

## PREMIÈRE ÉTAPE DU PROJET D'INVERSION DE LA CANALISATION 9

Rapport sommaire en vertu de la condition 8

Présenté à :

OFFICE NATIONALE DE L'ÉNERGIE

CANADA

Rédigé par :

Pipelines Enbridge Inc.

Service de l'intégrité des pipelines

Juin 2013

## Table des matières

1.	SOMMAIRE .....	2
2.	RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET .....	4
2.1	Contexte du projet .....	4
3.	Évaluation révisée de l'aptitude fonctionnelle – fissuration.....	6
3.1	Programme de gestion des fissures – révisé .....	6
3.2	Programme de gestion des fissures par essai aux ultrasons – Résultats de 2008 – Révisé 8	
3.2.1	Données d'inspection interne .....	8
3.2.2	Résultats du programme d'excavation .....	13
3.2.3	Évaluation statistique des critères de sélection d'excavation.....	16
3.3	Programme d'inspection interne pour la détection des fissures par ultrasons – Évaluations techniques .....	19
3.4	Dimensions initiales et finales des éléments non excavés détectés par l'outil – Révisé	19
3.5	Analyse du cycle de pression .....	20
3.5.1	Analyse du taux de propagation des FCC – Révisée .....	21
3.5.2	Calculs des durées de vie des fissures de fatigue et des FCC .....	21
3.6	Résumé de l'évaluation .....	23
3.7	FCC .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
3.8	Profil de risque de fissuration avant et après l'inversion du débit – Révisé .....	27
4.	Résumé et conclusions concernant la fissuration.....	30
5.	RÉFÉRENCES .....	30

## 1. SOMMAIRE

L'approbation de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (« Projet ») nécessite le dépôt auprès de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») d'une évaluation technique (« ET ») mise à jour, conformément à la condition 8 de l'ordonnance XO-E101-010-2012. La condition stipule que :

Au moins 30 jours avant de présenter une demande de mise en service du pipeline dans le sens d'écoulement inversé, Enbridge doit déposer auprès de l'Office une évaluation technique actualisée renfermant une analyse de la vie utile restante pour les fissures démontrant que le tronçon du pipeline entre la station de pompage de North Westover et le terminal de Sarnia peut être mis en service dans le sens d'écoulement inversé sous une pression de 5 281 kPa (766 lb/po<sup>2</sup>). Si Enbridge souhaite demander à ce que la pression d'exploitation soit différente dans cette analyse, elle doit motiver cette demande.

Le présent rapport est une évaluation révisée de l'aptitude fonctionnelle, conformément à la condition 8. Il comprend une évaluation de la durée de vie résiduelle des fissures fondée sur la pression de refoulement maximale de 5 151 kPa (747 psi) au terminal de Sarnia (« TS ») selon le profil de pression maximale de service (« PMS ») révisé, les détails mis à jour du programme de gestion des fissures, le profil révisé de pression manométrique maximale de service (« PMMS ») selon la PMS approuvée par l'ONÉ et les résultats mis à jour du programme d'excavation des fissures. Des mises à jour sont prescrites pour les conditions de fissuration de la canalisation aux endroits où la corrosion et les déformations géométriques demeurent inchangées par rapport à l'évaluation effectuée dans le cadre de l'ET originale déposée avec la demande de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9. Selon la présente ET mise à jour, aucune mesure d'intégrité recommandée supplémentaire n'est nécessaire pour s'assurer que le pipeline entre la station de pompage de North Westover et le terminal de Sarnia soit apte au service.

### **Menace de fissuration**

Les programmes établis pour la gestion des fissures de fatigue et des fissures par corrosion sous contrainte (« FCC ») dans le réseau de pipeline d'Enbridge sont conçus pour satisfaire ou excéder les PMS actuelles tout au long du pipeline. Le Projet n'entraîne pas de modification des PMS approuvées. L'inversion du débit proposée ne représente pas une condition qui nécessite une modification au programme de gestion des fissures sur le pipeline. L'inversion de la canalisation n'entraînera pas une modification du profil de risque de fissure. Par ailleurs, les excavations de recherche effectuées immédiatement en aval du TS et les résultats de l'ET mentionnés dans le présent document confirment que ce tronçon de canalisation ne comporte pas de menace immédiate découlant de mécanismes de fissuration. Enbridge continuera de surveiller le tronçon de canalisation immédiatement en aval du TS et l'intégrité générale de la canalisation après l'inversion.

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

En plus de l'évaluation révisée des menaces de fissuration exposée dans le présent document, qui confirme que le pipeline peut être exploité dans des conditions sécuritaires et fiables, peu importe le sens d'écoulement, les engagements relatifs à l'intégrité pris dans le cadre de l'ET de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (mars 2012) ont été respectés. Afin de satisfaire à ces engagements, Enbridge a :

- mené une évaluation de certaines déformations géométriques selon laquelle le risque associé aux déformations existantes ne devrait pas augmenter en raison de l'inversion du débit;
- mené une analyse intelligente de l'installation des vannes sur la canalisation 9 entre le TS et le poste de North Westover (PNW) qui a permis de déterminer les emplacements optimaux pour l'installation des vannes, en se penchant sur l'efficacité des vannes de sectionnements contrôlés à distance pour la réduction de volume sortant vers les zones sujettes à de graves conséquences;
- amélioré le système de surveillance de la protection cathodique (« PC ») en installant des équipements de surveillance à distance sur tous les redresseurs de la région de l'Est.

## 2. RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET

### 2.1 Contexte du projet

Le Projet propose d'inverser un tronçon de la canalisation 9 d'Enbridge entre le TS et le PNW pour répondre à la demande des clients d'Enbridge d'un accroissement de la capacité et d'un accès au marché de l'Ontario.

Cette canalisation de type NPS 30, telle qu'elle est présentée dans le schéma de la Figure 2.1, a été construite en 1975 puis mise en service en juin 1976 en vue d'y faire écouler un débit vers l'est. Elle fait partie de la canalisation 9 d'Enbridge entre le TS et Montréal (« TM »). Le sens d'écoulement de la canalisation a ensuite été inversé en 1999 dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9 (OH-2-97) et en vertu de l'ordonnance X0-JI-34-97 de l'ONÉ.

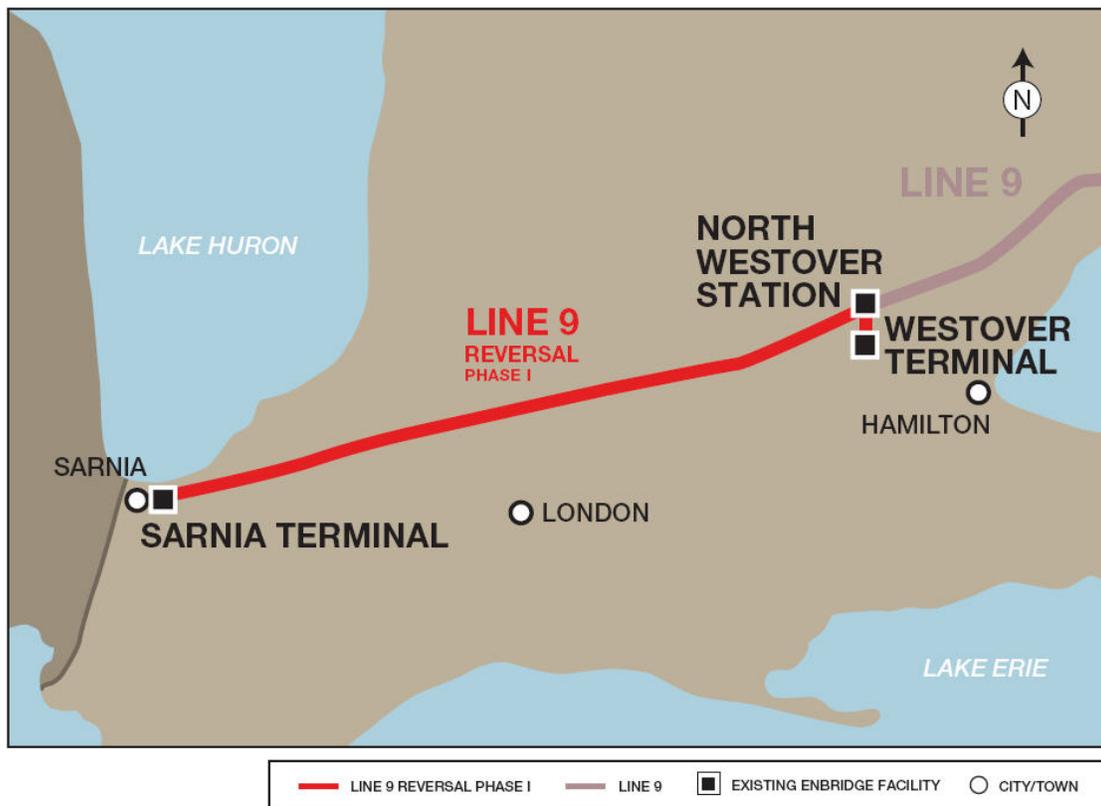


Figure 2.1 – Carte du réseau du Projet

Anglais	Français
---------	----------

Lake Huron	Lac Huron
Lake Erie	Lac Érié
Sarnia terminal	Terminal de Sarnia
North Westover Station	Poste de North Westover
Westover terminal	Terminal de Westover
Line 9	Canalisation 9
Line 9 Reversal Phase I	Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9
Existing Enbridge facility	Installation existante d'Enbridge
City/town	Ville

### **3. ÉVALUATION RÉVISÉE DE L'APTITUDE FONCTIONNELLE – FISSURATION**

#### **3.1 Programme de gestion des fissures – révisé**

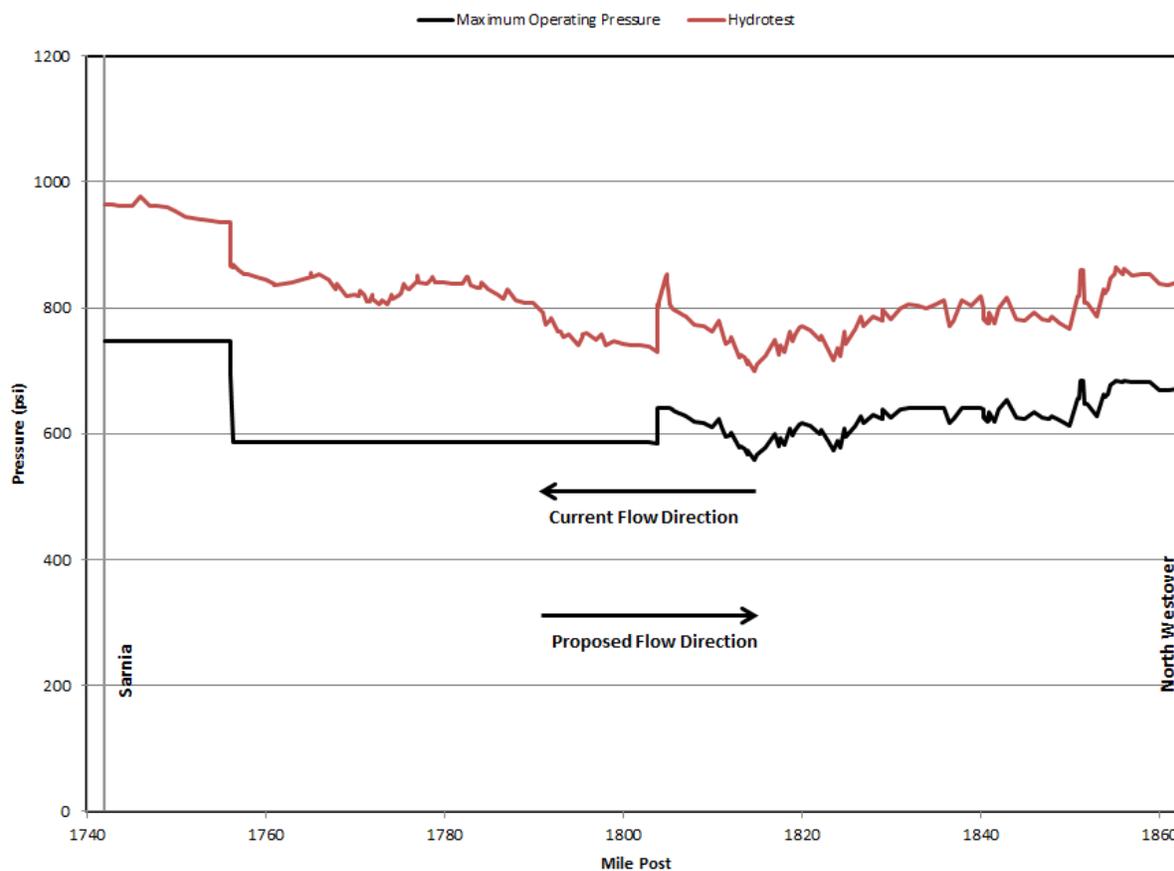
Comme l'indique la section 3.0 de l'évaluation technique de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (mars 2012), le tronçon de canalisation entre le TS et le PNW n'a pas connu d'incident en service en raison de mécanismes liés aux fissures ou à d'autres menaces. En outre, il n'y a eu aucune fuite ni rupture lors des essais hydrostatiques en 1997 pour ce tronçon de canalisation à une pression équivalant à 125 % de la PMS de la conduite.

Enbridge a mis sur pied un programme de gestion des fissures afin de gérer les menaces associées aux défauts indiquant des fissures sur la totalité de son réseau de canalisation. Des détails sur le programme de gestion des fissures sont exposés dans l'évaluation technique de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9, datée de mars 2012 et déposée dans le cadre de la demande de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9.

Les programmes d'excavation et de réparation en lien avec la gestion des fissures comprennent 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. La Figure 3.1 présente la PMS et les pressions hydrostatiques pour la canalisation 9 entre le TS et le PNW.

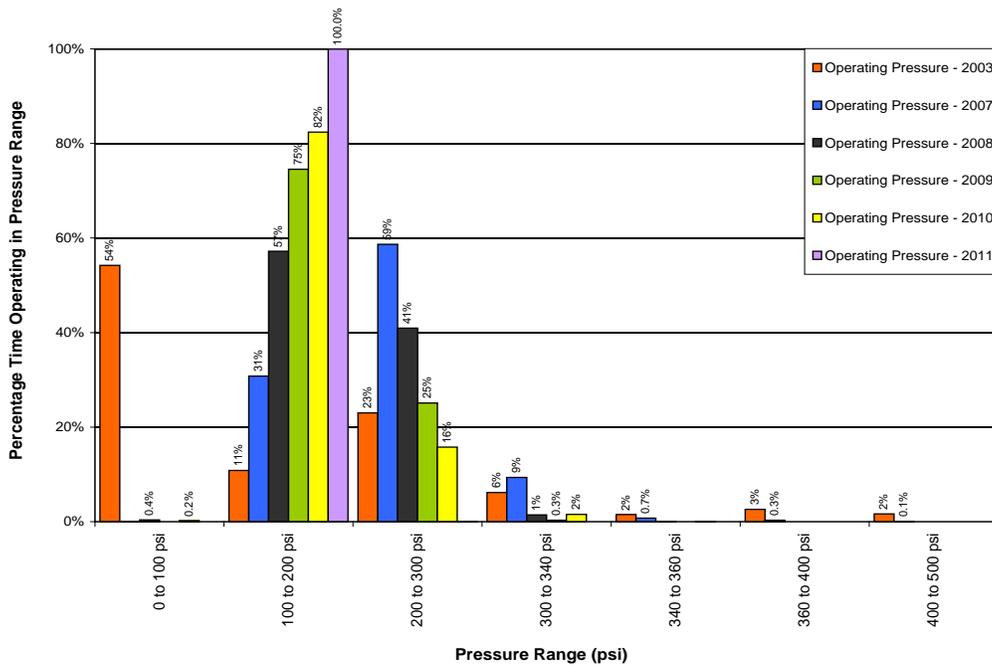
On prévoit que l'inversion du débit modifiera l'ampleur des cycles de pression; cela s'explique par le fait que la pression de refoulement maximale de 5 151 kPa (747 psi) à Sarnia après l'inversion est plus élevée que celle de l'exploitation actuelle et habituelle d'est en ouest. Afin de réévaluer la modélisation de croissance des fissures de fatigue et des FCC, le changement potentiel des cycles de pression à tout emplacement le long de la canalisation a été estimé en mettant à l'échelle les données de pression associées au trimestre civil ayant connu les conditions les plus robustes quant aux cycles de pression observés au PNW entre 2003 et 2011, et ce, à l'aide du rapport entre la pression d'exploitation maximale observée durant le trimestre et la PMS à l'emplacement en question. Cette méthode permettra de mettre à l'échelle d'une manière conservatrice les données des cycles de pression les plus élevés qui ont été observés au cours des neuf dernières années en fonction de la PMS. Il est prévu que les données de pression mises à l'échelle constituent une représentation conservatrice des changements d'ampleur anticipés des cycles de pression à la suite de l'inversion de la canalisation, et elles ont été utilisées dans les évaluations de durée de vie restante présentées dans la présente ET.

Il a été déterminé que ce tronçon de pipeline a connu les cycles de pression les plus agressifs au cours du troisième trimestre de 2003, entre 2003 et 2011. Au cours de ce trimestre, les pressions d'exploitation ont dépassé 2 344 kPa (340 psi) environ 7 % du temps; pendant la période allant de 2007 à 2011, les pressions d'exploitation ont excédé 2 344 kPa (340 psi) seulement en 2007, et uniquement pendant environ 1,1 % du temps (voir la Figure 3.2). Le cycle de pression réel dans un contexte d'exploitation inversée sera surveillé et évalué à l'aide du processus de surveillance des cycles de pression trimestriels d'Enbridge et des évaluations de durée de vie restante.



**Figure 3.1 – Profils de pression d’exploitation maximale en fonction du poteau milliaire**

Anglais	Français
Maximum operation pressure	Pression maximale de service
Hydrotest	Essai hydrostatique
Pressure (psi)	Pression (psi)
Current flow direction	Direction actuelle du débit
Proposed flow direction	Direction proposée du débit
Mile Post	Poteau milliaire



**Figure 3.2 – Pourcentage de la période exploitée dans la plage de pression**

Anglais	Français
Percentage Time Operating in Pressure Range	Pourcentage du temps de fonctionnement dans la plage de pression
Operating pressure – 2003	Pression d’exploitation – 2003
Operating pressure – 2007	Pression d’exploitation – 2007
Operating pressure – 2008	Pression d’exploitation – 2008
Operating pressure – 2009	Pression d’exploitation – 2009
Operating pressure – 2010	Pression d’exploitation – 2010
Operating pressure – 2011	Pression d’exploitation – 2011
0 to 100 psi	0 à 100 psi
100 to 200 psi	100 à 200 psi
200 to 300 psi	200 à 300 psi
300 to 340 psi	300 à 340 psi
340 to 360 psi	340 à 360 psi
360 to 400 psi	360 à 400 psi
400 to 500 psi	400 à 500 psi
Pressure range (psi)	Plage de pression (psi)

### 3.2 Programme de gestion des fissures par essai aux ultrasons – Résultats de 2008 – Révisé

#### 3.2.1 Données d’inspection interne

Le tronçon de la canalisation 9 entre le PNW et le TS a été inspecté en 2008 à l’aide de l’outil de détection de fissure UltraScan<sup>MC</sup> (DFUS) de GE (détenu et exploité par GE Oil & Gas, PII

Pipeline Solutions) afin de détecter les éléments de fissures orientées axialement, y compris celles qui sont situées dans le joint de soudure longitudinal.

Dans le rapport final de GE à Enbridge, GE a indiqué qu'il n'y avait aucun problème de qualité des données (p. ex. données manquantes, manque de couverture du capteur, zones de passage avec vitesse) en lien avec l'inspection.

Comme l'illustre le **Error! Reference source not found.**, un total de 357 indications de fissures figurent dans la liste finale des éléments dans le rapport de DFUS de 2008, et la totalité d'entre eux ont été qualifiés par GE d'adjacent au joint de soudure longitudinal. Environ 79 % (281) de ces éléments ont été signalés en tant qu'éléments externes et 21 % (76), en tant qu'éléments internes. Aucun autre type d'élément de fissure n'a été décelé par cette inspection.

Les éléments signalés sont étalés tout au long de la canalisation entre le TS et le PNW; bien que la fréquence des éléments varie le long du tronçon, aucune tendance n'est perceptible (voir la **Error! Reference source not found.**).

Environ 98 % (349) des éléments de fissure ont une profondeur < 1 mm alors que seulement 2 % (8) ont une profondeur de 1 à 2 mm (voir la **Error! Reference source not found.**). Aucune fissure signalée n'a une profondeur >2 mm.

**Tableau 3-1 – Résumé des éléments signalés par l'outil**

Feature Type	Relative Position	Radial Position	Number of Features	Percentage of Total
Crack-Like	Base Metal	External	0	0.00%
Crack-Like	Base Metal	Internal	0	0.00%
Crack-Like	Adjacent to Weld	External	281	78.71%
Crack-Like	Adjacent to Weld	Internal	76	21.29%

Type d'élément	Position relative	Position radiale	Nombre d'éléments	Pourcentage total
Indication de fissure	Métal de base	Externe	0	0,00 %
Indication de fissure	Métal de base	Interne	0	0,00 %
Indication de fissure	Adjacent à une soudure	Externe	281	78,71 %
Indication de fissure	Adjacent à une soudure	Interne	76	21,29 %

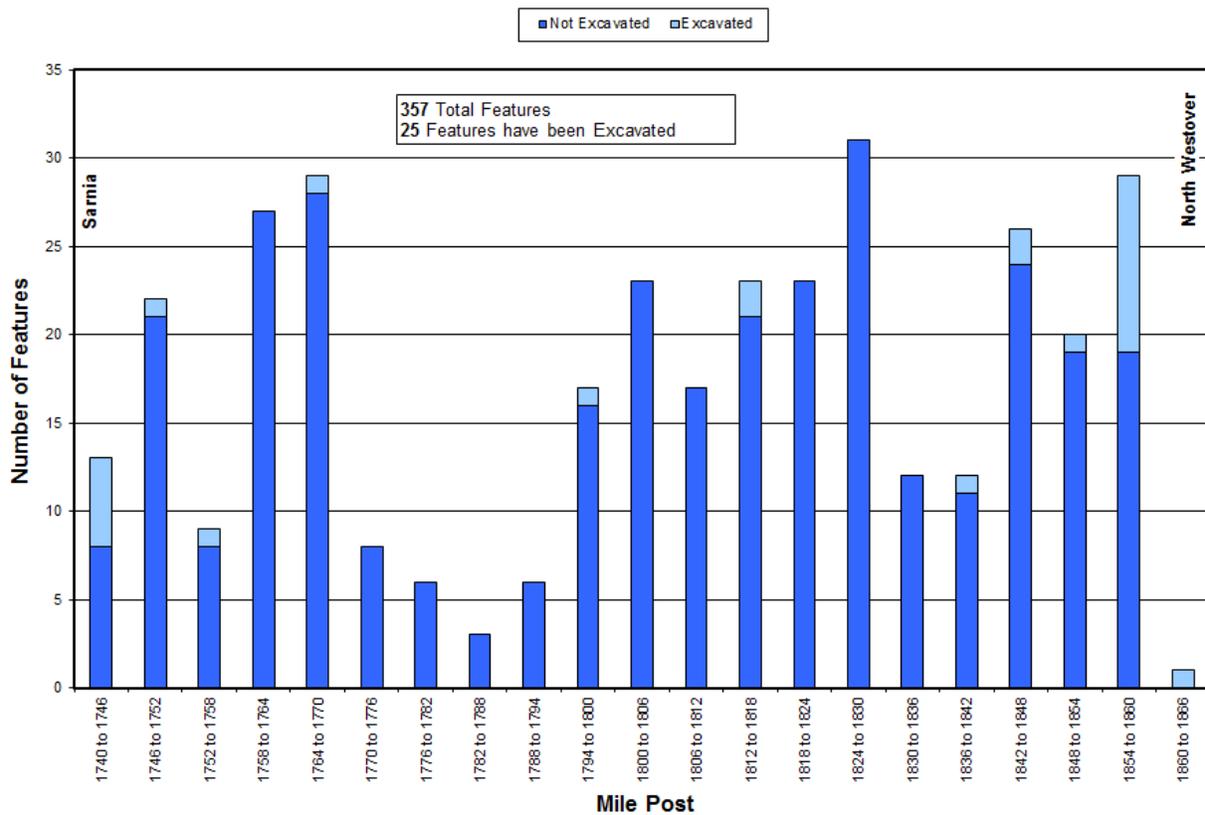


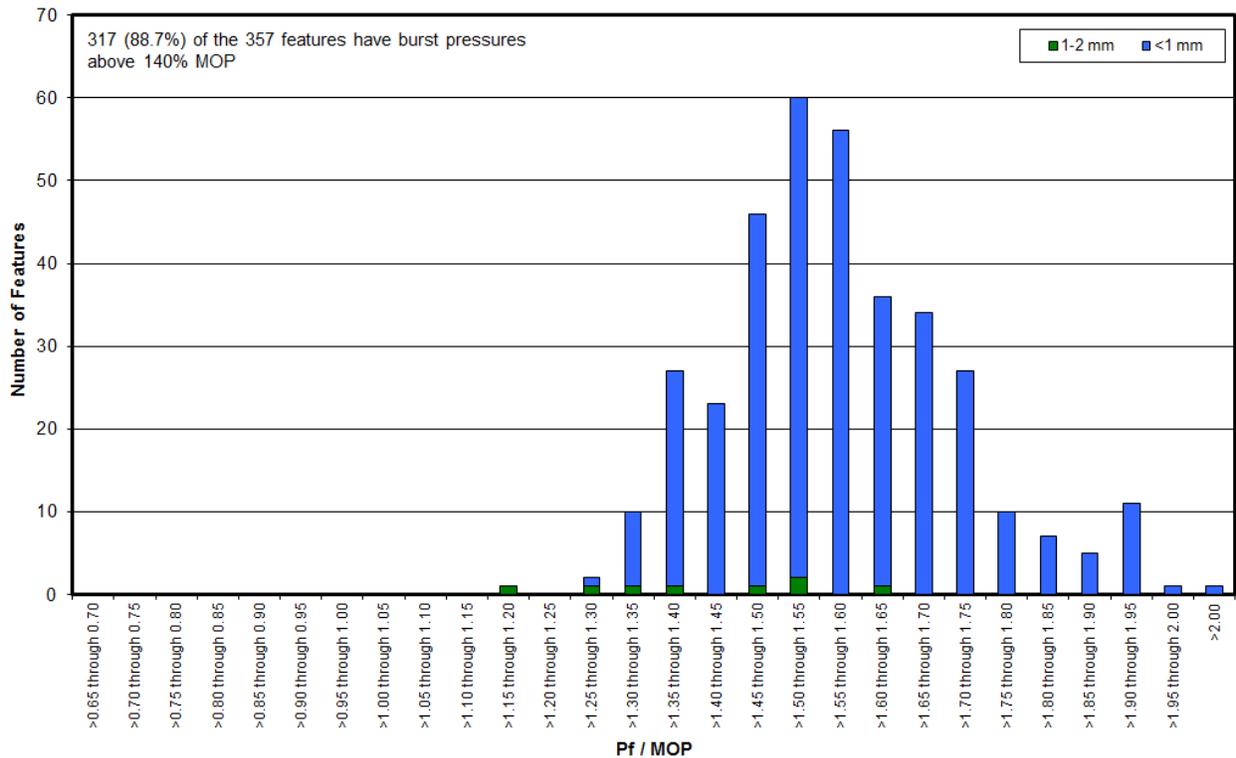
Figure 3.3 – Nombre d'éléments selon le chaînage

Anglais	Français
Not excavated	Non excavé
Excavated	Excavé
357 Total Features	357 éléments au total
25 Features excavated	25 éléments excavés
Number of Features	Nombre d'éléments
Mile Post	Poteau milliaire
1740 to 1746	1740 à 1746
...	[...]
1860 to 1866	1860 à 1866

Comme l'illustre la **Error! Reference source not found.**, un seul élément de fissuration comportait des pressions d'éclatement prévues inférieures à 125 % de la PMS, alors que la vaste majorité (>88 %) d'entre eux avaient une pression d'éclatement prévue >140 % de la PMS. La pression d'éclatement prévue la plus basse, telle qu'elle déterminée par le logiciel CorLAS<sup>MC</sup>, était de 5 084 kPa (737 psi), ce qui est équivalent à 118 % de la PMS (voir la **Error! Reference source not found.**). Une évaluation détaillée de cet élément de fissure, à l'aide des résultats de l'examen non destructif (« END ») sur le terrain effectué lors d'une série de fouilles initiales en

2009, a permis d'établir une pression d'éclatement prévue de 6 239 kPa (905 psi), ce qui équivaut à 144 % de la PMS. Cet élément particulier a été excavé depuis; la pression d'éclatement prévue selon les dimensions sur le terrain était de 6 612 kPa (959 psi), ce qui est l'équivalent de 153 % de la PMS. La pression d'éclatement la plus basse d'un élément signalé qui n'a pas été encore excavé, et pour lequel aucune excavation n'est prévue, est de 6 030 kPa (874 psi) soit l'équivalent de 149 % de la PMS. Les suppositions suivantes ont été utilisées en tant que données d'entrée dans le logiciel CorLAS<sup>MC</sup> pour calculer les pressions d'éclatement prévues des éléments détectés :

- Profil de la déféctuosité : profil rectangulaire;
- Épaisseur de paroi : la valeur la moindre entre l'épaisseur nominale de paroi ou l'épaisseur de paroi mesurée par l'outil d'inspection interne des parois par ultrasons;
- Élasticité nominale spécifiée pour la catégorie 359 MPa : 359 MPa;
- Résistance nominale à la rupture pour la catégorie 359 MPa : 455 MPa;
- Force du débit : force de rupture + 68,9 MPa;
- Résistance à l'impact lors de l'essai de résilience Charpy V : 20 J (15 pi-lb).



**Figure 3.4 – Histogramme montrant les pressions d'éclatement prévues des éléments de fissures détectés par l'outil d'inspection interne avant le programme d'excavation**

Anglais	Français
317 (88.7%) of the 357 features have burst pressures above 140% MOP	317 (88,7 %) des 357 éléments ont des pressions d'éclatement supérieures à 140 % de la PMS
1-2 mm	1 à 2 mm
< 1 mm	< 1 mm
Number of Features	Nombre d'éléments
Pf/MOP	Pression de rupture/PMS
>0.65 Trough 0.70	>0,65 à 0,70
>0.70 Trough 0.75	>0,70 à 0,75
>0.75 Trough 0.80	>0,75 à 0,80
...	[...]
>1.90 Trough 1.95	>1,90 à 1,95
>1.95 Trough 2.00	>1,95 à 2,00
>2.00	>2,00

### 3.2.2 Résultats du programme d'excavation

Un programme d'excavation a été mené sur plusieurs années avant la demande d'inversion. Au total, 23 excavations pour 25 éléments (voir les Figures 3.5 et 3.6) ont été effectuées en fonction des données d'inspection interne, puis les résultats des excavations ont été examinés pour évaluer la performance de l'outil d'inspection interne.

À la suite de l'inspection menée en 2008 à l'aide de l'outil de DFUS, 7 excavations ont été planifiées pour examiner 8 éléments. L'évaluation de la performance de l'outil a permis de détecter 6 éléments affichant des profondeurs de 1 à 2 mm et 2 éléments d'indication de fissure affichant des profondeurs de moins de 1 mm. Les éléments d'indication de fissure dont les profondeurs étaient de moins de 1 mm sont proximaux aux éléments géométriques ciblés pour l'excavation.

L'objectif de ce programme initial d'excavation de 8 éléments consistait à évaluer si : a) l'outil fournissait une performance conforme aux attentes, auquel cas des excavations supplémentaires, au besoin, peuvent être planifiées et entreprises, ou b) si la performance de l'outil était inférieure aux attentes, auquel cas GE et Enbridge devraient collaborer pour corriger le problème.

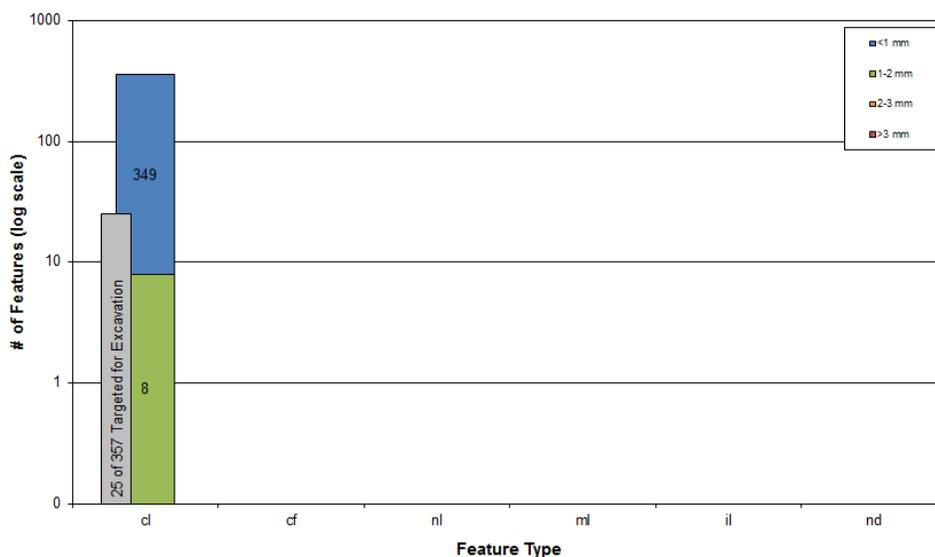


Figure 3.3 – Données de profondeur des éléments sur la canalisation 9 du TS au PNW

Anglais	Français
< 1 mm	< 1 mm
1-2 mm	1 à 2 mm
2-3 mm	2 à 3 mm
>3 mm	>3 mm
# of Features (log scale)	# d'éléments (échelle logarithmique)
25 of 357 Targeted for Excavation	25 des 357 éléments ciblés pour

	excavation
cl (crack like)	Indication de fissure (if)
cf (crack field)	Zone de fissure
nl (notch like)	Indication d'entaille
ml (metal loss)	Perte de métal
il (inclusion)	Inclusion
nd (not determinable)	Indéterminé
Feature Type	Type d'élément

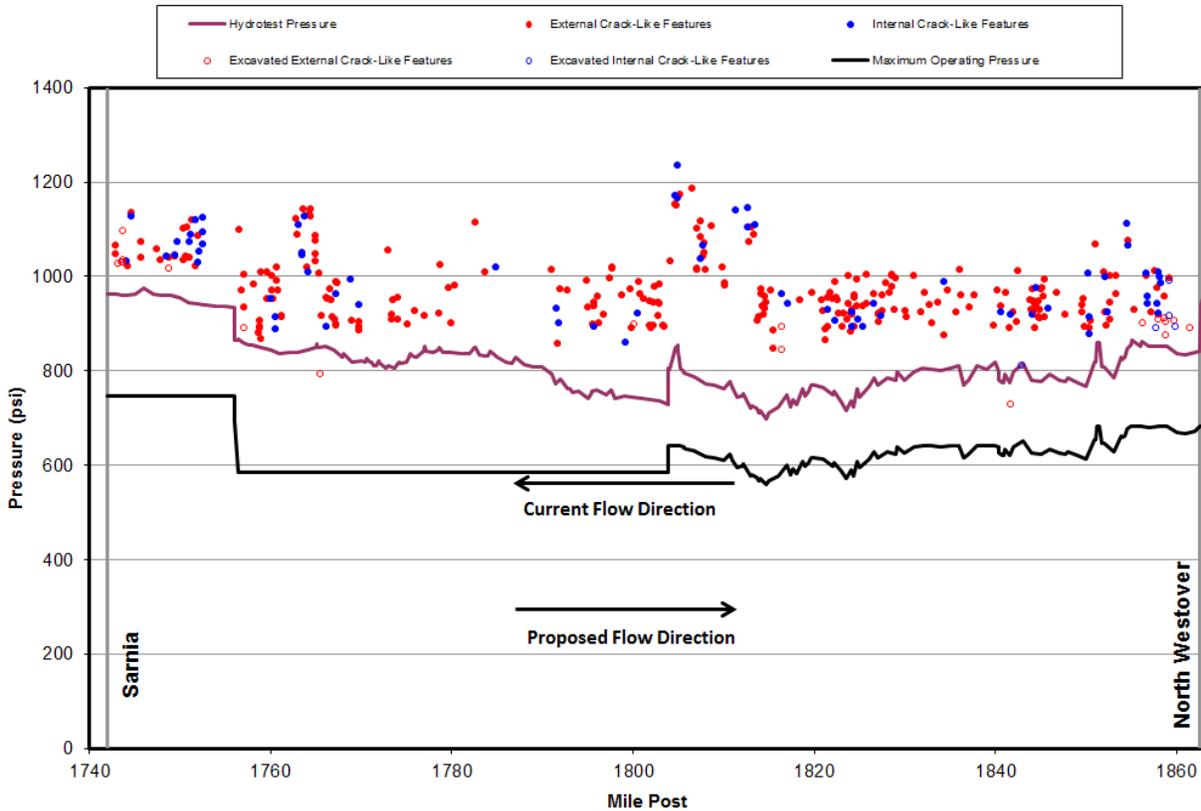


Figure 3.4 – Pressions de rupture prévues sur la canalisation 9 du TS au PNW

Anglais	Français
Hydrotest Pressure	Pression d'essai hydrostatique
External Crack-Like Features	Éléments externes d'indication de fissure
Internal Crack-Like Features	Éléments internes d'indication de fissure
Excavated External Crack-Like Features	Éléments externes d'indication de fissure excavés
Excavated Internal Crack-Like Features	Éléments internes d'indication de fissure excavés
Maximum Operating Pressure	Pression maximale d'exploitation
Pressure (psi)	Pression (psi)
Current Flow Direction	Direction actuelle du débit
Proposed flow direction	Direction proposée du débit
Mile Post	Poteau milliaire

Les résultats de terrain recueillis lors des excavations de recherche démontrent que seulement 2 des 8 éléments décelés par l'outil et qui ont fait l'objet d'une excavation correspondaient à un défaut confirmé sur le terrain.

En se fondant sur ces observations et pour intégrer les apprentissages des autres occurrences dans l'industrie, GE a procédé à une seconde analyse des données d'inspection obtenues à l'aide de l'outil de DFUS et associées à des éléments d'indication de fissure d'une profondeur de 1 à 2 mm. Cette analyse a permis de déceler une erreur de classification qui, quoique de nature conservatrice, s'est produite pour un grand nombre de ces réflecteurs d'ultrasons.

À la lumière de cette seconde analyse, GE a reclassé 10 éléments semblables placés précédemment dans la tranche de profondeur de 1 à 2 mm pour les considérer ensuite comme non pertinents; ainsi, 8 éléments d'indication de fissure dans cette tranche de profondeur ont été pris en considération au lieu des 18 signalés précédemment. De plus, 3 éléments qui se trouvaient auparavant dans la tranche de profondeur < 1 mm ont été considérés comme non pertinents après la reclassification. La liste révisée des éléments a été acheminée à Enbridge en mai 2011 et a été utilisée ultérieurement dans l'ET dont il est question ci-dessous à la section 3.3.

À la suite du programme d'excavation initial, 16 excavations de recherche supplémentaires ciblant 19 éléments d'indication de fissure ont été effectuées en fonction de la liste révisée des éléments. Les schémas unitaires illustrant la comparaison entre les données d'inspection interne et d'END sur le terrain pour la totalité des 23 excavations effectuées jusqu'ici sont fournis dans les figures Figure 3.5 et Figure 3.6.

Les conclusions importantes du programme d'excavation et des schémas unitaires sont résumées ci-dessous.

- Aucun faux négatif n'a été observé sur le terrain.
- On a confirmé sur le terrain que tous les éléments présentaient une pression de rupture prévue supérieure à 125 % de la PMS.
  - La pression de rupture prévue sur le terrain la plus basse parmi les éléments détectés par inspection interne qui ont été observés sur le terrain s'élevait à 6 621 kPa ou 959 psi (153 % de la PMS), alors que la pression de rupture prévue la plus basse d'un élément non détecté qui a été trouvé sur le terrain était de 7 186 kPa ou 1010 psi (161 % de la PMS). La Figure 3.6 montre une représentation graphique de la pression de rupture prévue en fonction de la tendance des outils sur le terrain.
- Seuls 2 éléments comportaient une profondeur mesurée de plus de 1 mm et tous deux correspondaient avec les données d'inspection interne; les profondeurs signalées dans la liste d'éléments obtenus à l'aide de l'inspection Ultrascan<sup>MC</sup> de 2008 étaient de 1 à 2 mm.

- La profondeur mesurée sur le terrain la plus prononcée durant le programme d'excavation était de 1,4 mm (21 % de l'épaisseur de paroi de la conduite), ce qui se trouve dans l'étendue de profondeurs signalées par l'outil, soit de 1 à 2 mm (15 à 31 % de l'épaisseur de paroi de la conduite).
- Tous les éléments dont la profondeur a été mesurée sur le terrain se trouvant à l'intérieur de la tolérance de l'outil de +1.
  - L'élément non détecté le plus profond qui a été trouvé sur le terrain se trouvait à 1 mm de profondeur, mais avait une longueur de 3 mm, ce qui est inférieur au seuil de détection de l'outil pour la longueur. La Figure 3.5 fournit une représentation graphique de la tendance de l'outil sur le terrain selon la profondeur.
- Sur les 27 éléments d'indication de fissure excavés, on a confirmé sur le terrain que 8 étaient bel et bien des indications de fissure (c.-à-d. 19 faux positifs).

### 3.2.3 Évaluation statistique des critères de sélection d'excavation

Tous les éléments sélectionnés pour l'excavation ont été évalués pour veiller à ce qu'une quantité suffisante de chaque catégorie fasse l'objet d'une analyse. La taille de l'échantillon cible est définie à l'aide d'un calcul fondé sur la proportion, afin de déterminer le nombre minimal d'éléments nécessaire pour fournir un pourcentage de confiance d'au moins 80 % que les éléments choisis représenteront la population totale d'éléments. Enbridge considère que 80 % représente une taille d'échantillon pertinente sur le plan statistique. En déterminant la taille d'échantillon, la limite d'erreur («  $B$  » dans la formule ci-dessous) est fixée à 10 %, ce qui est une valeur typique utilisée pour ce type d'évaluation. Les calculs de taille d'échantillon fondée 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 des excavations  
 $N$  = population d'un type d'élément donné détecté par l'inspection interne  
 $p$  = proportion d'un type d'élément au sein de la population totale d'éléments  
 $B$  = limite d'erreur  
 $z$  = valeur  $z$  correspondant à un intervalle de confiance choisi

Le programme d'excavation achevé pour la canalisation 9 du TS au PNW a atteint un niveau de confiance statistique de 99 % pour les éléments d'indication de fissure détectés.

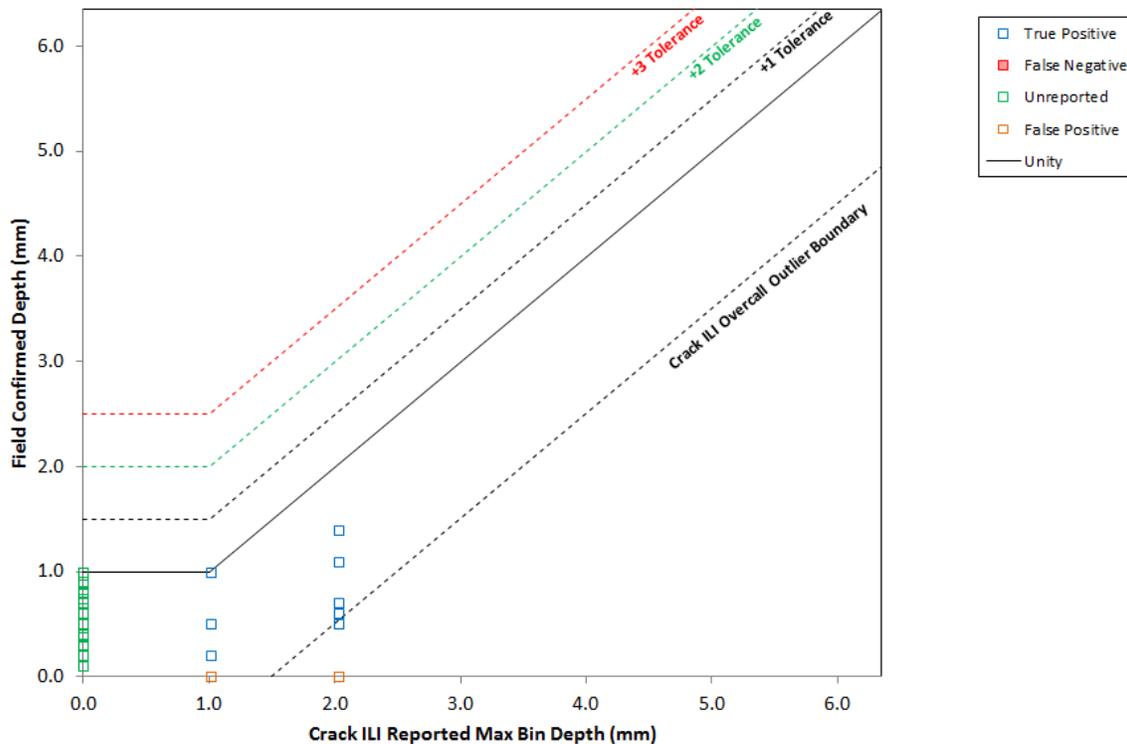
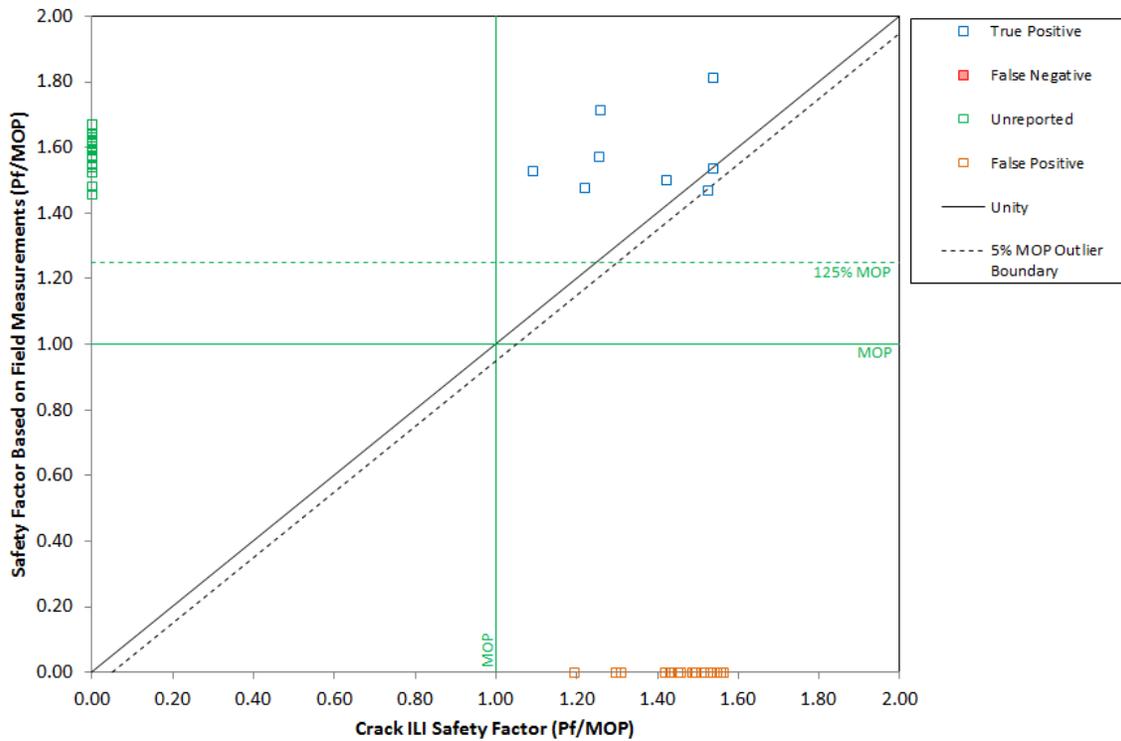


Figure 3.5 – Schéma unitaire de la profondeur selon la ronde d'inspection à l'aide de l'outil de DFUS de 2008

Anglais	Français
Field confirmed Depth (mm)	Profondeur confirmée sur le terrain (mm)
Crack ILI Reported Max Bin Depth (mm)	Profondeur maximale de fissure détectée par inspection interne dans un ensemble de données (mm)
+3 Tolerance	Tolérance de +3
+2 Tolerance	Tolérance de +2
+1 Tolerance	Tolérance de +1
Crack ILI Overall Outlier Boundary	Limite des valeurs aberrantes de faux positif pour les fissures détectées par inspection interne
True Positive	Vrai positif
False Negative	Faux négatif
Unreported	Non signalé
Unity	Unitaire
False Positive	Faux positif
0.0	0,0
1.0	1,0
2.0	2,0
etc.	etc.



**Figure 3.6 – Schéma unitaire de l’aptitude fonctionnelle selon la ronde d’inspection à l’aide de l’outil de DFUS de 2008**

Anglais	Français
Safety Factor Based on Field Measurements (Pf/MOP)	Facteur de sécurité fondé sur les mesures de terrain (pression de rupture/PMS)
Crack ILI Safety Factor (PF/MOP)	Facteur de sécurité des fissures détectées par l’outil d’inspection interne (pression de rupture/PMS)
True Positive	Vrai positif
False Negative	Faux négatif
Unreported	Non signalé
False Positive	Faux positif
Unity	Unitaire
5 % MOP Outlier Boundary	Limite des données aberrantes à 5 % de la PMS
MOP	PMS
15 % MOP	15 % de la PMS
0.00	0,00
0.20	0,20
0.40	0,40
etc.	etc.

### **3.3 Programme d'inspection interne pour la détection des fissures par ultrasons – Évaluations techniques**

Enbridge a engagé Det Norske Veritas (Canada) LTD. (« DNV ») pour effectuer une ET des 330 éléments détectés par l'outil qui n'ont pas fait l'objet d'une excavation, afin de déterminer leur durée de vie restante respective. L'évaluation de durée de vie restante tient compte d'une propagation fondée sur les fissures fatigue et des FCC. En vue d'établir une durée de vie restante conservatrice pour chaque élément détecté par l'outil et ajusté, la valeur la plus basse entre la durée de vie restante calculée des fissures de fatigue ou celle des FCC a été utilisée. Pour comparer l'incidence de l'inversion du débit sur les durées de vie restantes prévues des éléments, une évaluation a été effectuée en fonction des conditions d'exploitation avant et après l'inversion du débit.

L'approche utilisée par DNV pour entreprendre l'évaluation des durées de vie restantes, les hypothèses utilisées dans cette évaluation et les résultats subséquents sont présentés ci-dessous et ont été résumés dans l'ET originale.

### **3.4 Dimensions initiales et finales des éléments non excavés détectés par l'outil – Révisé**

Selon les résultats du programme d'excavation décrit à la section 3.2.2, les profondeurs et les longueurs des éléments non excavés ont été ajustées selon une tolérance d'outil de +1 (c.-à-d. 0,5 mm de profondeur et 10 % de longueur). Cela suppose que les éléments dont la profondeur détectée est < 1 mm et de 1 à 2 mm ont des profondeurs initiales de 1,5 mm et de 2,5 mm respectivement. Cette méthode est conservatrice puisque les éléments les plus profonds trouvés sur le terrain et corrélés avec les éléments détectés par l'outil dans les tranches de profondeurs < 1 mm et 1 à 2 mm sont de 1 mm et de 1,4 mm respectivement. Aucun élément n'avait une profondeur mesurée sur le terrain supérieure à la tolérance d'outil de +1 qui a été déterminée.

Les dimensions critiques finales de chaque élément ajusté détecté par l'outil ont été calculées par la suite à l'aide du logiciel CorLAS<sup>MC</sup>. Les hypothèses suivantes ont été utilisées en tant qu'entrée dans ces calculs :

- Profil de la déféctuosité : profil semi-elliptique fondé sur la longueur totale et la profondeur maximale ajustées détectées par l'outil;
- Pression d'exploitation (scénario 1) : 2 413 kPa ou 350 psi (pressions maximales de refoulement normales au PNW avant l'inversion du débit);
- Pression d'exploitation (scénario 2) : PMS à tout emplacement avant l'inversion du débit;
- Épaisseur de paroi : la valeur la moindre entre l'épaisseur nominale de paroi ou l'épaisseur de paroi mesurée par l'outil d'inspection interne des parois par ultrasons;
- Élasticité nominale spécifiée de pour la catégorie 359 MPa : 359 MPa;
- Résistance à la traction nominale pour la catégorie 359 MPa : 455 MPa;

- Force du débit : force de rupture + 68 9 MPa;
- Résistance à l'impact lors de l'essai de résilience Charpy V : 20 J (15 pi-lb).

### 3.5 Analyse du cycle de pression

Un spectre de chargement est nécessaire pour les calculs de durée de vie restante des fissures de fatigue et des FCC; celui-ci est obtenu en effectuant une analyse du cycle de pression sur les données de pression représentatives. Les historiques d'exploitation suivants ont été utilisés pour évaluer les durées de vie restantes des éléments détectés avant et après l'inversion du débit :

- Historique de pression d'exploitation avant l'inversion du débit

Les données de pression consignées au cours du troisième trimestre de 2003 au PNW ont été utilisées pour représenter la pression d'exploitation avant l'inversion du débit. Ces données de pression ont été choisies parce qu'elles sont jugées comme les conditions les plus agressives que ce tronçon de la canalisation 9 ait connues depuis 2003 (voir la section 3.1).

- Historique de pression d'exploitation avant l'inversion du débit – Révisé

Dans le but de simuler un historique de pression avant l'inversion du débit à tout emplacement le long de la canalisation 9 entre le TS et le PNW, les données de pression enregistrées au cours du troisième trimestre de 2003 au PNW ont été multipliées par la pression d'exploitation maximale observée durant le troisième trimestre de 2003 au PNW pour obtenir la PMS à un endroit donné.

Les deux historiques de pression mentionnés ci-dessus ont été évalués selon la méthode de comptage des demi-cycles pour établir le nombre et l'ampleur des différents cycles de pression compris dans les données de pression. Cette méthode de comptage de cycle est décrite dans le document ASTM E1049, *Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis*<sup>1</sup>.

Historiquement, le comptage des demi-cycles a été élaboré pour mettre en relation des historiques de déformation à amplitude variable avec des données de fatigue à amplitude constante. Sous des conditions d'élasticité négligeables, l'amplitude de la déformation peut être directement liée à l'amplitude de la contrainte. Cette technique est maintenant largement utilisée pour mettre en relation une charge de fatigue à amplitude variable avec des données de fatigue à amplitude constante. Dans les applications de pipeline habituelles, le comptage des demi-cycles est appliqué à un historique de variations de pression représentatif afin de produire des comptes de cycle pour une série de plages de pression. Les plages de pression sont ensuite converties en plages de contrainte à l'aide de la formule Barlow.

Les résultats du comptage de cycle ont alors été utilisés pour effectuer les analyses de propagation des fissures de fatigue et des FCC examinés ci-dessous.

### 3.5.1 Analyse du taux de propagation des FCC – Révisée

Le programme de comptage de cycles décrit précédemment permet de déterminer la fréquence et le taux de chargement associés à chaque cycle de pression qui est compté. Ce calcul est nécessaire pour l'analyse de propagation des FCC. L'analyse de propagation des fissures de fatigue calcule les dommages par cycle, ce qui est indépendant de la fréquence du cycle. L'analyse de propagation des FCC calcule la propagation des FCC selon le taux de contrainte à l'extrémité de la fissure, ce qui dépend de la fréquence et du taux de charge.

Pour calculer le taux de propagation des FCC, la fréquence de cycle ( $f$ ) est utilisée en conjonction avec le ratio R ( $R$ ), le facteur d'intensité de contrainte maximale ( $K_{MAX}$ ), une constante ( $C$ ) et une force de rupture ( $\sigma_y$ ) pour calculer le taux de déplacement d'une extrémité

de fissure moyenne ( $\dot{\delta}$ ), tel que cela a été démontré dans des recherches antérieures sur les FCC par Beavers<sup>2</sup> (voir l'équation 1).

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

Le  $K_{MAX}$  est calculé à l'aide des principes de mécanique de rupture utilisant la pression maximale, les dimensions nominales de la conduite et une longueur supposée de la fissure. Les longueurs et les profondeurs des fissures utilisées pour ces calculs sont les dimensions ajustées des éléments détectés par l'outil dont on a fait mention précédemment. Pour chacun des éléments détectés ajustés, la valeur de départ  $K_{MAX}$  fondée sur une pression d'exploitation de 2 413 kPa (avant l'inversion de débit) ou de 3 393 kPa (après l'inversion de débit) a été choisie pour le calcul du taux de propagation des FCC.

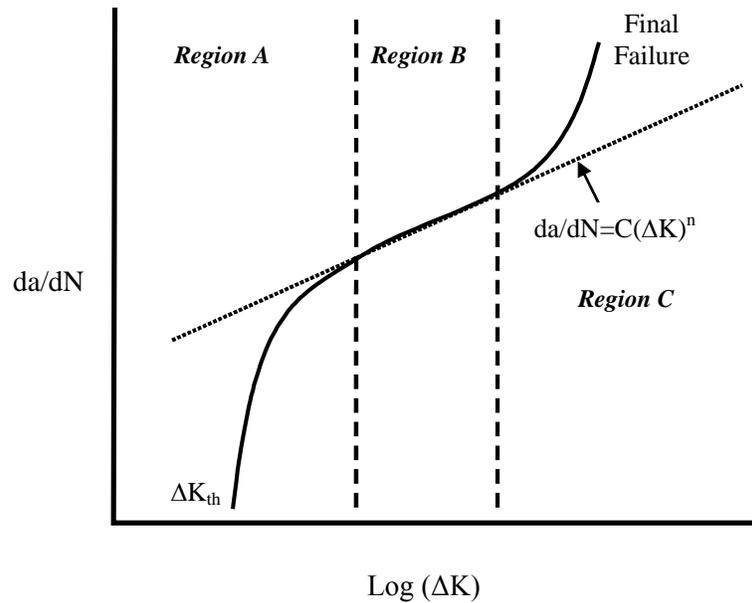
Beavers a également démontré une relation entre le taux de déplacement de l'extrémité de la fissure et la vitesse de la fissure ( $v$ ), soit la suivante :

$$v = 0.0049 \cdot \left( \dot{\delta} \right)^{0.5478} \quad (2)$$

En calculant le taux de déplacement de la fissure, l'envergure de propagation de la fissure est calculée à l'aide de la vitesse de la fissure et de la durée de chaque cycle. La propagation des fissures pour tous les cycles est ensuite additionnée et divisée par la période de temps de l'historique de pression pour calculer le taux de propagation des FCC.

### 3.5.2 Calculs des durées de vie des fissures de fatigue et des FCC

Il y a trois régimes de progression des fissures, comme le montre la Figure 3.7, où le taux de propagation cyclique de la fissure ( $da/dN$ ) est une fonction de la plage du facteur d'intensité de contrainte ( $\Delta K$ ).



**Figure 3.7 – Régimes de croissance d’une fissure de fatigue représentés par le taux de propagation cyclique d’une fissure ( $da/dN$ ) en fonction de la plage du facteur d’intensité de contrainte ( $\Delta K$ )**

Anglais	Français
Final Failure	Rupture définitive
Region A	Région A
Region B	Région B
Region C	Région C
$\text{Log}(\Delta K)$	Logarithme ( $\Delta K$ )

La plage du facteur d’intensité de contrainte,  $\Delta K$ , est un paramètre en lien avec la contrainte cyclique et la taille de la fissure et est l’élément moteur derrière la propagation de la fissure. Cette figure montre que l’amorce, la propagation et la rupture définitive d’une fissure sont présentées dans les régions A, B, et C, respectivement. La région de Paris correspond à la région B, où le taux de propagation cyclique de la fissure est directement proportionnel à la plage du facteur d’intensité de contrainte. La loi de Paris<sup>3,4</sup> a été utilisée pour décrire cette relation :

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

où  $C$  et  $n$  sont des constantes qui dépendent du matériau et de l’environnement. Les valeurs de  $\Delta K$  sont calculées en supposant la présence d’une fissure de surface semi-elliptique<sup>5,6</sup>. Ainsi, la durée de vie restante de la fissure de fatigue est calculée en intégrant le taux de propagation de la loi de Paris de la taille initiale du défaut (dimensions détectées par l’outil qui ont été ajustées) à la taille finale du défaut (dimensions critiques détectées par l’outil puis ajustées selon les

pressions avant et après l'inversion du débit [2 413 et 3 393 kPa]), en utilisant les cycles de pression calculés précédemment pour les historiques de pression d'exploitation avant et après l'inversion du débit. Ces calculs sont effectués selon la limite supérieure des taux de propagation des fissures de fatigue de la norme API 579-1/ASME FFS-17. L'utilisation de la limite supérieure des taux de propagation des fissures devrait fournir la limite inférieure (conservatrice) de la durée de vie.

Pour un taux de propagation cyclique de fissure (da/dN) en pouces par cycle et une  $\Delta K$  en ksi-po<sup>0,5</sup>, ces limites supérieures de taux correspondent aux paramètres suivants de la loi de Paris :

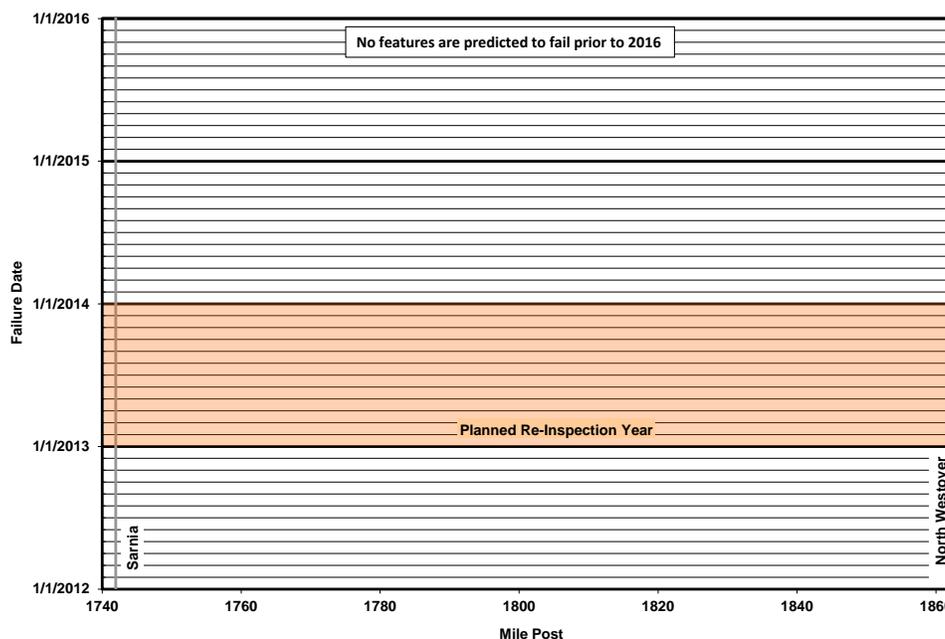
- Un coefficient de  $8,61 \times 10^{-10}$  et un exposant de 3,00 pour un matériau de soudure.

La durée de vie des FCC pour chaque élément détecté par l'outil puis ajusté a été calculée en divisant l'envergure de la propagation de la fissure qui est nécessaire pour la rupture (c.-à-d. la différence entre la taille initiale du défaut [dimensions détectées par l'outil puis ajustées] et la taille finale du défaut [dimensions critiques détectées par l'outil puis ajustées, aux pressions avant et après l'inversion du débit, soit 2 413 et 3 393 kPa]) par le taux de propagation de la FCC calculé pour chaque élément à l'aide de la méthode présentée ci-dessus.

En vue d'établir une durée de vie restante conservatrice pour chaque élément détecté par l'outil et ajusté, la valeur la plus basse entre la durée de vie calculée des fissures de fatigue ou celle des FCC était utilisée.

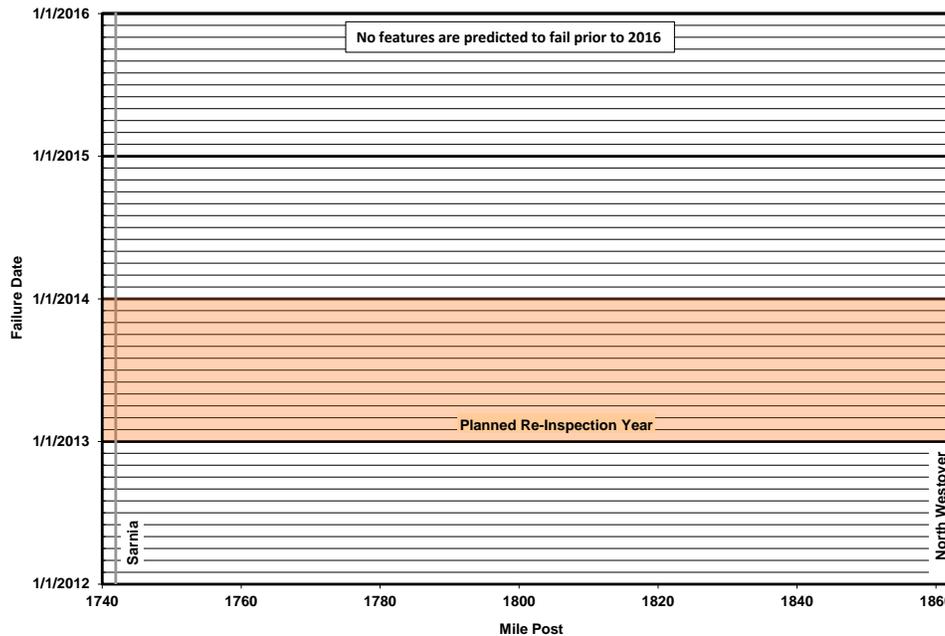
### **3.6 Résumé de l'évaluation**

Selon l'analyse présentée ci-dessus, on prévoit qu'aucun élément détecté par l'outil puis ajusté ne subira de rupture, autant sous la pression avant l'inversion du débit (2 413 kPa) qu'après l'inversion du débit (PMS) avant 2016 (voir la Figure 3.8 et la Figure 3.9). Enbridge inspectera de nouveau ce tronçon de la canalisation 9 dans un délai de 18 mois à la suite de la réception de l'approbation de l'ONÉ pour la mise en service du pipeline en sens inverse.



**Figure 3.8 – Évaluation déterministe de la canalisation 9 du TS au PNW – propagation à 2 413 kPa (350 psi), en utilisant la pression d’exploitation avant l’inversion du débit avec des tolérances de +1 ajoutées aux dimensions détectées lors de l’inspection avec l’outil de DFUS en 2008**

Anglais	Français
Failure Date	Date de rupture
Mile Post	Poteau milliaire
No features are predicted to fail prior to 2016	Aucune rupture d’élément prévue avant 2016
Planned Re-Inspection Year	Année de seconde inspection planifiée
1/1/2012	1-1-2012
1/1/2013	1-1-2013
etc.	etc.



**Figure 3.9 – Évaluation déterministe de la canalisation 9 du TS au PNW – propagation à la PMS en utilisant la pression d’exploitation anticipée avant l’inversion avec des tolérances de +1 ajoutées aux dimensions détectées lors de l’inspection avec l’outil de DFUS en 2008**

Anglais	Français
Failure Date	Date de rupture
Mile Post	Poteau milliaire
No features are predicted to fail prior to 2016	Aucune rupture d’élément prévue avant 2016
Planned Re-Inspection Year	Année de seconde inspection planifiée
1/1/2012	1-1-2012
1/1/2013	1-1-2013
etc.	etc.

### 3.7 FCC

Enbridge considère que le revêtement extérieur appliqué sur le pipeline constitue le facteur prédominant pour déterminer la vulnérabilité de la canalisation aux FCC. Le tronçon de la canalisation 9 entre le TS et le PNW est recouvert d’une seule couche de ruban en polyéthylène; il a été prouvé que d’autres pipelines recouverts de ruban en polyéthylène ont une vulnérabilité moyenne à élevée aux FCC. Par conséquent, Enbridge considère que le tronçon de canalisation entre le TS et le PNW est vulnérable aux FCC.

Comme il a été mentionné précédemment dans la section 3.2, au cours de l’inspection interne en 2008 avec l’outil de DFUS de GE, aucun élément de zone de fissuration n’a été relevé par l’outil. Un total de 45 colonies de FCC ont été observées sur le terrain dans le cadre du programme d’excavation, qui se trouvaient toutes sous le seuil de détection de l’outil et sont donc

considérées comme des FCC non significatives. La profondeur maximale de ces colonies de FCC était de 1 mm (c.-à-d.15 % de l'épaisseur de paroi) et la pression de rupture prévue la plus basse était de 152 % de la PMS. Les preuves, jusqu'ici, selon la ronde d'inspection de l'outil de DFUS en 2008 et le programme d'excavation subséquent, indiquent qu'il n'y a aucune colonie de FCC présente dans le tronçon de canalisation 9 entre le TS et le PNW dont les dimensions seraient supérieures au seuil de détection de l'outil (60 mm de profondeur et 1 mm de longueur).

En plus des excavations entreprises en fonction des résultats de l'inspection par l'outil de DFUS, Enbridge a effectué 44 excavations supplémentaires pour corriger des éléments signalés à l'aide d'autres technologies d'inspection interne (voir le Tableau 3-2). Lors de ces excavations, au cours desquelles 186 m de pipeline ont été inspectés pour les fissures à l'aide d'une inspection magnétoscopique, 10 colonies de FCC au total ont été détectées à quatre différents emplacements. L'évaluation sur le terrain des colonies de FCC a permis de déterminer qu'aucune d'entre elles ne correspond à la définition d'une FCC significative. Bien que des FCC étroites aient été découvertes sur le tronçon de la canalisation 9 entre le TS et le PNW, les données d'excavation recueillies jusqu'ici indiquent qu'elles ne représentent pas une menace immédiate à l'intégrité de ce tronçon de la canalisation 9.

Enbridge continuera de surveiller le tronçon de la canalisation 9 entre le TS et le PNW pour déceler les FCC et d'autres mécanismes liés aux fissures à l'aide de technologies d'inspection interne pour la détection des fissures. De plus, Enbridge continuera également d'effectuer des contrôles magnétoscopiques au cours de ses programmes d'excavation s'appuyant sur d'autres technologies d'inspection interne.

**Tableau 3-2 – Liste des excavations historiques effectuées sur la canalisation 9 – Du TS au PNW**

Joint circulaire	Année d'excavation	Raison de l'excavation	Longueur de l'END (m)	Commentaires
40 470	2012	Corrosion	4,42	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
146 500	2012	Corrosion	12,98	Cinq colonies de FCC trouvées. Profondeur maximale de fissure à 8 %
12 800	2009	Bosselure	5,45	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
12 850	2009	Corrosion	4,86	10 colonies de FCC trouvées. Profondeur maximale de FCC orientée axialement de 18 %
13 360	2009	Bosselure	5,00	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
17 840	2009	Bosselure	5,00	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
23 260	2009	Bosselure	6,00	Une colonie de FCC trouvée. Profondeur maximale de fissure à 10 %
24 980	2009	Bosselure	5,15	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
25 680	2009	Bosselure	3,68	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
28 920	2009	Bosselure	5,00	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
31 280	2009	Corrosion	7,25	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
37 950	2010	Corrosion	3,29	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
39 700	2009	Bosselure	3,96	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
4700	2003	Bosselure	2,54	FCC à 8 % trouvée sur le terrain
50 620	2009	Bosselure	5,90	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
54 070	2009	Bosselure	5,85	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain

Joint circulaire	Année d'excavation	Raison de l'excavation	Longueur de l'END (m)	Commentaires
55 820	2009	Bosselure	5,50	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
62 110	2009	Corrosion	3,75	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
62 470	2009	Bosselure	3,60	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
62 990	2009	Bosselure	5,00	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
63 260	2009	Bosselure	3,58	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
6530	2003	Bosselure	1,88	Indication linéaire à 20 % de profondeur, aucune FCC trouvée
7580	2003	Bosselure	1,94	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
7660	2003	Bosselure	2,25	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
8940	2003	Bosselure	1,69	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
9070	2003	Bosselure	3,05	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
10 370	2003	Bosselure	3,30	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
11 770	2003	Bosselure	3,9	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
12 750	2003	Bosselure	2,60	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
13 100	2003	Bosselure	5,20	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
14 200	2003	Bosselure	1,75	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
16 880	2003	Bosselure	4,00	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
16 960	2003	Bosselure	4,09	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
17 890	2003	Bosselure	1,65	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
60 170	2003	Bosselure	2,45	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
60 910	2003	Bosselure	2,10	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
66 350	2003	Corrosion	1,32	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
84 930	2009	Bosselure	2,98	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
86 210	2009	Bosselure	5,29	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
88 390	2009	Bosselure	4,20	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
88 480	2003	Bosselure	1,97	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
94 960	2009	Bosselure	7,54	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
97 910	2009	Bosselure	2,27	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
106 940	2009	Bosselure	2,68	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
146 470	2003	Corrosion	3,95	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain
164 230	2003	Bosselure	4,32	Aucune indication de fissure trouvée sur le terrain

Veillez noter que l'évaluation sur le terrain de ces défauts a permis de conclure qu'aucune des FCC observées ne correspond à la définition de « FCC significative ».

### 3.8 Profil de risque de fissuration avant et après l'inversion du débit – Révisé

Le profil de risque de fissuration associé au tronçon de la canalisation 9 entre le TS et le PNW, avant et après l'inversion du débit, est représenté graphiquement dans la Figure 3.10. Le profil de risque a été établi par le groupe responsable de la gestion du risque opération d'Enbridge. Le profil de risque de fissuration avant et après l'inversion de débit est essentiellement identique, sauf pour les 8 premiers kilomètres en aval du TS et les 8 derniers kilomètres en amont du PNW. Comme prévu selon les calculs, le profil de risque de fissuration sera plus élevé immédiatement en aval du TS parce que ce tronçon connaîtra des pressions d'exploitation plus élevées que celles

habituellement observées dans le passé; inversement, le profil de risque de fissuration sera inférieur après l'inversion du débit immédiatement en amont du PNW parce que ce tronçon connaîtra des pressions d'exploitation inférieures à celles habituellement observées dans le passé.

Pour mieux comprendre les incidences d'un profil de risque plus élevé immédiatement en aval du TS après l'inversion, les résultats de l'ET pour ce tronçon de conduite ont été recueillis et résumés ci-dessous.

- Il y a 14 éléments d'indication de fissure signalés dans ce tronçon de 8 km immédiatement en aval du TS.
- Tous ces éléments ont une profondeur < 1 mm, et cinq d'entre eux ont été examinés sur le terrain. Un seul élément sur les cinq constituait une fissure; l'indication de fissure a été complètement éliminée par meulage à une profondeur maximale de 0,2 mm. Aucune indication n'a été observée aux quatre autres emplacements (c.-à-d. quatre faux positifs).
- La pression d'éclatement prévue la plus basse pour les neuf autres éléments était équivalente à 136 % de la PMS.
- La durée de vie restante la plus courte calculée pour ces éléments est d'environ 53 ans.

Ainsi, bien que le profil de risque soit théoriquement plus élevé après l'inversion du débit immédiatement en aval du TS, les données de détection de 2008, les programmes d'excavation et l'ET subséquente indiquent que pour ce tronçon de canalisation, les mécanismes liés à la fissuration ne constituent pas une menace immédiate.

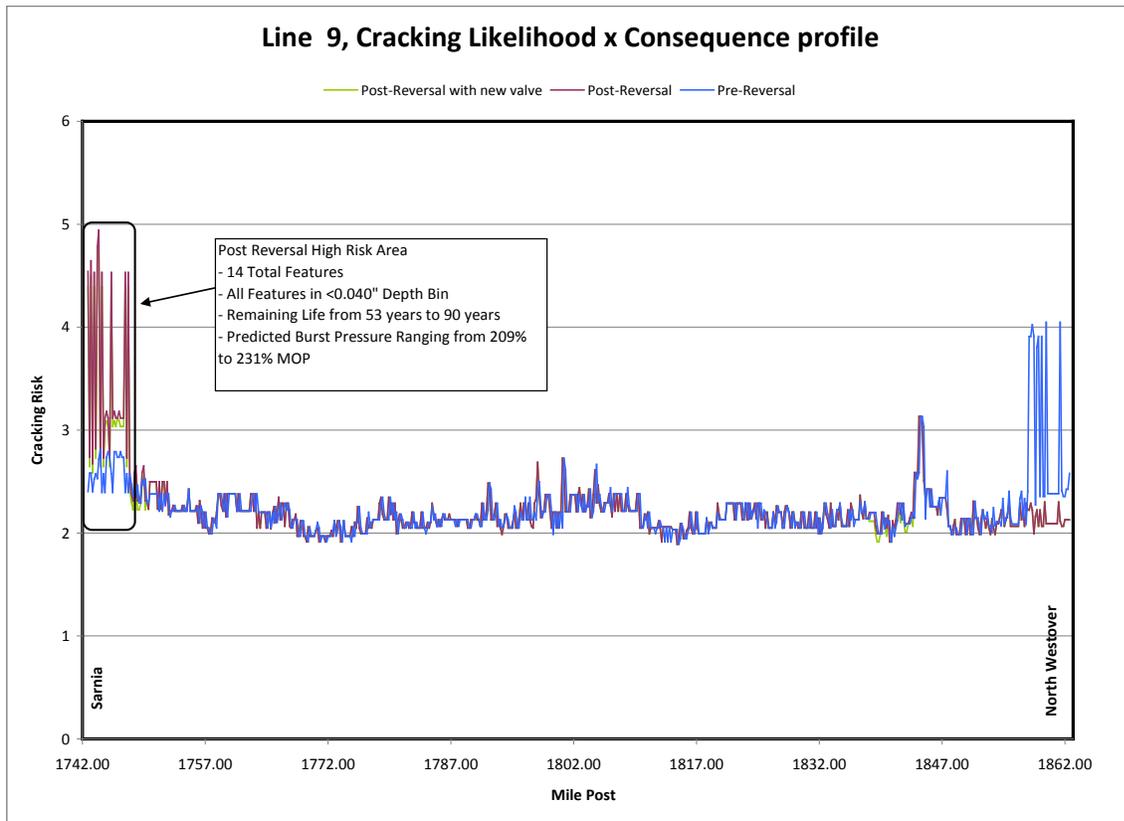


Figure 3.10 – Évaluation du risque pour la canalisation 9 entre le TS et le PNW

Anglais	Français
Line 9, Cracking Likelihood x Consequence profile	Canalisation 9, probabilité de fissuration X profil de conséquence
Post-reversal with new valve	Après l'inversion avec nouvelle vanne
Post-reversal	Après l'inversion
Pre-reversal	Avant l'inversion
Cracking Risk	Risque de fissuration
Mile Post	Poteau milliaire
Post Reversal High Risk area -14 Total Features -All Features in <0.040" Depth Bin -Remaining Life from 53 year to 90 years -Predicted Burst Pressure Ranging from 209% to 231% MOP	Zone à haut risque après l'inversion - 14 éléments au total - Tous les éléments dans l'ensemble de profondeur < 0,040 po - Durée de vie restante de 53 ans à 90 ans - Pressions d'éclatement prévues allant de 209 % à 231 % de la PMS

#### 4. RÉSUMÉ ET CONCLUSIONS CONCERNANT LA FISSURATION

- L'inversion du débit ne nécessitera pas de modifications concernant la manière dont le programme de gestion des fissures déjà en place est élaboré ou mis en œuvre;
- Selon la présente ET, il est actuellement prévue qu'aucun élément signalé lors de l'inspection de détection des fissures en 2008 ne subira de rupture avant 2016, que ce soit dans les conditions d'exploitation d'est en ouest ou d'ouest en est.
- Enbridge se conformera à l'ordonnance X0-E101-010-2012 de l'ONÉ et effectuera une inspection interne en vue de détecter les éléments de fissuration. Le présent rapport confirme que le moment prévu pour la seconde inspection est adéquat.

#### 5. RÉFÉRENCES

1. ASTM E1049-85, Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, PA, 1990.
2. J. A. Beavers, C. J. Maier, C. E. Jaske, et R. Worthingham, « Ranking SCC Susceptibility », Pipeline and Gas Technology, Hart Energy Publishing, Houston, September 2007.
3. Paris, P. C., Gomez, M. P., et Anderson, W. E., « A Rational Analytic Theory of Fatigue », The Trend in Engineering, vol. 13, n° 1, p. 9 à 14, 1961.
4. Paris, P. C., « The Growth of Cracks Due to Variations in Load », Ph.D. Dissertation, Lehigh University, PA, 1962.
5. Jaske, C. E., « Damage Accumulation by Crack Growth Under Combined Creep and Fatigue », Ph.D. Dissertation, The Ohio State University, Columbus, OH, 1984.
6. 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.
7. API 579-1/ASME FFS-1, Fitness-for-Service, American Petroleum Institute, Washington, D.C., Appendix F, 5 juin 2007.
8. Enbridge Pipelines Inc., « Integrity Status Report for Submission to the National Energy Board Line 2 Flash Welded Pipe Review », 23 février 2011.
9. Kiefner, J. F., Maxey, W. A., Eiber, R. J., et 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, p. 461 à 481.
10. Jaske, C. E., et 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, p. 287 à 297.

11. Jaske, C. E., Beavers, J. A., et 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.
12. Jaske, C. E., et 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.
13. Jaske, C. E., et 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, p. 439 à 445.
14. Jaske, C. E., et 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 1999), Galveston, Texas USA, les 26, 27 et 28 octobre 1999.
15. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Fitness-For-Service Assessment for Pipelines Subject to SCC », Proceedings of the Pipeline Pigging, Integrity Assessment, and Repair Conference, Houston, Texas, 1<sup>er</sup> et 2 février 2000.
16. Jaske, C. E., Vieth, P. H., et Beavers, J. A., « Assessment of Crack-Like Flaws in Pipelines », Corrosion NACEExpo 2002, NACE International, Paper No. 02089, Denver, Colorado (avril 2002).
17. Jaske, C. E., et 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.