

**PLAN DE GESTION DES FISSURATIONS –
TRONÇON DE PIPELINE ENTRE NORTH WESTOVER ET WESTOVER**

Présenté à :

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

CANADA

Rédigé par :

Service de l'intégrité des pipelines de Pipelines Enbridge Inc.

JUIN 2013

Table des matières

Sommaire	3
I. Introduction.....	4
II. Plan de gestion des fissurations	4
A. Évaluation de la susceptibilité à la fissuration	5
1. Susceptibilité générale.....	5
2. Susceptibilité aux fissures de fatigue	7
3. Susceptibilité aux FCC.....	9
B. Mesures immédiates d'atténuation des menaces	11
C. Évaluation des menaces associées aux fissures	11
D. Intervalle de réévaluation	11
E. Surveillance de l'état.....	11
III. Recommandations	12

Sommaire

Un plan de gestion des fissurations sur le tronçon de pipeline entre le poste de North Westover (« PNW ») et le terminal de Westover (« TW ») a été élaboré en réponse à la condition 11 de l'ordonnance XO-E101-010-2012 de l'ONÉ.

L'évaluation respecte les exigences établies à l'article 3.3 de la norme CSA Z662-11 – Évaluations techniques et les lignes directrices et procédures d'Enbridge suivantes :

- Plan de gestion des fissurations
- Lignes directrices sur la susceptibilité des fissures de fatigue et des FCC
- Évaluation des menaces associées aux fissures

Évaluation de la susceptibilité à la fissuration

Une évaluation de la susceptibilité à la fissuration a conduit aux conclusions suivantes concernant le tronçon de pipeline entre le PNW et le TW.

- La susceptibilité générale (mesurée par un examen des propriétés physiques de la conduite et des exploitations antérieures du tronçon de conduite) s'avère faible.
- La susceptibilité aux fissures de fatigue s'avère faible.
- La susceptibilité aux fissures par corrosion sous contrainte (FCC) s'avère faible.

Plan de gestion des fissurations

Le plan de gestion des fissurations pour le tronçon de pipeline entre le PNW et le TW formule les recommandations suivantes :

- La mise en œuvre par Enbridge, en 2013, d'une surveillance des cycles de pression pour le tronçon de pipeline au moment de l'inversion de la canalisation 9.
- La réalisation par Enbridge, en 2014, d'une évaluation directe de la FCC (« EDFCC ») par Enbridge, conformément à la méthodologie d'EDFCC de la norme NACE SP0204-2008, afin de quantifier les étendues possibles d'amorce de FCC le long du tronçon de pipeline, ainsi que de fournir des occasions supplémentaires d'examiner la conduite pour vérifier la faible susceptibilité à la fissuration déterminée.
- L'établissement par Enbridge, en 2014, d'un plan ou d'un intervalle de réévaluation approprié après l'achèvement de l'EDFCC.

I. Introduction

Ce plan de gestion des fissurations sur le tronçon de pipeline entre le PNW et le TW (« le tronçon de pipeline ») a été élaboré en réponse à la condition 11 de l'ordonnance XO-E101-010-2012 de l'ONÉ.

Avant de demander une autorisation de mise en service du pipeline dans le sens inverse d'écoulement, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un plan de gestion des fissurations dans le tronçon situé entre la station de pompage de North Westover et le terminal de Westover. Ce plan doit comprendre un calendrier d'évaluation et les raisons expliquant les intervalles choisis.

L'évaluation respecte les exigences établies à l'article 3.3 de la norme CSA Z662-11 – Évaluations techniques et les lignes directrices et procédures d'Enbridge suivantes :

- Plan de gestion des fissurations
- Lignes directrices sur la susceptibilité des fissures de fatigue et des FCC
- Évaluation des menaces associées aux fissures

II. Plan de gestion des fissurations

Le plan de gestion des fissurations pour le tronçon de pipeline consiste en ce qui suit :

- Évaluation complète de la susceptibilité à la fissuration effectuée dans le but de comprendre la susceptibilité aux menaces spécifiques associées aux fissures du tronçon de pipeline;
- Sélection et exécution planifiée d'une ou de plusieurs méthodologies d'évaluation des menaces associées aux fissures pour évaluer de façon optimale les menaces décelées relatives aux fissures;
- Détermination d'un intervalle de réévaluation suivant l'évaluation initiale des menaces associées aux fissures (évaluation de référence);
- Mise en œuvre d'une surveillance de l'état, au besoin, pour confirmer les conditions d'exploitation actuelles et cerner les changements à mesure qu'ils pourraient se produire.

Un résumé du plan de gestion des fissurations sur le tronçon de pipeline est fourni à la section III – Recommandations.

A. Évaluation de la susceptibilité à la fissuration

Cette section décrit l'évaluation de la susceptibilité à la fissuration effectuée pour le tronçon de pipeline.

L'évaluation de la susceptibilité à la fissuration consiste en :

- une évaluation de la susceptibilité générale (un examen des propriétés physiques de la conduite et des exploitations antérieures du tronçon de conduite);
- une évaluation de la susceptibilité aux fissures de fatigue;
- une évaluation de la susceptibilité aux FCC.

1. Susceptibilité générale

a) Propriétés physiques du tronçon de canalisation

Le tronçon de pipeline est un pipeline de liquides qui fait 508 mm (20 po) de diamètre et environ 917 m (0,57 mile) de long (voir la Figure 1). Le tronçon de pipeline a été construit en 1971 en utilisant un tuyau de nuance API-5LX-X-52 (IPSCO – Regina) avec une épaisseur de paroi nominale de 7,14 mm (0,281 po). Le revêtement extérieur du corps de la canalisation et des soudures de contour est constitué de ruban de polyéthylène.



Figure 1 : Tronçon de pipeline – Ligne médiane approximative (en rose)

Les paramètres de conception et de construction originaux sont énoncés au Tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 Propriétés sélectionnées de la section de conduite entre le PNW et le TW

Diamètre	508 mm (20 po)
Épaisseur de la paroi	7,14 mm (0,281 po)
Nuance	359 MPa (X52)
Date de construction	1971
Type de joint longitudinal	Soudage à l'arc sous flux en poudre (« SAFP ») – en spirale
Fabricant	IPSCO – Regina
PMS maximale (kPa/psi)	8011/1162
PMS maximale (% de la LEMS)	80
Essais hydrostatiques durant la mise en service (% de la LEMS)	100
Revêtement extérieur – corps de la canalisation et soudures de contour	Ruban de polyéthylène
Soudures de contour	Soudage à l'arc manuel sous protection
Protection cathodique	Protégée depuis le moment de la construction

b) Exploitations antérieures

Échecs des essais hydrostatiques

Aucune fuite ou rupture du tronçon de pipeline n'a été notée depuis le premier essai hydrostatique effectué en 1971.

Fuites et ruptures en service

Le tronçon de pipeline n'a pas connu de fuites ou de ruptures par le passé.

Historique d'inspection interne

Le tronçon de pipeline a fait l'objet d'une inspection entre le 2 et le 7 novembre 2008 par AGR Pipetech à l'aide d'un outil d'inspection ultrasonique par câble à 128 canaux de marque PipeScan (pour vérifier s'il y a de la corrosion). Au total, 894,5 m (2934,7 pi) du tronçon de pipeline, à partir d'une bride en amont de la vanne 9-DELV-2 et en direction du terminal de Westover, ont été inspectés avec succès.

Aucune inspection des fissures en service n'a été effectuée.

Excavation et réparations

Deux excavations, découlant de l'inspection interne de 2008, ont été effectuées en mai et en juin 2009 sur les soudures de contour déterminées, 270 et 380 respectivement. Selon le rapport, la soudure de contour 270 contient une anomalie en « rainure axiale » (profondeur maximale = 31 % de la perte de paroi) associée à une bosselure (profondeur de < 2 %). Selon le rapport, la soudure de contour 380 contient une anomalie de « corrosion généralisée » (profondeur maximale = 31 % de la perte de paroi) associée à une bosselure (profondeur de < 2 %). Un examen non destructif (« END ») effectué sur place a indiqué des bosselures sur la partie inférieure sans perte de métal observable. Les deux bosselures ont été réparées conformément aux critères de réparation d'Enbridge.

L'END de la conduite exposée, des SAFP en spirale et des soudures de contour circonférentielles n'a relevé aucune indication linéaire, aucune FCC, aucune corrosion externe supérieure à 10 % de l'épaisseur de la paroi et une étincelle d'arc associée à la soudure de contour 270.

2. Susceptibilité aux fissures de fatigue

Fabricants de la conduite et type de joint longitudinal

La susceptibilité aux fissures de fatigue des défauts potentiels des joints longitudinaux associés au type de joint longitudinal (SAFP en spirale) déterminé pour le tronçon de conduite et au fabricant (IPSCO – Regina) est considérée faible (ou peu probable) sur la base de l'inspection au moyen d'un END des soudures de contour 270 et 380 mené en 2009 (inspection visuelle et END du joint longitudinal en spirale et du corps de la canalisation) pendant laquelle on n'a décelé aucun défaut potentiel susceptible à la fatigue lié au joint longitudinal en spirale et au corps de la canalisation.

Pressions d'exploitation antérieures et proposées

Les pressions d'exploitation antérieures du tronçon de pipeline entre 2008 et aujourd'hui ont été recueillies et examinées dans le cadre de l'analyse de la susceptibilité aux fissures de fatigue. Les pressions du tronçon de conduite ont été recueillies à partir de l'emplacement du transmetteur de pression 200-PIT-4H (encadré en rouge à la Figure 2) situé à l'entrée du tronçon de pipeline.

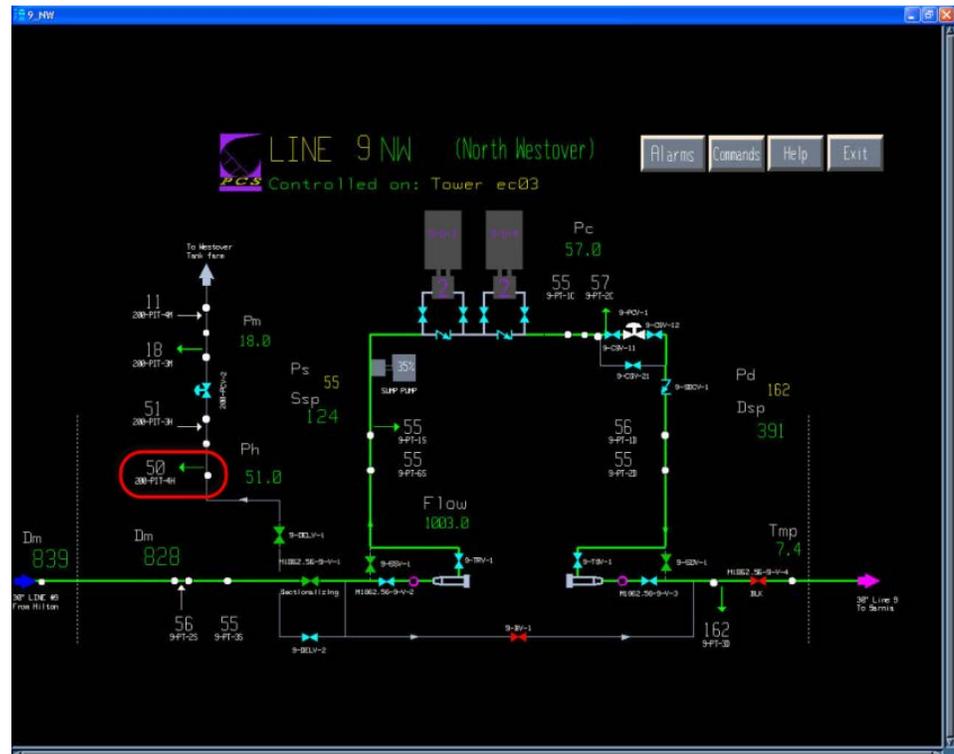
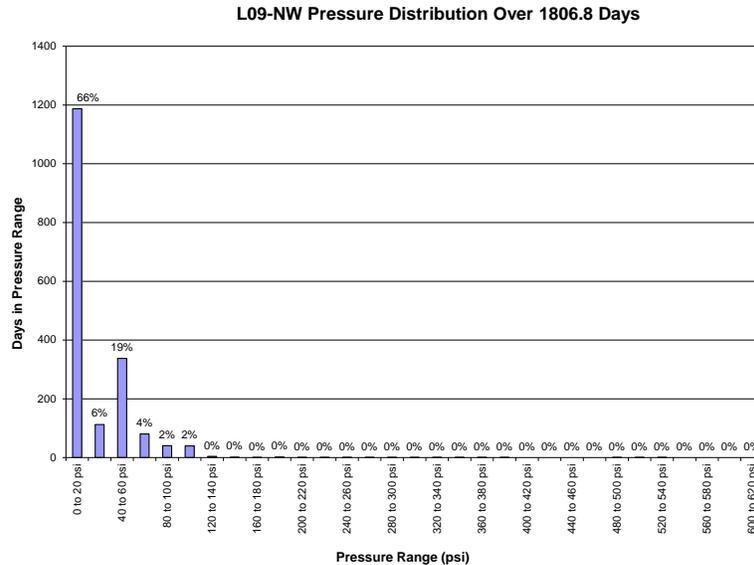


Figure 2 Emplacement du transmetteur de pression 200-PIT-4H

Les données recueillies ont permis de confirmer que les pressions d'exploitation à l'entrée du tronçon de pipeline étaient en prédominance inférieures à 20 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée (LEMS) [2013 kPa (292 psi)] pour le tronçon de conduite (Figure 3). Les pressions d'exploitation à ce bas niveau ne sont généralement pas associées à une susceptibilité aux fissures fatigue pour ce qui est des pipelines de liquides. À la suite de l'inversion de la canalisation 9A, le tronçon de pipeline devrait toujours connaître des pressions d'exploitation variant entre 690 et 1380 kPa (100 et 200 psi) [moins de 20 % de la LEMS du tronçon de conduite].



Anglais	Français
L09-NW Pressure Distribution Over 1806.8 Days	Répartition de la pression de la canalisation 9 au PNW sur 1806,8 jours
Days in Pressure Range	N ^{bre} de jours dans la plage de pression
Pressure Range (psi)	Plages de pression (psi)
0 to 20 psi 40 to 60 psi 80 to 100 psi etc.	0 à 20 psi 40 à 60 psi 80 à 100 psi etc.

Figure 3 Répartition de la pression de 2008 à aujourd’hui

3. Susceptibilité aux FCC

Type de revêtement et état de la corrosion

Le tronçon de pipeline est recouvert à l’extérieur de ruban de polyéthylène. Enbridge considère que les revêtements en ruban de polyéthylène sont susceptibles aux FCC. Cette susceptibilité est imputable au risque que les revêtements de ruban de polyéthylène se détachent de la surface de la conduite, particulièrement sur les tronçons de conduite de grand diamètre [supérieur à 305 mm (12 po)], enfouis dans des endroits secs et humides où l’on observe des mouvements de sol (contraintes exercées par le sol). Une fois détachés, les revêtements en ruban de polyéthylène isolent la conduite de la protection cathodique en place, augmentant ainsi le risque de corrosion ou de FCC.

L'état global de corrosion du tronçon de conduite peut être perçu comme bon, selon les résultats de l'inspection interne de 2008 et les résultats des excavations et des examens non destructifs correspondants. L'inspection interne a relevé très peu de défauts de corrosion potentiels, et ces conclusions ont fait l'objet d'une vérification une fois l'END achevé. Aucune observation de FCC n'a été notée sur la conduite exposée durant les excavations effectuées.

Considérations opérationnelles propres aux FCC

Comme il a été mentionné précédemment, les pressions d'exploitation antérieures et proposées (à la suite de l'inversion de la canalisation 9A) sont à des niveaux inférieurs à 20 % de la LEMS pour le tronçon de pipeline. Des pressions d'exploitation à ces bas niveaux ne favorisent généralement pas la propagation continue des FCC, bien que l'amorce de FCC soit toujours possible en raison d'une combinaison potentielle du détachement du raban de polyéthylène, de l'isolation de la protection cathodique et des conditions de sol sèches et humides.

Conditions de sol et de drainage

Enbridge a effectué des échantillonnages des sols et tient des dossiers dans le cadre de son programme d'excavation d'intégrité du réseau principal. Selon l'expérience de l'entreprise et de l'industrie, les endroits mal drainés et qui passent d'humides à secs sont les plus susceptibles de devenir un environnement corrosif. À titre d'exemple, les bords des lacs, les terres humides et les zones basses parfois inondées, comme les fossés ou les dépressions dans les champs.

Le tronçon de pipeline traverse deux fossés en bordure de la route et une zone inondée de façon intermittente au nord de Concession Road. Enbridge suppose généralement la présence d'un environnement propice à l'amorce de FCC et à une propagation potentielle de celle-ci. Enbridge a qualifié l'état général de corrosion du tronçon de pipeline de faible, sur la base d'une inspection interne et d'excavations sur place antérieures. L'évaluation de la menace spécifique que constituent les FCC (s'il y a lieu) pour le tronçon de pipeline s'effectuera selon la méthodologie d'EDFCC de la norme NACE SP0204-2008.

B. Mesures immédiates d'atténuation des menaces

L'évaluation de la susceptibilité à la fissuration figurant à la partie A de ce rapport conclut que la susceptibilité générale à la fissuration, la susceptibilité aux fissures de fatigue et la susceptibilité aux FCC du tronçon de pipeline sont toutes faibles et ne représentent pas de menaces actives liées aux fissures qui requerraient des mesures d'atténuation immédiates.

C. Évaluation des menaces associées aux fissures

Au terme de ce rapport, on peut conclure que les susceptibilités à la fissuration générale et aux fissures la fatigue pour ce tronçon de pipeline sont faibles et ne justifient pas la tenue d'activités supplémentaires d'évaluation des menaces associées aux fissures (p. ex. l'inspection interne des fissures et les essais de pression).

La susceptibilité aux FCC du tronçon de pipeline est considérée comme faible (le tronçon pourrait être propice à l'amorce de FCC en raison du revêtement en ruban de polyéthylène, mais est peu vulnérable à la propagation de FCC en raison du cycle à faible pression). Étant donné les répercussions potentielles sur l'environnement liées à l'emplacement du tronçon de pipeline (plaines inondables associées), on propose l'introduction d'une méthodologie d'EDFCC au 3^e trimestre de 2013, qui s'achèvera en 2014 (le délai d'exécution est tributaire de la sélection des techniques de relevé en surface et du délai d'achèvement des relevés en surface avant la congélation du sol), pour quantifier les étendues possibles d'amorce et de propagation de FCC sur le tronçon de pipeline, de même que pour fournir des données d'excavation additionnelles confirmant davantage la faiblesse des susceptibilités du tronçon à la fissuration générale et aux fissures de fatigue.

D. Intervalle de réévaluation

Un intervalle de réévaluation des fissures approprié sera déterminé après les activités et analyses initiales d'évaluation des menaces associées aux fissures (évaluation de référence).

E. Surveillance de l'état

Au moment de l'inversion de la canalisation 9, la sévérité du cycle de pression du tronçon de pipeline sera surveillée (à l'aide des procédures d'entreprise établies pour la surveillance du cycle de pression) afin de confirmer que les pressions d'exploitation et les conditions de cycles de pression constantes engendrent une faible susceptibilité à la propagation des fissures de fatigue et des FCC.

III. Recommandations

Le plan de gestion des fissurations pour le tronçon de pipeline entre le PNW et le TW est le suivant :

- La mise en œuvre par Enbridge, en 2013, d'une surveillance des cycles de pression pour le tronçon de pipeline, lors de l'inversion de la canalisation 9.
- La réalisation par Enbridge, en 2014 d'une EDFCC, conformément à la méthodologie de la norme NACE SP0204-2008, afin de quantifier les étendues possibles d'amorce de FCC le long du tronçon de pipeline, ainsi que de fournir des occasions supplémentaires d'examiner la conduite pour vérifier la faible susceptibilité à la fissuration déterminée.
- L'établissement par Enbridge, en 2014, d'un plan ou d'un intervalle de réévaluation approprié après l'achèvement de l'EDFCC.