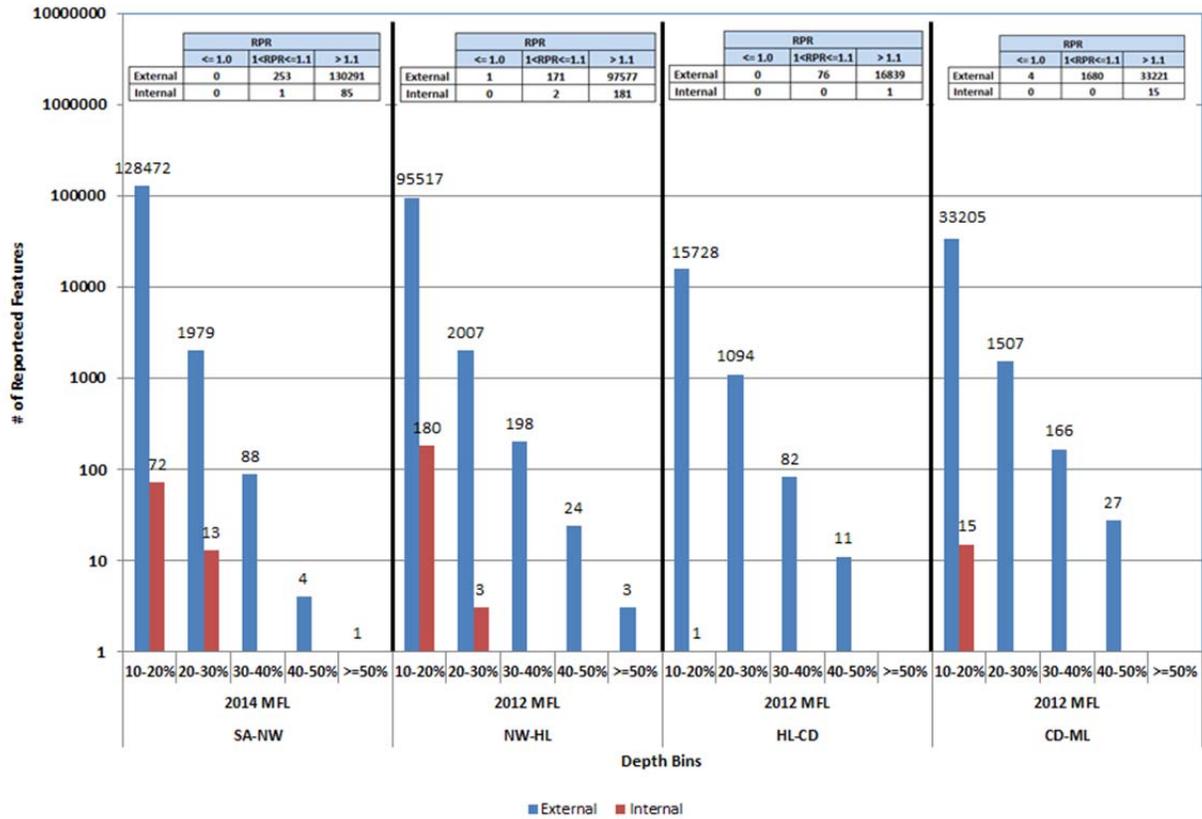


Figure 4.2 Pourcentage des gammes d'épaisseur de perte de métal (SA-ML) de l'outil PFM sur la canalisation 9 de 2012 à 2014

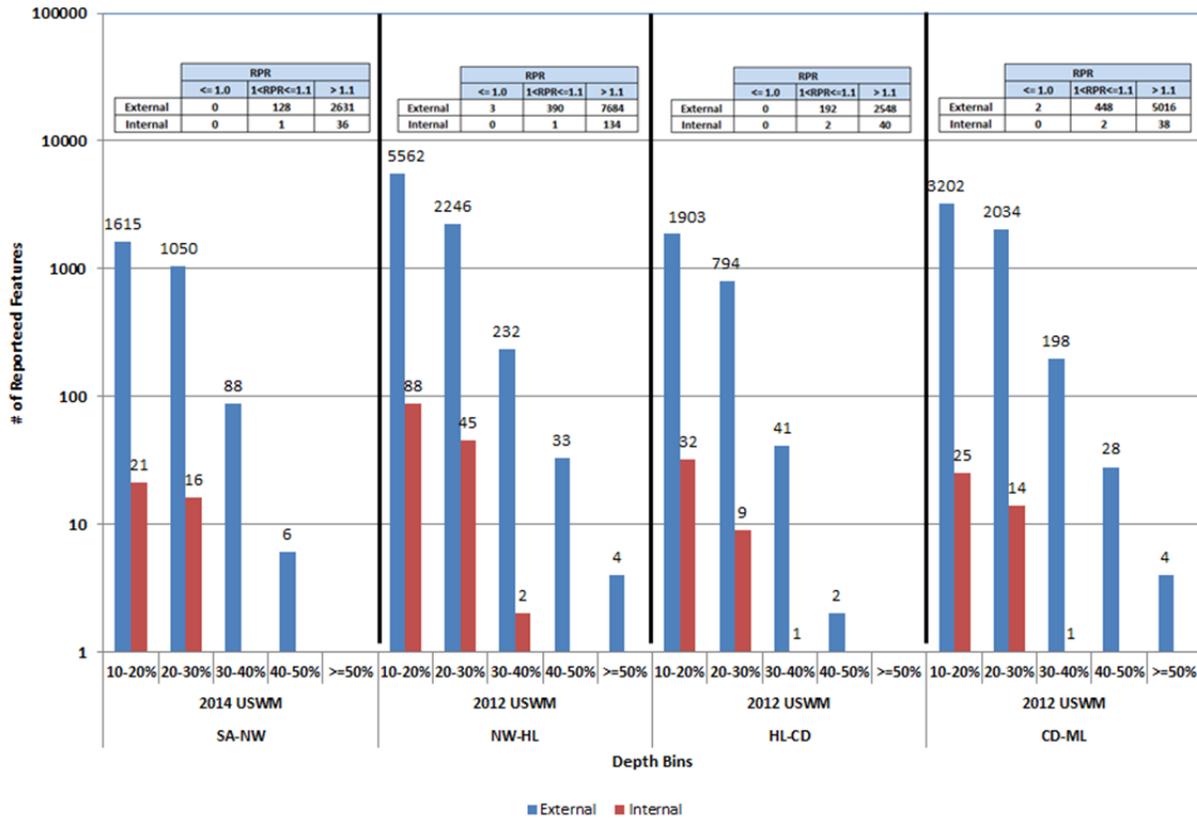
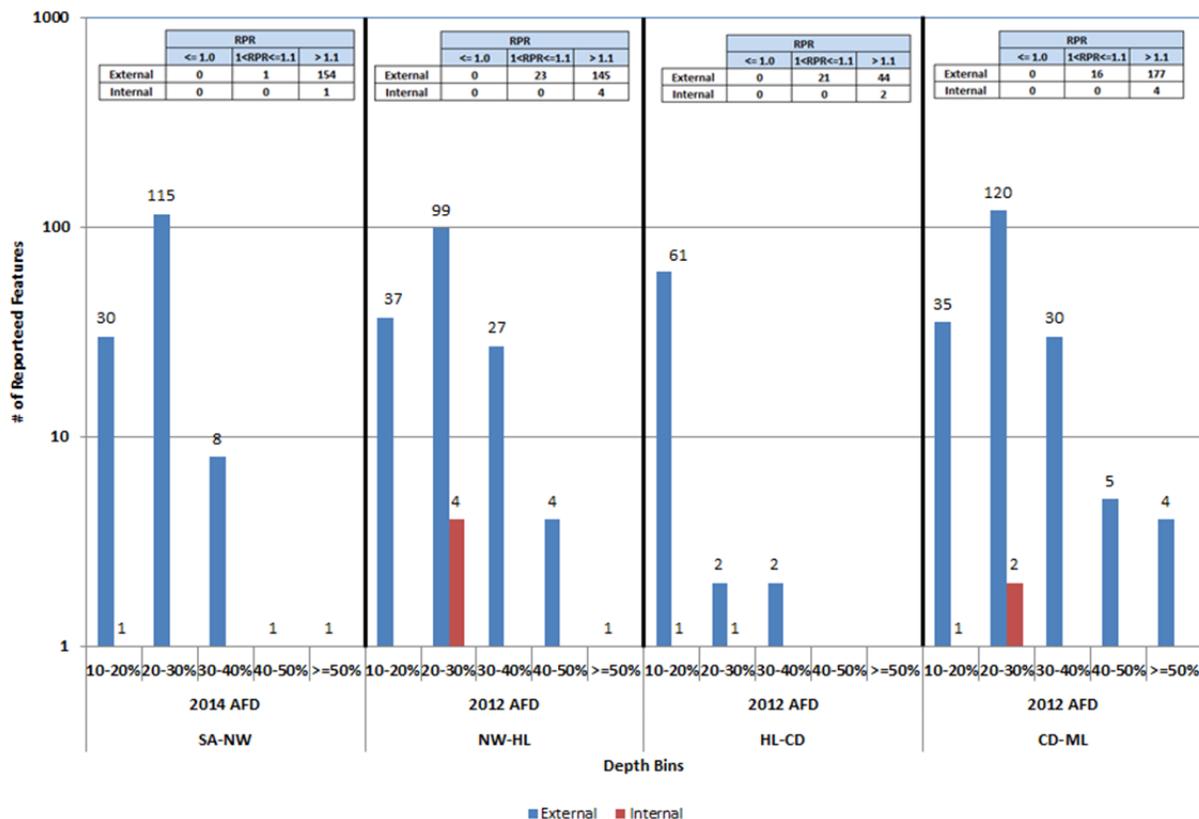


Figure 4.3 Pourcentage des gammes d'épaisseur de perte de métal (SA-ML) de l'outil MPUS sur la canalisation 9 de 2012 à 2014



**Figure 4.4 Pourcentage des gammes d'épaisseur de perte de métal (SA-ML) de l'outil DDA sur la canalisation 9 de 2012 à 2014**

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 du poste de Cardinal (« CD ») au poste de Hilton (« HL ») cadre avec les observations d'inspections internes antérieures et le programme de fouilles associé. Aucun élément n'a été 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 ( $\leq 1,0$ ) ou de profondeur ( $\geq 50\%$ ) ont été inclus dans le programme de fouilles.

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  | Critère                                   | Activité d'atténuation |
|---|---|------------------------|
| Externe   | TPR $\leq$ 1,0<br>Profondeur > 75 %       | Réparation             |
|   | TPR > 1,0<br>Profondeur $\leq$ 75 %       | Recouvrement           |
| Perte de métal interne ou coïncidente interne et externe                                | TPR $\leq$ 1,05<br>Profondeur $\geq$ 45 % | Réparation             |
| Perte de métal associée à une soudure ou une zone affectée par la chaleur d'une soudure | Profondeur $\geq$ 50 %                    | Réparation             |

Les programmes de fouilles de perte de métal historiques et actuelles 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 la présente, il est conclu que la menace de perte de métal sur la canalisation est gérée adéquatement, quelles que soient 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'accroissement de la gravité de l'élément et, par conséquent, il est peu probable que l'outil d'inspection interne rate un défaut quasi critique (voir Figure 4.5).

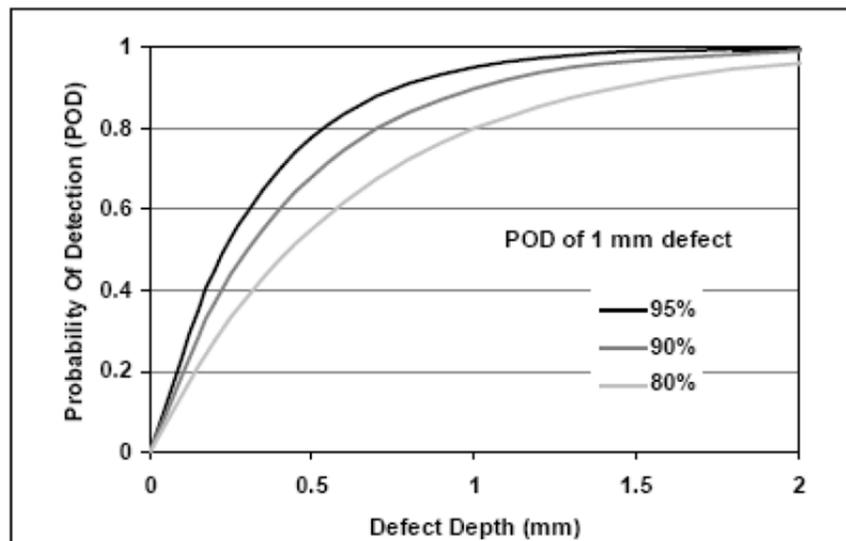


Figure 4.5 – Probabilité de détection en fonction de la profondeur du défaut de perte de métal

##### 4.2.4.2 Données d'inspection interne sur la perte du métal ou 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 en matière de fuite et, conséquemment, 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 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.

La Figure 4.6 illustre 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.

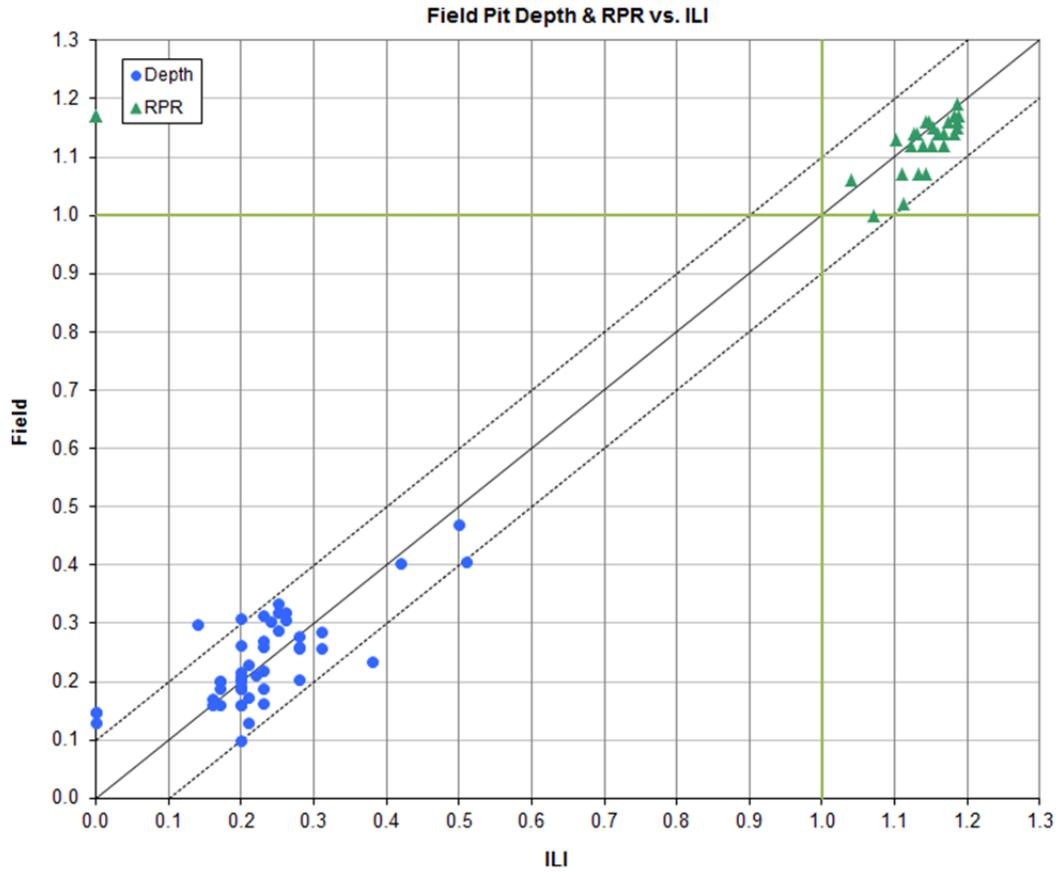
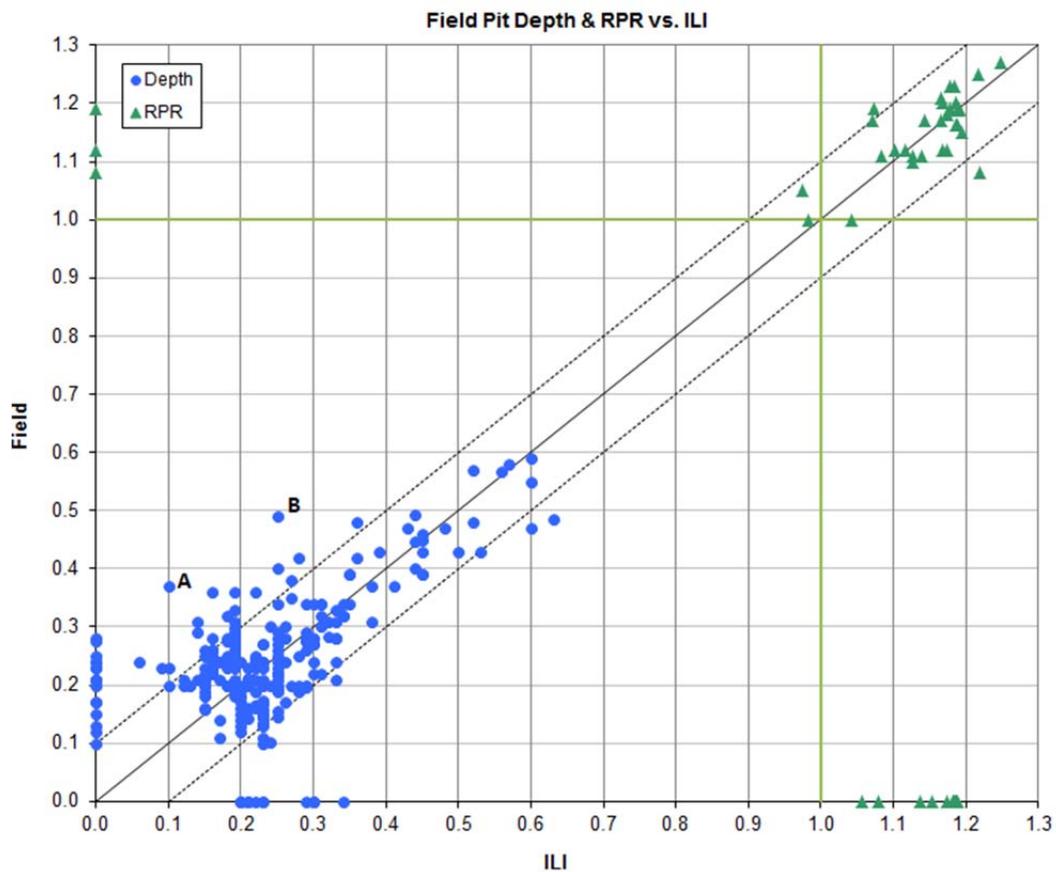


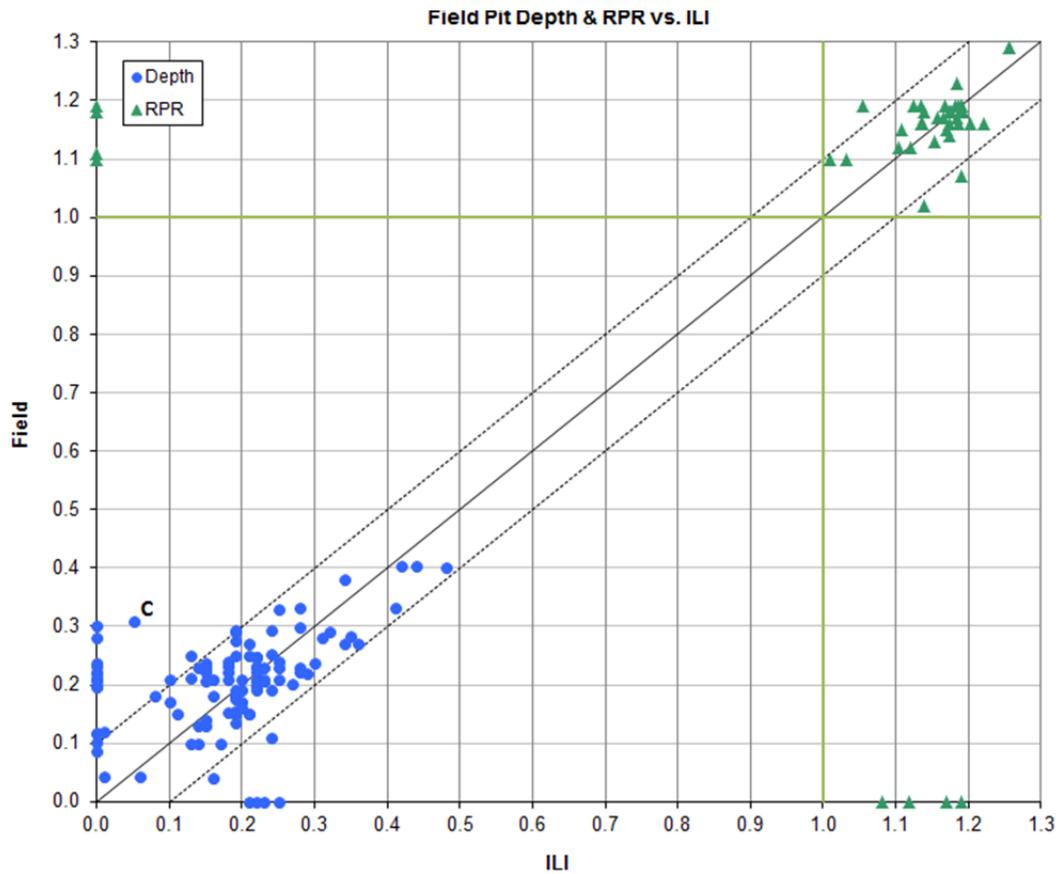
Figure 4.6 Schéma d'unité de perte de métal pour la canalisation 9 de SA-NW en 2014



**Figure 4.7 Schéma d'unité de perte de métal pour la canalisation 9 de NW-HL en 2012**

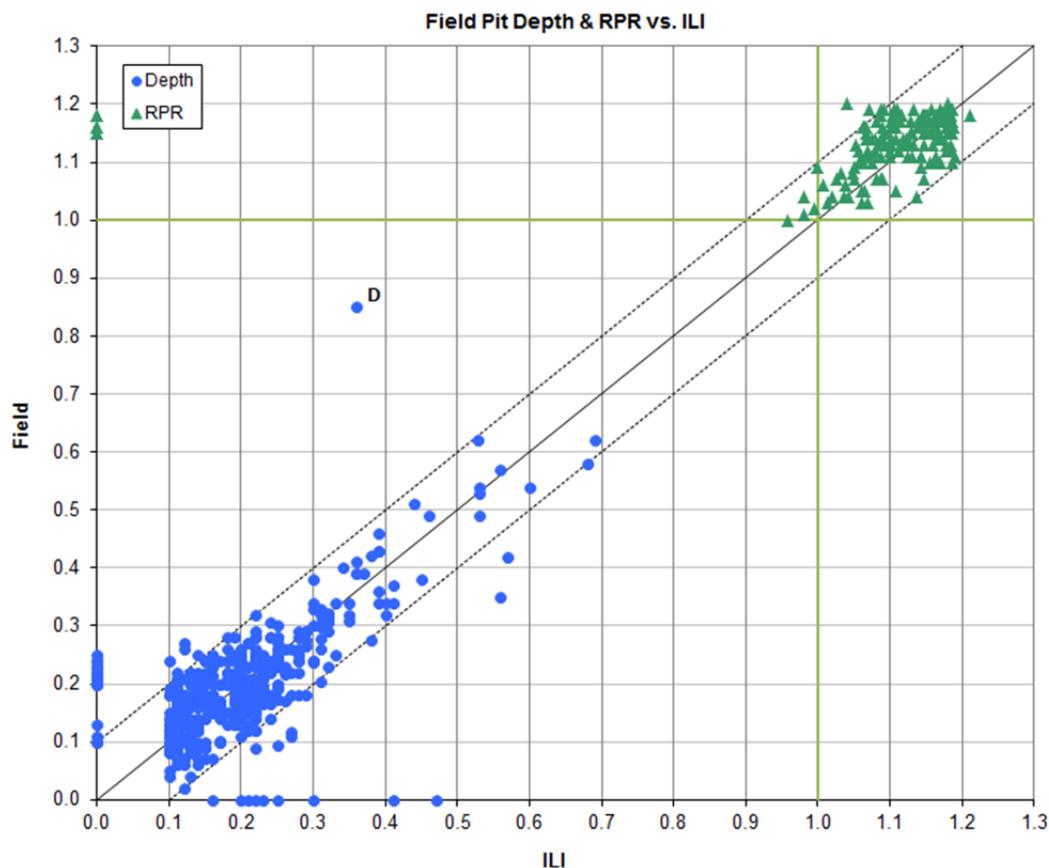
Valeur aberrante A : Ce défaut a été observé sur le terrain en 2009 comme un élément de corrosion externe long de 10 mm et d'une profondeur de 37 %. Le TPR associé était de 1,19; par conséquent, une réparation n'était pas nécessaire et un revêtement a été appliqué. Tout en n'ayant eu aucune incidence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

Valeur aberrante B : Cet élément a été observé sur le terrain comme un élément de corrosion externe long de 7 mm associé 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 perte de métal pour la canalisation 9 HL-CD en 2012**

Valeur aberrante C : Cet élément a été observé sur le terrain comme un élément de corrosion externe long 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 4.9 Schéma d'unité de perte de métal pour la canalisation 9 CD-ML en 2012**

Valeur aberrante D : 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. Des examens indépendants effectués par Enbridge et le fournisseur d'outil d'inspection interne jugent que cet élément de piqûre de corrosion était présent au cours 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'outil 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 de l'élément de perte de métal, qui peut être affectée 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.

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.

#### 4.2.5 Probabilité de détection et de mesure – Perte de métal

Cette section donne une vue d'ensemble du rendement des outils d'inspection interne exigé 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 soit 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 :

$$PDD_{@ \text{profondeur} > x} = \frac{\textit{True Positives}}{\textit{True Positives} + \textit{False negatives}}$$

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 minimale et ne diffère pas de l'outil d'inspection interne par une tolérance spécifiée.

La formule pour la PDP est la suivante :

$$PDC_{\text{pour profondeurs} > x} = \frac{\textit{Number of correlated anomalies exceeding the sizing difference}}{\textit{Total number of correlated anomalies}}$$

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

**Tableau 4-3 – Sommaire PDD et PDC pour les outils de détection de perte de métal**

| Tronçons | PDD (%) | PDP (%) |
|----------|---------|---------|
| SA-NW    | 91      | 98      |
| NW-HL    | 83      | 93      |
| HL-CD    | 87      | 90      |
| CD-HL    | 95      | 95      |

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 surveillé si des fouilles additionnelles sont menées

En outre, presque tous les défauts liés à la perte de métal évalués sur le terrain étaient en dessous du seuil de réparation. Ce qui démontre que les programmes de prévention, de surveillance et d'atténuation de la perte de métal d'Enbridge ont été efficaces 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 95<sup>e</sup> percentile pour chaque tronçon de la canalisation 9.

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

| Description |         | VPC moyenne (mm/an) | VPC du 95 <sup>e</sup> percentile (mm/an) |
|-------------|---------|---------------------|---|
| VPC SA-NW   | Externe | 0,068               | 0,095                                     |

| Description |         | VPC moyenne (mm/an) | VPC du 95 <sup>e</sup> percentile (mm/an) |
|-------------|---------|---------------------|---|
|             | Interne | 0,048               | 0,070                                     |
| VPC NW-HL   | Externe | 0,071               | 0,110                                     |
|             | Interne | 0,044               | 0,075                                     |
| VPC HL-CD   | Externe | 0,069               | 0,094                                     |
|             | Interne | 0,027               | 0,079                                     |
| VPC CD-ML   | Externe | 0,071               | 0,110                                     |
|             | Interne | 0,041               | 0,090                                     |

Le Tableau 4-5 comprend un résumé des VPC qui figurent dans les lignes directrices ou les normes de l'industrie. Les lignes directrices sur les taux de l'industrie sont plus élevées que les taux du 95<sup>e</sup> percentile pour la corrosion externe constatée sur ce pipeline, ce qui indique que les VPC de la canalisation 9 sont faibles comparativement à l'expérience 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 » PC            |
| 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.

#### 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 afin d'assurer que les éléments puissent être identifiés et atténués de manière préventive et en temps opportun.

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 zones qui ne sont pas des ZGC et de 0,93 pour les ZGC<sup>10</sup>. Comme illustré à la Figure 4.10 et à la Figure 4.15, ces valeurs de TPR cibles sont bien au-dessus 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 de fouilles associé démontrent l'efficacité de cette approche. Aucun élément n'a été 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 de fouilles 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

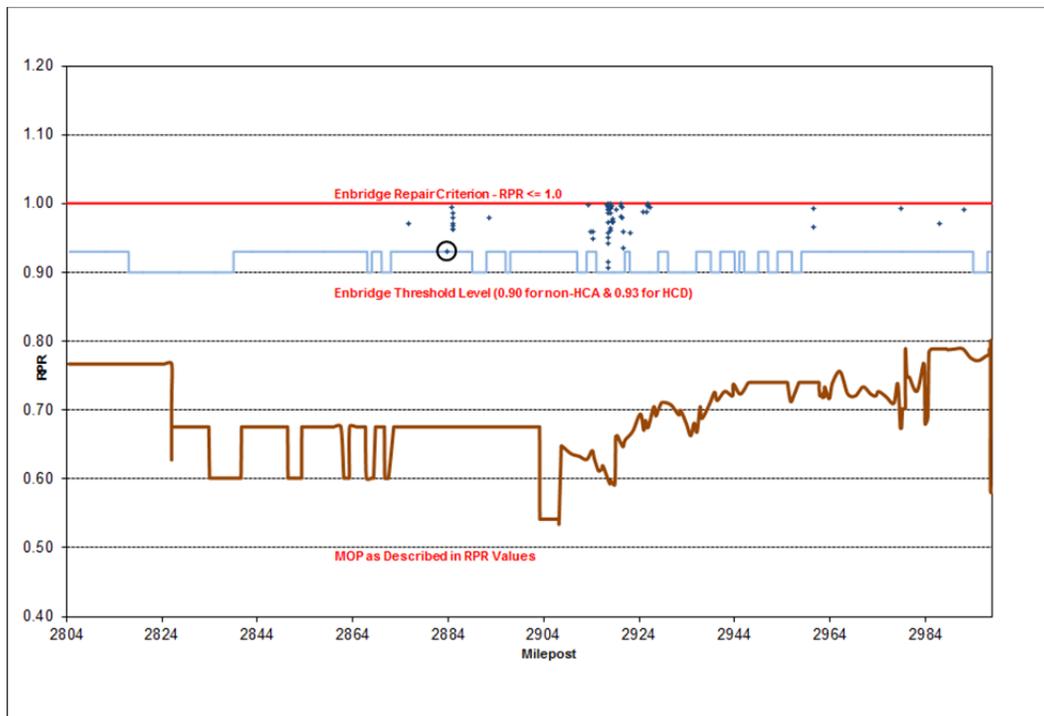
---

<sup>10</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 vulnérables (zones densément peuplées, ressources en eau potable, zones écosensibles et cours d'eau navigable à des fins commerciales) à proximité d'un pipeline, qui ont une forte probabilité d'être touchées dans le cas d'un déversement pipelinier.

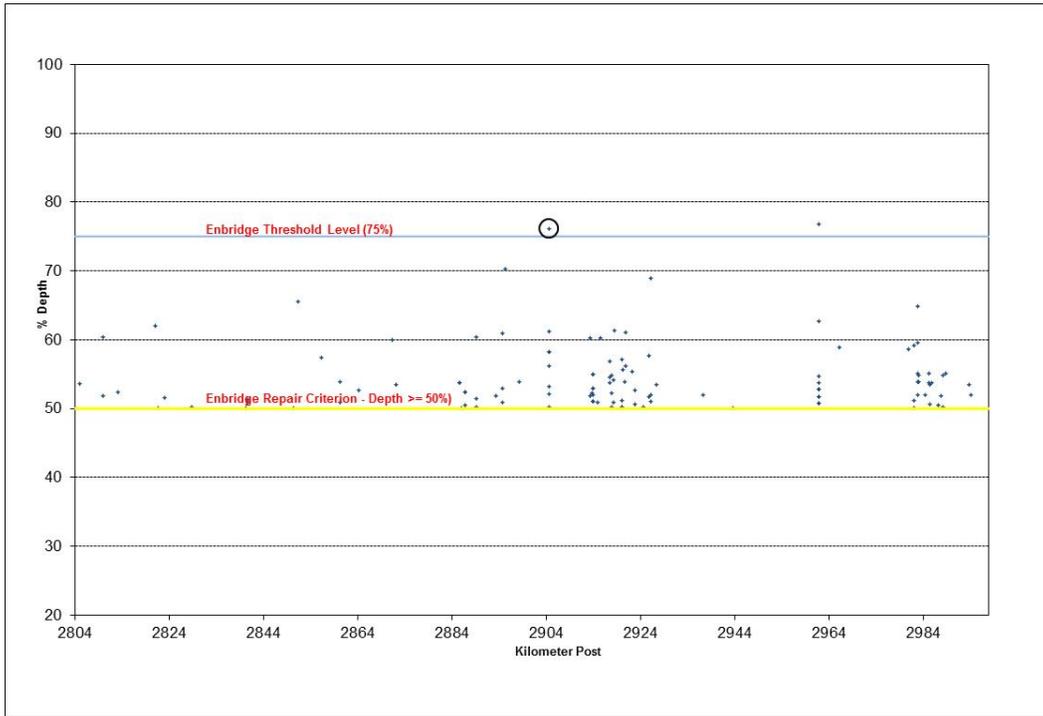
internes. L'année où un élément se développe à un niveau de gravité équivalent aux seuils cibles sur le pipeline définit l'intervalle de la réévaluation jusqu'à un maximum de 10 ans.

La Figure 4.10 à la Figure 4.17 démontrent la croissance des éléments de corrosion généraux (c'est-à-dire, les valeurs du TPR) et la profondeur des éléments de perte de métal au fil du temps pour la canalisation 9 sur les éléments qui ont atteint ou dépassé les critères d'excavation (TPR  $\leq 1,0$  ou profondeur  $\geq 50\%$ ). Les graphiques présentés dans la Figure 4.10 à la Figure 4.17 sont conçus pour montrer la réévaluation prévue la plus basse pour chaque tronçon.

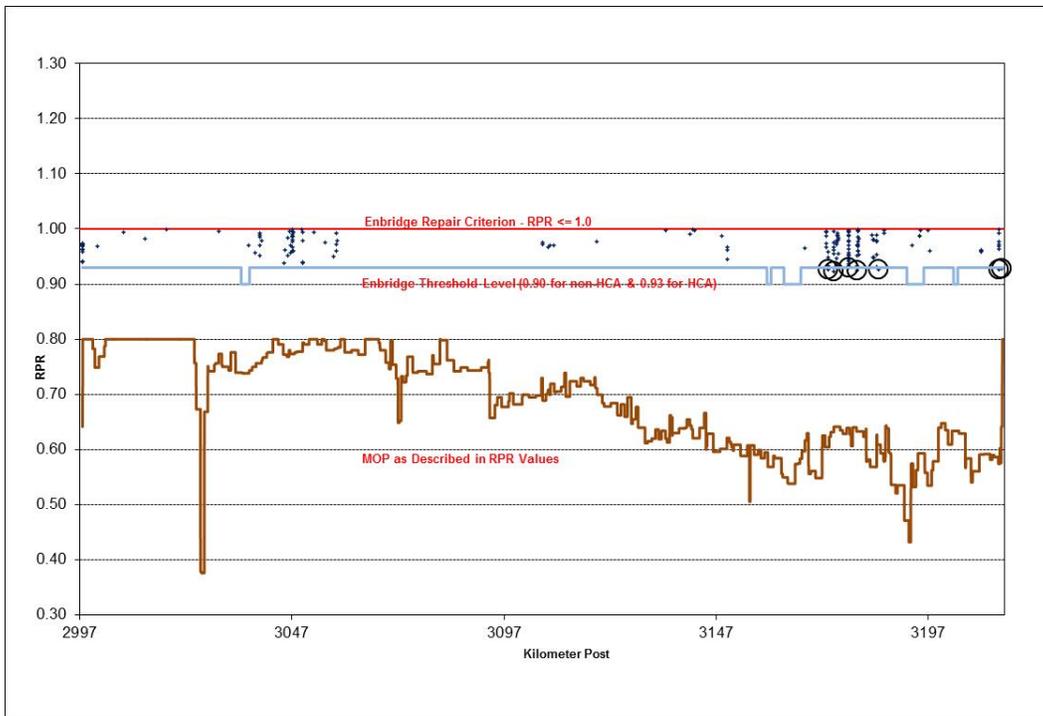
Notez que les graphiques représentent les TPR et les profondeurs de la corrosion prévus de l'année où le premier élément du tronçon atteint le niveau cible.



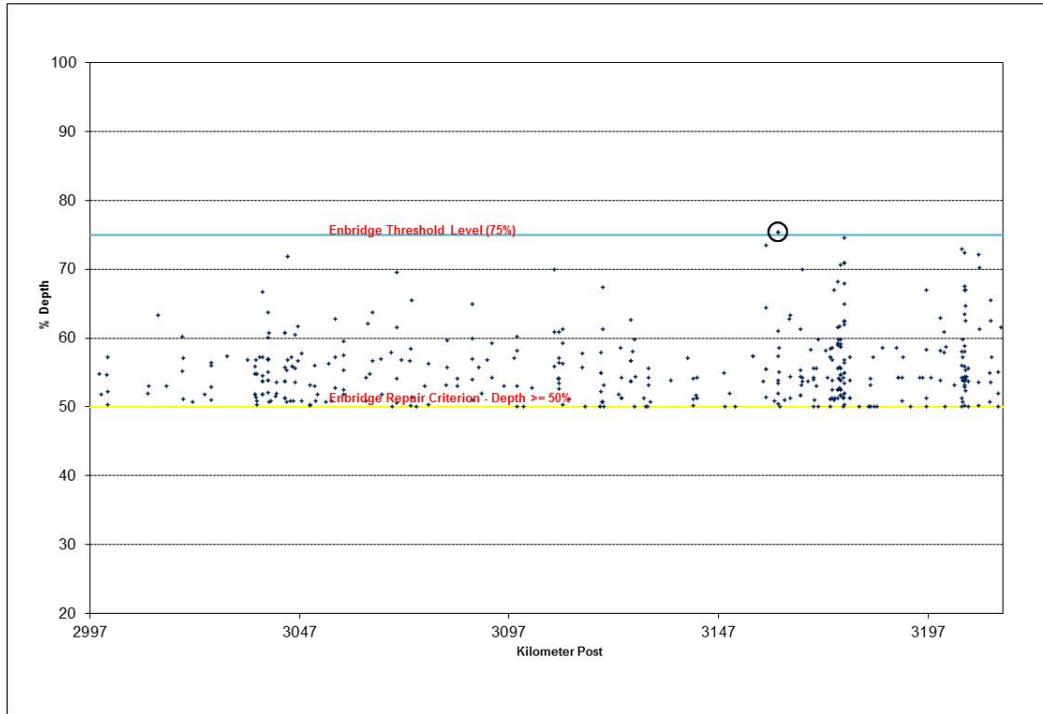
**Figure 4.10 – Gravité du TPR prévu pour la canalisation 9 SA-NW en 2021**



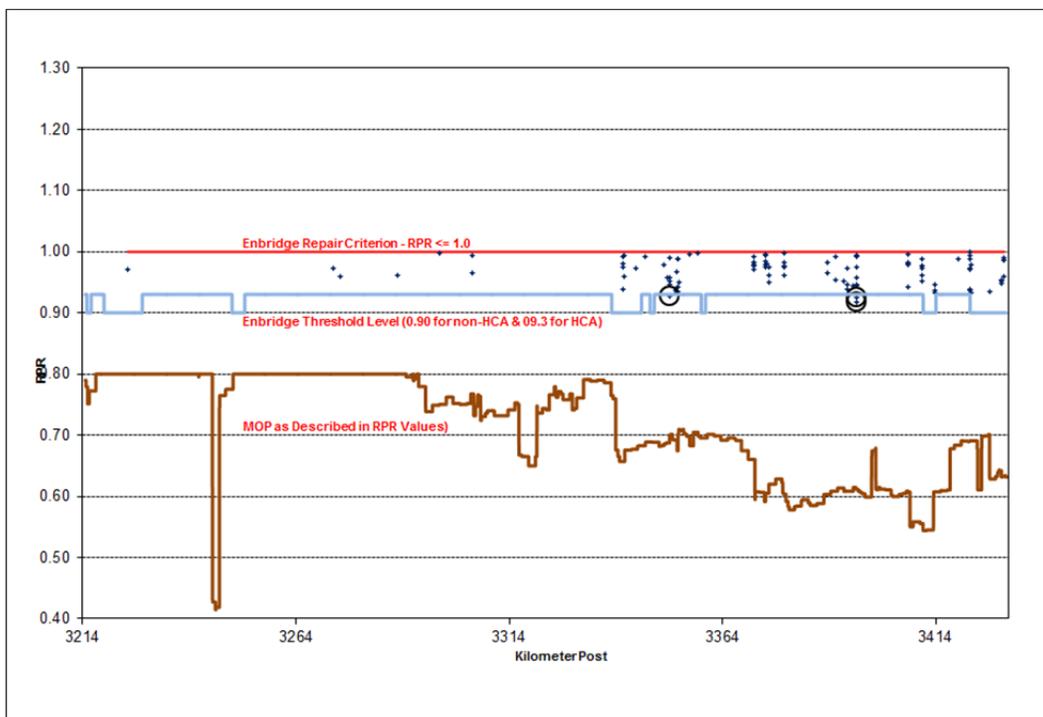
**Figure 4.11 – Gravité du TPR prévu en pour la canalisation 9 SA-NW en 2028**



**Figure 4.12 – Gravité du TPR prévu en pour la canalisation 9 NW-HL en 2018**



**Figure 4.13 – Gravité du TPR prévu en pour la canalisation 9 du NW-HL en 2020**



**Figure 4.14 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 HL-CD**

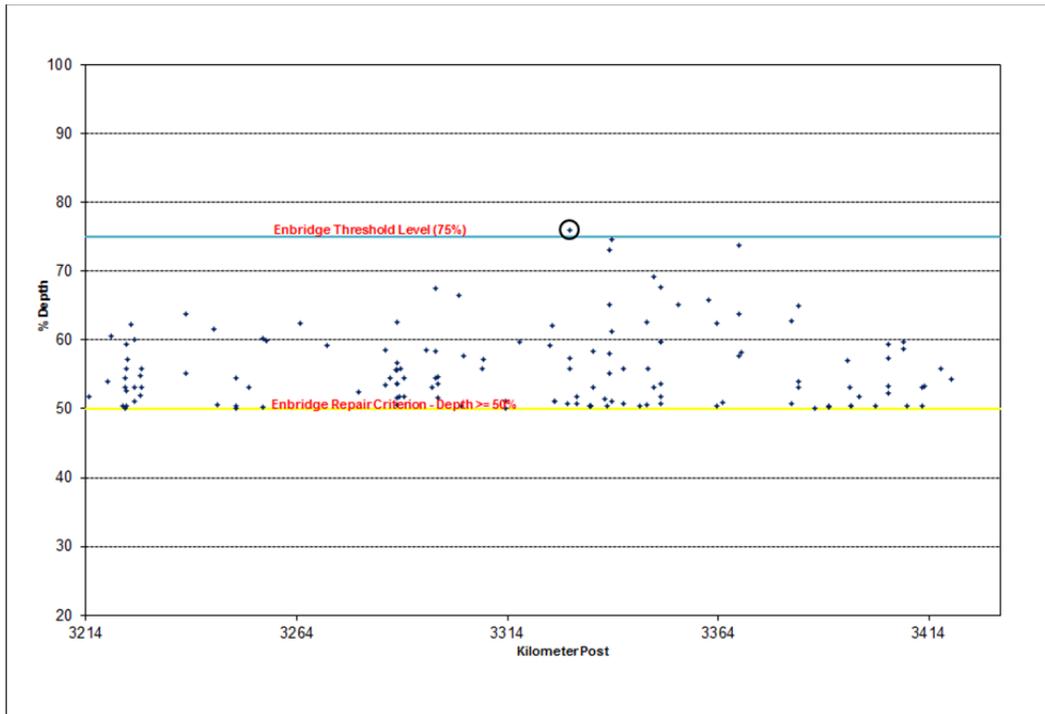


Figure 4.15 – Gravité de la profondeur prévue en 2019 canalisation 9 HL-PC

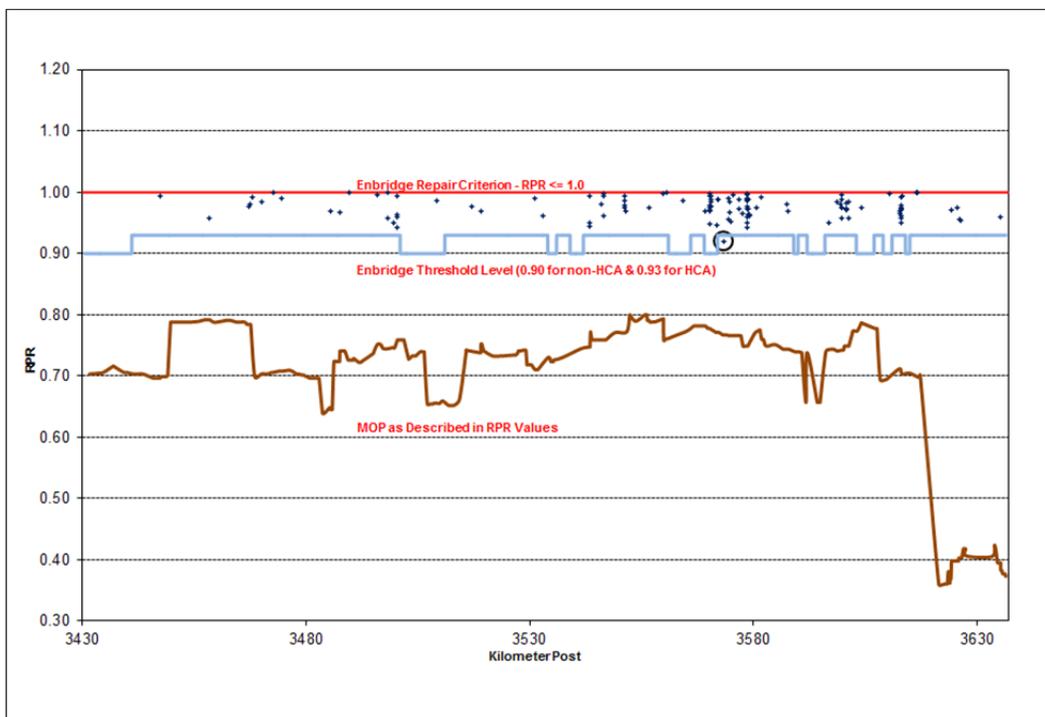
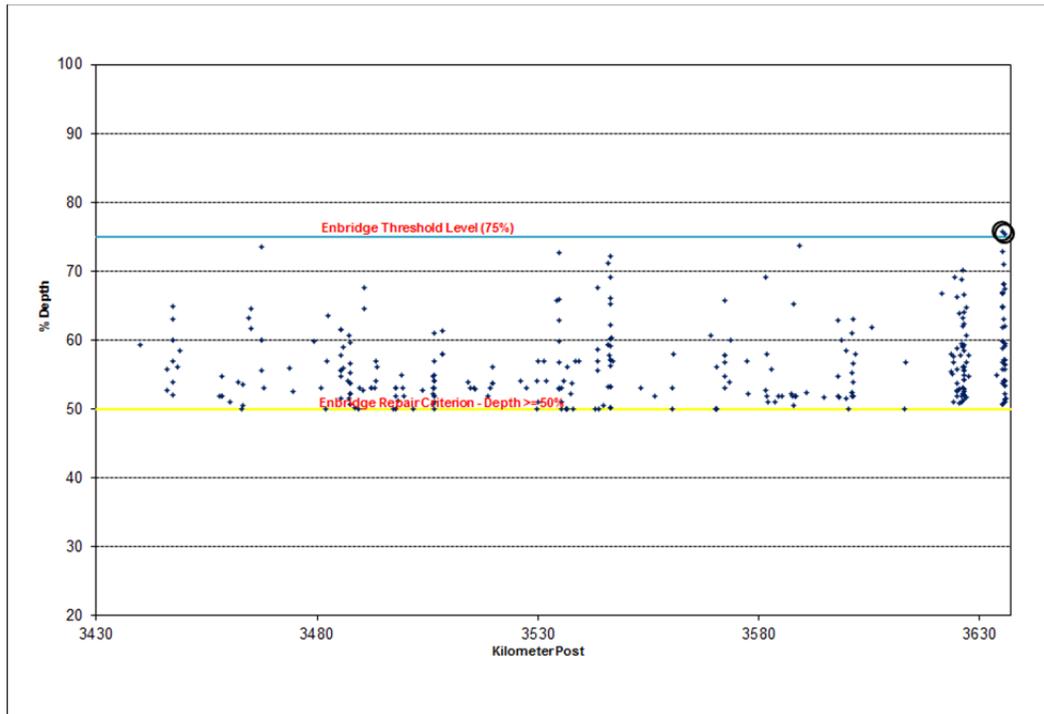


Figure 4.16 – Gravité du TPR prévu en 2017 pour la canalisation 9 CD-HL



**Figure 4.17 – Gravité du TPR prévu en 2018 pour la canalisation 9 CD-ML**

L'analyse déterministe présente le TPR et les intervalles de réévaluation de la profondeur illustrés 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 sécurités 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                 |
|---------|-------------------------------------|--|-------------------------------------|
| SA-NW   | 7 ans – nouvelle inspection en 2021 | 14 ans – nouvelle inspection en 2028       | 5 ans – nouvelle inspection en 2019 |

|       |                                     |                                     |                                     |
|-------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| NW-HL | 6 ans – nouvelle inspection en 2018 | 8 ans – nouvelle inspection en 2020 | 5 ans – nouvelle inspection en 2017 |
| HL-CD | 6 ans – nouvelle inspection en 2018 | 7 ans – nouvelle inspection en 2019 | 5 ans – nouvelle inspection en 2017 |
| CD-ML | 5 ans – nouvelle inspection en 2017 | 6 ans – nouvelle inspection en 2018 | 5 ans – nouvelle inspection en 2017 |

#### 4.2.7 Contrôle de la corrosion externe

La corrosion externe sur la canalisation 9 entre le SA et le ML 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 PC 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 PC 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 PC énoncées ci-dessus, les emplacements sujets à des VPC élevées sont comparés aux données de PC afin de déterminer tous les emplacements de PC compromis.

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

Selon le rendement annuel de la PC et des inspections mensuelles des redresseurs entre SA et ML, Enbridge a entrepris des projets d'immobilisation pour améliorer les niveaux de protection ou pour faire en sorte que l'infrastructure de la PC 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 PC sur la canalisation 9 conformément à la condition 9 (e) de l'ordonnance.

Les inspections annuelles de PC 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 MARCHE et À L'ARRÊT sont tous les deux mesurés au cours de cette enquête. Un potentiel EN MARCHE 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 » instantanés sont mesurés à l'égard de 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 PC 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 MARCHE » 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 MARCHE » inférieur ou égal à -1000 MT constituerait une PC 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 PC afin de permettre l'enregistrement des potentiels libres de RI dans les zones d'influence de systèmes de PC étrangers (éliminant la nécessité d'interrompre les systèmes de PC 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 PC 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 19e canalisation (PK 2917.576). Un boîtier en court-circuit associé à la canalisation 7 à Missouri Rd (PK 2905.870) contribue peut-être aux potentiels sous-critères. Comparativement à 2011, l'efficacité et l'efficience de la PC 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 supplémentaires aux sites de VCP applicable restants. En particulier, les VCP numéro 5 et 9 correspondant au PK 2905.921 et au 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 PC existants entre le PK 2947.304 et le 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, améliorant 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 PC 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 SA et le ML qui font partie du programme de surveillance de PC 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 PC, 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 demie-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**

Veuillez consulter la section 4.2.6 des ET originales.

#### **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 SA et ML ont 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 NW et ML sont prévues pour 2017, tandis que le tronçon SA-NW 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'est-à-dire, 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 au cours de ses programmes d'excavation basés sur les autres technologies d'inspection interne;
- analyse technique pour évaluer l'aptitude fonctionnelle continue de la canalisation (c'est-à-dire, en tenant compte de la croissance subséquente découlant de la fatigue et de la fissuration causée par l'environnement). 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 de programmes de fouilles exhaustifs 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 4.18, ne seront pas modifiées par le projet. Ainsi, les programmes d'intégrité de la canalisation 9 continueront d'être appropriés et adéquats.

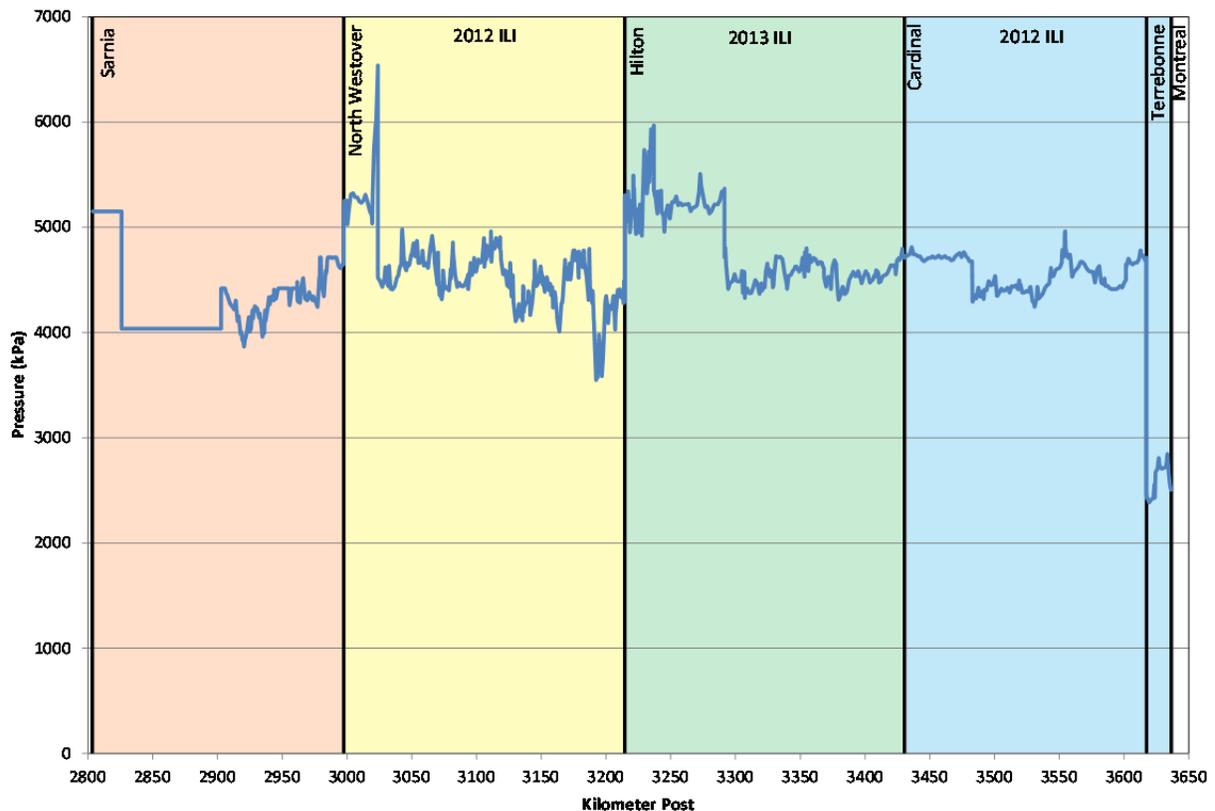


Figure 4.18 – Profil de PMS pour la canalisation 9 (SA au ML)

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

Les inspections internes de fissures les plus récentes pour les quatre tronçons le long de la canalisation 9 sont résumées ci-après :

- **SA au NW** : inspecté en 2014;
- **NW au HL** : inspecté en 2012;
- **HL au CD** : inspecté en 2013;
- **CD au ML** : 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 les éléments situés 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 fournies au Tableau 4-7.

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

| <b>DFUS<br/>Classification<br/>d'élément</b> | <b>Défaut typique associé<br/>(confirmé par les enquêtes sur le terrain)</b>  |
|--|---|
| 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 (« ZAC »), de soudure par résistance électrique (« SRÉ ») ou soudure par étincelage électrique et soudure à l'arc avec double immersion de la canalisation. |
| Indication d'entailles                       | Réflecteurs en raison des côtés de joints soudés ou d'autres formes sur la paroi de la conduite créant une réponse ultrasonique. Pouvant être une fissure.  |
| Zone de fissure (« ZF »)                     | Les zones de fissures sont en général des grappes de fissuration semblables à la FCC.   |

La prévalence et la gravité des éléments déclarés dans les tronçons du NW au HL, du HL au CD, et du CD au ML de la canalisation 9, au cours des inspections de 2012 et 2014, sont résumées au

Tableau 4-8 et la Figure 4.19 à la Figure 4.23.

**Le**

Tableau 4-8 illustre les éléments liés à des indications de fissures n'ayant pas été réparés en effectuant le passage de l'outil et ayant été inclus dans le rapport final pour les quatre passages de l'outil. Certains de ces éléments sont des signaux de réponse ultrasons provenant réflecteurs bénins qui ne sont pas nécessairement liés aux fissures; ils demeurent cependant toujours inclus dans le programme de fouilles exploratoire.

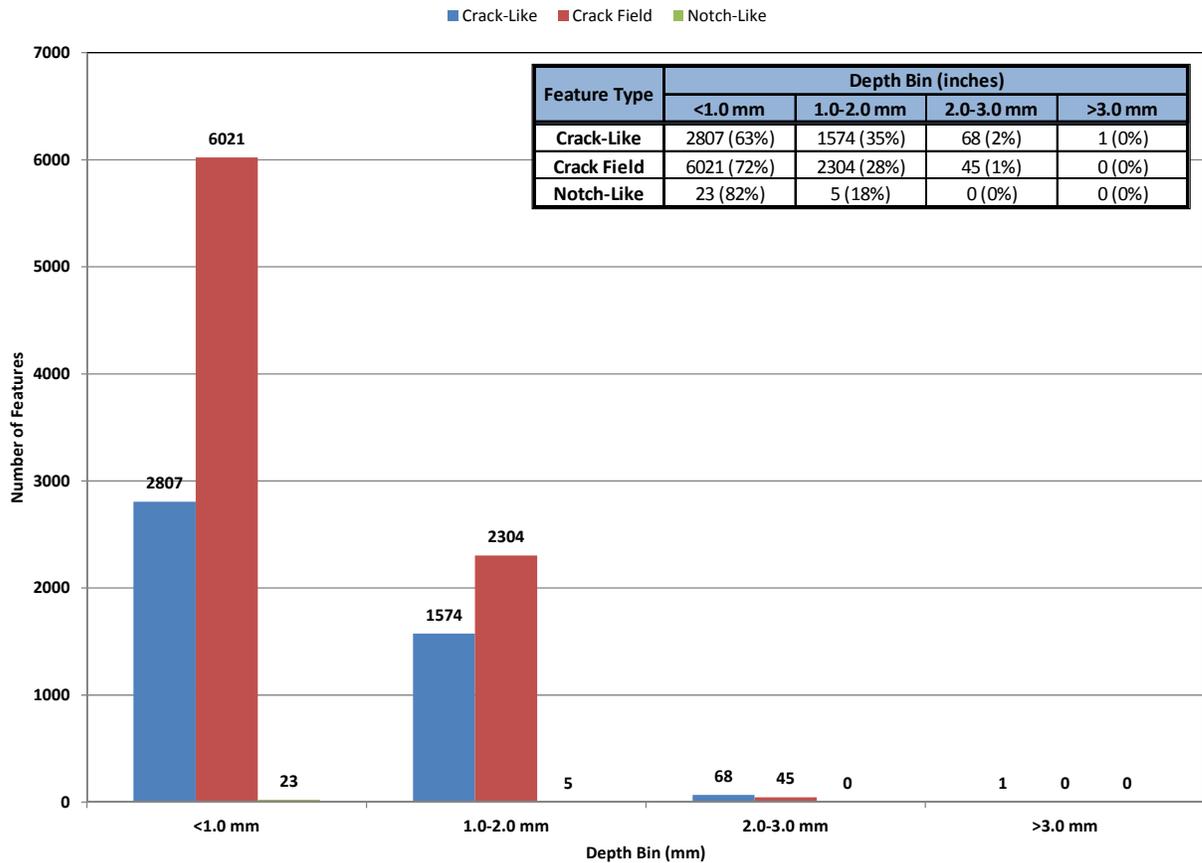
Comme l'illustré la Figure 4.19, environ 69 % des éléments déclarés pour lesquels la profondeur était indiquée présentaient une profondeur déclarée de <1,0 mm, alors qu'un seul (0,01 %) des éléments signalés avaient une profondeur déclarée de > 3,0 mm. L'unique élément avec une profondeur de > 3,0 mm a été déclaré dans le tronçon du NW au HL 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 par GE à Enbridge 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 signalé par une END sur le 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 détection de fissures 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 les éléments (c'est-à-dire, 99 %) ont été déclarés comme éléments externes. Parmi les classifications d'éléments, la majorité (c'est-à-dire, 65 %) a été déclarée comme des éléments de zone de fissures ainsi que des éléments d'indication de fissures (c'est-à-dire, 34 %); il n'y avait que 28 éléments d'indication d'entailles déclarés. Les éléments de zone de fissures étaient majoritairement (c'est-à-dire, 76 %) déclarés dans le matériau de base, tandis que les éléments d'indication de fissures étaient principalement (c'est-à-dire, 99 %) déclarés comme adjacents à la soudure. Ces observations se conforment à la distribution des défauts prévus pour la canalisation 9 relativement aux 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 les outils pour les inspections internes de détection de fissures de 2012, 2013, 2014 (SA-ML)**

| Feature Classification | Relative Position | Radial Position | Number of Features | Percentage of Totals |
|------------------------|-------------------|-----------------|--------------------|----------------------|
| <b>Crack-Like</b>      | Base Metal        | External        | 48                 | 0.37%                |
|                        |                   | Internal        | 6                  | 0.05%                |
|                        |                   | Not Decidable   | 0                  | 0.00%                |
|                        | Adjacent to Weld  | External        | 4298               | 33.45%               |
|                        |                   | Internal        | 96                 | 0.75%                |
|                        |                   | Not Decidable   | 2                  | 0.02%                |
| <b>Crack Field</b>     | Base Metal        | External        | 6417               | 49.95%               |
|                        |                   | Internal        | 0                  | 0.00%                |
|                        |                   | Not Decidable   | 0                  | 0.00%                |
|                        | Adjacent to Weld  | External        | 1953               | 15.20%               |
|                        |                   | Internal        | 0                  | 0.00%                |
|                        |                   | Not Decidable   | 0                  | 0.00%                |
| <b>Notch-Like</b>      | Base Metal        | External        | 23                 | 0.18%                |
|                        |                   | Internal        | 5                  | 0.04%                |
|                        |                   | Not Decidable   | 0                  | 0.00%                |
|                        | Adjacent to Weld  | External        | 0                  | 0.00%                |
|                        |                   | Internal        | 0                  | 0.00%                |
|                        |                   | Not Decidable   | 0                  | 0.00%                |



**Figure 4.19 – Répartition de la profondeur, tous les éléments déclarés (SA-ML)**

Comme l'illustrent la Figure 4.20 et la Figure 4.23, il y a des éléments déclarés le long de la canalisation 9 entre SA et ML; cependant, une concentration légèrement plus élevée dans l'ensemble se trouve sur le tronçon entre le HL et le CD. Il y a également des concentrations relativement élevées d'éléments déclarés tout près des côtés aspiration futurs (c'est-à-dire, une fois que le projet est mis en service) des stations 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 CD et le ML.

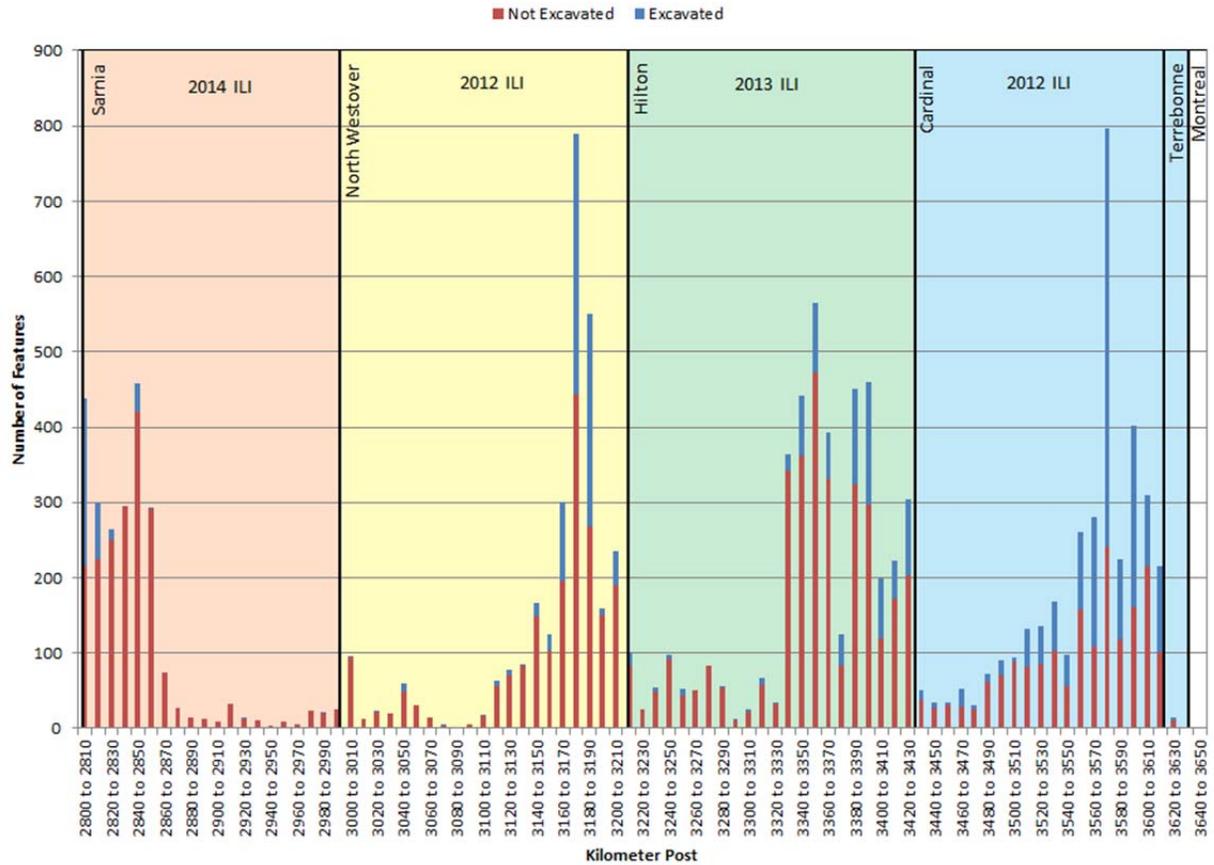


Figure 4.20 – Nombre total d'éléments déclarés par rapport au chaînage (SA-ML)

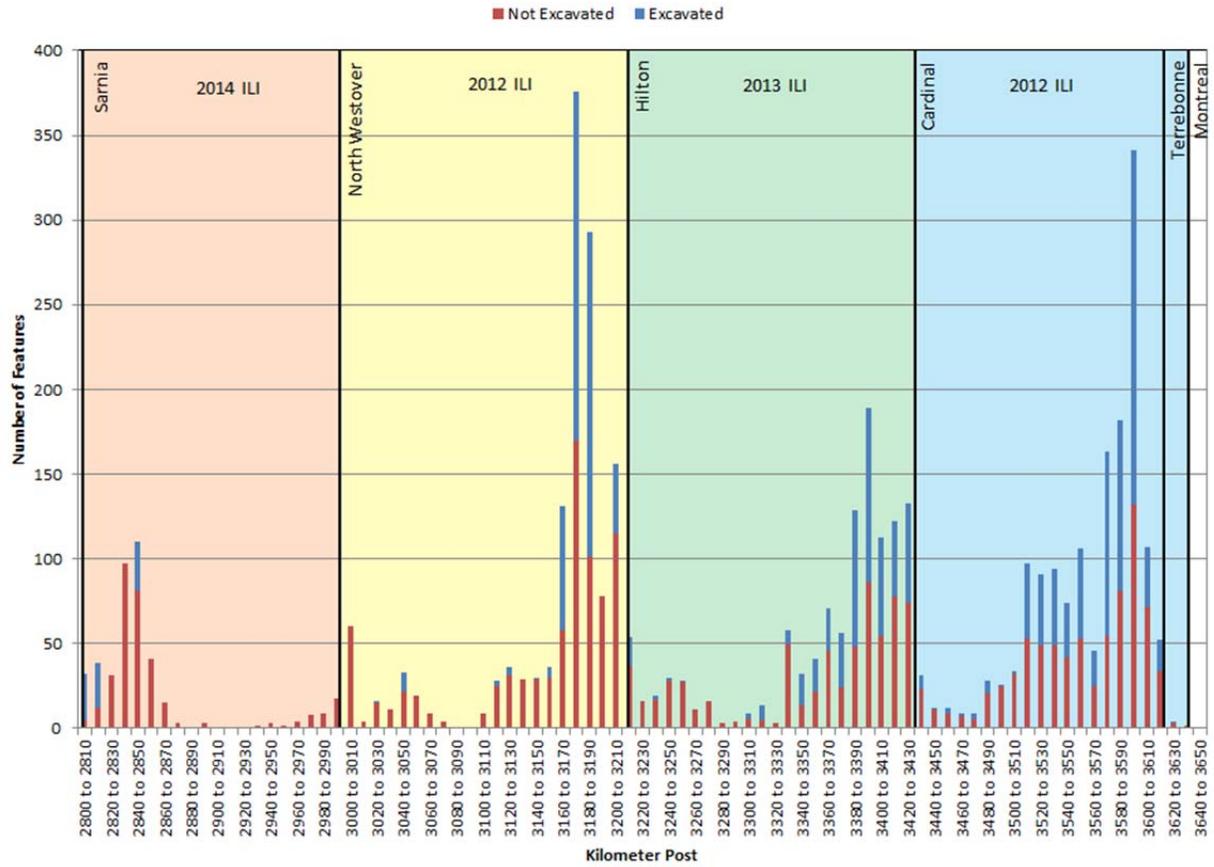


Figure 4.21 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (SA-ML)

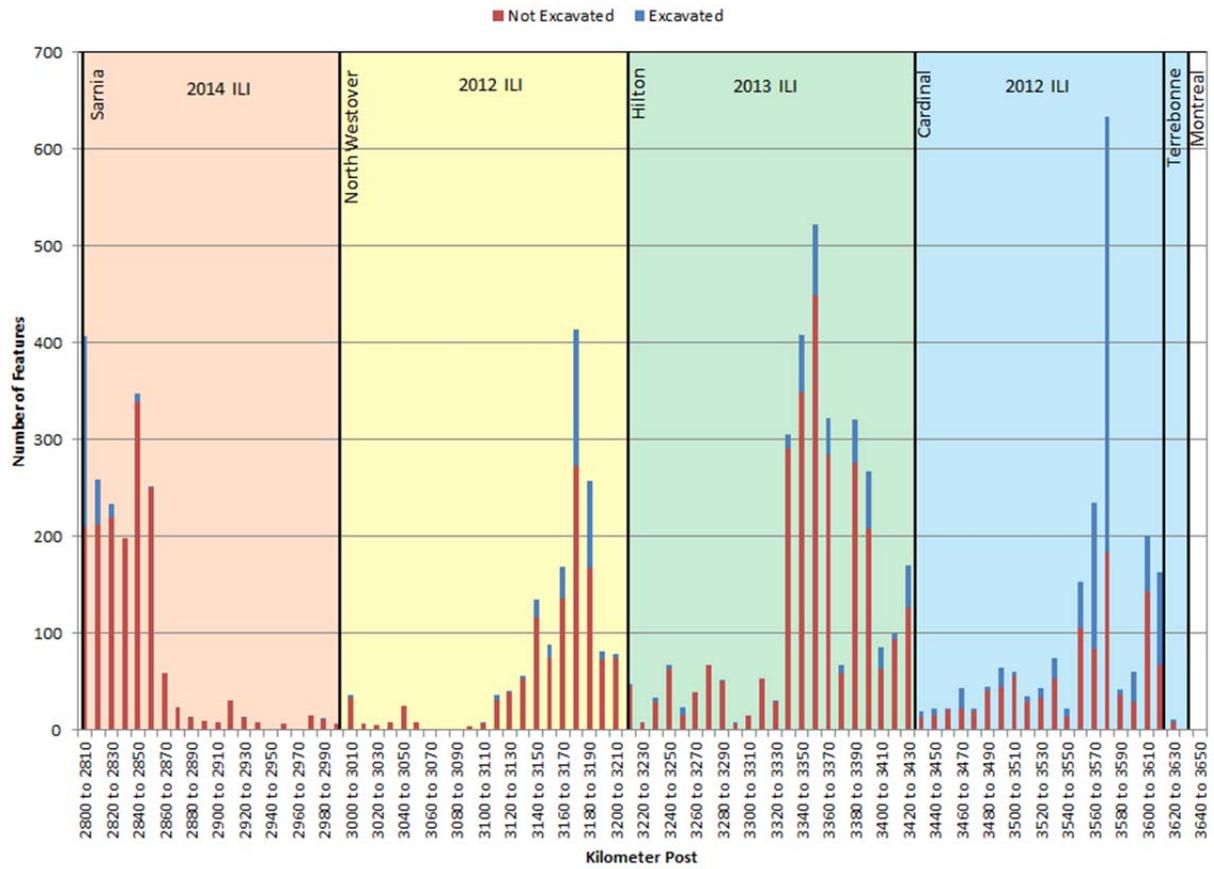


Figure 4.22 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (SA-ML)

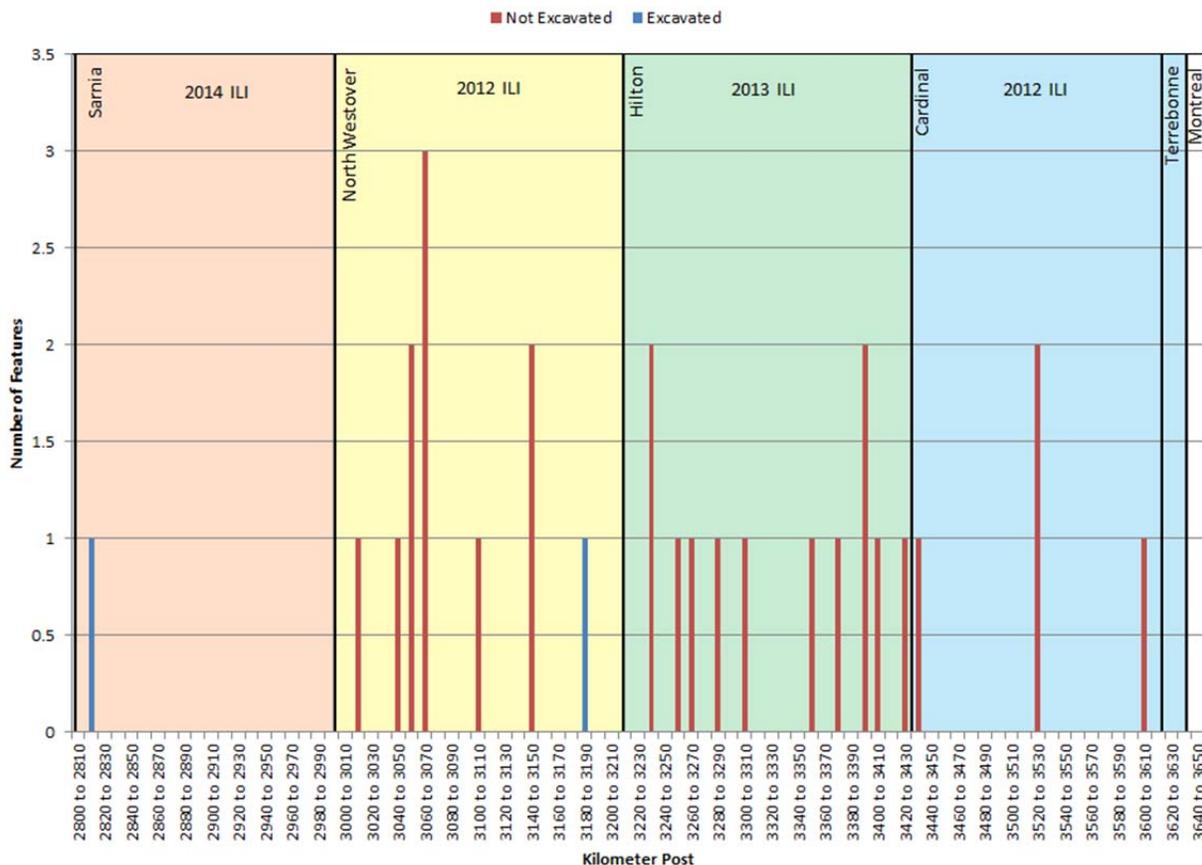


Figure 4.23 – Nombre d'éléments d'indications de fissures par rapport au chaînage (SA-ML)

#### 4.3.2 Comparaison des données d'inspection interne de détection de fissures de 2012 et 2014 avec les données d'inspection interne de détection de fissures précédentes

Les quatre occurrences de passage de l'outil effectuées en 2012 et 2014 entre le SA et le ML, 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 quatre tronçons ont déjà été inspectés tels que résumés ci-dessous :

- SA à NW : inspecté en 2008;
- NW au HL : inspecté en 2005;
- HL au CD : inspecté en 2006;
- CD au ML : inspecté en 2004.

La prévalence et la gravité des éléments déclarés à la fois par les passages actuels et antérieurs de l'outil d'inspection interne de détection de fissures sont comparées au Tableau 4-9 et de la Figure 4.24 à Figure 4.28 .

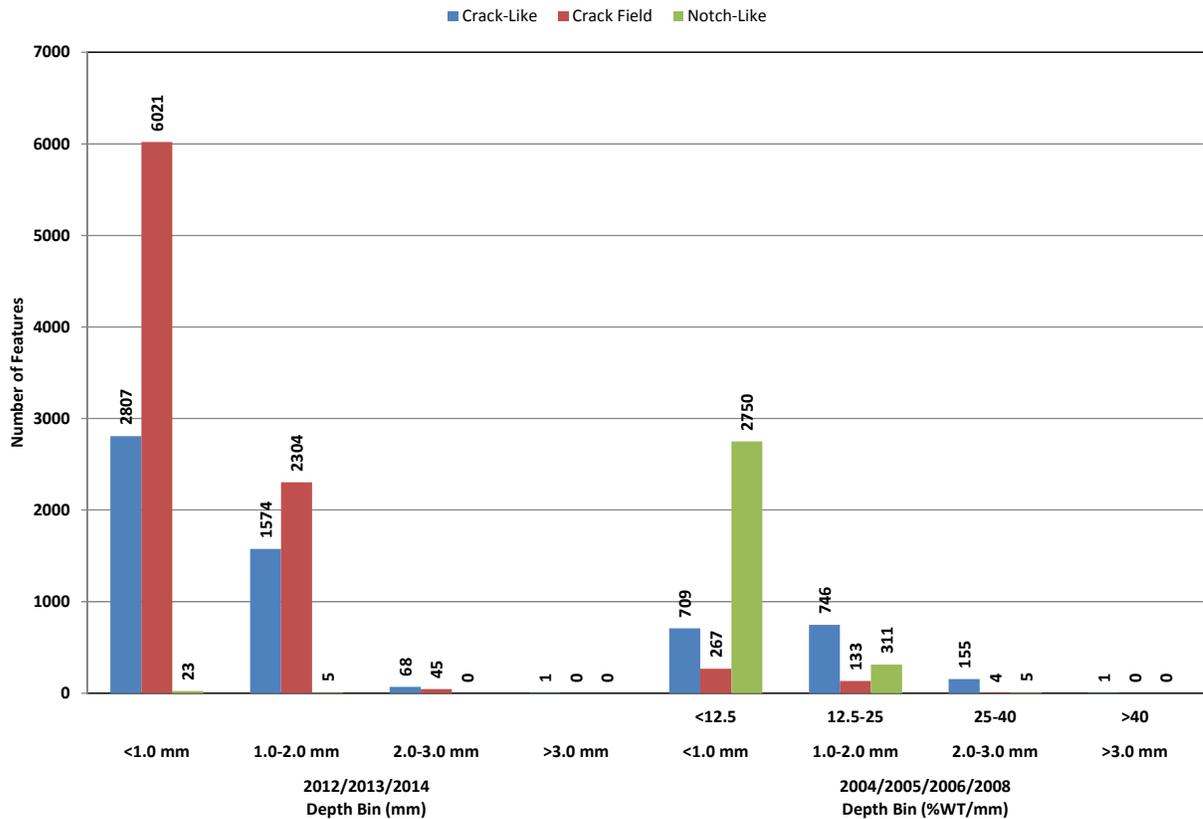
Comme le montre le Tableau 4-9, les passages d'outils actuels ont déclaré un total d'éléments d'environ 3 % plus bas que les passages précédents. La majorité des éléments déclarés par les passages d'outils actuels ont été classés comme des éléments de zone de fissures et d'indication de fissures. En 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'est-à-dire, 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 ou et le reclassement des éléments d'indication d'entailles qui présentent des caractéristiques associées aux fissures en tant qu'éléments d'indication de fissures.

**Tableau 4-9 – Comparaisons du nombre d'éléments déclarés par les outils au cours des inspections de 2012 et 2014 par rapport aux inspections de 2004 et 2008**

| Feature Type | 2012-2014 Tool Runs | 2004-2008 Tool Runs |
|--------------|---------------------|---------------------|
| Crack-Like   | 4450                | 1611                |
| Crack Field  | 8370                | 404                 |
| Notch-Like   | 28                  | 3066                |
| Metal Loss   | N/A                 | 8223                |
| Total        | 12848               | 13304               |

Comme illustré à la Figure 4.24, les répartitions de la profondeur des passages d'outils actuels et antérieurs sont similaires; environ 69 % des éléments déclarés par les inspections de 2012 et 2014 ont une profondeur de < 1,0 mm, tandis que près de 73 % des éléments déclarés par les inspections de 2004 et 2008 ont une profondeur de < 12,5 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite. De plus, seul un élément comportait un signal saturé (c'est-à-dire, 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 antérieurs. D'autres précisions sur cet élément ont été fournies à la section 4.2.3.



**Figure 4.24 – Comparaison des profondeurs d’éléments déclarés entre les inspections de 2012 et 2014 et les inspections de 2004 et 2008 (SA-ML)**

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 HL et le CD. En outre, il existe des concentrations relativement plus élevées d’éléments déclarés à proximité des postes de vidange actuels, qui seront les côtés aspiration une fois le projet mis en service, comme représentés de la Figure 4.25 à la Figure 4.28 .

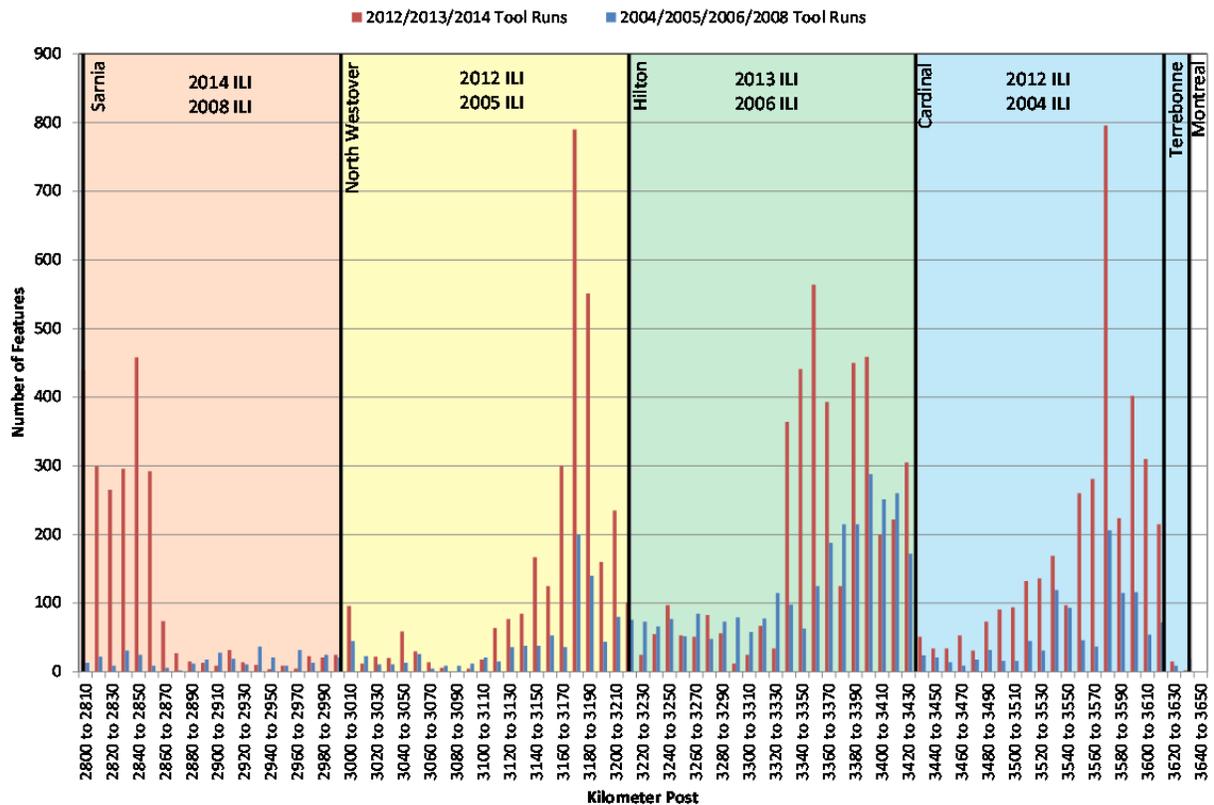


Figure 4.25 – Comparaison du nombre total d'éléments déclarés par rapport au chaînage entre les inspections de 2012 et 2014 et de 2004 et 2008 (SA-ML)

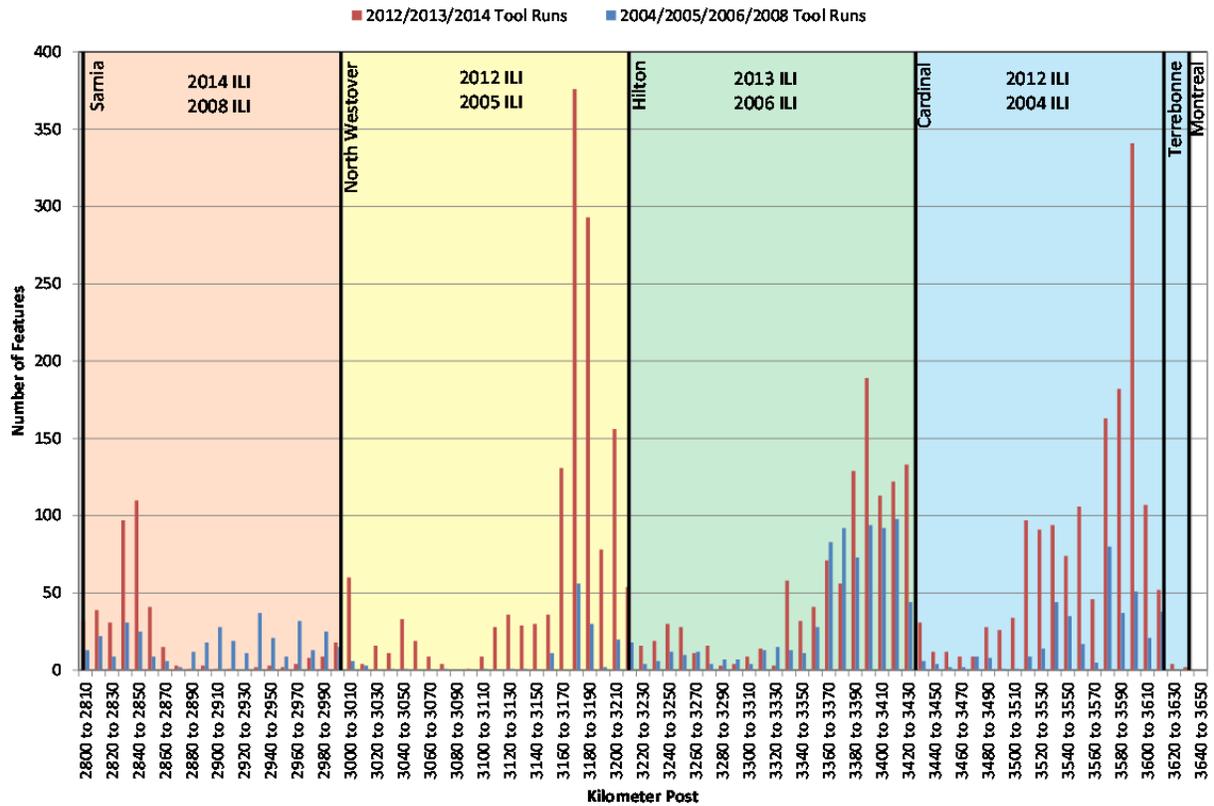


Figure 4.26 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2014 et de 2004 et 2008

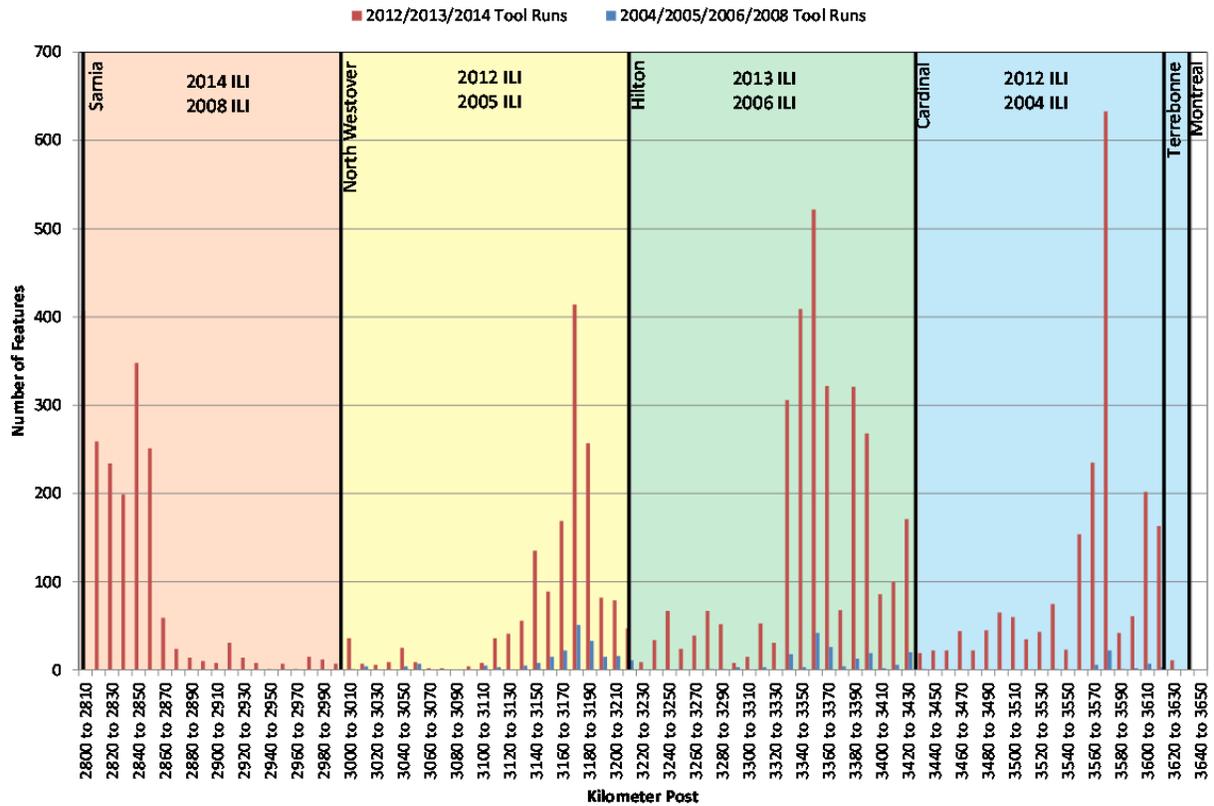
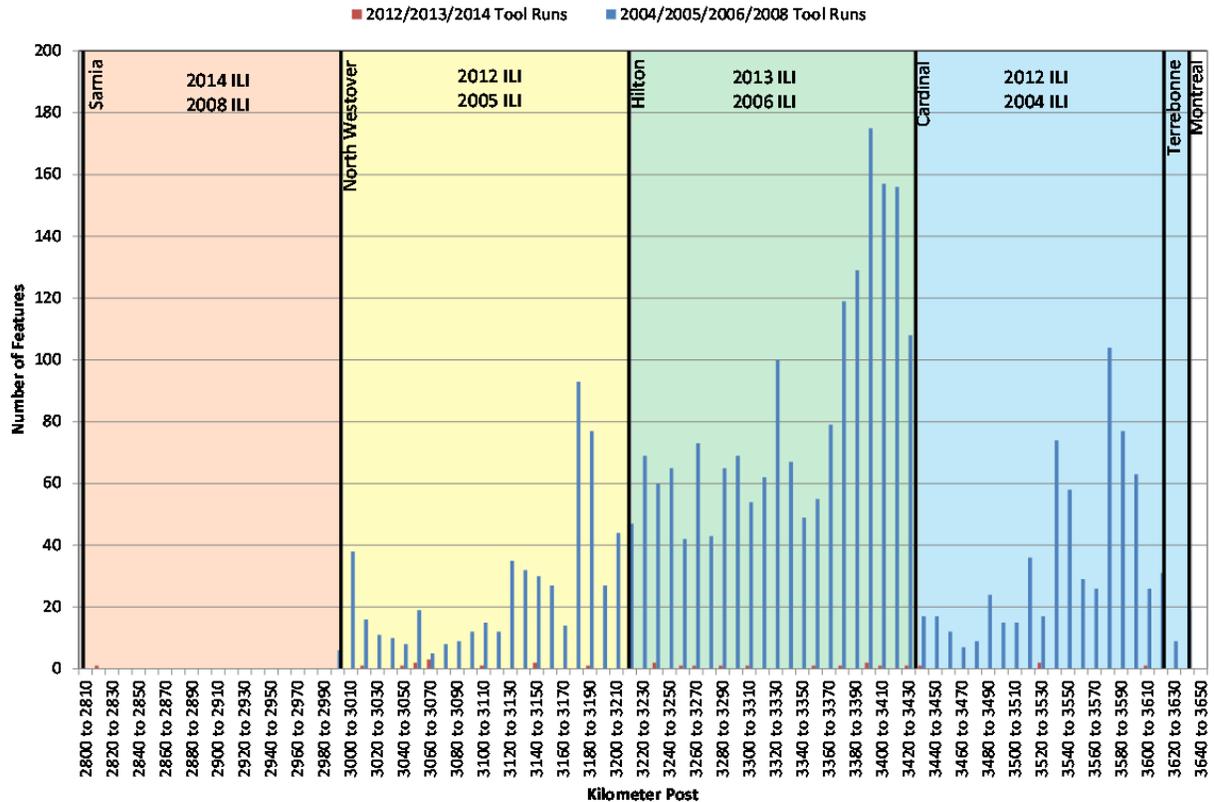


Figure 4.27 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2014 et de 2004 et 2008



**Figure 4.28 – Éléments d'indication de fissures déclarés pour les inspections de 2012 et 2014 et de 2004 et 2008**

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

Les critères suivants sont utilisés dans l'élaboration du programme de fouilles 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 125 % 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'est-à-dire, > 1 mm) qui sont déterminés comme étant connexes à un élément de perte de métal déclaré avec une profondeur supérieure à 30 %. D'autres précisions sur ce critère figurent à la section 4.3.8.

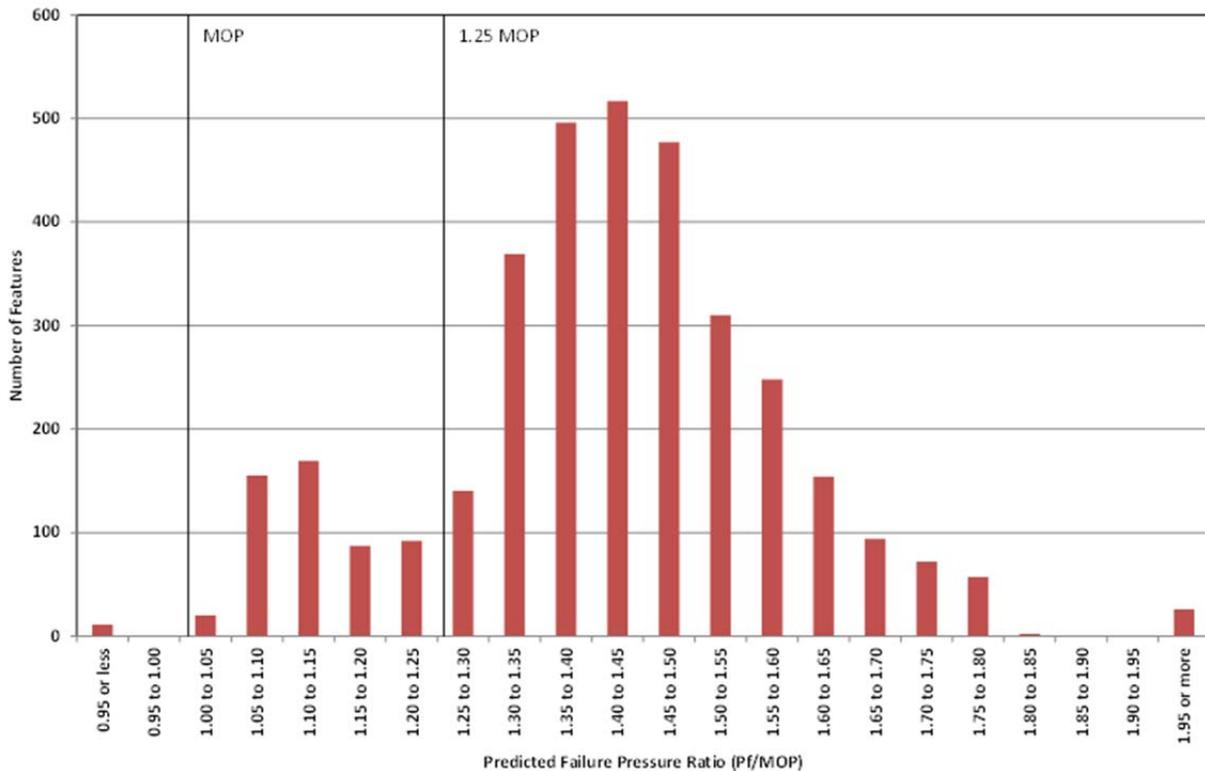
Conformément aux procédures d'Enbridge, toutes les indications linéaires identifiées sur le terrain sont soit éliminées par meulage ou réparées avec un manchon pressurisé.

#### 4.3.3.1 Réétalonnage du programme d'excavation

Enbridge a reçu et traité le rapport final d'inspection du tronçon allant du CD au ML bien avant la réception des rapports pour les autres tronçons. Pour cette raison, le premier groupe de sites de fouille approuvé pour la canalisation 9 était sur le tronçon allant du CD au ML. Pour le programme du CD au ML, 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 :

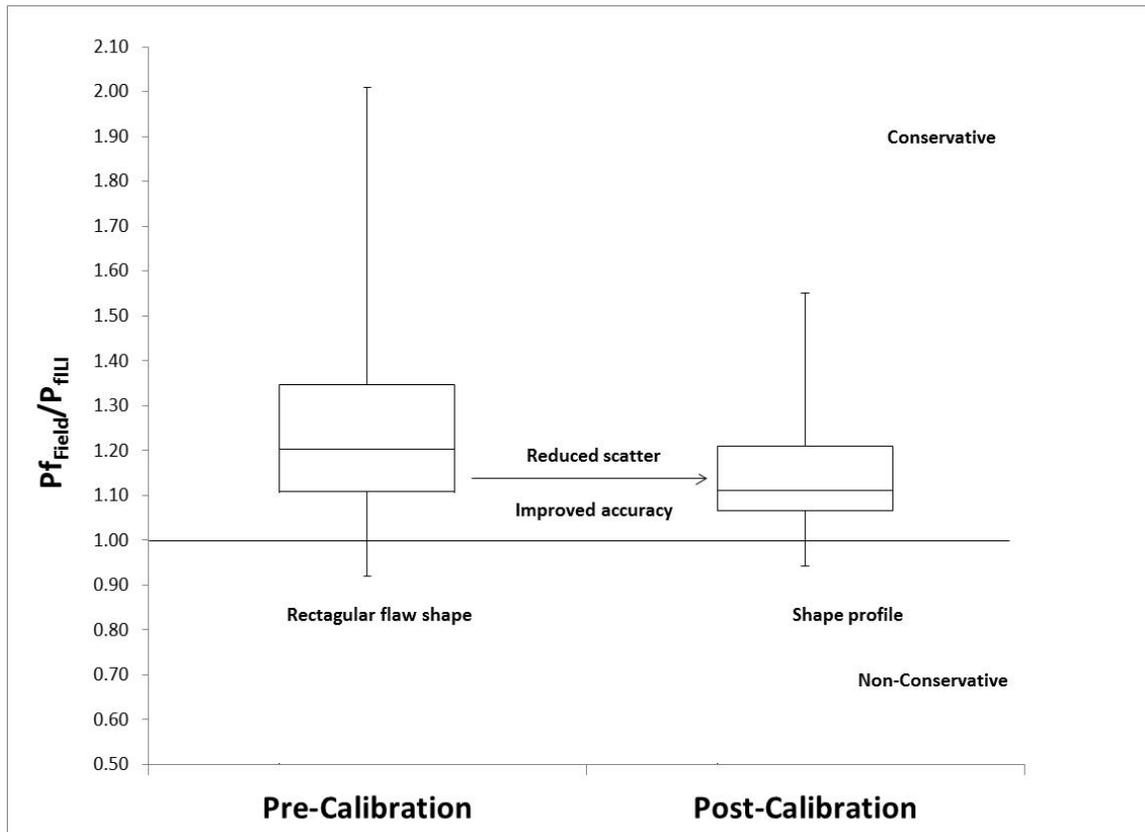
- profil du défaut : profil rectangulaire;
- épaisseur de la paroi : la moindre de l'épaisseur de la paroi nominale ou de l'épaisseur de la paroi, tel qu'elle a été mesurée par l'outil d'inspection interne par ultrasons.
- Élasticité nominale spécifiée de 359 MPa : 359 MPa;
- résistance nominale à la 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 du défaut : limite supérieure de la profondeur indiquée;
- longueur du défaut : 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 4.29. Tous les éléments ayant une PRP à moins de 125 % de la PMS ont été inclus dans le programme de fouilles



**Figure 4.29 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue pré-étalonnage (CD-ML)**

La corrélation des données d'inspections internes END du programme d'excavations sur le tronçon du CD au ML, 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 4.30, l'hypothèse que les éléments d'inspection interne sont bien caractérisés comme des défauts rectangulaires sur 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 4.30 – Schéma en boîte représentant la précision de la zone d'éléments d'indication de fissures et d'indication d'entailles présumée dans le calcul PRP**

Au moment de l'évaluation des besoins de ré.talonnage, le programme d'excavation actuel avait atteint un coefficient de confiance de >99 % pour les éléments de zone de fissures et d'indication de fissures déclarés. 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 canalisation9 sont performantes. Cependant, deux causes premières avaient été trouvées pour les résultats trop prudents :

- La déclaration de profondeur est dans les limites de tolérance prévues, mais a tendance à se trouver vers l'extrémité inférieure des gammes d'épaisseur. Enbridge a utilisé les limites supérieures des profondeurs indiquées.
- Lors de l'analyse, le fournisseur a déclaré des longueurs totales qui ont 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. Le but de l'étalonnage était de diminuer le caractère trop prudent de l'évaluation tout en continuant à assurer une tendance prudente 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 la PRP. L'étalonnage a atteint ces objectifs et la modification de la PRP est illustrée à la Figure 4.30 et la Figure 4.31.

Ce qui suit représente le réétalonnage de la PRP pour les éléments d'indications de fissures et d'indications d'entailles (SA-NW, NW-HL et HL-CD).

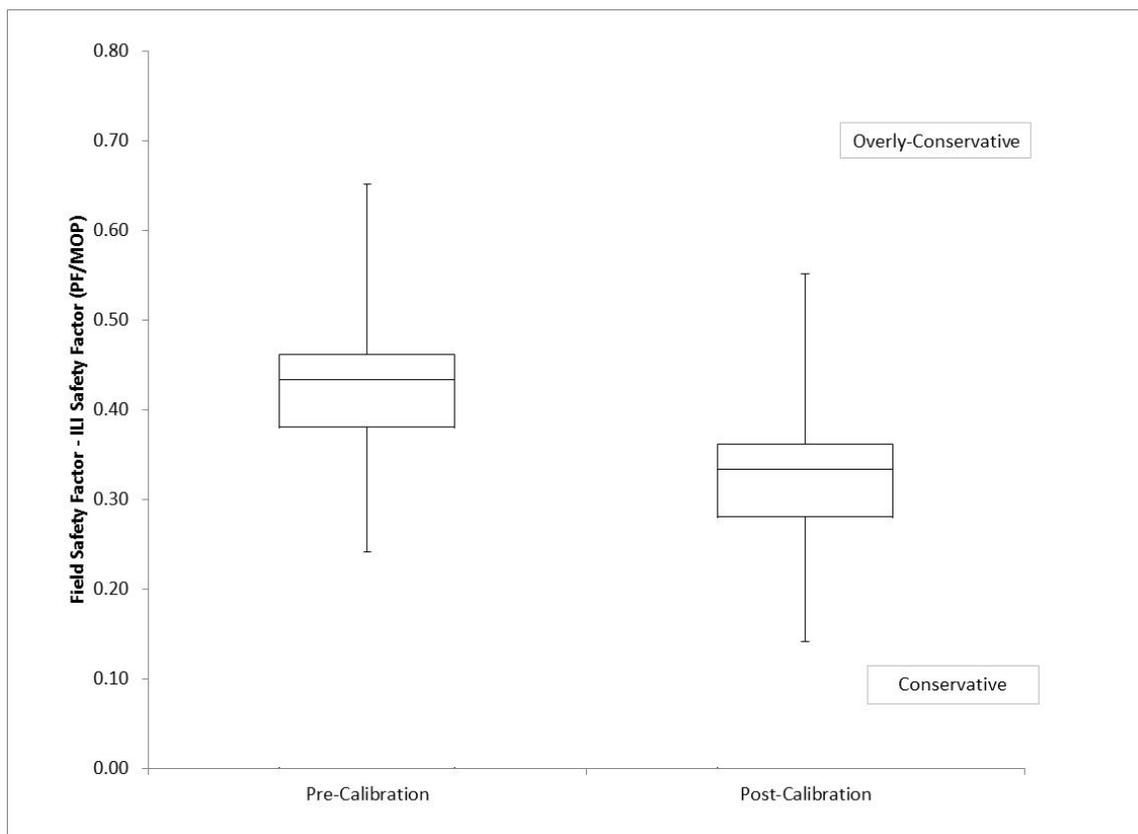
- Le fournisseur d'inspections internes pour la détection de fissures indique des profils de forme pour chaque élément d'indications de fissures et d'indications d'entailles dans le rapport d'inspection. Selon la comparaison des résultats des inspections internes avec les résultats END validés sur le terrain, il a été observé que l'utilisation des profils de forme plus précis plutôt que considérer comme un défaut rectangulaire pour déterminer que le PRP traite efficacement les causes profondes. Le profil permet de calculer le PRP de façon qui tiennent compte du fait que certaines parties de la longueur de l'élément sont peu profondes, soit prises 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 gammes d'épaisseur 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, suggèrent 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 prudent 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 9 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 de la PRP prudent est maintenu tout en réduisant légèrement la dispersion des données (voir la Figure 4.30). 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 défaut 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 (SA-NW, NW-HL et HL-CD) :

- 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 4.31, le changement dans la forme du défaut estimé réduit le niveau prudent du calcul de la PRP par un petit coefficient, mais les résultats demeurent excessivement prudents.
- Au moment du réétalonnage, 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 la mesure prudente tout en maintenant une évaluation prudente de la PRP.



**Figure 4.31 – Schéma en boîte représentant la réduction de la mesure prudente 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. Le rendement du programme de fouilles calibré a été surveillé pendant l'avancement des fouilles, et les schémas d'unité pour l'aptitude à l'emploi ont démontré le rendement atteint (Figure 4.37, Figure 4.39 et Figure 4.41). Le rendement du programme d'étalonnage est jugé acceptable; le défaut identifié avec une PRP inférieure à 125 % de la PMS a été identifié avec le programme d'inspection interne des fissures.

#### 4.3.4 Évaluation statistique du programme de fouilles

La sélection globale des éléments pour 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-vingts 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 >99 % pour les éléments d'indication de fissures et de zone de fissures déclarés à la fin du programme d'excavations. Deux des 28 indications d'entailles signalées sur les quatre tronçons ont été évaluées sur le terrain, permettant d'obtenir un niveau adéquat de données statistiques de 99 % pour la classification des éléments pour la catégorie des indications d'entaille.

#### 4.3.5 Résultats du programme de réparation

Depuis le 22 septembre 2014, les évaluations d'END réalisées sur 989 sites de fouille ont été complétées sur la canalisation 9, incluant 740 fouilles de fissures visant 3000 éléments signalés en réponse aux inspections DFUS réalisées dans le cadre du programme de détection des fissures entre SA et ML, en 2012 et 2014.

Tous les éléments avec une PRP inférieure ou égale à 125 % de la PMS ont été excavés comme l'illustre la Figure 4.32. La grande proportion d'éléments excavés avec une PRP supérieure à 125 % de la PMS a fourni un jeu de données fiables renseignant Enbridge sur le rendement des outils et des programmes liés à des éléments sous-critiques. Le taux de la pression de rupture prévue (« TPRP ») sont présentés à la Figure 4.33. Tous les éléments avec un TPRP inférieur à 80 % de la LEMS ont été excavés. La valeur de PRP/PMS la plus faible non prévue pour excavation avec un TPRP inférieur à 100 % de la LEMS est supérieure à 125 % de la PMS.

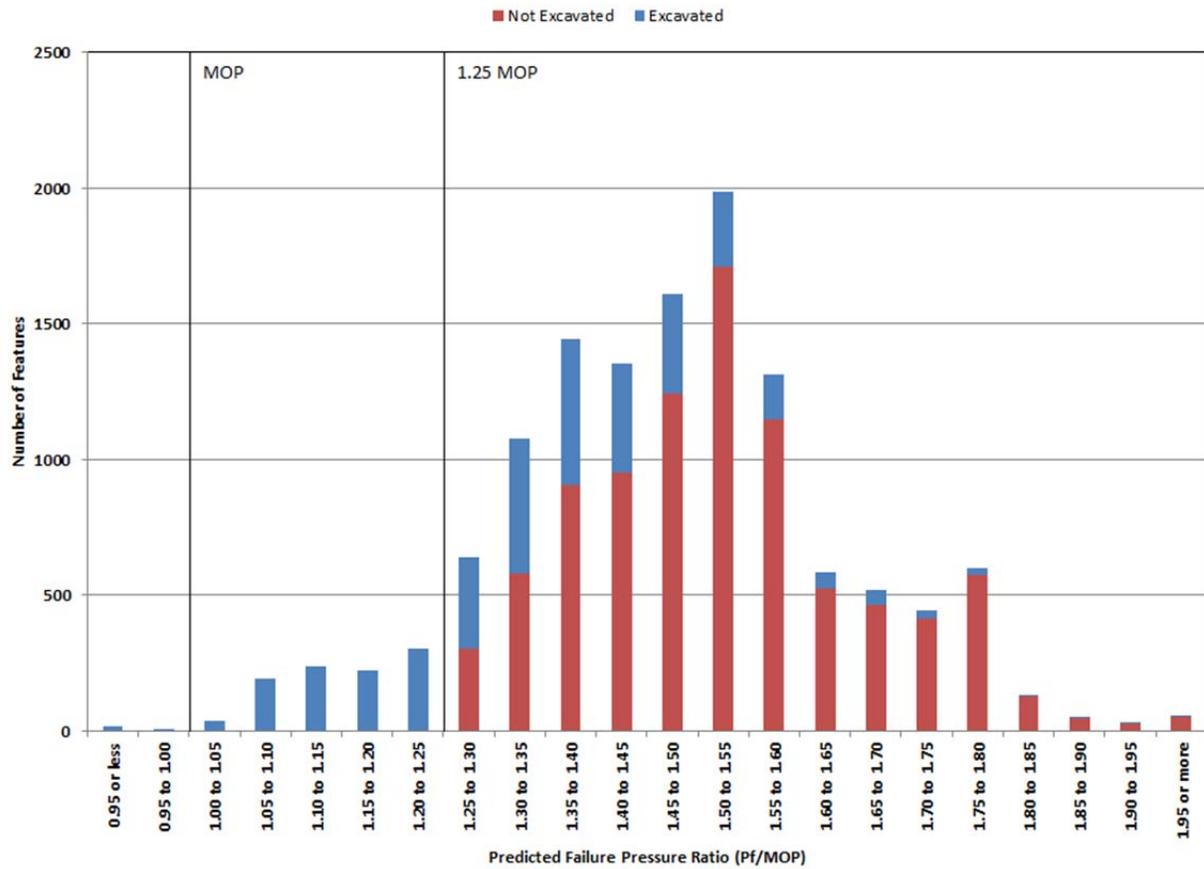


Figure 4.32 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, pour tous les éléments déclarés (SA-ML)

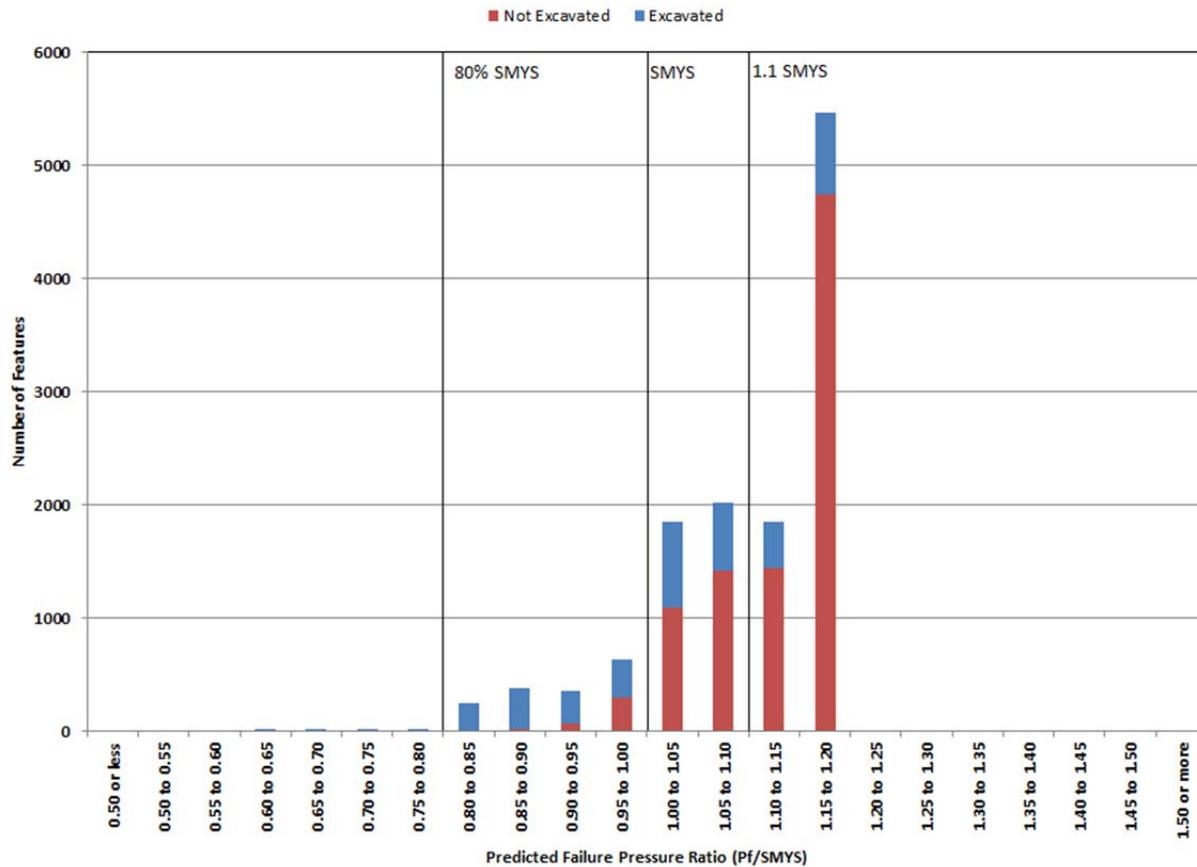


Figure 4.33 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, pour tous les éléments déclarés (SA-ML)

#### 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 exposées, les emplacements de détachement du revêtement et de perte métallique ou autre déféctuosité 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.

En août 2013, une fissure de 40 mm de longueur et de 4,5 mm de profondeur a été détectée par un technicien en END. L'emplacement ne correspondait pas à un élément d'inspection interne de fissure, et le défaut a été classé comme un 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.

Les principales conclusions du programme d'excavation réalisé dans chacune des trois sections de lanceurs et de récepteurs sont les suivantes.

#### **Entre Sarnia et North Westover**

Toutes les excavations menées entre le SA-NW conformément à la condition 10 de l'ordonnance ont été réalisées.

- Plus de 250 anomalies de fissuration ont été observées 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 2,72 mm (37 % ÉP) et de 143 % de la PMS respectivement.
- Cinq anomalies détectées sur le terrain, dont la longueur et la profondeur étaient supérieures à celles du seuil de signalement de l'outil, mais n'ont pas été déclarées par l'outil d'inspection interne, et, par conséquent, ont été classées comme « faux négatifs ». Les cinq anomalies ont été classées comme anomalies d'indication de fissures sur le terrain. Le faux négatif le plus important avait un facteur de sécurité de 148 % de la PMS. L'anomalie la plus profonde classée comme faux négatif avait une profondeur de 1,2 mm (16 % ÉP). D'autres précisions sur ces faux négatifs, y compris la durée de vie restante sont fournies à la section 4.3.5.2 ci-dessous.

#### **Entre North Westover et Hilton**

Toutes les excavations menées entre le NW-HL conformément à la condition 10 de l'ordonnance ont été réalisées.

- Plus de 700 anomalies de fissuration ont été observées sur le terrain. La profondeur maximum et le facteur de sécurité le plus bas en fonction des données de terrain pour les anomalies sont de 3,4 mm (54 % ÉP) et de 123 % de la PMS respectivement.
- Il y a eu 86 anomalies détectées sur le terrain, dont la longueur et la profondeur étaient supérieures à celles du seuil de signalement de l'outil, mais n'ont pas été déclarées par l'outil d'inspection interne, et, par conséquent, ont été classées comme « faux négatifs ». Sur ces 87 faux négatifs, 81 ont été classés comme anomalies d'indication de fissures et cinq comme anomalies de la FCC. L'anomalie la plus importante classée comme faux négatif avait un facteur de sécurité de 127 % de la PMS. L'anomalie la plus profonde classée comme faux négatif avait une profondeur de 1,9 mm (29 % ÉP). D'autres précisions concernant ces faux négatifs, y compris la durée de vie restante sont fournies à la section 4.3.5.2 ci-dessous.

### **Entre Hilton et Cardinal**

Toutes les excavations menées entre le HL-CD conformément à la condition 10 de l'ordonnance ont été réalisées.

- Plus de 700 anomalies de fissuration ont été observées sur le terrain. La profondeur maximum et le facteur de sécurité le plus bas en fonction des données de terrain pour les anomalies sont de 2,36 mm (30 % ÉP) et de 127 % de la PMS respectivement.
- Il y a eu 72 éléments détectés sur le terrain, dont la longueur et la profondeur étaient supérieures à celles du seuil de signalement de l'outil, mais n'ont pas été déclarées par l'outil d'inspection interne, et, par conséquent, ont été classées comme « faux négatifs ». Sur ces 72 faux négatifs, 60 ont été classés comme anomalies d'indication de fissures et 12 comme anomalies de la FCC. L'anomalie la plus importante classée comme faux négatif avait un facteur de sécurité de 129 % de la PMS. L'anomalie la plus profonde classée comme faux négatif avait une profondeur de 1,75 mm (26 % ÉP). D'autres précisions concernant ces faux négatifs, y compris la durée de vie restante sont fournies dans la section 4.3.5.2 ci-dessous.

### **Entre Cardinal et Montréal**

Toutes les excavations menées entre le CD-ML conformément à la condition 10 de l'ordonnance ont été réalisées.

- Plus de 13 000 anomalies de fissuration ont été observées sur le terrain. La profondeur maximum et le facteur de sécurité le plus bas, en fonction des données de terrain, pour les anomalies sont de 2,93 mm (43 % ÉP) et de 126 % de la PMS respectivement.

- Il y a eu 42 anomalies détectées sur le terrain, dont la longueur et la profondeur étaient supérieures à celles du seuil de signalement de l'outil, mais n'ont pas été déclarées par l'outil d'inspection interne, et, par conséquent, ont été classées comme « faux négatifs ». Sur ces 42 faux négatifs, 41 ont été classés comme anomalies d'indication de fissures et une comme anomalie de la FCC. L'anomalie la plus importante classée comme faux négatif avait un facteur de sécurité de 128 % de la PMS. L'anomalie la plus profonde classée comme faux négatif avait une profondeur de 1,62 mm (24 % ÉP). D'autres précisions concernant ces faux négatifs, y compris la durée de vie restante sont fournies dans 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 187 anomalies de fissuration classées comme faux négatifs et 18 anomalies de la FCC classées comme faux négatif. 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. La probabilité de détection augmente avec l'accroissement de la gravité de l'anomalie et, par conséquent, il est peu probable que l'outil d'inspection interne rate un défaut quasi critique.

Comme l'illustre la Figure 4.34, le facteur de sécurité le plus bas sur les 205 anomalies classées faux négatifs correspond à 127 % de la PMS, alors que la plus courte durée de vie restante de ces anomalies est de 24 ans. (voir la Figure 4.35) Aucun de ces faux négatifs n'échouerait un essai hydraulique jusqu'à 125 % de la PMS qui correspond à la preuve de résistance acceptée en conformité avec l'article 8 de la norme CSA Z662-11. Ainsi, en fonction de la présente information, les anomalies d'indication de fissures non signalées à l'outil de détection sont d'une importance relative et peuvent être gérées de manière adéquate à l'aide d'un outil de détection interne et d'un programme d'excavation ultérieur.

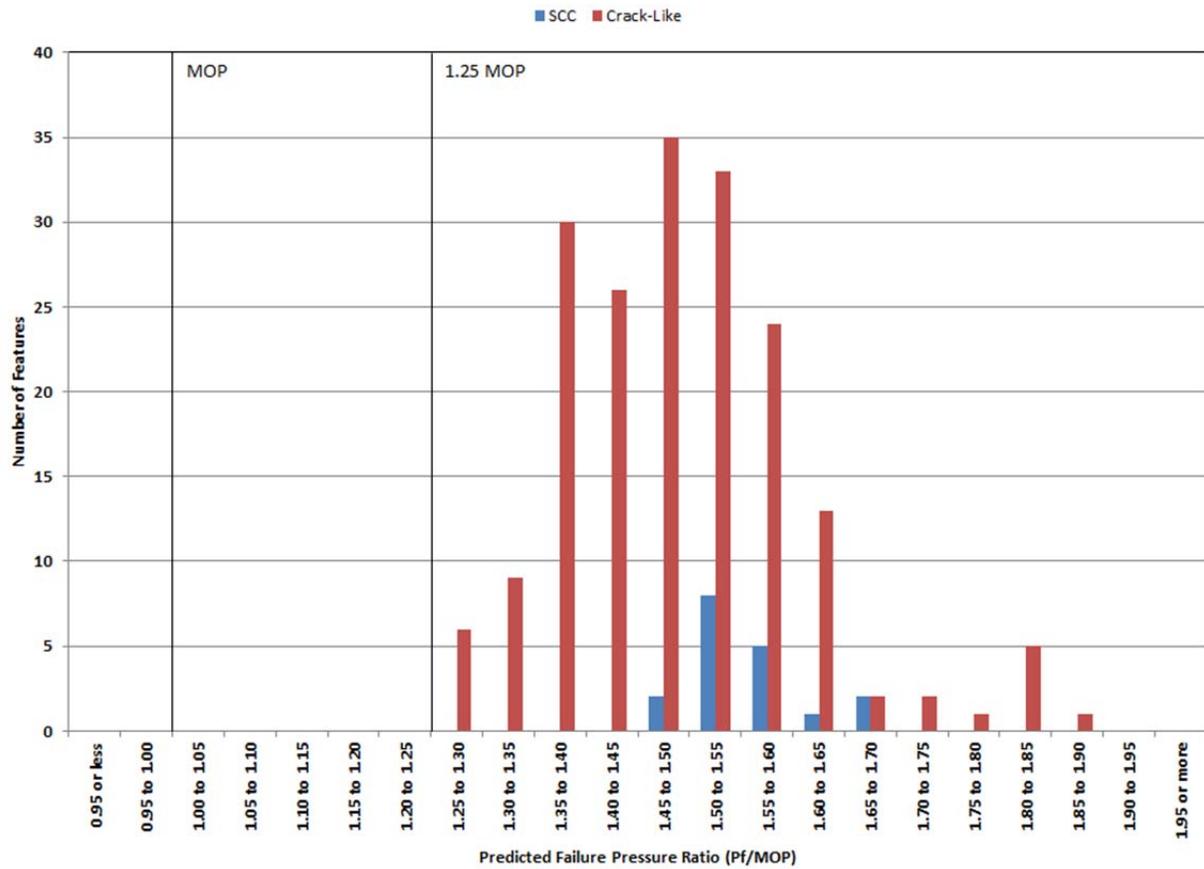
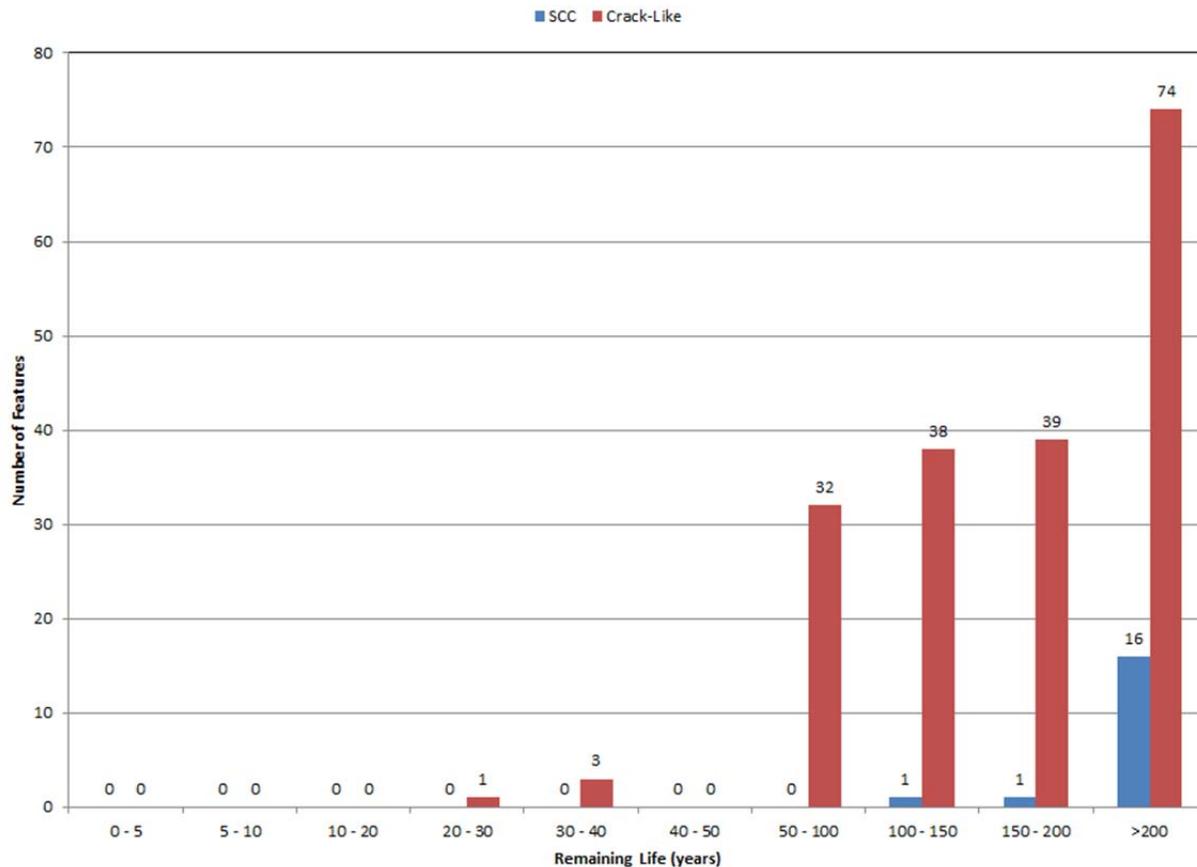


Figure 4.34 Taux de pression de rupture prévue (faux négatifs)



**Figure 4.35 Durée de vie restante des faux négatifs**

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

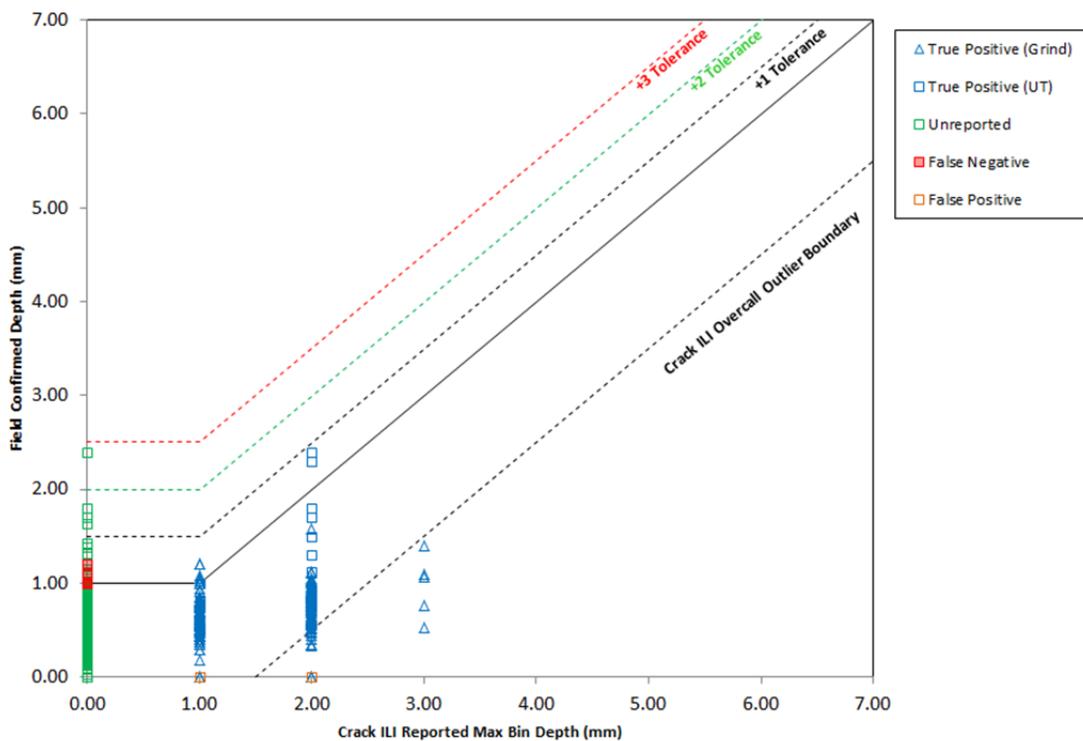
Pour évaluer la précision associée aux passages de l'outil d'inspection interne utilisé pour la détection des fissures en 2012 et 2014, effectués entre SA et ML, différentes analyses de tendances ont été effectuées à l'outil sur le terrain. Les analyses ont porté sur la quantification de la performance 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 4.36 à la Figure 4.43 illustrent les comparaisons entre les dimensions prises à l'aide d'un outil (profondeur et pertinence) et les dimensions correspondantes qui ont été prises sur le terrain, aux endroits excavés où se trouvaient les défauts déclarés à l'aide d'un outil. 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 importe en matière de fuite et, conséquemment, 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 défaut est une combinaison de la longueur et de la profondeur et est directement liée à la PRP 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 4.36 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2014 (SA-NW)**

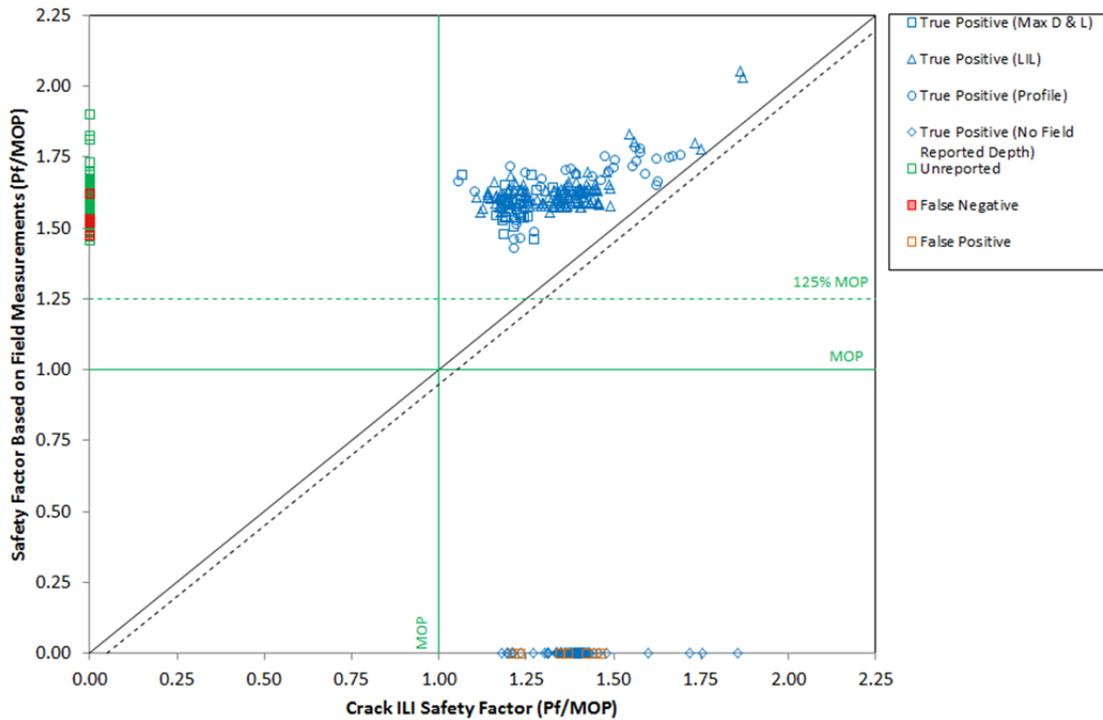
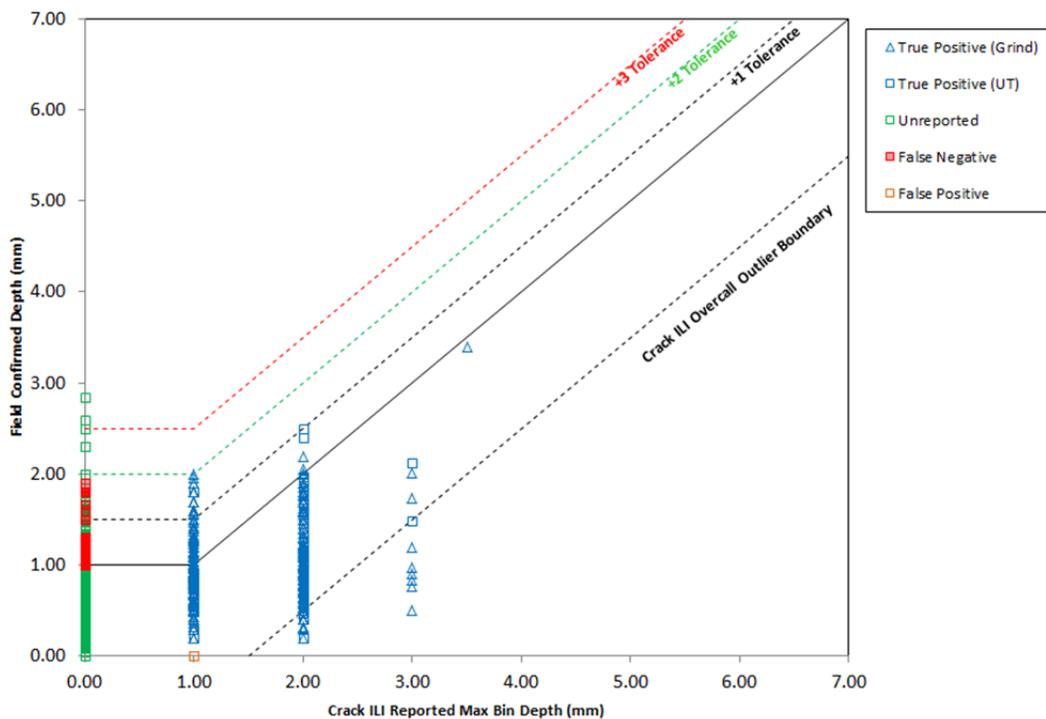
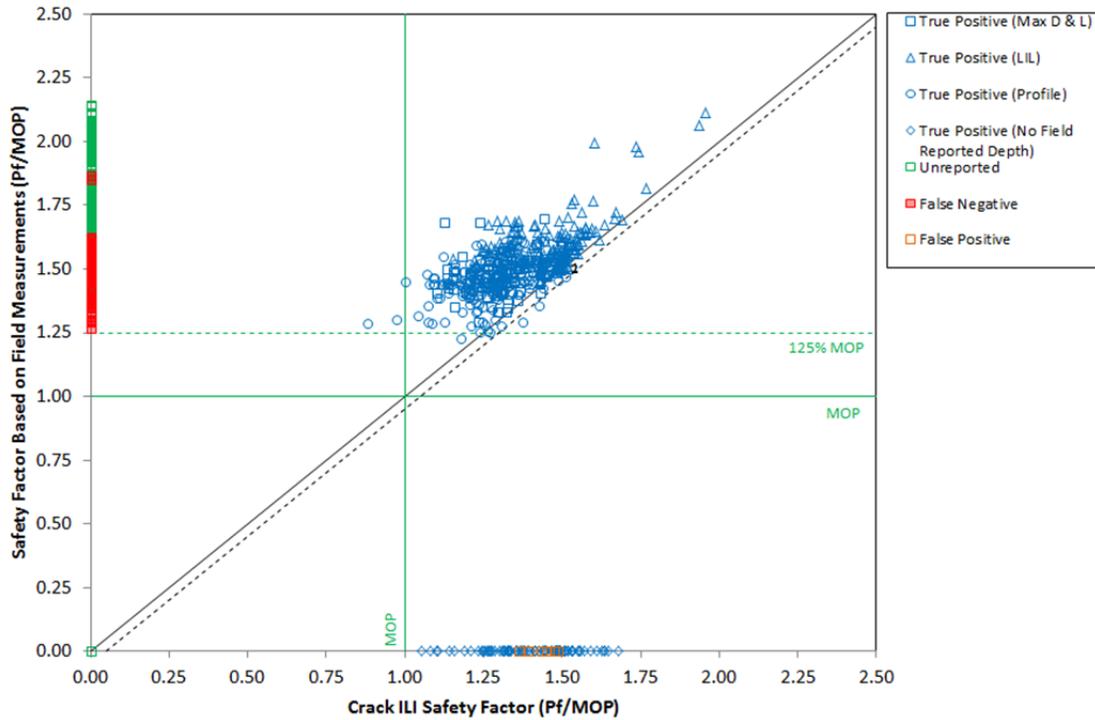


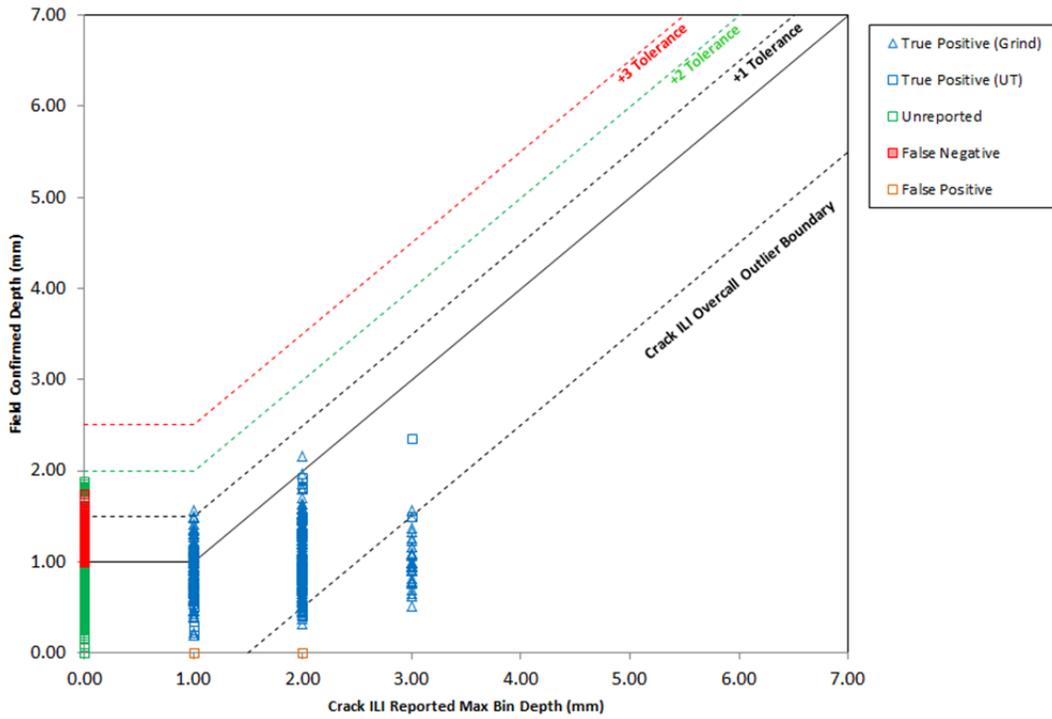
Figure 4.37 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2014 (SA-NW)



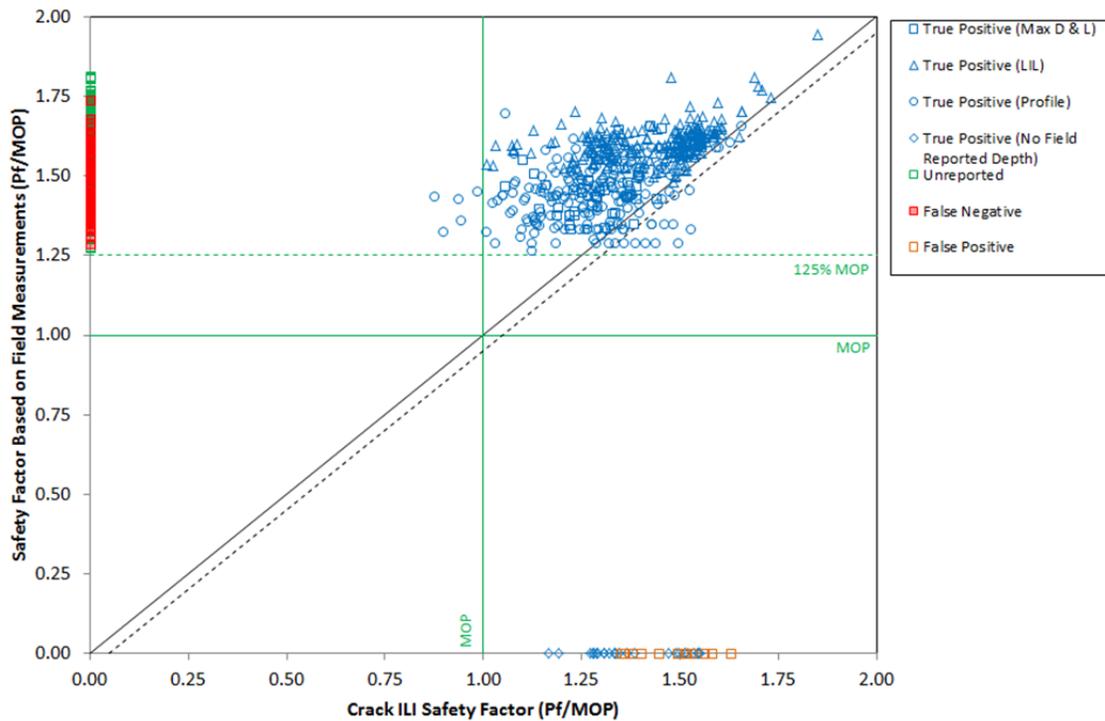
**Figure 4.38 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (NW-HL)**



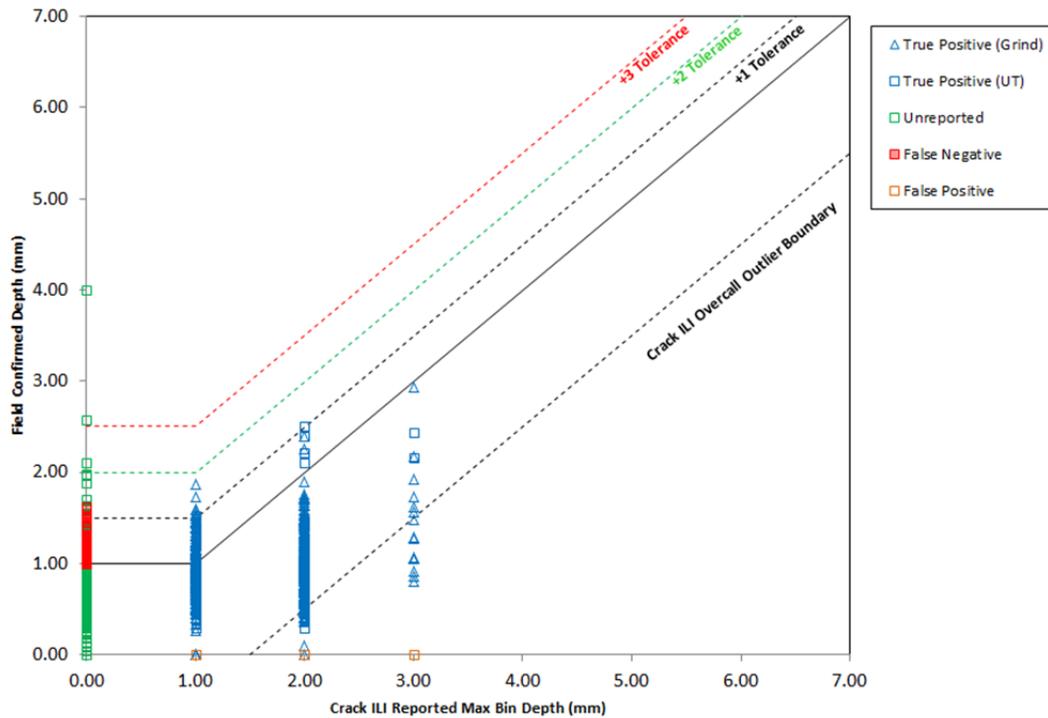
**Figure 4.39 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (NW-HL)**



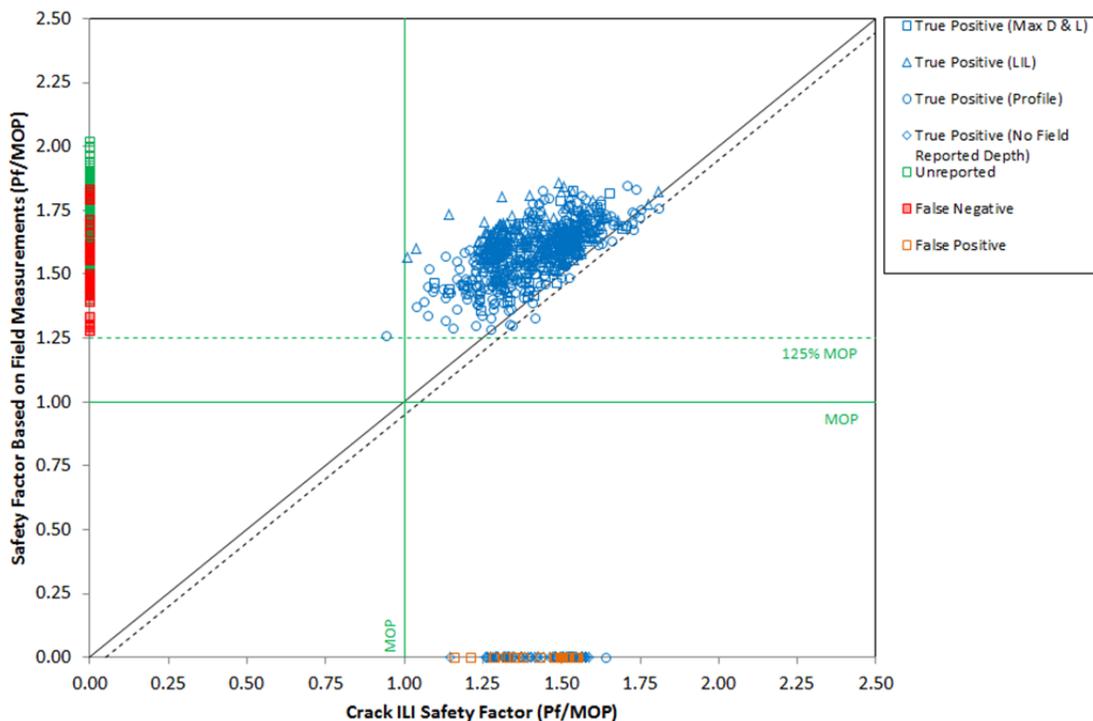
**Figure 4.40 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2013 (HL-CD)**



**Figure 4.41 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2013 (HL-CD)**



**Figure 4.42 Schéma d'unité de la profondeur axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (CD-ML)**



**Figure 4.43 Schéma d'unité de la pertinence d'utilisation axé sur le programme de détection des fissures de 2012 (CD-ML)**

Les données sont considérées comme étant suffisamment précises si les mesures des profondeurs prises sur le terrain sont inférieures à une tolérance de + 1 (Figure 4.36, Figure 4.38, Figure 4.40 et Figure 4.42) et si les taux de pression de rupture prévue (TPRP) sont inférieurs à - 0,05, selon l'outil utilisé pour déterminer les TPRP (Figure 4.37, Figure 4.39, Figure 4.41 et Figure 4.43). Les valeurs aberrantes non prudentes sont étudiées 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 Sarnia et North Westover**

La Figure 4.36 et la Figure 4.37 illustrent la comparaison entre les dimensions obtenues à l'aide de l'outil de détection des fissures avec les dimensions correspondantes mesurées sur le terrain, sur le tronçon de la canalisation 9 comprise entre le SA et le NW. Les résultats importants obtenus de cette analyse de tendances sont résumés ci-dessous.

- Environ 95 % des éléments vrais positifs avaient des dimensions inférieures au seuil 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 98 % des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain inférieure à la profondeur correspondante 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 supérieur à +1 de celle signalée par l'outil. Cela indique que la profondeur mesurée sur le terrain pour tous (c'est-à-dire 98,5 %) les éléments signalés par l'outil du programme de détection des fissures sont soit à une tolérance spécifiée de +1 ou moins profonde (plus prudente) que celle de l'outil et que, de manière générale, l'outil montrait une tendance prudente par rapport aux dimensions de la profondeur pour ce tronçon de la canalisation 9.
- La PRP sur le terrain pour 100 % des éléments vrais positifs était plus élevée (plus prudente) et dans la plupart des cas, nettement plus élevée que celle de l'outil. Aucun élément vrai positif n'avait un RPRP de terrain de  $\leq -0,05$  de la PRP/PMS de la RPRP de l'outil.

- **Entre North Westover et Hilton**

La Figure 4.38 et la Figure 4.39 illustrent la comparaison entre les dimensions obtenues à l'aide de l'outil de détection des fissures avec les dimensions correspondantes mesurées sur le terrain, sur le tronçon de la canalisation 9 comprise entre le NW et le HL. Les résultats importants obtenus de cette analyse de tendances sont résumés ci-dessous.

- Environ 79 % des éléments vrais positifs avaient des dimensions inférieures au seuil 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 79 % des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain inférieure à la profondeur correspondante signalée par l'outil. Par comparaison, 21 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 est à une tolérance spécifiée de +1 ou moins profonde (plus prudente) que celle de l'outil et que, de manière générale, l'outil montrait une tendance prudente par rapport aux dimensions de la profondeur pour ce tronçon de la canalisation 9.
- La PRP 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 des éléments vrais positifs avaient un RPRP de terrain inférieur à celui de l'outil, mais  $> -0,05$  de la PRP/PMS du RPRP de l'outil; cependant, les deux éléments avaient un

RPRP de terrain qui était  $> 129\%$  de la PMS et ne constituent par conséquent aucune menace à l'intégrité de la canalisation 9.

- **Entre Hilton et Cardinal**

La Figure 4.40 et la Figure 4.41 illustrent la comparaison entre les dimensions obtenues à l'aide de l'outil de détection des fissures avec les dimensions correspondantes mesurées sur le terrain, sur le tronçon de la canalisation 9 comprise entre le HL et le CD. Les résultats importants obtenus de cette analyse de tendances sont résumés ci-dessous.

- Environ 77 % des éléments vrais positifs avaient des dimensions inférieures au seuil 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 86 % des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain inférieure à la profondeur correspondante signalée par l'outil. Par comparaison, seul un 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. Aucun élément vrai positif n'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 99 % 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 montrait une tendance prudente par rapport aux dimensions de la profondeur pour ce tronçon de la canalisation 9.
- La PRP sur le terrain pour 95 % des éléments vrais positifs était plus élevée (plus prudente) et dans la plupart des cas, nettement plus élevée que celle de l'outil. Seulement 11 des éléments vrais positifs avaient un RPRP de terrain qui était  $\leq -0,05$  de la PRP/PMS du RPRP de l'outil; cependant, les 11 éléments avaient tous un RPRP de terrain qui était  $> 129\%$  de la PMS et ne constituent par conséquent aucune menace à l'intégrité de la canalisation 9.

- **Entre Cardinal et Montréal**

La Figure 4.42 et la Figure 4.43 illustrent la comparaison entre les dimensions obtenues à l'aide de l'outil de détection des fissures avec les dimensions correspondantes mesurées sur le terrain, sur le tronçon de la canalisation 9 comprise entre le CD et le ML. Les résultats importants obtenus de cette analyse de tendances sont résumés ci-dessous.

- Environ 80 % des éléments vrais positifs avaient des dimensions inférieures au seuil 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 85 % des éléments vrais positifs avaient une profondeur mesurée sur le terrain inférieure à la profondeur correspondante signalée par l'outil. Par comparaison, seul neuf 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 aucune anomalie classée vrai positif qui avait une véritable profondeur mesurée sur le terrain entre une tolérance d'outil de +2 à +3 de la profondeur signalée par l'outil. Cela indique que la profondeur mesurée sur le terrain pour environ 98,7 % des éléments signalés par l'outil du programme de détection des fissures est à une tolérance spécifiée de +1 ou moins profonde (plus prudente) que celle de l'outil et que, de manière générale, l'outil montrait une tendance prudente par rapport aux dimensions de la profondeur pour ce tronçon de la canalisation 9.
- La PRP sur le terrain pour 97 % 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 des éléments vrais positifs avaient un RPRP de terrain inférieur à celui de l'outil qui était  $\leq -0,05$  de la PRP/PMS du RPRP de l'outil; cependant, les deux éléments avaient un RPRP de terrain qui était  $> 131$  % de la PMS et ne constituent par conséquent aucune menace à l'intégrité de la canalisation 9.

#### **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 déclaration minimal de l'outil de détection des fissures UltraScan<sup>MC</sup> de GE, comme l'a mentionné GE à la suite des quatre essais d'outil menés en 2012 et 2014 sur la canalisation 9, entre le SA et ML, est d'une profondeur de  $\geq 1$  mm et d'une longueur de  $> 25$  mm.

Un élément qui répond à cette exigence en matière de seuil de signalement minimum de la canalisation 9 aura une PRP 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 d'indication de fissures, d'indication d'entailles et de zone de fissures. La capacité démontrée de l'outil d'inspection interne à détecter et à identifier une menace de fissure est évaluée à l'aide de la relation suivante :

$$POD = \frac{n_{rep}}{n_{rep} + n_{unrep}} \times 100\% \quad n_{rep} = \text{le nombre d'éléments déclarés à l'aide de l'outil de détection des fissures}$$

$n_{unrep}$  = le nombre de faux négatifs qui excèdent le seuil de déclaration de l'outil de détection 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 d'indication de fissures, d'indication d'entailles et de zone de fissures sont présentées dans le Tableau 4-10 au**

Tableau 4-11 4-13 et résumées ci-après pour chaque tronçon.

- Du SA au NW : La PDD est de 94 % pour les éléments combinés d'indication de fissures et d'indication d'entailles, alors qu'elle est de 100 % pour les éléments de zone de fissure.
- Entre NW et HL : La PDD est de 87 % pour les éléments combinés d'indication de fissures et d'indication d'entailles, alors qu'elle est de 98 % pour les éléments de zone de fissure.
- Entre HL et CD : La PDD est de 89 % pour les éléments combinés d'indication de fissures et d'indication d'entailles, alors qu'elle est de 97 % pour les éléments de zone de fissure.

- Entre CD et ML : La PDD est de 94 % pour les éléments combinés d'indication de fissures et d'indication d'entailles, alors qu'elle est de 100 % pour les éléments de zone de fissure.

À l'heure actuelle, il existe deux façon d'évaluer les PDC : La première consiste à utiliser la limite supérieure de la profondeur indiquée comme valeur X et la seconde consiste à utiliser la limite supérieure de la profondeur indiquée et la tolérance d'outils. 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 un au minimum est prise en compte dans le cadre du programme d'inspection interne 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.

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

**Notes :** seuls les éléments dont la profondeur a été confirmée par meulage ont été utilisés dans le calcul des PDC. 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 PRP des fissures.

**Tableau 4-10 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2014 (SA-NW)**

|                                  |                     | ILI Reported Feature |      |      |     |     |     |     |                 |
|----------------------------------|---------------------|----------------------|------|------|-----|-----|-----|-----|-----------------|
|                                  |                     | CL                   | NL   | CF   | ML  | GEO | IL  | ND  | False Negative* |
| Field<br>NDE<br>Reported<br>Flaw | SCC                 | 5                    | 0    | 214  | 0   | 0   | 0   | 0   | 0               |
|                                  | crack               | 61                   | 0    | 3    | 0   | 0   | 0   | 0   | 5               |
|                                  | dent                | 0                    | 0    | 0    | 0   | 1   | 0   | 0   | 0               |
|                                  | inclusion           | 0                    | 0    | 0    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0               |
|                                  | metal loss          | 15                   | 0    | 18   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0               |
|                                  | geometric reflector | 0                    | 1    | 1    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0               |
|                                  | False Positive      | 2                    | 0    | 4    | 0   | 0   | 0   | 0   | 0               |
|                                  | Total               | 83                   | 1    | 240  | 0   | 1   | 0   | 0   | 5               |
| POD                              |                     | 94%                  | 100% | 100% | N/A | N/A | N/A | N/A |                 |
|                                  |                     | 94%                  |      |      |     |     |     |     |                 |
| POI                              |                     | 75%                  | 100% | 91%  | N/A |     |     |     |                 |
| POS-Unity                        |                     | 100%                 | 100% | 98%  |     |     |     |     |                 |
| POS-Tool Tolerance               |                     | 100%                 | 100% | 99%  |     |     |     |     |                 |

\*exceeding crack ILI reporting threshold for length and depth

**Tableau 4-11 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2012 (NW-HL)**

|                         |                     | ILI Reported Feature |          |            |          |           |          |          |                 |
|-------------------------|---------------------|----------------------|----------|------------|----------|-----------|----------|----------|-----------------|
|                         |                     | CL                   | NL       | CF         | ML       | GEO       | IL       | ND       | False Negative* |
| Field NDE Reported Flaw | SCC                 | 33                   | 1        | 301        | 0        | 0         | 0        | 0        | 5               |
|                         | crack               | 379                  | 0        | 2          | 0        | 0         | 0        | 0        | 81              |
|                         | dent                | 0                    | 0        | 0          | 0        | 24        | 0        | 0        | 0               |
|                         | inclusion           | 0                    | 0        | 0          | 0        | 0         | 0        | 0        | 0               |
|                         | metal loss          | 136                  | 0        | 9          | 0        | 0         | 0        | 0        | 0               |
|                         | geometric reflector | 4                    | 0        | 1          | 0        | 1         | 0        | 0        | 0               |
|                         | False Positive      | 5                    | 0        | 1          | 0        | 0         | 0        | 0        | 0               |
|                         | <b>Total</b>        | <b>557</b>           | <b>1</b> | <b>314</b> | <b>0</b> | <b>25</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>86</b>       |
| POD                     | 87%                 | 100%                 | 98%      | N/A        | N/A      | N/A       | N/A      |          |                 |
|                         | 87%                 |                      |          |            |          |           |          |          |                 |
| POI                     | 69%                 | 0%                   | 96%      | N/A        |          |           |          |          |                 |
| POS-Unity               | 92%                 | 0%                   | 69%      |            |          |           |          |          |                 |
| POS-Tool Tolerance      | 99%                 | 100%                 | 92%      |            |          |           |          |          |                 |

\*exceeding crack ILI reporting threshold for length and depth

**Tableau 4-12 4-12 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2013 (HL-CD)**

|                         |                     | ILI Reported Feature |          |            |          |          |          |          |                 |
|-------------------------|---------------------|----------------------|----------|------------|----------|----------|----------|----------|-----------------|
|                         |                     | CL                   | NL       | CF         | ML       | GEO      | IL       | ND       | False Negative* |
| Field NDE Reported Flaw | SCC                 | 2                    | 0        | 344        | 0        | 0        | 0        | 0        | 12              |
|                         | crack               | 383                  | 0        | 2          | 0        | 0        | 0        | 0        | 60              |
|                         | dent                | 0                    | 0        | 0          | 0        | 0        | 0        | 0        | 0               |
|                         | inclusion           | 1                    | 0        | 0          | 0        | 0        | 0        | 0        | 0               |
|                         | metal loss          | 76                   | 0        | 31         | 0        | 0        | 0        | 0        | 0               |
|                         | geometric reflector | 0                    | 0        | 1          | 0        | 0        | 0        | 0        | 0               |
|                         | False Positive      | 6                    | 0        | 8          | 0        | 0        | 0        | 0        | 0               |
|                         | <b>Total</b>        | <b>468</b>           | <b>0</b> | <b>386</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>72</b>       |
| POD                     | 89%                 | N/A                  | 97%      | N/A        | N/A      | N/A      | N/A      |          |                 |
|                         | 89%                 |                      |          |            |          |          |          |          |                 |
| POI                     | 83%                 | N/A                  | 91%      | N/A        |          |          |          |          |                 |
| POS-Unity               | 88%                 | N/A                  | 88%      |            |          |          |          |          |                 |
| POS-Tool Tolerance      | 99%                 | N/A                  | 99%      |            |          |          |          |          |                 |

\*exceeding crack ILI reporting threshold for length and depth

**Tableau 4-11 4-13 – Résumé des PDD, PI et PDC pour les essais d'outils menés dans le programme de détection des fissures de 2012 (CD-ML)**

|                         |                     | ILI Reported Feature |          |            |          |           |          |          |                 |
|-------------------------|---------------------|----------------------|----------|------------|----------|-----------|----------|----------|-----------------|
|                         |                     | CL                   | NL       | CF         | ML       | GEO       | IL       | ND       | False Negative* |
| Field NDE Reported Flaw | SCC                 | 19                   | 0        | 815        | 0        | 0         | 0        | 0        | 1               |
|                         | crack               | 531                  | 0        | 10         | 0        | 0         | 0        | 0        | 41              |
|                         | dent                | 0                    | 0        | 0          | 0        | 46        | 0        | 0        | 0               |
|                         | inclusion           | 1                    | 0        | 0          | 0        | 0         | 0        | 0        | 0               |
|                         | metal loss          | 38                   | 0        | 41         | 0        | 0         | 0        | 0        | 0               |
|                         | geometric reflector | 3                    | 0        | 0          | 0        | 0         | 0        | 0        | 0               |
|                         | False Positive      | 6                    | 0        | 28         | 0        | 0         | 0        | 0        | 0               |
|                         | <b>Total</b>        | <b>598</b>           | <b>0</b> | <b>894</b> | <b>0</b> | <b>46</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>42</b>       |
| POD                     | 94%                 | N/A                  | 100%     | N/A        | N/A      | N/A       | N/A      |          |                 |
|                         | 94%                 |                      |          |            |          |           |          |          |                 |
| POI                     | 90%                 | N/A                  | 94%      | N/A        |          |           |          |          |                 |
| POS-Unity               | 90%                 | N/A                  | 81%      |            |          |           |          |          |                 |
| POS-Tool Tolerance      | 99%                 | N/A                  | 99%      |            |          |           |          |          |                 |

\*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 :

- **Du SA au NW :**
  - les valeurs de la PDP pour les éléments d'indication de fissures sont de 100 % 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 de zone de fissures sont de 98 % en fonction de l'unité et de 99 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1.
- **Entre NW et HL :**
  - les valeurs de la PDP pour les éléments d'indication de fissures sont de 92 % 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 de zone de fissures sont de 69 % en fonction de l'unité et de 92 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1.
- **Entre HL et CD :**
  - les valeurs de la PDP pour les éléments d'indication de fissures sont de 88 % 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 de zone de fissures sont de 88 % en fonction de l'unité et de 98 % en fonction d'une tolérance d'outil de +1.
- **Entre CD et ML :**
  - les valeurs de la PDP pour les éléments d'indication de fissures sont de 90 % 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 de zone de fissures sont de 81 % en fonction de l'unité et de 99 % 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 essentiels 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.

Après l'achèvement du programme de fouilles exhaustif sur la canalisation 9, il n'y avait aucune anomalie détectée avec une pression de rupture prévue (« PRP ») inférieure à 125 % de la PMS, qui n'a pas été signalée et caractérisée de manière prudente grâce aux programmes de surveillance des inspections internes. 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.

#### **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 associées et du modèle de prévision 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. Figure 4.44 La Figure 4.45 illustre 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 perte de métal offre une estimation très prudente de la profondeur (comme illustré à la Figure 4.44) et de la pression de rupture (comme illustré à la Figure 4.45). 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.

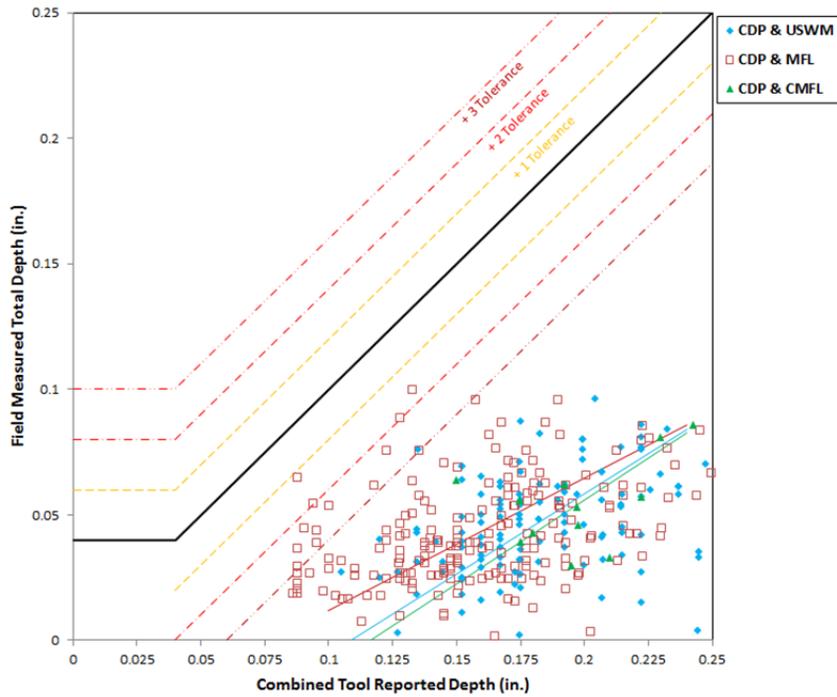
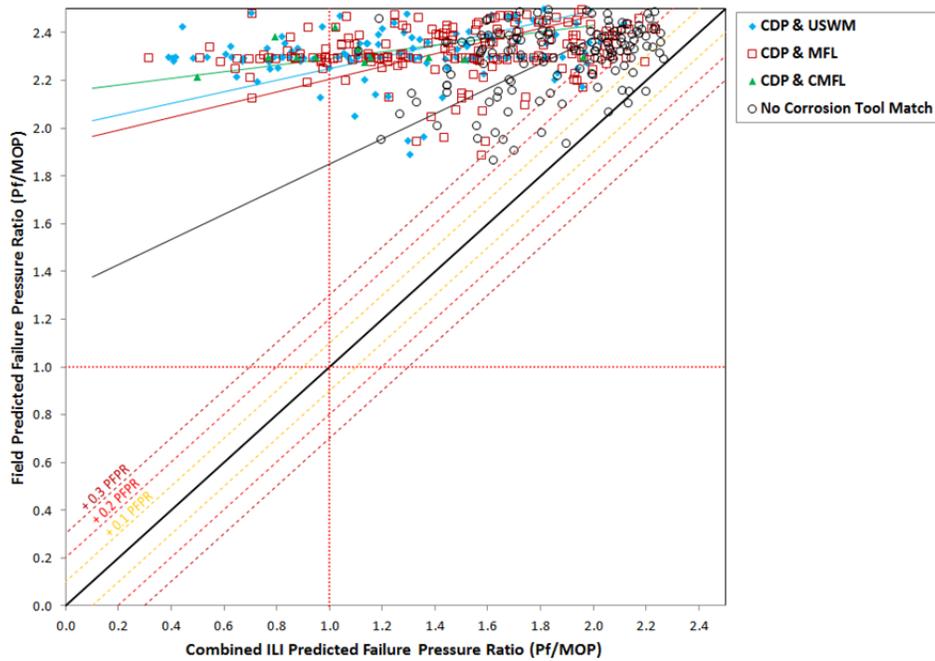
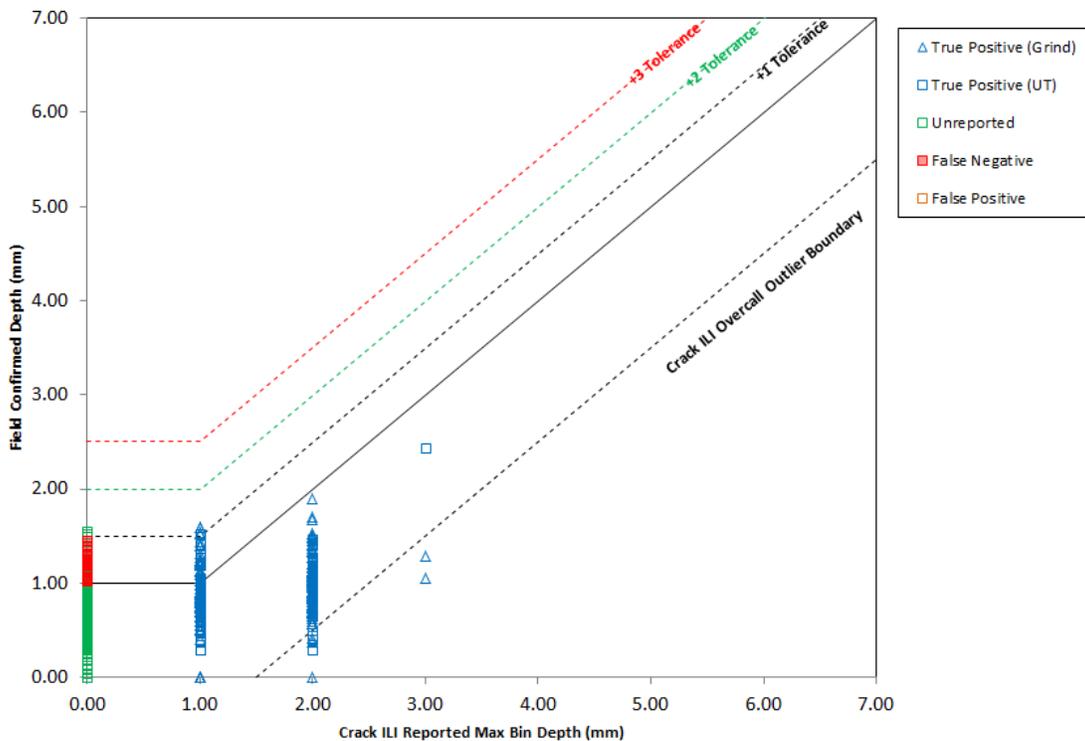


Figure 4.44 – Profondeurs mesurées sur le terrain et profondeurs de l'outil d'inspection interne (fissures et perte de métal) combinées

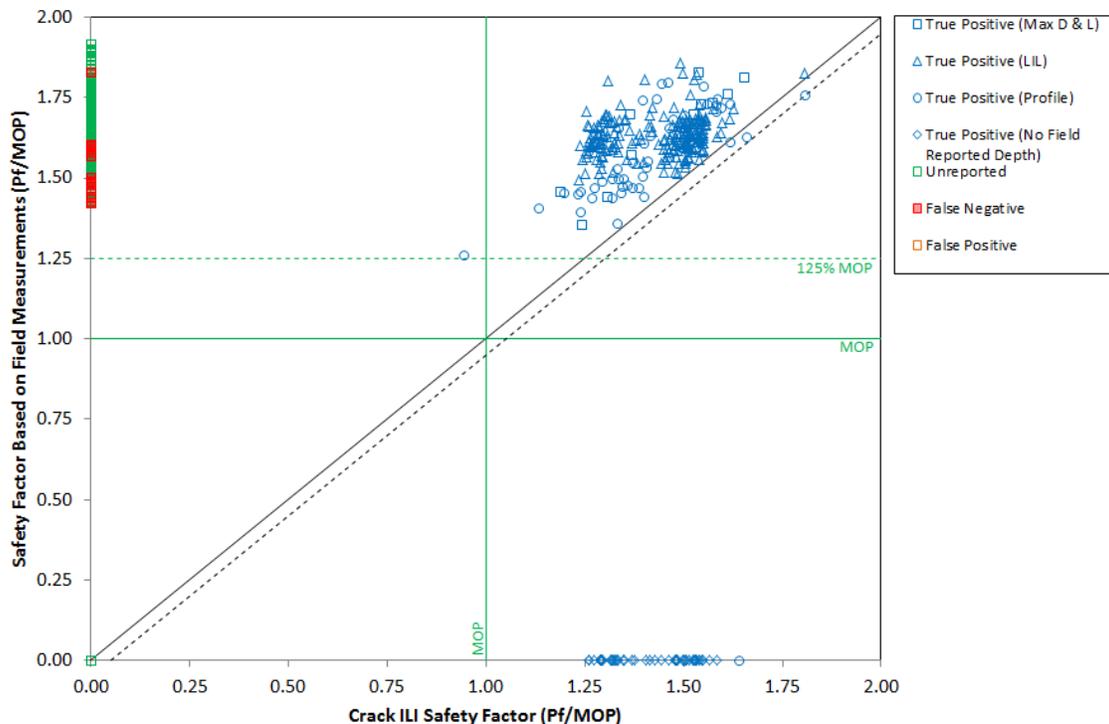


**Figure 4.45 – Pertinence de la corrélation à des fins particulières des profondeurs mesurées sur le terrain et des profondeurs de l'outil d'inspection interne (fissures et perte de métal) combinées**

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 à la Figure 4.46 et Figure 4.47. 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 4.46 – Profondeur des schémas d'unité selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associées (CD-ML)**



**Figure 4.47 – Pertinence de la corrélation à des fins particulières de la profondeur des schémas d'unité selon le DFUS de 2012 pour les fissures et la perte de métal associés (CD-ML)**

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 Durée de vie restante de fissures et détermination de l'intervalle d'inspection

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 2014 pour ce tronçon de la canalisation 9.

L'évaluation de la durée de vie restante pour les fissures 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 fissures, d'indication d'entailles et de zone de fissures). L'analyse a prudemment utilisé le mécanisme de propagation qui a conduit à une croissance accélérée pour une année précise. Pour la détermination de l'intervalle d'inspection, une prudence accrue est établie grâce à l'inclusion d'un biais du dimensionnement de la profondeur ainsi qu'un facteur de sécurité de deux en fonction du temps.

**4.3.9.1 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 fournies ci-dessous. Biais de l'outil pour la détermination de l'outil d'inspection**

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 2014, comme il est indiqué à la section 4.3.8, ont été utilisés pour déterminer le niveau d'ajustements 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, seront apportés aux profondeurs indiquées afin de s'assurer que l'évaluation de la durée de vie restante reste conservatrice.

- **SA au NW**
  - **<1,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
  - **1,0 à 2,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
  - **2,0 à 3,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
- **NW au HL**
  - **<1,0 mm de la profondeur indiquée : +1,0 mm**
  - **1,0 à 2,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
  - **2,0 à 3,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
- **Du HL au CD**
  - **<1,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
  - **1,0 à 2,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
  - **2,0 à 3,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
- **Du CD au ML**
  - **<1,0 mm de la profondeur indiquée : +1,0 mm**
  - **1,0 à 2,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**
  - **2,0 à 3,0 mm de la profondeur indiquée : +0,5 mm**

Les dimensions finales critiques de chaque élément 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 ténacité 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 mesurée à l'aide de l'outil;
- pression de rupture : PMS approuvée
- 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 de 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. Ce tronçon de la canalisation 9 entre le SA et celui de NW 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 données de pression les plus graves depuis que l'exploitation à flux inversé a servi pour l'évaluation de la durée de vie restante pour ce tronçon (c.-à-d le T1 de 2014). Pour des raisons opérationnelles, ce tronçon de la canalisation 9 du NW au ML 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 NW au ML. Les trimestres de données de pression choisis pour l'évaluation de la durée de vie restante figurent au Tableau 4-14.

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 vidange 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.

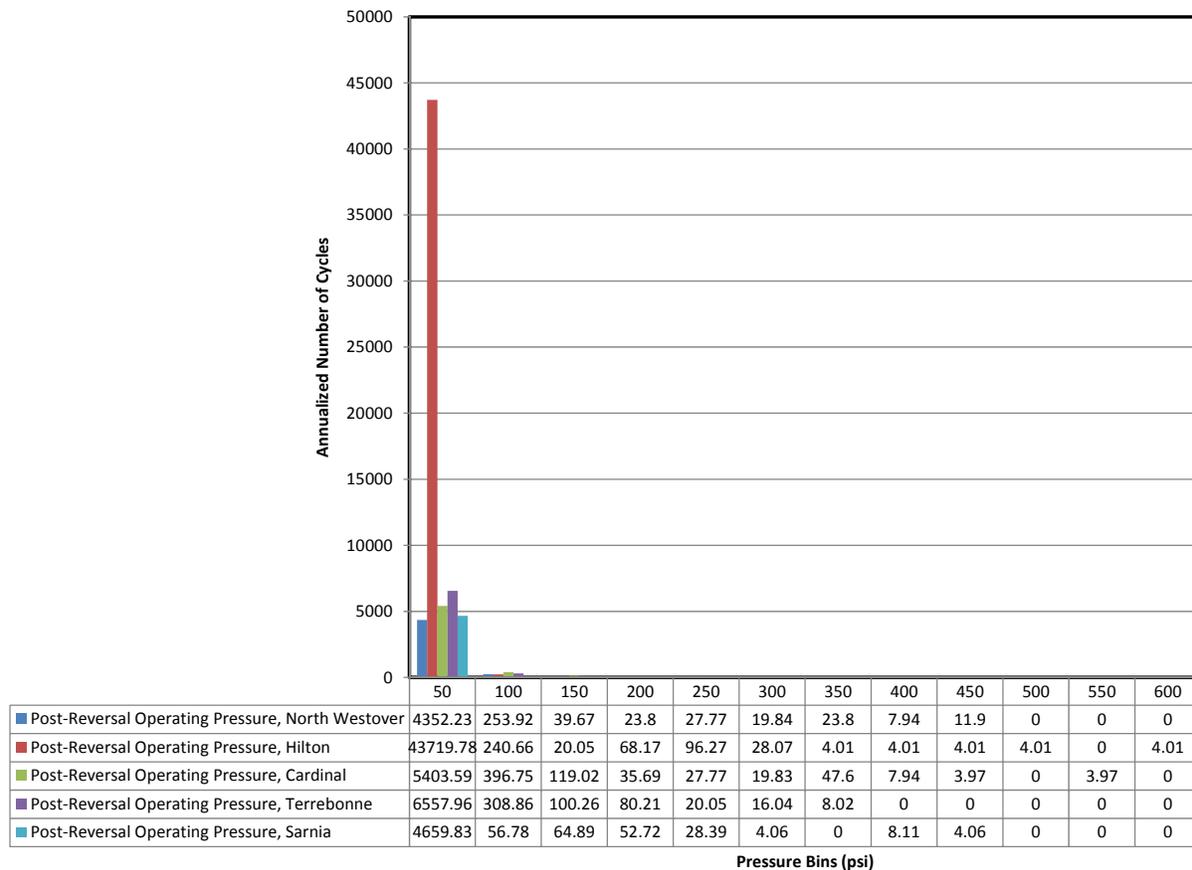
Les cycles annuels résultants selon l'exploitation prévue après la mise en service du Projet pour les quatre tronçons de la canalisation 9 du TM au PNW sont illustrés à la Figure 4.48. La grande majorité (de 89 % à 99 %) des cycles de pression associés aux quatre stations de pompage sont de nature relativement 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 4-14 – Données de pression du trimestre le plus grave pour chaque tronçon de station de pompage (SA-ML)**

| Tronçon de station de pompage | Cycle de pression du trimestre le plus grave |
|-------------------------------|--|
| ML à TB                       | T2 2005                                      |
| TB à CD                       | T3 2004                                      |
| CD à HL                       | T2 2010                                      |
| HL à NW                       | T3 2006                                      |
| SA-NW                         | T1 2014                                      |



**Figure 4.48 – Résultats du cycle de comptage des demi-cycles pour les cinq stations de pompage du SA au ML basés sur le trimestre le plus grave ayant servi dans l'évaluation de la durée de vie restante**

#### 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 simplifié 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 ( $\delta$ ), 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 :

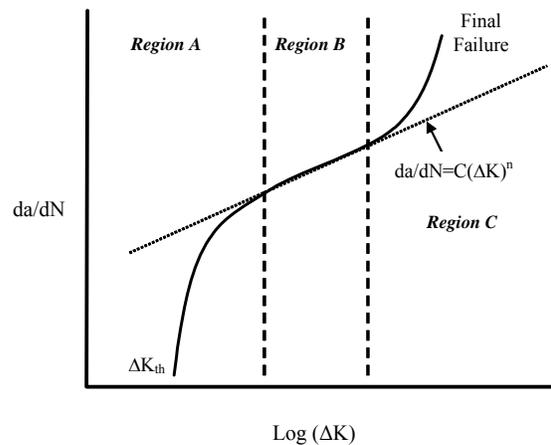
$$v = 0.0049 \cdot \left( \dot{\delta} \right)^{0.5478} \quad (5)$$

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 4.49, où le taux de croissance cyclique de la fissure ( $da/dN$ ) est une fonction de l'étendue de variation du facteur d'intensité des contraintes ( $\Delta K$ ).



**Figure 4.49 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 :

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

où  $C$  et  $n$  sont des constantes qui dépendent de la matière et de l'environnement. Les valeurs ont été calculées pour le  $\Delta K$  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 (basée sur les dimensions de l'outil d'inspection interne) à la dimension finale de la faille (dimensions critiques à la PMS) 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 de ksi-po<sup>0.5</sup>, ces limites supérieures des taux correspondent aux paramètres suivants de la loi de Paris :

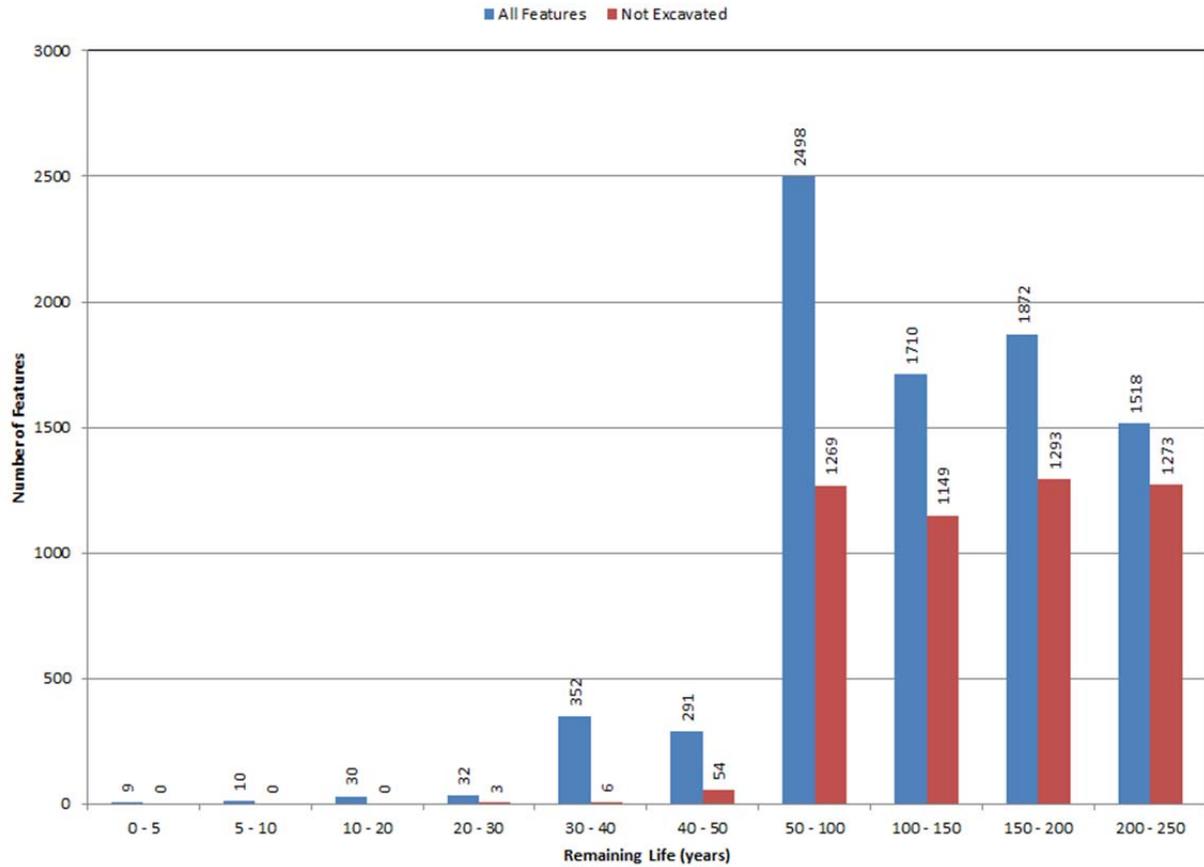
- un coefficient de  $3,60 \times 10^{-10}$  et un exposant de 3,00 pour le matériel de base;
- un coefficient de  $8,61 \times 10^{-10}$  et 3,00 pour exposant de matériau de soudure.

#### **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 la durée de vie restante de fissures et détermination de l'intervalle d'inspection**

La Figure 4.50 offre une représentation graphique des durées de vies restantes calculées des éléments de fissures relevés pour la canalisation 9 du SA au ML. En fonction de l'analyse décrite ci-dessus, la plus courte durée de vie restante associée aux éléments non excavés est de 20 ans, et cet élément se trouve dans le tronçon du HL au CD. En incluant le biais de l'outil et un facteur de sécurité de deux en fonction du temps, l'intervalle réinspection pour ce tronçon est de 4,2 ans depuis l'inspection de 2013 (c.-à-d. en 2017). Le plan actuel est d'inspecter chaque tronçon de la canalisation 9 pour des fissures en 2015.



**Figure 4.50 Évaluation déterministe de la durée de vie restante des éléments déclarés lors de la DFUS de la canalisation 9 (SA-ML)**

Comme exigé par la condition 19 de l'ordonnance, le Tableau 4-15 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 4-15 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. L'intervalle de réinspection futur illustré au Tableau 4-15 sera mis à jour en fonction du résultat du programme d'inspection interne de 2015 et des cycles de pression d'exploitation.

**Tableau 4-15 – Programme d'inspection interne des fissures pour la canalisation 9 (SA-ML)**

| Segment | Last Crack ILI (yr) | Predicted Interval (yr) | Next Planned ILI (yr) | Future Reinspection Interval (yr) |
|---------|---------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| SA-NW   | 2014                | 2030                    | 2015                  | 3                                 |
| NW-HL   | 2012                | 2032                    | 2015                  | 3                                 |
| HL-CD   | 2013                | 2017                    | 2015                  | 3                                 |
| CD-ML   | 2012                | 2020                    | 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 le programme de fouilles exhaustif, 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<sup>11</sup> d'Enbridge, une évaluation hydrostatique n'est pas requise pour la canalisation 9. Les documents Procédures d'essais hydrostatiques (PI-11)<sup>12</sup> et Spécification pour les essais hydrostatiques de la construction de pipeline (PCS-005)<sup>13</sup> d'Enbridge 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 entreprises depuis le développement initial du programme jusqu'à la mise en œuvre de l'essai hydrostatique et de l'analyse à la suite des essais hydrostatiques. Les deux documents ont été 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 de septembre 2014 a démontré l'exploitation sécuritaire et fiable de la canalisation 9 avec un écoulement inversé à des PMS, le Projet commencera avec une augmentation progressive de la contrainte d'exploitation avec une limite initiale de 72 % de la LEMS sur toute la

<sup>11</sup> Axial Crack Threat Assessment, Appendix A to Updated EA filed June 16, 2014 (Filing ID [A3Y0W4](#)).

<sup>12</sup> Hydrostatic Test Procedure (PI-11), Appendix B to Updated EA filed June 16, 2014 (Filing ID [A3Y0W5](#)).

<sup>13</sup> Specification for Pipeline Construction Hydrostatic Testing (CPCS-005), Appendix C to Updated Pipeline EA filed June 16, 2014 (Filing ID [A3Y0W6](#)).

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 de fouilles 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 Programme de 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 du public (« 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 > = 2,0 % entre les positions radiales 8:00 et 4:00 (côté supérieur);
- bosselures > = 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.

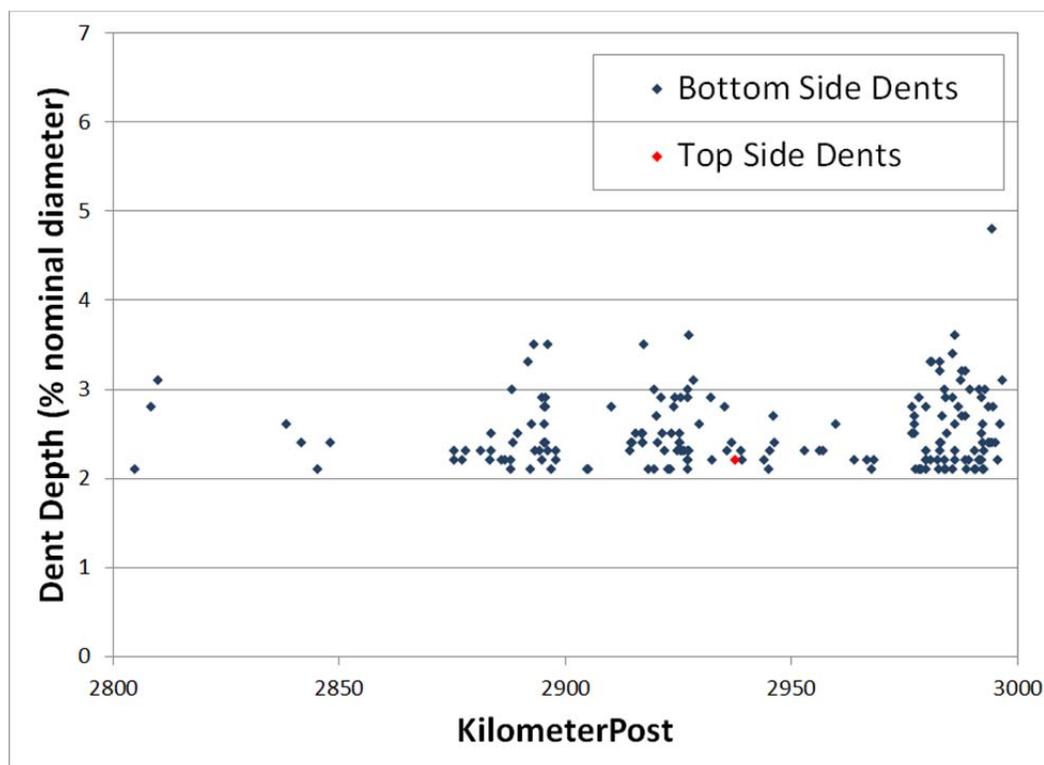
Les procédures et processus inclus dans le plan de gestion des dommages mécaniques (« PGDM ») sont appliqués universellement à tous les pipelines du réseau d'Enbridge. En outre, les procédures et processus sont appliqués de façon uniforme dans tout le réseau, indépendamment de la PMS ou le profil de 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.

#### 4.4.3 Résultats du programme de gestion des dommages mécaniques

##### 4.4.3.1 Entre Sarnia et North Westover (SA-NW)

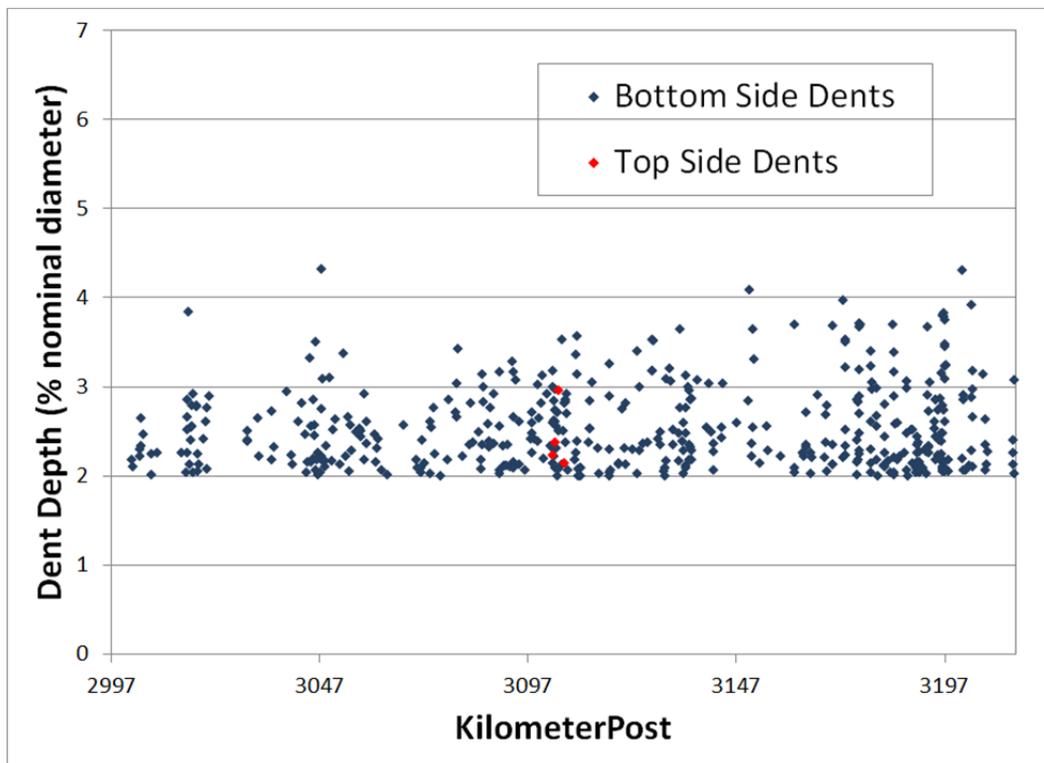
Le tronçon de la canalisation 9 du SA au NW a été inspecté en 2014 en vue de repérer les éléments géométriques à l'aide de l'outil Baker Hughes à haute résolution Gemini. Figure 4.51 illustre la distribution des éléments déclarés. Aucune bosselure de plus de 6 % de profondeur n'a été signalée et une bosselure du côté supérieur avec une profondeur de  $>2$  % a été signalée.



**Figure 4.51 – Canalisation 9 (SA-NW), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2014 du BH Gemini.**

#### 4.4.3.2 Entre North Westover et Hilton (NW-HL)

Le tronçon de la canalisation 9 du HL au NW a été inspecté la dernière fois en 2012 pour repérer des éléments géométriques à l'aide de l'outil à haute résolution Baker Hughes Gemini. La Figure 4.52 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.

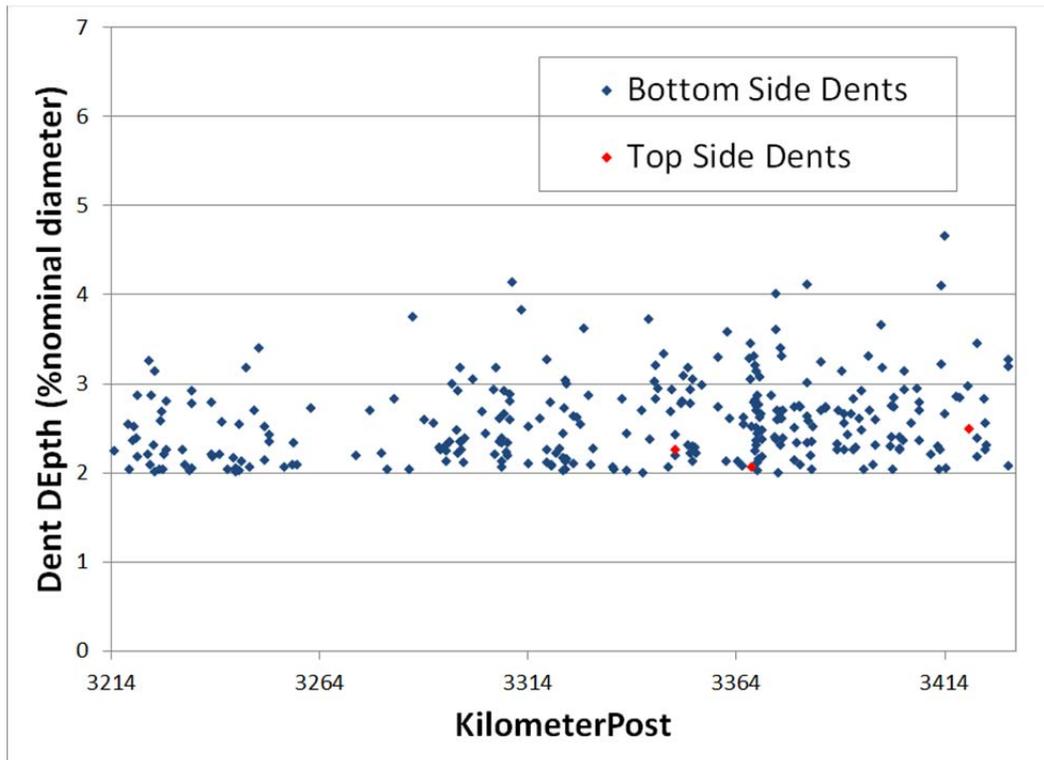


**Figure 4.52 – Canalisation 9 (NW-HL), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du BH Gemini.**

#### 4.4.3.3 Entre Hilton et Cardinal (HL-CD)

La plus récente inspection géométrique sur le tronçon du HL au CD 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 4.53 illustre la distribution des éléments déclarés sur toute la longueur du tronçon. Aucune

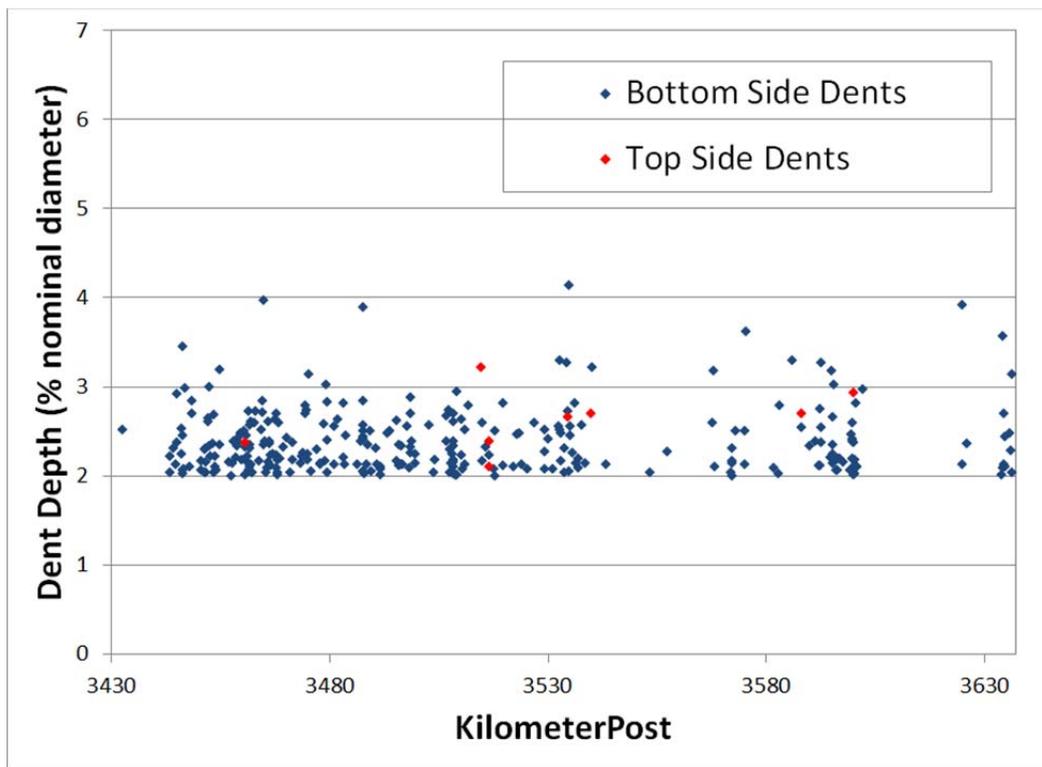
bosselure de plus de 6 % de profondeur n'a été signalée et trois bosselures du côté supérieur avec une profondeur de >2 % ont été signalées.



**Figure 4.53 – Canalisation 9 (CD-HL), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR.**

#### **4.4.3.4 Entre Cardinal et Montréal (CD-ML)**

Le tronçon de la canalisation 9 du CD au ML a été inspecté la dernière fois en 2012 pour repérer les dommages mécaniques à l'aide de l'outil à haute résolution GE CalScan<sup>MC</sup> XR (CXR). La Figure 4.54 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 4.54 – Canalisation 9 (CD-ML), répartition des bosselures de >2 % selon les données de 2012 du CXR.**

#### 4.4.3.5 Sommaire du plan de gestion des dommages mécaniques

Grâce à l'utilisation des données de dommages mécaniques, de perte de métal et de fissuration, un certain nombre de fouilles visant les dommages mécaniques ont été incluses dans le programme de fouilles 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.

- Seize 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.
- Sur les 37 éléments de bosselure déclarés par l'outil d'inspection interne avec une profondeur de > 2 % et associé à une soudure, seulement 24 ont été observés sur le terrain associés à une soudure et six ont été confirmés avec une profondeur de >2 %.

- 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 de septembre 2014. 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 et aucune bosselure et anomalie secondaire connexe ayant une importance semblable n'a été identifiée,

#### **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, indépendamment de 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 éléments géométriques identifiés à la suite d'une inspection interne subséquente et qui répondent aux critères d'excavation d'Enbridge ou jugés 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 mise 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 dans le but de :

- décrire les rôles et responsabilités liés aux services d'Enbridge;
- décrire les types de franchissements de cours d'eau le long du réseau pipelinier;
- établir les exigences en matière de surveillance de franchissement de cours d'eau;
- évaluer les risques de mises à nu du pipeline et les exigences relatives aux mesures d'atténuation. D'autres descriptions de la documentation, de l'évaluation et des exigences d'atténuation pour identifier les mises à nu du pipeline se trouvent dans les manuels d'exploitation et d'entretien d'Enbridge, Livre 3, rubrique 3 03-02-01, Contrôle de l'emprise;
- fournir des options de mesures correctives en matière de risques aux franchissements de cours d'eau;
- documentant les activités de surveillance, de restauration, 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 des 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 de septembre 2014 est 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 de septembre 2014 et dans l'ET originale, le Projet est acceptable sur le plan technique 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 NACExpo 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.