



PROJET D'INVERSION DE LA CANALISATION 9B ET D'ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ DE LA CANALISATION 9

ÉVALUATION TECHNIQUE DE L'INTÉGRITÉ DU PIPELINE

Soumis à :
OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Préparé par :
Service de l'intégrité des pipelines, Enbridge Pipelines Inc.

Novembre 2012

TABLE DES MATIÈRES

1.	SOMMAIRE.....	10
2.	RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET.....	11
2.1	Contexte du projet.....	11
2.2	Évaluation technique.....	13
2.3	Équipe d'évaluation technique.....	13
3.	DOSSIERS DE PIPELINE.....	14
3.1	Caractéristiques techniques des pipelines.....	14
3.1.1	18B18BPropriétés mécaniques.....	16
3.2	11B11BRenseignements opérationnels.....	16
3.2.1	19B19BContexte opérationnel.....	16
3.2.2	20B20BMode de fonctionnement planifié.....	17
3.2.3	21B21BPression d'exploitation future.....	17
3.3	12B12BDossiers sur l'inspection des soudures lors de la construction.....	17
3.4	13B13BDoDossiers d'exploitation et d'entretien.....	17
3.4.1	22B22BÉchecs aux tests hydrostatiques.....	17
3.4.2	23B23BFuites et ruptures lors de la mise en service.....	17
3.4.3	24B24BHistorique d'inspection de la conduite.....	18
3.4.4	25B25BExcavation et réparations.....	21
3.4.5	26B26BGestion du risque d'exploitation.....	23
4.	3B3BÉvaluations de l'aptitude fonctionnelle.....	23
4.1	14B14BIdentification des menaces.....	23
4.2	15B15BPerte de métal.....	24
4.2.1	27B27BContrôle de la corrosion externe.....	25
4.2.2	28B28BApproche de gestion de la corrosion.....	28
4.2.3	29B29BGraphique de l'incidence de la perte de métal.....	30
4.2.4	Paramètres de l'inspection interne.....	40
4.2.5	Vitesses de propagation de la corrosion (VPC).....	42
4.2.6	Programme de corrosion interne.....	43
4.2.7	Exactitude des données d'inspection interne sur le métal.....	45
4.2.8	Réévaluation de l'expérience de planification d'intervalle.....	48
4.2.9	Résumé de la perte de métal et conclusions.....	53
4.3	Fissuration.....	54
4.3.1	Programme de gestion des fissures.....	54
4.3.2	Évaluation des données d'inspection de la détection des fissures.....	55
4.3.3	Développement du programme d'excavation des fissures.....	62
4.3.4	Évaluation statistique du programme d'excavation.....	64
4.3.5	Résultats du programme d'excavation des fissures.....	65

4.3.6	PDD et probabilité de calibrage (« PDC »).....	70
4.3.7	Analyse des tendances de l’outil de terrain utilisé pour mesurer la profondeur et la pression de rupture prévue	74
4.3.8	Évaluation déterministe de la durée de vie restante selon les données d’inspection interne de détection de fissure de 2004 et 2005 et 2006	79
4.3.9	Profil de risque de fissuration avant et après l’inversion du sens d’écoulement....	86
4.3.10	Résumé des fissurations conclusions	Error! Bookmark not defined.
4.4	Dommmages mécaniques	88
4.4.1	Prévention des dommages causés par des tiers	88
4.4.2	Vulnérabilité aux dommages mécaniques	89
4.4.3	Identification et caractérisation des dommages mécaniques.....	89
4.4.4	Récents résultats du programme de dommages mécaniques.....	91
4.4.5	Répercussions de l’inversion de la canalisation sur les éléments de dommages mécaniques.....	96
4.4.6	Gestion des géorisques	97
4.4.7	Résumé et conclusion des dommages mécaniques	100
5.	ACTIVITÉS PRÉVUES AVANT L’INVERSION DU SENS D’ÉCOULEMENT	100
6.	CONCLUSION.....	101
7.	RÉFÉRENCES	101

LISTE DES TABLEAUX

Table 2-1	– Membres de l’équipe du service de l’intégrité des pipelines	14
Tableau 3-1	– Propriété de la conduite et pressions d’essai	15
Tableau 3-2	– Fuites et ruptures pendant le service : canalisation 9 (PNW et le TM).....	17
Tableau 3-3	– Historique de l’inspection interne : canalisation 9 (du PNW au TM).....	18
Tableau 3-4	– Excavation et réparations : canalisation 9 (du TM au PC).....	21
Tableau 3-5	– Excavation et réparations : canalisation 9 (du PC au PH).....	22
Tableau 3-6	– Excavation et réparations : canalisation 9 (du PH au PNW).....	22
Tableau 4-1	– Historique des inspections internes de la perte de métal : canalisation 9 (du TM au PNW)	28
Tableau 4-2	– Critères de réparation de perte de métal d’Enbridge	29
Tableau 4-3	– Paramètres de l’inspection interne.....	41
Tableau 4-4	– VPC moyennes et VPC historiques du 95 ^e percentile	42
Tableau 4-5	– Lignes directrices de l’industrie sur les VPC externes.....	42
Tableau 4-6	– Propriétés des produits de base.....	43
Tableau 4-7	– TPR et intervalles de réévaluation de la profondeur	52

Tableau 4-8 – Nomenclature type des éléments de la DFUS.....	56
Tableau 4-9 – Résumé des éléments relevés par l’outil	57
Tableau 4-10 - Faux négatifs	68
Tableau 4-11 – Faux négatifs	70
Tableau 4-12 – PDC et identification (du TM au PC) basées sur les données de 2004 de l’outil de détection des fissures UltraScan ^{MC} de GE et sur les données de terrain correspondantes.....	72
Tableau 4-13 – PDC et identification (du PC au PH) basées sur les données de 2006 de l’outil de détection des fissures UltraScan ^{MC} de GE et sur les données de terrain correspondantes.....	72
Tableau 4-14 – PDC et identification (du PH au PNW) basées sur les données de 2005 de l’outil de détection des fissures UltraScan ^{MC} de GE et sur les données de terrain correspondantes.....	73
Tableau 4-15 – Données de pression du trimestre le plus grave; sélectionné entre 2004 et 2010 pour chaque tronçon de station de pompage.....	82
Tableau 4-16 – Résumé des caractéristiques des dommages mécaniques	95
Tableau 4-17 – Nombre d’excavations de dommages mécaniques (2001 à ce jour)	96

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 – Carte du réseau du Projet	12
Figure 4.1 – Répartition de la perte de métal externe (du TM au PC)	31
Figure 4.2 – Répartition de la perte de métal externe (du PC au PH)	31
Figure 4.3 – Répartition de la perte de métal (du PH au PNW)	32
Figure 4.4 – Répartition de la perte interne de métal (du TM au PC)	33
Figure 4.5 – Répartition de la perte interne de métal (du PC au PH)	33
Figure 4.6 – Répartition de la perte interne de métal (du PoH au PNW)	34
Figure 4.7 – Pourcentage des intervalles de profondeur de la perte de métal	35
Figure 4.8 – Canalisation 9 (du TM au PC) – Pression de rupture prévue de la perte de métal ..	36
Figure 4.9 – Canalisation 9 (du PC au PH) – Pression de rupture prévue de la perte de métal ...	37
Figure 4.10 – Canalisation 9 (du PH au PNW) – Pression de rupture prévue de la perte de métal	38
Figure 4.11 – Canalisation 9 (du TM au PCC) – Répartition de la profondeur de la perte de métal	39
Figure 4.12 – Canalisation 9 (du PC au PH) – Répartition de la profondeur de la perte de métal	40
Figure 4.13 – Canalisation 9 (du PH au PNW) – Répartition de la profondeur de la perte de métal	40
Figure 4.14 – Nombre de Froude critique par degrés de température	45

Figure 4.15 – Nombre de Froude d’exploitation par débit à 13 °C	45
Figure 4.16 – Schéma d’unité du TM au PC	46
Figure 4.17 – Schéma d’unité du PC au PH, MPUS	47
Figure 4.18 – Schéma d’unité du PC au PH, PFM Vectra	47
Figure 4.19 – Schéma d’unité du PH au PNW	48
Figure 4.20 – Gravité du TPR prévu en 2009 selon la MPUS et la PFM.....	49
Figure 4.21 – Gravité du TPR prévu en 2015 selon la MPUS et la PFM.....	50
Figure 4.22 – Gravité du TPR prévu en 2016 selon la MPUS	50
Figure 4.23 – Gravité du TPR prévu en 2025 selon la MPUS	51
Figure 4.24 – Gravité du TPR prévu en 2015 selon la MPUS et la PFM.....	51
Figure 4.25 – Gravité du TPR prévu en 2016 selon la MPUS et la PFM.....	52
Figure 4.26 – PSMA approuvée par l’ONÉ et pression actuelle d’exploitation réduite par borne milliaire (du PNW au TM).....	55
Figure 4.27 – Répartition de la profondeur, toute les éléments déclarés (du PNW au TM)	58
Figure 4.28 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, tous les éléments déclarés (du PNW au TM)	59
Figure 4.29– Nombre d’éléments déclarés par rapport au chaînage (du PNW au TM)	60
Figure 4.30 – Nombre d’éléments d’indications de fissures par rapport au chaînage (du PNW au TM)	60
Figure 4.31 – Nombre d’éléments de zone de fissures par rapport au chaînage (du PNW au TM)	61
Figure 4.32 – Nombre d’éléments d’indication d’entailles par rapport au chaînage (du PNW au TM)	61
Figure 4.33 – Nombre d’éléments de perte de métal par rapport au chaînage (du PNW au TM) 62	
Figure 4.34 – Pression de rupture prévue, tous les éléments déclarés (du PNW au TM)	64
Figure 4.35 – Ratio de distribution de la pression de rupture prévue.....	67
Figure 4.36 – Durée de vie restante calculée des éléments faux négatifs.....	68
Figure 4.37 – Longueur totale mesurée sur le terrain par rapport à l’indication la plus longue (ou longueur interreliée la plus longue vérifiée par DVN) pour les éléments de FCC non déclarés..	70
Figure 4.38 – Schéma d’unité de la profondeur basé sur la DFUS de 2004 (du TM au PC))	75
Figure 4.39 – Schéma d’unité sur l’aptitude à l’emploi basé sur la DFUS de 2004 (du TM au PC)	76
Figure 4.40 – Schéma d’unité de la profondeur basé sur la DFUS de 2006 (du PC au PH)	76

Figure 4.41 – Schéma d’unité sur l’aptitude à l’emploi basé sur la DFUS de 2006 (du PC au PH)	77
Figure 4.42 – Schéma d’unité de la profondeur basé sur la DFUS de 2005 (du PH au PNW)	77
Figure 4.43 – Schéma d’unité sur l’aptitude à l’emploi basé sur la DFUS de 2005 (du PH au PNW)	78
Figure 4.44 – Résultats du CDC pour les quatre stations de pompage (du TM au PNW) basés sur les données de pression associées au trimestre le plus grave utilisé à la section 4.3.6.....	83
Figure 4.45 – 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 (ΔK)	84
Figure 4.46 – Évaluation déterministe de la durée de vie restante des éléments déclarés pour la canalisation lors de la DFUS (du PNW au TM)	86
Figure 4.47 – Profil de risque avant et après l’inversion du sens d’écoulement de la canalisation 9B (du PNW au TM)	Error! Bookmark not defined.
Figure 4.48– Canalisation 9 (du TM au PC), bosselure d’une profondeur de > 2 %, répartition du pourcentage du diamètre nominal par emplacement (borne milliaire)	91
Figure 4.49 – Canalisation 9 (du TM au PC), bosselure d’une profondeur de >2 %, répartition de l’orientation (degrés) par emplacement (borne milliaire).....	91
Figure 4.50 – Canalisation 9 (du PC au PH), bosselure d’une profondeur de > 2 %, répartition du pourcentage du diamètre nominal par emplacement (borne milliaire)	92
Figure 4.51 – Canalisation 9 (du PC au PH), bosselure de >2 %, répartition de l’orientation (degrés) par emplacement (borne milliaire).....	93
Figure 4.52 – Canalisation 9 (du PH au PNW), bosselure d’une profondeur de > 2 %, répartition du pourcentage par emplacement (borne milliaire)	94
Figure 4.53 – Canalisation 9 (du PH au PNW), bosselure de >2 %, répartition de l’orientation (degrés) par emplacement (borne milliaire).....	94
Figure 4.54 – Approche de la vallée de la rivière Don Est en avril 2012.....	98
Figure 4.55 – Approche de la vallée de la rivière Don Est en septembre 2012.....	98

GLOSSAIRE

bpj	Barils par jour
Canalisation 9	Canalisations 9A et 9B
Canalisation 9A	Tronçon de 194 kilomètres de la canalisation 9 entre le terminal de Sarnia et le poste de North Westover
Canalisation 9B	Tronçon de 639 kilomètres de la canalisation 9 entre le poste de North Westover et le terminal de Montréal
CDC	Comptage des demi-cycles
CIC	Corrosion interne des conduites
D/é	Rapport diamètre/épaisseur
DDA	Détection de défauts axiaux
DFUS	Détection des fissures par ultrasons
DNV	Det Norske Veritas Itée (Canada)
ECV en pi-lb	Valeur des essais Charpy V
Enbridge	Enbridge Pipelines inc.
END	Examen non destructif
ET	Évaluation technique
FCC	Fissuration par corrosion sous contrainte
GE	General Electric
Ind.	Indéterminable
J_c	Résistance à la fracture – intégrale J critique

GLOSSAIRE

LEMS	Limite d'élasticité minimale spécifiée
m³	Mètre cube
MPUS	Mesure de paroi par ultrasons
NACE	National Association of Corrosion Engineers
ONE	Office national de l'énergie
PC	Poste de Cardinal
PDC	Probabilité de calibrage
PDD	Probabilité de détection
PDI	Probabilité d'inclusion
PFM	Perte de flux magnétique
PGDM	Plan de gestion des dommages mécaniques
PH	Poste de Hilton
PMS	Pression maximale de service
PNW	Poste de North Westover
PRCI	Pipeline Research Council International
Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9	Inversion d'un tronçon de 194 kilomètres de la canalisation 9 entre le terminal de Sarnia et le poste de North Westover, conformément à l'ordonnance XO-E101-010-2012
Projet	Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9
Projet d'inversion	Proposition d'inverser un tronçon de la canalisation 9 entre North

GLOSSAIRE

de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9	Westover et Montréal et, simultanément, d'accroître la capacité de l'ensemble de la canalisation 9, de Sarnia à Montréal
PRP	Pression de rupture prévue
PSMA	Pression de service maximale acceptable
PSP	Programme de sensibilisation du public
PT	Poste de Terrebonne
RCP	Remplacement de cellule de polarisation
RPR	Ratio de la pression de rupture
RPRP	Ratio de la pression de rupture prévue
TS	Terminal de Sarnia
UMI	Unité de mesure inertielle
USD	Unité de surveillance à distance
VCP	Vannes de la canalisation principale
ZGC	Zones sujettes à de graves conséquences

1. SOMMAIRE

La présente évaluation technique (« ET ») effectuée par Enbridge Pipelines Inc. (« Enbridge ») démontre que le projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (« Projet »), y compris l'accroissement de la capacité dans les canalisations 9A et 9B (« canalisation 9 ») ainsi que l'ajout possible de produits bruts lourds à la canalisation 9, peut aller de l'avant tel que proposé. Les pipelines concernés, soit le tronçon de 194 kilomètres de la canalisation 9 entre le terminal de Sarnia (« TS ») et le poste de North Westover (« PNW ») [« canalisation 9A »], ainsi que le tronçon de 639 kilomètres de la canalisation 9 entre le PNW et le terminal de Montréal (« TM ») [« canalisation 9B »], peuvent continuer à fonctionner dans des conditions sécuritaires et fiables, peu importe la direction du débit, le produit transporté ou leur capacité annuelle, comme il est précisé dans la demande. La présente évaluation s'appuie sur les résultats de l'ET réalisée pour la canalisation 9B, tel qu'il est mentionné dans le présent document, de même que sur les résultats de l'ET réalisée pour la canalisation 9A et les réponses en lien avec les demandes de renseignements soumises durant l'instance OH-005-2011 de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») concernant la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9.

Corrosion

Les programmes existants établis en vue de gérer la corrosion interne et externe dans le réseau de pipelines d'Enbridge sont conçus afin de respecter ou dépasser les exigences en vigueur pour la pression de service maximale (« PSM ») approuvée par l'ONÉ sur toute la longueur de la canalisation 9. Puisque le Projet ne requiert pas de modification aux exigences de la PSM approuvées par l'ONÉ, la corrosion peut être gérée de manière appropriée à l'aide du programme de gestion de la corrosion du pipeline en question. Les résultats de l'ET dans le présent document soutiennent cette évaluation.

Menace de fissuration

Les programmes établis en vue de gérer la fissuration causée par la fatigue et la fissuration causée par l'environnement, comme la fissuration par corrosion sous contrainte (« FCC ») et la fatigue-corrosion, sur le réseau de pipelines d'Enbridge sont conçus afin de respecter ou dépasser les exigences en vigueur pour la PSM approuvée par l'ONÉ sur toute la longueur de la canalisation 9. Puisque le projet ne requiert pas de modification aux exigences de PSM approuvées, les menaces de fissuration peuvent être gérées de manière appropriée à l'aide du programme de gestion de la fissuration du pipeline en question. Les résultats de l'ET dans le présent document soutiennent cette évaluation.

Dommages mécaniques

Les programmes établis en vue de gérer le risque associé aux dommages mécaniques, y compris les dommages causés par des tiers, ne seront pas touchés par le Projet, et Enbridge considère que la menace de dommage mécanique sur la totalité de la canalisation 9 n'augmentera pas en raison de l'inversion de débit proposée dans ce pipeline. Les résultats de l'ET dans le présent document soutiennent cette évaluation.

Activités planifiées avant l'inversion du débit

En plus de l'ET et des demandes de renseignements connexes auxquelles Enbridge a répondu pour la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 ainsi que de l'ET pour la

1 canalisation 9B du présent document, lesquelles confirment que la canalisation 9 peut être
2 exploitée dans des conditions sécuritaires et fiables, peu importe la direction du débit, et en
3 tenant compte des types de produit et de la capacité annuelle proposée dans la demande du
4 Projet, Enbridge planifie de compléter les travaux d'intégrité suivants avant l'inversion de débit
5 de la canalisation 9B en 2014 :

- 6 • mener à bien un programme d'inspection interne complet;
- 7 • évaluer les données de l'inspection interne pour déterminer, le cas échéant, les activités
8 de réhabilitation nécessaires pour maintenir l'intégrité du pipeline;
- 9 • réaliser les excavations et réhabilitations de la canalisation nécessaires pour maintenir
10 l'intégrité de celle-ci, selon les paramètres de fonctionnement requis.

11 **2. RENSEIGNEMENTS SUR LE PROJET**

12 **2.1 Contexte du projet**

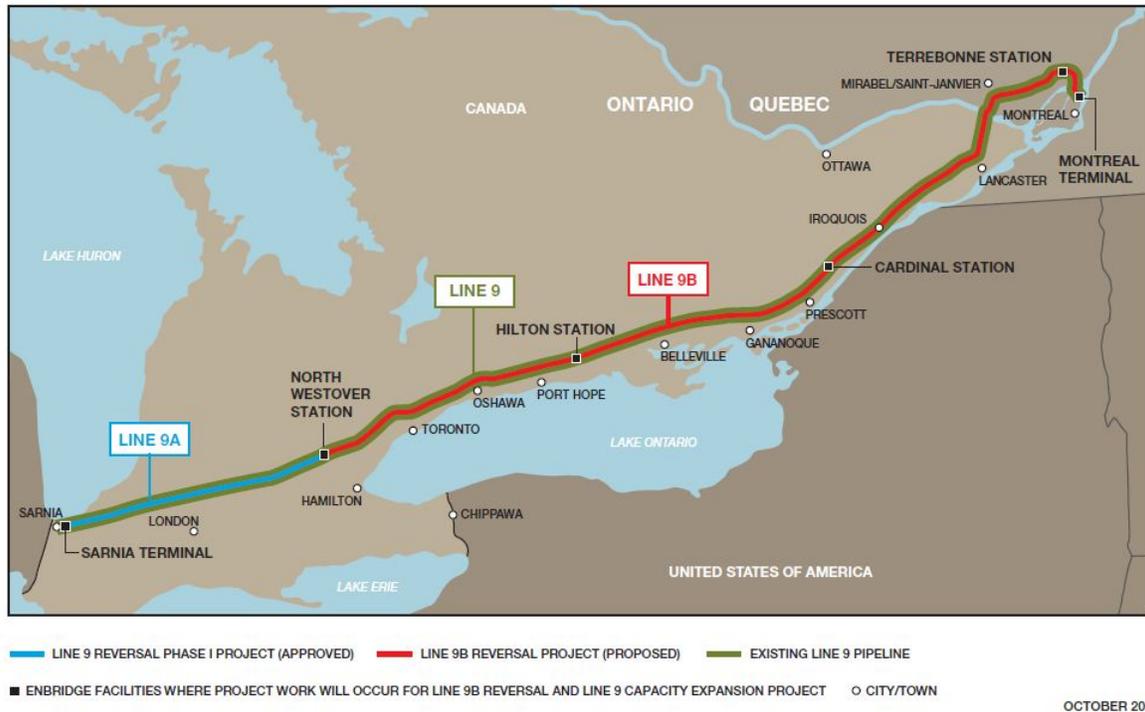
13 Le Projet propose d'inverser une section de la canalisation 9 entre le PNW et le TM
14 (« canalisation 9B ») et d'accroître simultanément la capacité annuelle globale de la
15 canalisation 9 du terminal de Sarnia (« TS ») au TM en vue de répondre aux demandes de nos
16 clients pour une capacité accrue du pipeline et un accès au brut nord-américain.

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

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



Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project



1

Figure 2.1 – Carte du réseau du Projet

2.2 Évaluation technique

Un examen approfondi de l'ET de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9, en tenant compte de la capacité annuelle accrue et du transport de brut lourd dans la canalisation 9A après la complétion du Projet, confirme les conclusions obtenues dans cette ET selon les paramètres de fonctionnement proposés pour le Projet. L'ET rédigée pour la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 et les demandes de renseignements connexes sont donc applicables au Projet. L'ET de la canalisation 9A et les réponses obtenues pour les demandes de renseignements connexes peuvent être consultées sur le site Web de l'ONÉ au numéro d'instance OH-005-2011, à l'aide des numéros de référence de l'ONÉ suivants :

- Évaluation technique (en anglais) – [A2C0V6](#);
- Appendices (en anglais) – [A2C0V7](#) et [A2C0V8](#);
- Demande de renseignements n° 3 (en anglais) – [A39519](#), [A39735](#) et [A40058](#);
- Demande de renseignement n° 5 (en anglais) – [A41505](#).

La présente ET, qui fournit des détails en lien avec la canalisation 9B, a été menée conformément à l'article 3.3 de la norme CSA Z662-11 « Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz » et comprend les éléments suivants :

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

Lors de l'examen des dossiers historiques, une attention particulière a été portée sur la conception, les matériaux, la construction, les essais sous pression, l'exploitation, l'inspection et l'historique d'entretien. L'examen des dossiers de gestion de l'intégrité du pipeline comprend :

- une évaluation des conclusions des inspections pour détecter les pertes de métal menées en 2006 et 2007;
- une évaluation des conclusions des inspections pour vérifier l'état géométrique menées en 2000, 2005 et 2007;
- une évaluation des conclusions des inspections pour détecter les zones de fissuration menées en 2004, 2005 et 2006.

2.3 Équipe d'évaluation technique

La présente ET a été rédigée par des membres du service de l'Intégrité des pipelines d'Enbridge. Le Tableau 2-1 présente la liste des membres de l'équipe.

1 **Table 2-1 – Membres de l'équipe du service de l'Intégrité des pipelines**

Personne	Service
Trevor Place Len Krissa Cristin Mieila	Planification de l'intégrité, Programmes sur la corrosion pour l'intégrité des pipelines
Saheeh Akonko	Planification de l'intégrité, Programmes sur la fissuration pour l'intégrité des pipelines
Greg Sasaki Milan Sen	Planification de l'intégrité, Programmes sur les déformations pour l'intégrité des pipelines
William Boorse	Projets d'intégrité des pipelines, Intégrité des infrastructures des pipelines
David Weir Yangping Li	Gestion du risque opérationnel, modélisation de la gestion du risque

2 **3. DOSSIERS DU PIPELINE**

3 Enbridge a examiné les dossiers qui décrivent les conditions de la canalisation 9 du PNW au TM,
4 notamment la conception, les matériaux, la construction, les essais sous pression, l'exploitation,
5 l'inspection et les historiques de maintenance. Aucune source de préoccupation potentielle
6 concernant l'inversion du débit, l'ajout de produits bruts lourds ou l'accroissement de débit
7 proposé n'a été relevée dans le cadre de cet examen.

8 **3.1 Caractéristiques techniques du pipeline**

9 Le Tableau 3-1 présente un résumé des propriétés des conduites pour la canalisation 9B. Celle-ci
10 est composée de tuyaux de nuance X52 dont l'épaisseur de paroi varie de 6,35 mm à 12,7 mm.
11 Le Tableau 3-1 présente également la PSM approuvée par l'ONÉ entre le PNW, le poste de
12 Hilton (« PH »), le poste de Cardinal (« PC ») et le TM.

1

Tableau 3-1 – Propriété de la conduite et pressions d’essai

Propriété de la conduite	Du TM au PNW	
Diamètre	NPS 30 (762 mm)	
Épaisseur de la paroi	6,35 mm x 342,948 km 7,14 mm x 191,459 km 7,92 mm x 92,134 km 8,74 mm x 12,800 km 9,525 mm x 0,402 km 12,7 mm x 8,975 km	
* Nuance	API 5L X52 (359 MPa)	
Date de construction	1975	
Type de joint longitudinal	Soudé à l’arc sous double flux en poudre	
Fabricant	Stelco	
Longueur du pipeline	639 km	
Revêtement	Couche simple de ruban de polyéthylène	
Pression de service maximale acceptable (PSMA)** approuvée	Du PNW au PH (du PK 3002,312 au PK 3214,375)	5915 kPa @ PK 3023,973 4547 kPa @ PK 3093,529 4452 kPa @ PK 3136,644 4656 kPa @ PK 3182,478 4335 kPa @ PK 3213,957
	Du PH au PC (du PK 3214,375 au PK 3430,365)	6040 kPa @ PK 3237,067 5396 kPa @ PK 3291,623 4856 kPa @ PK 3354,967 4775 kPa @ PK 3430,402

	Du P C au TM (du PK 3430,365 au PK 3636,474)	4747 kPa @ PK 3483,119 4783 kPa @ PK 3527,473 4557 kPa @ PK 3601,647 4778 kPa @ PK 3616,533 2498 kPa @ PK 3636,470
--	----------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

1 * Fabriqué conformément à la norme CSA Z245.1-1971 et à la norme CSA Z245.2-1971.

2 ** Mise en service le 5 mars 1999 (n° de dossier : 3400-E1010-86).

3 3.1.1 Propriétés mécaniques

4 Les propriétés mécaniques de la canalisation 9, y compris la résistance à la traction et les valeurs
5 de ténacité, sont contenues dans les rapports sur les essais des matériaux de la canalisation 9
6 d'Endbridge; toutefois, à des fins d'évaluation de la mécanique de rupture et de la pression de
7 rupture, Enbridge suivra en général une approche plus conservatrice et tiendra compte de
8 matériaux beaucoup moins résistants pour le corps de la canalisation et le long joint longitudinal
9 soudé.

10 3.2 Renseignements opérationnels

11 3.2.1 Contexte opérationnel

12 La canalisation 9 du TM au TS a été construite en 1975 et mise en service en 1976 en tant que
13 partie du réseau de canalisation d'Enbridge, conçu et construit pour transporter le pétrole brut de
14 l'Ouest canadien de Sarnia à Montréal. En 1976, le pipeline a fait l'objet d'essais hydrostatiques
15 pour satisfaire aux exigences de construction et pour atteindre le profil de l'essai hydrostatique
16 maximal accepté pour le service de l'ONÉ, soit de fonctionner à 80 % ou moins de la valeur de
17 la pression démontrée lors de l'essai.

18 En juillet 1991, la canalisation 9 a été mise hors service, conformément à l'ordonnance TO-4-92
19 de l'ONÉ, puis elle a été remise en service deux ans plus tard, conformément à l'ordonnance TO-
20 5-92 de l'ONÉ, en juillet 1993. Pendant cette période, la canalisation a été maintenue sous purge
21 d'azote à une pression constante de 200 kPa (29 psi) et elle a été protégée de la corrosion externe
22 à l'aide d'une protection cathodique.

23 En 1997, un deuxième essai hydrostatique a été effectué sur la canalisation 9 dans le cadre du
24 projet d'inversion de la canalisation 9 OH-2-97 et conformément à l'ordonnance X0-JI-34-97. À
25 la suite de l'inversion, la canalisation 9 s'écoulait vers l'ouest, en direction du TS, transportant
26 du condensat et du brut acide ou peu sulfureux. Le pipeline a été exploité à des pressions
27 d'exploitation sous la PSM et à un cycle de pression minimal décrit en détails dans la section 4.3
28 de la présente analyse en raison des exigences de débit relativement faibles. L'intégrité du
29 pipeline a été maintenue grâce à une combinaison d'inspection interne, de restrictions de
30 pression et de remises en état de la canalisation.

31 L'Annexe A présente un schéma du réseau de la canalisation 9 du TM au TS selon la
32 configuration actuelle de service en direction ouest.

1 **3.2.2 Mode de fonctionnement planifié**

2 Sous réserve d'approbation, lors de l'inversion au printemps 2014, la canalisation 9, soit les
3 canalisations 9A et 9B, devrait transporter 47 696 m³/jour (300 000 barils par jour [« bpj »]) en
4 moyenne annuellement, selon la demande commerciale.

5 **3.2.3 Pression d'exploitation future**

6 Sous réserve d'approbation, lors de l'inversion de débit, l'ONÉ a approuvé une PSM entre le
7 PNW et le TM qui sera maintenue aux pressions précisées dans le document de mise en service
8 de mars 1999 sur la canalisation 9 et résumées dans le Tableau 3-1 ci-dessus.

9 **3.3 Dossiers sur l'inspection des soudures lors de la construction**

10 Les soudures circonférentielles ont été achevées et inspectées au moment de la construction
11 selon les exigences du code Z183-73 de la CSA.

12 **3.4 Dossiers d'exploitation et d'entretien**

13 **3.4.1 Résultats des essais hydrostatiques**

14 Aucune fuite ou rupture de la canalisation 9 n'a été notée au cours de l'essai hydrostatique
15 effectué en 1997.

16 **3.4.2 Fuites et ruptures en opération**

17 Le tronçon principal de la canalisation 9 entre le PNW et le TM a subi un total de 12 fuites à la
18 conduite principale et d'une rupture à la conduite principale depuis la construction initiale,
19 lesquelles sont survenues entre 1978 et 2005; elles ont toutes été réparées de manière
20 permanente. Ces incidents sont énumérés ci-dessous dans le Tableau 3-2.

21 **Tableau 3-2 – Fuites et ruptures en opération : canalisation 9 (PNW et le TM)**

Date	Cause	Emplacement		Type
		PK	PM	
11/3/2005	Dommages mécaniques	3354,97	2084,68	Fuite
8/10/1999	Bosselures	3423,88	2127,5	Fuite
2/25/1997	Bosselures	3458,98	2149,31	Fuite
11/28/1996	Bosselures	3471,69	2157,21	Fuite
7/14/1993	Corrosion	3044,08	1891,505	Fuite

2/23/1993	Domage causé par un tiers	3578,12	2223,34	Fuite
8/5/1993	Densimètre corrodé	3633,91	2258,01	Fuite
1/26/1991	Fissure	3036,82	1886,99	Fuite
3/30/1988	Bosselures	3578.12	2223,34	Fuite
1/6/1979	Bosselures	3004,69	1867,03	Fuite
4/13/1979	Bosselures	3466,37	2153,9	Fuite
6/14/1978	Ancien domage causé par un tiers	3472.35	2157,62	Fuite
6/14/1978	Domage mécanique	3636,36	2259,53	Rupture

1 **3.4.3 Historique d'inspection de la conduite**

2 Un résumé de l'historique d'inspection interne est fourni au Tableau 3-3 et comprend la mesure
3 de la perte de flux magnétique (« PFM »), la mesure d'épaisseur de paroi par ultrasons
4 (« MPUS ») et la détection des fissures par ultrasons (« DFUS »). D'autres inspections internes,
5 incluant la mesure de la PFM, la MPUS, la DFUS et t la détection de défauts axiaux (DDA), ont
6 été exécutées en 2012 et font l'objet, depuis novembre 2012, d'une évaluation par le fournisseur.
7 Une DFUS supplémentaire est prévue en janvier 2013.

8 **Tableau 3-3 – Historique de l'inspection interne : canalisation 9 (du PNW au TM)**

Année	Tronçons	Fournisseur	Outil
1975	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	TDW	Vernier haute-résolution
1976	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	IPEL	Géométrie
1977	Du PC au TM	Vetco	Perte de métal (PFM)
1978	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	TDW	Vernier haute-résolution

Année	Tronçons	Fournisseur	Outil
1979	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au PM	TDW	Vernier haute-résolution
1979	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	IPEL	Perte de métal (PFM)
1980	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	TDW	Vernier haute-résolution
1986	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	TDW	Vernier haute-résolution
1987	Du PC au TM	IPEL	Géométrie Perte de métal (PFM)
1988	Du PWN au PH	TDW	Vernier haute-résolution
1988	Du PNW au PH Du PH au PC	Tube scope	Perte de métal (PFM)
1988	Du PC au PH	PTX	Géométrie
1990	Du PHW au PH Du PH au PC Du PC au TM	Newsco	Détection des déformations
1990	Du PHW au PH	Tube scope	Perte de métal (PFM)
1995	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	Newsco	Détection des déformations
1995	Du PNW au PH Du PH au PC Du PC au TM	British Gas	Perte de métal (PFM)
1999	Du PC au TM	BJ	Détection des déformations

Année	Tronçons	Fournisseur	Outil
2000	Du PH au PC	BJ	Détection des déformations
2000	Du PH au PC Du PC au TM	Pipetronix	Perte de métal (ultrasons)
2001	Du PH au PNW	GE-PII	MPUS
		BJ	Détection des déformations
		Ctool	Vernier haute-résolution
2002	Du PH au PC	GE-PII	MPUS
		BJ	Détection des déformations
2004	Du TM au PC	GE-PII	MPUS
		BJ	Détection des déformations
		GE-PII	DFUS
		Ctool	Vernier haute-résolution
2005	Du PH au PNW	GE-PII	DFUS
		GE-PII	MPUS
		BJ	Détection des déformations
2006	Du PC au PH	GE	DFUS
		GE	MPUS
		BJ	Perte de flux magnétique Vectra
2007	Du TM au PC	GE	Perte de flux magnétique
		GE	Vernier haute-résolution
2007	Du PH au PNW	GE	MPUS
2012	Du PH au PNW	GE	Calscan XR

Année	Tronçons	Fournisseur	Outil
2012*	Du TM au PC	GE	Vernier haute-résolution PFM DFUS MPUS
		Rosen	DDA
2012*	Du PC au PH	GE	Vernier haute-résolution PFM DFUS MPUS
		Rosen	DDA
2012*	Du PH au PNW	GE	DFUS MPUS
		Baker Hughes	Gemini (PFM et Vernier haute-résolution)
		Rosen	DDA
2013*	Du PC au PH	GE	DFUS

*Inspections internes exécutées ou prévues, mais pas encore entièrement évaluées par le fournisseur d'inspection interne, qui ne figurent donc pas dans la présente ET.

3.4.4 Excavation et réparations

Chez Enbridge, les programmes d'inspection interne incluent les réparations et les excavations de corrélation selon les critères d'évaluation des défauts les plus récents qui ont été utilisés. Les Tableaux 3-4 à 3-6 énumèrent le nombre et le type d'anomalies de la plus récente inspection interne qui répondent aux critères d'excavation entre le TM et le PNW.

Tableau 3-4 – Excavations et réparations : canalisation 9 (du TM au PC)

Type d'anomalie ciblée	Total	Réparations à l'aide de manchons	Retouches au revêtement	Remplacement de la section endommagée
Corrosion	34	9	25	0
Bosselures	14	9	5	2

Type d'anomalie ciblée	Total	Réparations à l'aide de manchons	Retouches au revêtement	Remplacement de la section endommagée
Fissures	12	3	9	0
Total	60	21	39	0

1 **Tableau 3-5 – Excavations et réparations : canalisation 9 (du PC au PH)**

Type d'anomalie ciblée	Total	Réparations à l'aide de manchons	Retouches au revêtements	Remplacement de la section endommagée
Corrosion	3	1	2	0
Bosselures	0	0	0	1
Fissures	63	35	28	0
Total	66	36	30	0

2 **Tableau 3-6 – Excavations et réparations : canalisation 9 (du PH au PNW)**

Type d'anomalie ciblée	Total	Réparations à l'aide de manchons	Retouches au revêtements	Remplacement de la section endommagée
Corrosion	20	10	10	0
Dent	2	1	1	0
Fissures	20	2	18	0
Total	42	13	29	0

1 **3.4.5 Gestion du risque d'exploitation**

2 Le modèle d'évaluation des risques du pipeline élaboré par le service de Gestion des risques
3 opérationnels intègre les résultats des analyses de la corrosion, de la fissuration et des dommages
4 mécaniques inclus dans le Plan de gestion de l'intégrité du pipeline ainsi que : a) les autres
5 menaces potentielles auxquelles est soumis le pipeline (y compris les dommages causés par des
6 tiers, les mouvements de sol, les forces naturelles, les erreurs d'opération et les équipements
7 connexes) et b) les conséquences possibles de ces menaces au pipeline (notamment les
8 incidences sur la population, l'environnement et la continuité de l'exploitation).

9 L'intégration de ces données permet d'établir une comparaison relative des risques pour le
10 pipeline (à l'aide d'une segmentation de 300 mètres). Ces résultats sont examinés annuellement
11 pour déterminer les activités d'atténuation des risques nécessaires en plus de celles qui sont déjà
12 en place pour les menaces individuelles à l'origine des risques identifiés.

13 Les résultats de l'évaluation des risques pour la partie de l'inversion de la canalisation 9B du
14 Projet démontrent des changements mineurs pour ce qui est de la probabilité de rupture.
15 L'inversion n'a pas d'effets sur la susceptibilité à la corrosion externe et interne de la
16 canalisation. La susceptibilité à la fissuration augmente potentiellement pour les tronçons de
17 canalisation qui sont actuellement du côté refoulement de la pompe et diminue potentiellement
18 pour les tronçons qui sont actuellement du côté de l'aspiration de la pompe. Les risques liés
19 aux forces naturelles, à l'exploitation du système, aux accessoires de canalisation, à
20 l'endommagement par des tiers et aux menaces de mouvements du sol ne changent pas avec
21 l'inversion proposée. La conséquence de rupture ne dépend pas de la direction de l'écoulement et
22 aucun changement à cet égard n'est prévu suite à l'inversion de la canalisation 9B.

23 L'augmentation de la capacité de la canalisation 9 suite à la partie de l'accroissement de la
24 capacité de la canalisation 9 du Projet entraîne une augmentation mineure du risque évalué pour
25 0,9 % du pipeline.

26 En résumé, l'inversion de la canalisation 9B donnera lieu à des augmentations mineures du
27 risque d'exploitation du pipeline sur le côté de la décharge des stations de pompage
28 (North Westover, Hilton, Cardinal et Terrebonne) et à une diminution mineure du risque
29 d'exploitation du pipeline du côté d'aspiration de la pompe des stations de pompage (Hilton,
30 Cardinal, Terrebonne et Montréal). L'augmentation de la capacité de la canalisation 9 dans son
31 ensemble donnera lieu à une légère augmentation du risque pour 0,9 % du pipeline. Dans
32 l'ensemble, les changements aux résultats de risque à la suite du Projet sont minimes, et les
33 stratégies de contrôle et d'atténuation des risques actuellement en place permettront à Enbridge
34 de gérer ces risques.

35 L'Annexe B présente l'évaluation de la conformité et de la gestion du risque du pipeline pour le
36 Projet.

37

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

39 **4.1 Identification des menaces**

40 L'inversion du sens d'écoulement et du profil de pression de fonctionnement du pipeline, ainsi
41 que l'augmentation de la capacité annuelle, ne nécessitent pas de modification de la PSM
42 existante. Toutefois, l'inversion de flux aura comme conséquence que certains tronçons de

1 pipeline seront exploités à des pressions plus élevées que les niveaux actuels. Ainsi, une
2 évaluation d'identification des menaces a été menée afin d'identifier et d'évaluer les mécanismes
3 de dégradation et les modes de défaillance qui pourraient devenir plus probables en raison du
4 changement dans le profil de pression. À l'aide de la terminologie de l'Annexe H de la
5 norme CSA Z662-11 (H.2.6.1), l'effet de l'inversion de la canalisation a été évalué sur les
6 principales causes de défaillance du pipeline identifiées ci-après :

- 7 • perte de métal;
- 8 • fissuration;
- 9 • interférences externes;
- 10 • matériel ou fabrication;
- 11 • construction;
- 12 • défaillance géotechnique.

13 Les menaces potentielles relevées ont été évaluées en fonction de leur effet sur l'exploitation
14 sous flux inversé et les détails de la validation des mécanismes de dégradation et des mécanismes
15 de menace sont décrits dans les présentes.

16 **4.2 Pertes de métal**

17 Les pertes de métal du pipeline sont gérées par Enbridge par le biais d'une série de programmes
18 complets de prévention, de suivi et d'atténuation. Les mesures de prévention de la corrosion
19 externe incluent :

- 20 • un revêtement protecteur extérieur;
- 21 • un système de protection cathodique installé et entretenu selon les normes d'Enbridge;
- 22 • des inspections internes régulières utilisant la technologie d'inspection interne de la PFM
23 à haute résolution et la technologie d'inspection interne par ultrasons;
- 24 • des programmes d'excavation et de réparations.

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

- 26 • les limites tarifaires sur le contenu en eau et en sédiments;
- 27 • le suivi régulier, le nettoyage de la canalisation et l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion
28 (au besoin);
- 29 • l'évaluation des lots de pétrole;
- 30 • l'inspection interne sur une base régulière utilisant la technologie de la PFM à haute
31 résolution et la technologie d'inspection interne par ultrasons;
- 32 • les programmes d'excavation et de réparations.

33 Les programmes ci-dessus ont été conçus pour maintenir une opération fiable jusqu'à la PSM
34 dans l'ensemble du tronçon de pipeline entre le TM et le PNW, quelle que soit la pression réelle
35 de chaque tronçon particulier de la conduite. À ce titre, l'inversion du débit et l'augmentation de

1 la capacité proposées ne nécessitent aucune modification aux programmes de gestion des pertes
2 de métal. Selon l'analyse liée à la perte de métal et les évaluations résumées dans les présentes, il
3 est conclu que la menace de perte de métal sur la conduite est gérée adéquatement et qu'elle
4 continuera d'être gérée à un niveau de risque faible et acceptable quelle que soit la direction de
5 l'écoulement et la capacité annuelle du pipeline.

6 **4.2.1 Contrôle de la corrosion externe**

7 La corrosion externe de la canalisation 9 entre le TM et le PNW est empêchée par l'application
8 d'un revêtement en ruban de polyéthylène qui a été installé lors de la construction initiale et par
9 un système de protection cathodique exploité et entretenu selon les normes d'Enbridge et de
10 l'industrie. Des campagnes annuelles de lecture de la tension potentielle entre la conduite et le
11 sol sont effectuées pour déterminer l'état du système de protection cathodique et évaluer
12 l'ensemble des niveaux de protection. Toutes les zones qui présentent des mesures de potentiels
13 faibles font en général l'objet de vérifications supplémentaires à l'aide de mesures plus
14 rapprochées. Le personnel d'Enbridge inspecte les paramètres de redressement de courant
15 mensuellement afin qu'ils soient conformes aux normes CSA Z662-11 et CGA OCC-1-2005
16 (*Control of External Corrosion on Buried Submerged Metallic Piping Systems*).

17 En plus des inspections directes du système de protection cathodique énoncées ci-dessus, les
18 emplacements sujets à des taux de corrosion (« TC ») élevés sont comparés aux données de
19 protection cathodique afin d'identifier tous les emplacements où la protection cathodique
20 pourrait être compromise.

21 **4.2.1.1 Remplacement de redresseurs et mises à niveau du système**

22 En fonction de la performance annuelle de la protection cathodique et des inspections mensuelles
23 des redresseurs entre le TM et le PNW, Enbridge a entrepris des projets d'immobilisation visant
24 à améliorer les niveaux de protection ou à faire en sorte que l'infrastructure de protection
25 cathodique soit plus fiable et plus facile à entretenir. Toutes les questions opérationnelles qui
26 surviennent tout au long de l'année sont traitées immédiatement pour s'assurer que la protection
27 est maintenue. Un programme de surveillance à distance est en place pour la canalisation 9,
28 permettant une interrogation continue sur le statut des redresseurs grâce à la communication
29 cellulaire ou satellite. Ce tronçon de la canalisation 9 dans la région du programme de
30 surveillance à distance comporte un total de 22 redresseurs critiques tous munis d'une unité de
31 surveillance à distance (« USD »).

32 **4.2.1.2 État du système de protection cathodique**

33 Les inspections annuelles de la protection cathodique le long du corridor de la canalisation 9 sont
34 généralement effectuées à la fin de l'été et à l'automne. Les potentiels de courant « en marche »
35 et polarisé « à l'arrêt » s'obtiennent à l'aide d'un interrupteur de courant GPS-synchronisé et
36 d'un appareil électronique de collecte manuelle de données à des fréquences élevées. Toutes les
37 données sont recueillies par des techniciens accrédités de la National Association of Corrosion
38 Engineers (« NACE »).

39 Enbridge évalue les niveaux de protection des systèmes de protection cathodique en utilisant
40 principalement les critères de la NACE conformément à la norme SP-0169-2007 (*Control of*
41 *External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems*). La première

1 évaluation repose sur le critère potentiel polarisé « à l'arrêt » de -850 mV. La protection est
2 considérée adéquate lorsque les potentiels polarisés « à l'arrêt » instantanés mesurés par rapport
3 à l'électrode de référence Cu/CuSO₄ sont plus électronégatifs que le seuil de -850 mV.. La
4 deuxième évaluation repose sur le critère d'atténuation de la polarisation de 100 mV. Dans les
5 zones où le critère « à l'arrêt » de -850 mV n'est pas atteint, les redresseurs sont fermés, ce qui
6 permet la mesure du déclin de la polarisation. Une atténuation de la polarisation de plus de
7 100 mV indique également que la protection est atteinte. Pour obtenir des mesures adéquates
8 d'atténuation de la polarisation, une proportion importante du système de protection cathodique
9 doit être arrêtée pendant plusieurs semaines; par conséquent, Enbridge minimise l'utilisation de
10 ce critère pour éviter les interruptions prolongées du système qui peuvent avoir un effet sur les
11 niveaux globaux de protection du pipeline.

12 Un grand nombre de facteurs peuvent influencer les relevés de potentiels « en marche » et « à
13 l'arrêt », y compris :

- 14 • une baisse de tension (« RI ») dans le sol;
- 15 • les courants continus générés par des éléments étrangers;
- 16 • les effets capacitifs;
- 17 • l'environnement chimique du sol;
- 18 • le courant généré à partir de niveaux différents de polarisation sur la même structure.

19 Afin de déterminer le niveau corrigé de polarisation du pipeline (c.-à-d., la mesure « à l'arrêt »),
20 tous les courants doivent être arrêtés, et les relevés enregistrés avant la dépolarisation du
21 pipeline. L'élimination du courant est parfois impossible à réaliser à l'aide de méthodes de
22 collecte de données conventionnelles. Ceci s'applique particulièrement à la région de Toronto,
23 du PK 3016,781 au PK 3119,517 (du PM 1874,541 au PM 1938,378), où il est impossible
24 d'interrompre toutes les sources de courant, spécialement les liens de drainage forcé et le courant
25 vagabond actuel résultant des activités de la Toronto Transit Commission. Dans cette région,
26 puisque des potentiels polarisés fiables ne peuvent être obtenus avec les techniques d'arpentage
27 classiques, un critère adapté a été établi en consultant des spécialistes en corrosion où un
28 potentiel « en marche » égalant ou dépassant -1000 mV constituerait une protection cathodique
29 adéquate. Ce critère s'est historiquement avéré efficace selon l'incidence faible de corrosion
30 relevée par le biais de programmes d'inspection interne des pertes de métal. Par ailleurs, la
31 surveillance par coupons de corrosion dans cette région démontre qu'une protection adéquate est
32 obtenue et qu'elle répond aux exigences des critères standards. Des efforts supplémentaires au
33 niveau régional sont déployés pour étendre la surveillance par coupons au sein de cette localité
34 afin de fournir une évaluation plus complète de l'efficacité de la protection cathodique. Dans le
35 cadre de l'inspection annuelle d'ajustement, les niveaux cathodiques sont également mesurés
36 pendant une période de 24 heures à l'aide d'enregistreurs de données fixes pour consigner les
37 variations dans les potentiels entre la conduite et le sol de ce tronçon.

38 Enbridge a mis en place et continue d'exécuter un programme utilisant le suivi par coupons de la
39 protection cathodique afin de permettre l'enregistrement des potentiels libres de RI dans les
40 zones d'influence de systèmes de protection cathodique étrangers (éliminant la nécessité
41 d'interrompre les systèmes de protection cathodique étrangers) et/ou en mesurant le déclin de
42 100 mV des coupons plutôt que du pipeline. L'installation de coupons de corrosion externes

1 supplémentaires à certains endroits est envisagée pour compléter le programme de suivi de
2 la protection cathodique en permettant une évaluation plus détaillée des niveaux de protection.

3 La canalisation 9B a une empreinte commune et une interconnexion avec la canalisation 8 de
4 Westover à Millgrove Junction. Les remplacements de cellule de polarisation (« RCP ») aux sites
5 de vannes motorisées choisies ont amélioré le rendement de l'ensemble des systèmes de
6 protection cathodique partagés. Dans l'ensemble, l'efficacité et l'efficience de la protection
7 cathodique s'est accrue grâce à l'application de RCP sur un certain nombre de vannes de la
8 canalisation principale (« VCP »), et des dispositions sont prises en vue de l'installation de RCP
9 supplémentaire à tous les sites de VCP applicable restants.

10 Les renseignements sur la protection cathodique les plus récents disponibles à ce jour
11 proviennent de l'inspection annuelle, pendant laquelle les potentiels conduite-sol ont été
12 déterminés à 519 emplacements différents le long de l'emprise entre le TM et le PNW.

13 Une fois l'inspection terminée, la majorité des relevés (518 sur 519) satisfaisaient aux critères
14 susmentionnés, à l'exception de celui d'un emplacement. Les emplacements originaux jugés
15 marginaux ou insuffisamment protégés ont été rectifiés au moyen d'un ajustement approprié des
16 redresseurs déterminants au moment de l'inspection.

17 Les résultats de l'inspection de 2011 ont révélé qu'une mesure d'un sous-critère (-815 mV) a été
18 enregistrée au PK3217,046 (PM 1998,98), selon le seuil « à l'arrêt » de -850 mV. Les essais
19 effectués par la suite à cet emplacement ont confirmé que la polarisation de 100 mV est atteinte.
20 Une panne de redresseur qui a fortement influencé trois relevés entre le PK 3385,748 et le
21 PK 3392,100 (PM 2103,806 et PM 2107,753) s'est produite au cours de l'inspection. Cette
22 interruption temporaire a duré moins d'un mois, et les niveaux de fonctionnement et de
23 protection ont été restaurés peu après la découverte de la défaillance.

24 La partie du pipeline d'Oshawa à Cornwall est reliée électriquement au réseau de la TransCanada
25 PipeLines Limited et, depuis l'évaluation de 2009, les redresseurs ont été optimisés, ce qui a
26 amélioré la protection globale dans toute la région. L'installation de coupons supplémentaires est
27 envisagée pour ce tronçon afin de fournir une évaluation plus complète de la performance du
28 système.

29 Pendant l'inspection de 2011, un total de 28 sous-critères et relevés marginaux ont été
30 enregistrés entre le PK 3618,518 et le PK 3636,284 (MP 2248,443 et PM 2259,482). Une
31 enquête supplémentaire au moment de l'inspection a révélé que le RCP situé au PK 3627,083
32 (PM 2253,765) [VCP 47] a été contourné par inadvertance au cours de travaux d'électricité non-
33 reliés à l'inspection. À la suite de l'inspection, le RCP à la VCP 47 a été déplacé et configuré de
34 manière à rétablir une isolation électrique, rétablissant immédiatement les potentiels tout au long
35 de ce tronçon aux niveaux de protection historiques.

36 **4.2.1.3 Gestion des canalisations avec gaines au niveau des croisements**

37 La canalisation 9B comporte un total de 208 croisements où la canalisation a une gaine entre le
38 TM et le PNW, lesquels ont été inclus dans le programme de suivi continu de la protection
39 cathodique d'Enbridge. Ces gaines ont été installées à l'origine pour fournir une protection
40 mécanique du pipeline aux croisements de routes et de chemin de fer. Un isolant électrique et des
41 embouts de protection ont été installés pour séparer la conduite de la gaine. Avec le temps, les

1 embouts de protection peuvent se dégrader, permettant l'infiltration d'eau souterraine susceptible
2 d'entraîner de la corrosion. Le déplacement du tuyau en raison du tassement et de la dégradation
3 de l'isolant peut aussi permettre un contact potentiel de la gaine avec la conduite ce qui pourrait
4 entraîner un court-circuit. Les embouts de protection défectueux et les courts circuits peuvent
5 présenter un risque élevé de corrosion externe pour le tronçon de conduite située dans la gaine au
6 niveau du croisement.

7 Lors de l'inspection annuelle de la protection cathodique, des mesures de potentiel sont prises
8 pour tous les manchons ou gaines. Ces relevés sont par la suite comparés aux potentiels du
9 pipeline aux mêmes emplacements. Une différence de potentiel de 10 mV ou plus représente une
10 indication que la conduite de transport est isolée électriquement, réduisant le risque de corrosion
11 externe dans la gaine. Les relevés de potentiels de la gaine enregistrés sur les 208 gaines du TM
12 au PNW ont indiqué une différence potentielle minimale de 115 mV, ce qui indique que les
13 gaines sont toujours isolées électriquement de la conduite de transport pour l'ensemble de ce
14 tronçon. Toutefois, le croisement avec gaine de l'autoroute 15 au PM 2074,3 dans la région
15 d'Oshawa présente des indications de couplage électrolytique possible. Des essais
16 supplémentaires sont prévus pour déterminer si une remise en état est nécessaire, mais les plus
17 récents résultats de perte de métal de l'inspection interne indiquent qu'aucune corrosion externe
18 n'est survenue à cet endroit.

19 Ce pipeline contient aussi des gaines supplémentaires et des demi-gaines qui ont été installées au
20 départ, puis retirées ou remplies de cire diélectrique dans le cadre de programmes de
21 réhabilitation des gaines. Puisqu'il n'y a aucun accessoire hors sol ou fil d'essai à mesurer,
22 celles-ci ne font plus partie du programme de surveillance de la protection cathodique et sont
23 gérées dans le cadre de programmes d'inspection interne et d'excavation d'Enbridge. Les
24 emplacements, tels qu'ils ont été définis par les programmes d'inspection interne de la PFM, ont
25 été communiqués au personnel qui contrôle les opérations régionales liées à la corrosion; des
26 dispositions ont été prises pour les réintroduire dans l'inspection annuelle de la protection
27 cathodique.

28 L'état de la conduite sous la gaine au niveau de la corrosion est suivi dans le cadre de tous les
29 programmes d'inspection interne d'Enbridge ayant pour objectif la détection des pertes de métal.
30

31 **4.2.2 Approche de la gestion de la corrosion**

32 **4.2.2.1 Suivi de la corrosion**

33 Des informations détaillées concernant l'état d'intégrité du pipeline sont obtenues par les
34 inspections internes à haute résolution pour détecter les pertes de métal. Le Tableau 4-1 fournit
35 une liste des inspections de perte de métal réalisées à ce jour.

36 **Tableau 4-1 – Historique des inspections internes de la perte de métal : canalisation 9 (du**
37 **TM au PNW)**

Année	Du TM au PC	Du PC au PH	Du PNW au TM
1978	Velco	-	-

1979	PFM, IPEL	PFM, IPEL	PFM, IPEL
1986	-	-	PFM, Tuboscope
1987	PFM, IPEL	-	-
1988	-	PFM, Tuboscope	PFM, Tuboscope
1995	PFM, GE-II	PFM, GE-II	PFM, GE-II
2000	-	MPUS, GE-II	-
2001	-	-	MPUS, GE-II
2004	MPUS, GE-II	-	-
2005	-	-	MPUS, GE-II
2006	-	PFM, BJ Vectra MPUS, GE-II	-
2007	PFM, GE-II	-	PFM, GE-II

1 **4.2.2.2 Excavation et critères de réparation**

2 Les anomalies de type perte de métal relevées par inspection interne qui sont associées à une
3 valeur inférieure ou égale au ratio de la pression de rupture (« RPR ») de 1,0 ou dont la
4 profondeur est supérieure ou égale à 50 % de l'épaisseur de la paroi de la canalisation sont
5 choisies pour excavation et évaluation. Les anomalies de perte de métal qui répondent aux
6 critères de réparation décrits au Tableau 4-2 sont réparées au moyen de manchons
7 d'encerclement complets.

8 **Tableau 4-2 – Critères de réparation des pertes de métal d'Enbridge**

Perte de métal	RPR et % de profondeur l'épaisseur de paroi	Mesure corrective
Externe	RPR ≤ 1,0 Profondeur ≥ 80 %	Réparation
	RPR > 1,0 Profondeur < 80 %	Retouches au revêtement
Interne	RPR ≤ 1,0 Profondeur ≥ 50 %	Réparation

9 Toutes les anomalies identifiées par les plus récents programmes d'inspection pour détecter les
10 pertes de métal qui répondent aux critères de réparation ont été excavées, évaluées et réparées.

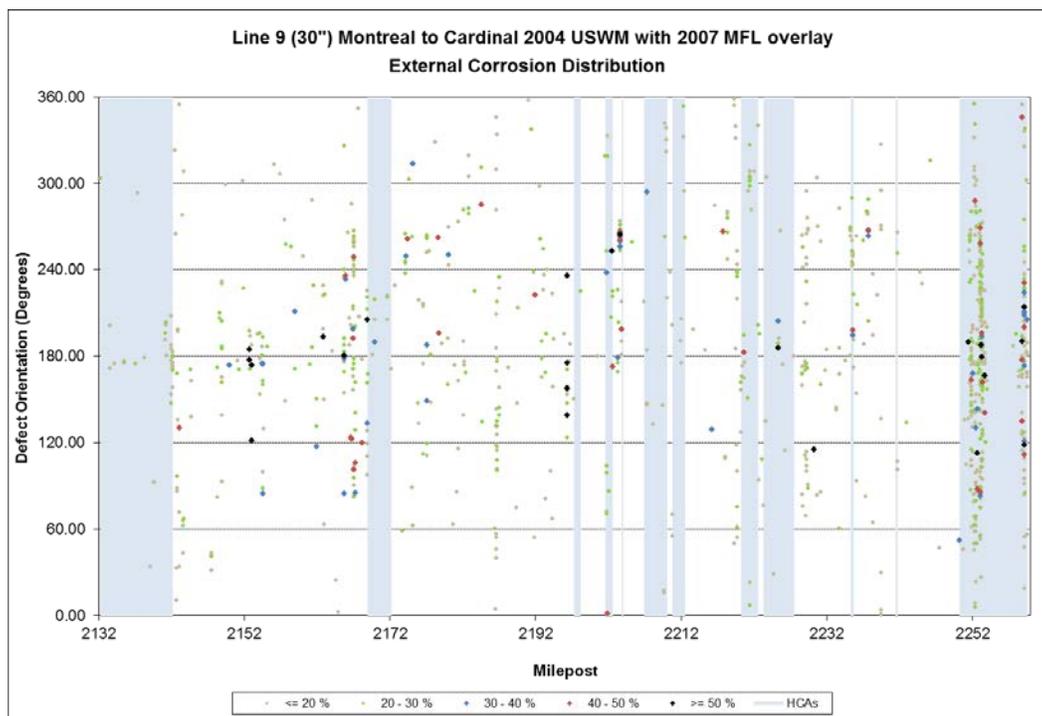
4.2.3 Graphique de l'incidence de la perte de métal

Afin de fournir une description qualitative de la répartition des pertes de métal le long du pipeline, l'emplacement et la gravité des anomalies de perte de métal relevées lors de la plus récente inspection interne ont été schématisés. Les graphiques sont utiles pour illustrer les endroits le long du pipeline qui présentent des types inhabituels de densité ou gravité de perte de métal et ils peuvent conduire à des analyses et à une enquête plus approfondies. Ils sont également utiles aux fins d'examen lorsque le tronçon de la canalisation est inspecté à nouveau, car ils permettent de comparer différents moments de la vie opérationnelle du pipeline. En plus des autres résultats d'analyse, ces graphiques peuvent soutenir une enquête sur le caractère adéquat de la protection cathodique, le processus de planification de réévaluation d'intervalles, le programme de gestion de la corrosion interne et le programme d'excavation et de réparation.

4.2.3.1 Graphiques d'orientation des pertes de métal

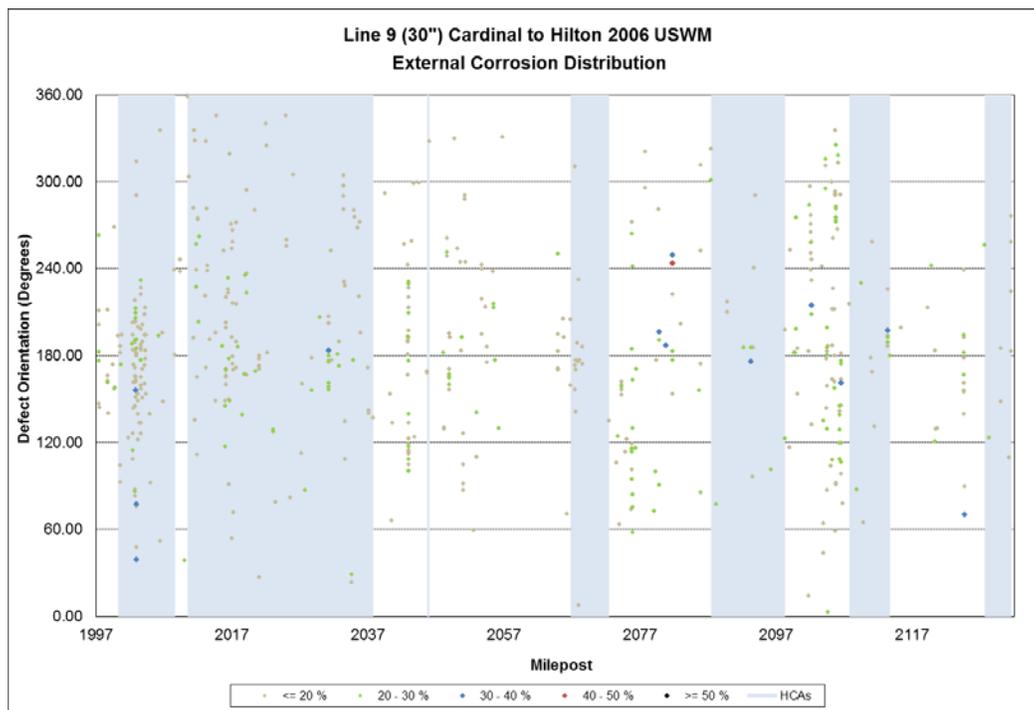
La profondeur des pertes de métal est schématisée en fonction de l'orientation circonférentielle par rapport à l'emplacement axial. Les distributions des anomalies de corrosion externe des tronçons du TM au PC, du PC au PH et du PH au PNW de la canalisation 9B sont illustrées aux Figures 4.1 à 4.3, tandis que les distributions des éléments de corrosion interne sont indiquées aux Figures 4.4 à 4.6. La gravité de la perte de métal, établie selon les données des plus récentes inspections internes, a été délimitée par l'utilisation de couleurs différentes, comme l'indique la légende des graphiques.

La Figure 4.1 ci-après montre la répartition de la corrosion externe sur le tronçon du TM au PC du pipeline. Le lecteur observera des zones qui semblent correspondre à des « bandes » de corrosion à haute densité entre le PM 2252 et le TM (PM 2260). Il s'agit d'un effet de l'échelle du graphique et cela n'indique pas une densité réelle de corrosion. Tous les éléments indiqués qui remplissent les critères d'excavation Enbridge ont été excavés et réparés entre 1993 et 2010.



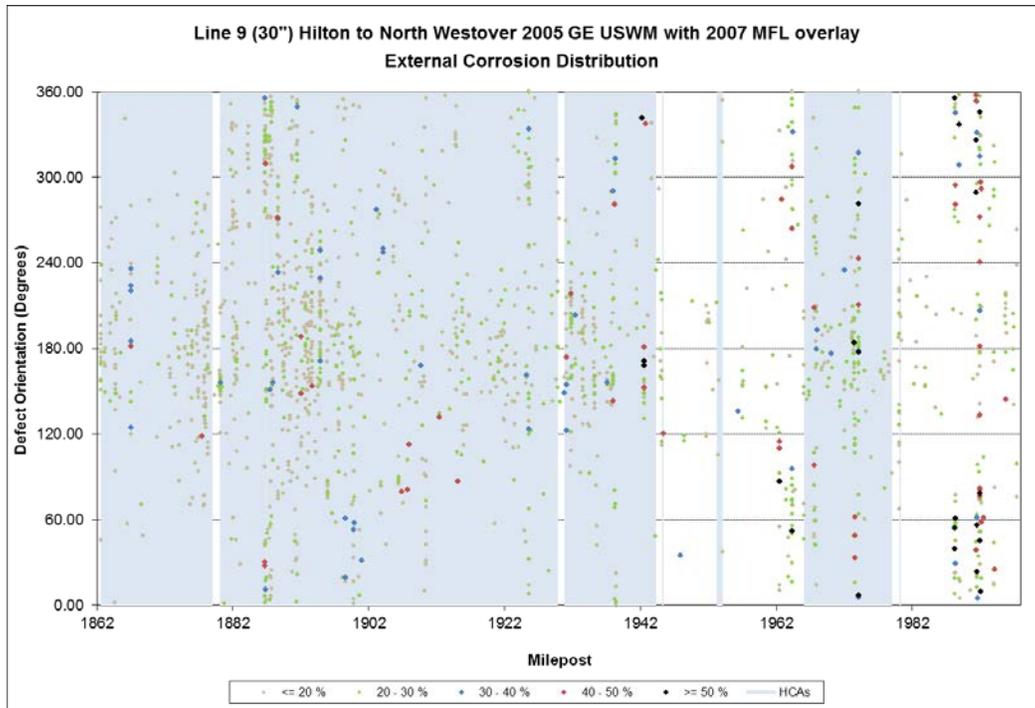
1 **Figure 4.1 – Répartition de la perte de métal externe (du TM au PC)**

2 La Figure 4.2 illustre la répartition de la perte de métal sur le tronçon entre le PC et le PH du
3 pipeline. Comme il est illustré, aucun élément de ce tronçon ne satisfait aux critères d'excavation
4 standard d'Enbridge pour la profondeur, établie à 50 %.



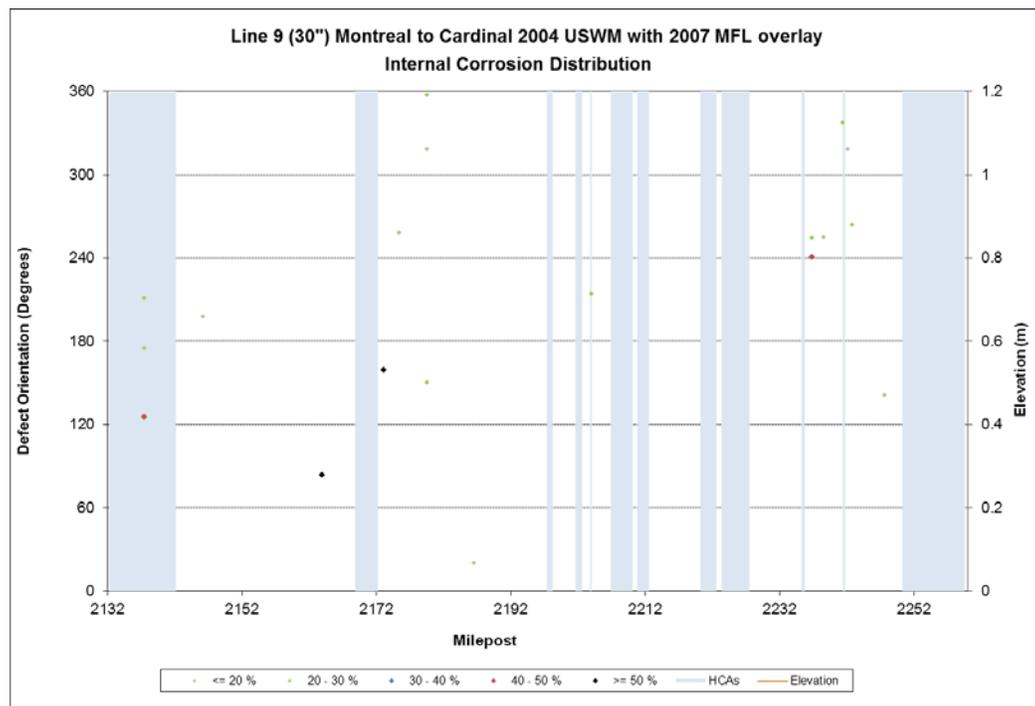
5 **Figure 4.2 – Répartition de la perte de métal externe (du PC au PH)**

6 La Figure 4.3, ci-dessous illustre la distribution de la corrosion externe du tronçon du PH au
7 PNW du pipeline. Tous les éléments qui répondaient aux critères d'excavation d'Enbridge ont
8 été excavés et réparés.



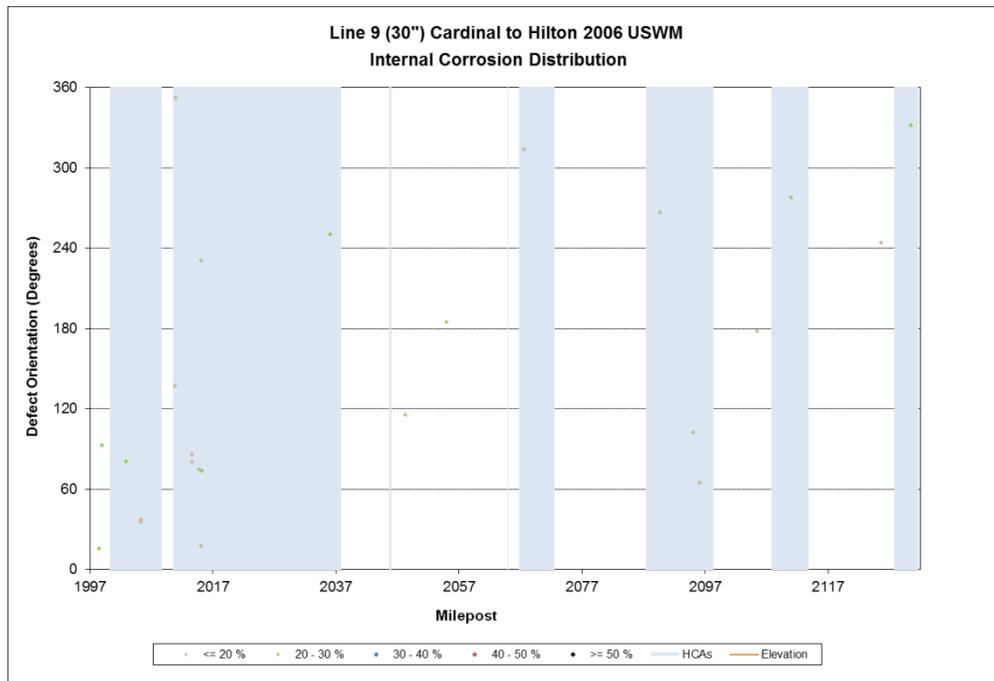
1 **Figure 4.3 – Répartition de la perte de métal (du PH au PNW)**

2 Les Figures 4.4 à 4.6 illustrent la répartition de la corrosion interne des tronçons du TM au PC,
 3 du PC au PH et du PH au PNW. Il n’y a pas de concentration des zones de corrosion au bas de la
 4 conduite, indiquant que la menace de corrosion interne est gérée adéquatement. Toutes les
 5 anomalies qui répondaient aux critères d’excavation d’Enbridge ont été excavées et réparées.



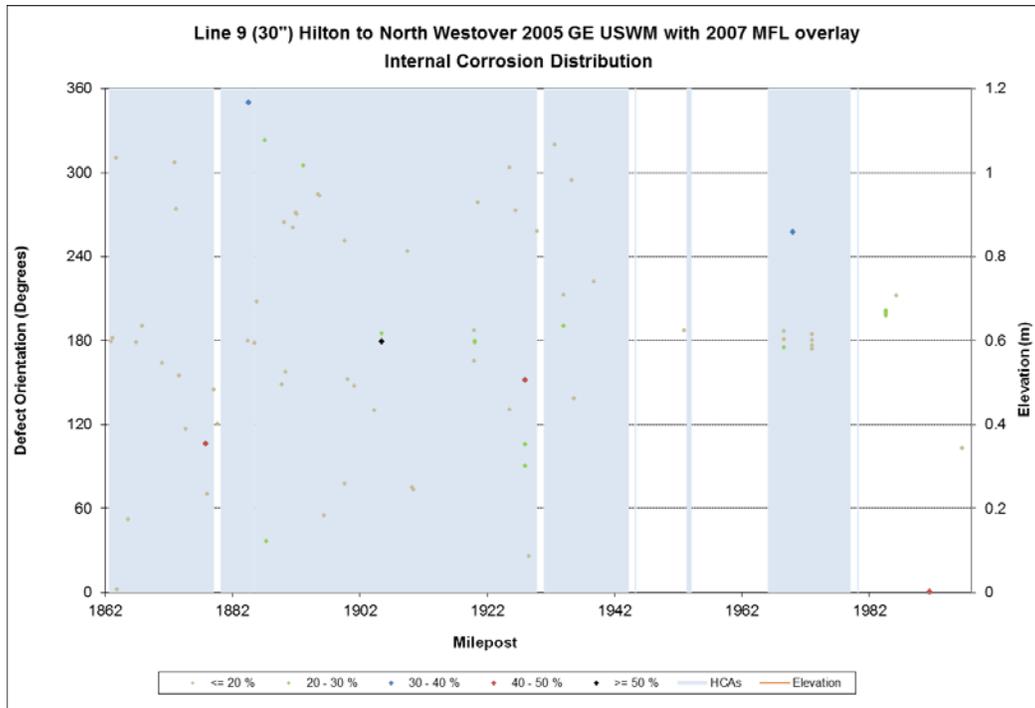
1

Figure 4.4 – Répartition de la perte interne de métal (du TM au PC)



2

Figure 4.5 – Répartition de la perte interne de métal (du PC au PH)



- 1 **Figure 4.6 – Répartition de la perte interne de métal (du PoH au PNW)**
- 2 Selon les Figures 4.1 à 4.6, il y a 49 éléments sur 35 raccords qui répondent aux critères de
- 3 profondeur de l'excavation. Tous ces éléments ont été excavés et réparés.
- 4

1

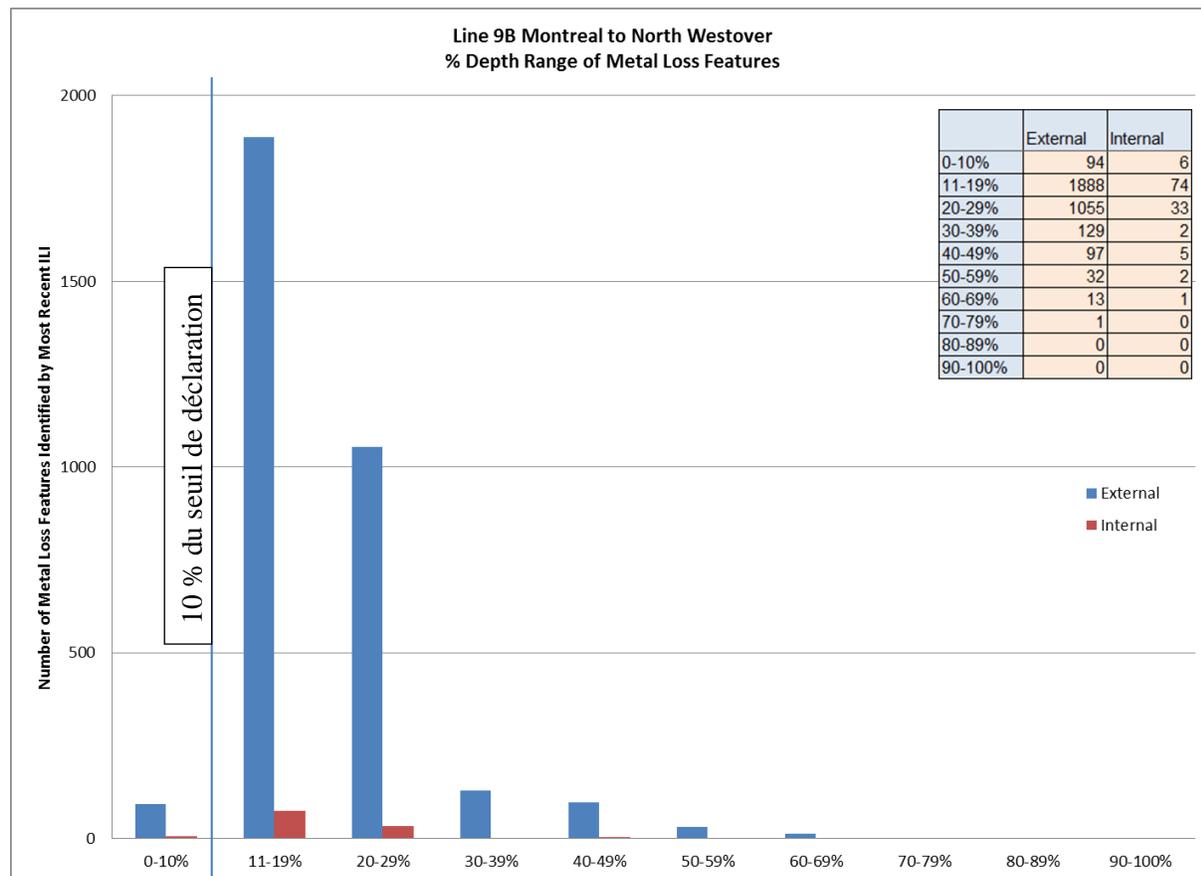
2

4.2.3.2 Histogrammes de la perte de métal

3

La Figure 4.7 illustre le nombre d'anomalies découlant de l'inspection interne groupée en intervalles de profondeur de 10 %.

4



5

Figure 4.7 – Pourcentage des intervalles de profondeur de la perte de métal

6

Les Figures 4.1 à 4.7 illustrent que la majorité des anomalies de perte de métal détectées sont d'une faible profondeur et, par conséquent, ne présentent pas une menace immédiate à l'intégrité de la canalisation. On a relevé sur 35 raccords des anomalies qui répondent au critère d'excavation d'Enbridge pour ce qui est de la profondeur de corrosion de 50 %; ils ont tous été excavés et réparés. Les anomalies dont la valeur est sous le critère d'excavation de 50 % seront gérées sur une base régulière à mesure que les futures données d'évaluation d'inspection interne deviendront disponibles.

12

13

4.2.3.3 Graphiques de la pression de rupture

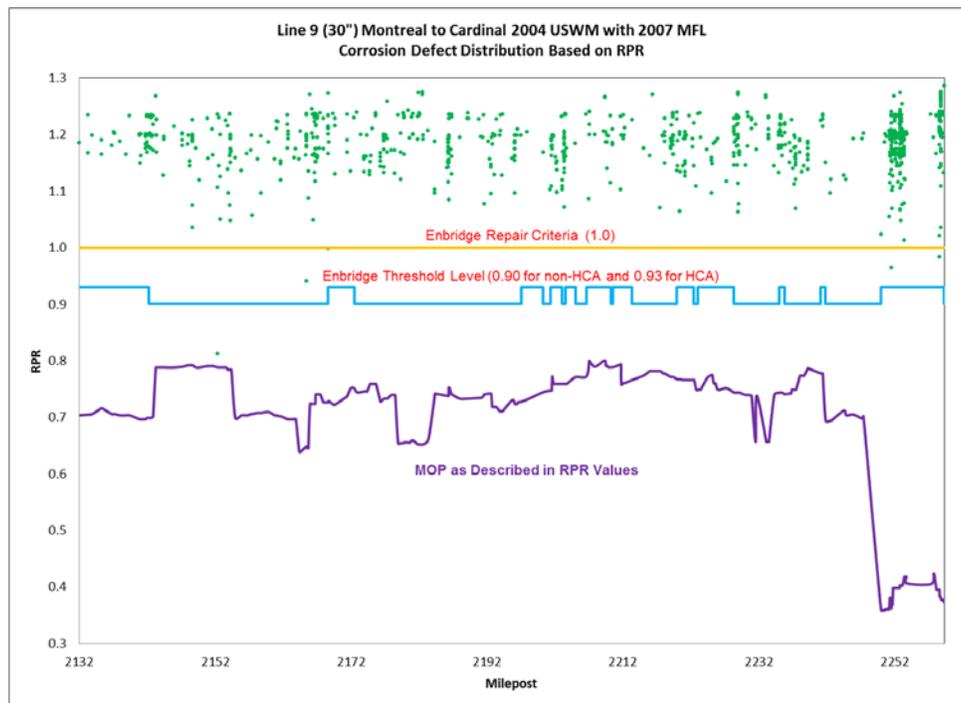
14

Les anomalies de perte de métal internes et externes comportant des valeurs de RPR signalées par l'outil d'inspection interne ont été schématisées par borne milliaire aux Figures 4.8, 4.9 et 4.10. Les anomalies ont été excavées et réparées si leur RPR tombait sous 1,0 ou 100 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée (« LEMS ») de la canalisation. Comme on peut le constater dans les figures ci-dessous, 11 anomalies exigeaient une excavation selon le critère du RPR de

18

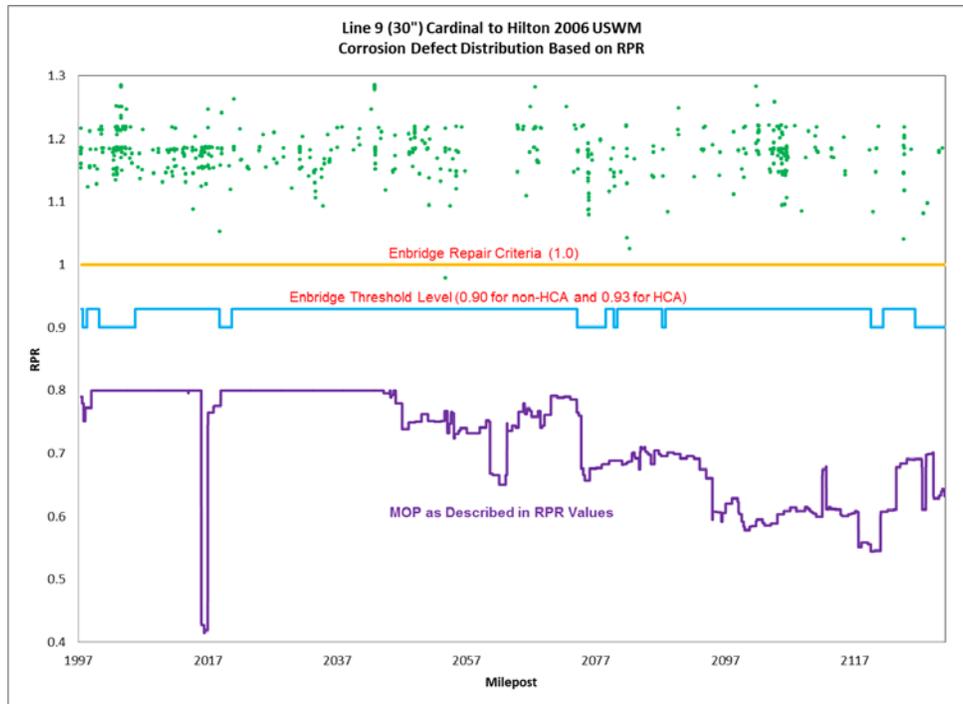
1 1,0. Tous les éléments relevés qui répondaient aux critères d'excavation d'Enbridge ont été
2 excavés et réparés entre 1993 et 2010.

3 La Figure 4.8 illustre la distribution des anomalies de corrosion selon le RPR pour le tronçon du
4 TM au PC du pipeline. Le lecteur observera que des qui semblent correspondre à de la corrosion
5 à haute densité entre le PM 2252 et le TM au PM 2260. Il s'agit plutôt d'un effet de l'échelle du
6 graphique et cela n'indique pas la densité réelle de corrosion.



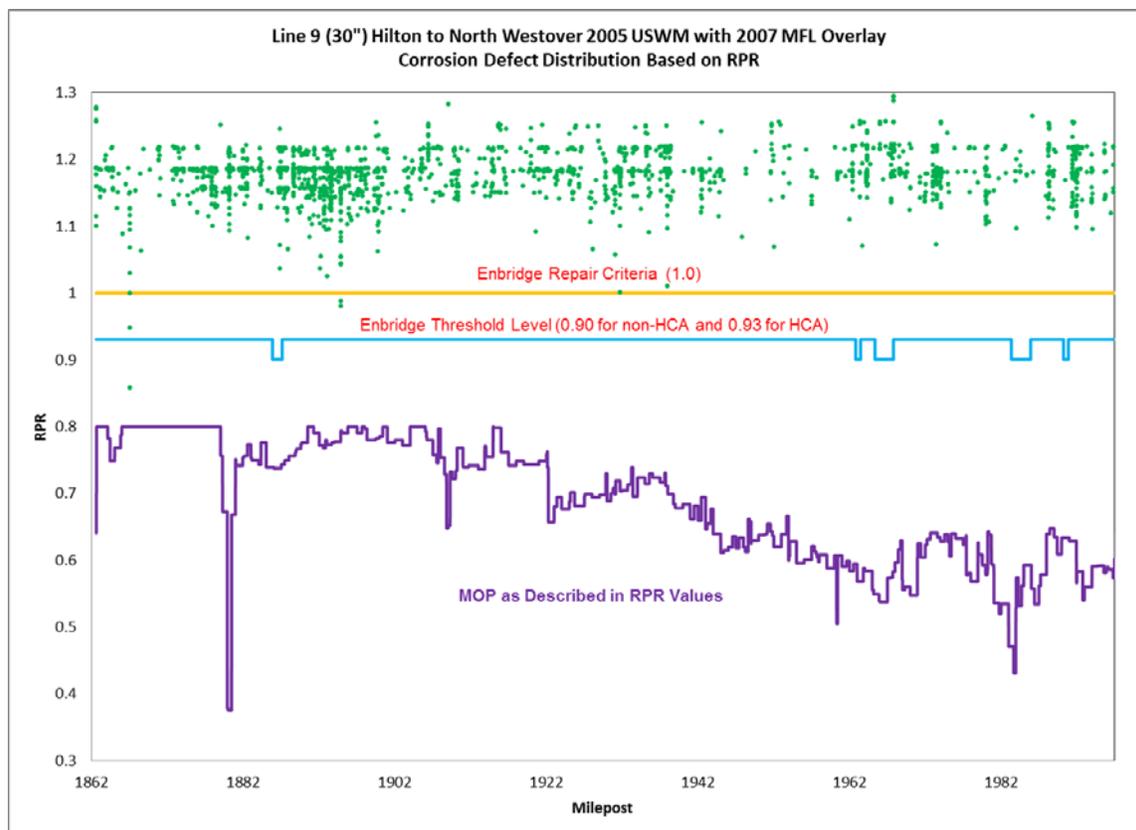
7 **Figure 4.8 – Canalisation 9 (du TM au PC) – Pression de rupture prévue de la perte de**
8 **métal**

9 La Figure 4.9 illustre la répartition des anomalies de corrosion selon le RPR pour le tronçon du
10 PC au PH du pipeline.



1 **Figure 4.9 – Canalisation 9 (du PC au PH) – Pression de rupture prévue de la perte de**
2 **métal**

3 La Figure 4.10 illustre la répartition des anomalies de corrosion selon le RPR du tronçon du PH
4 au PNW du pipeline.

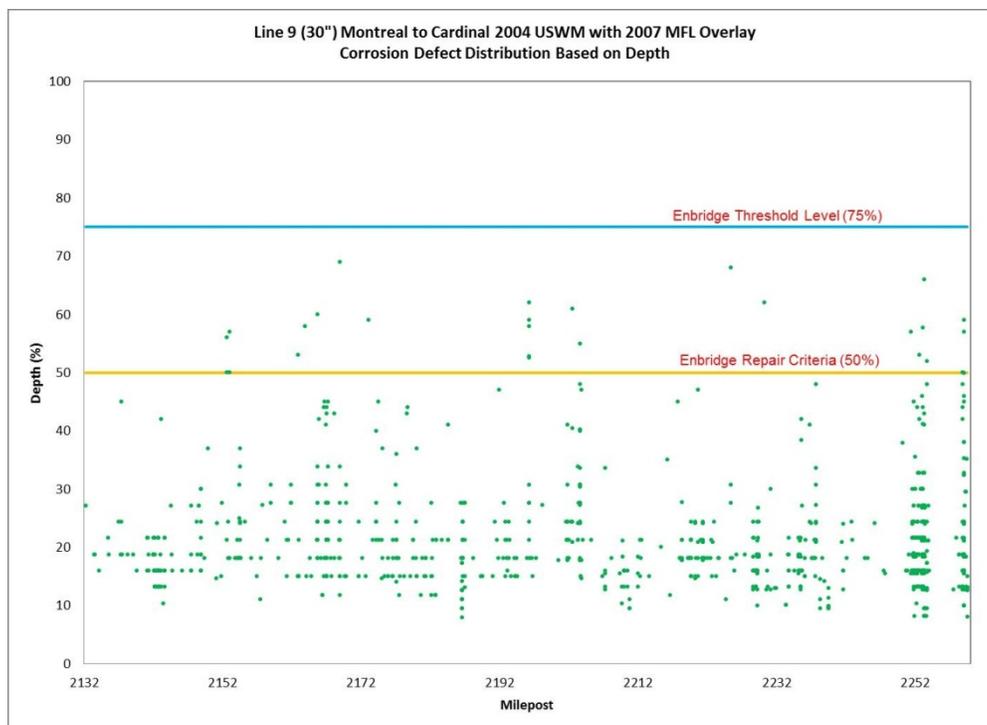


1 **Figure 4.10 – Canalisation 9 (du PH au PNW) – Pression de rupture prévue de la perte de**
2 **métal**

3 **4.2.3.4 Profondeurs des pertes de métal**

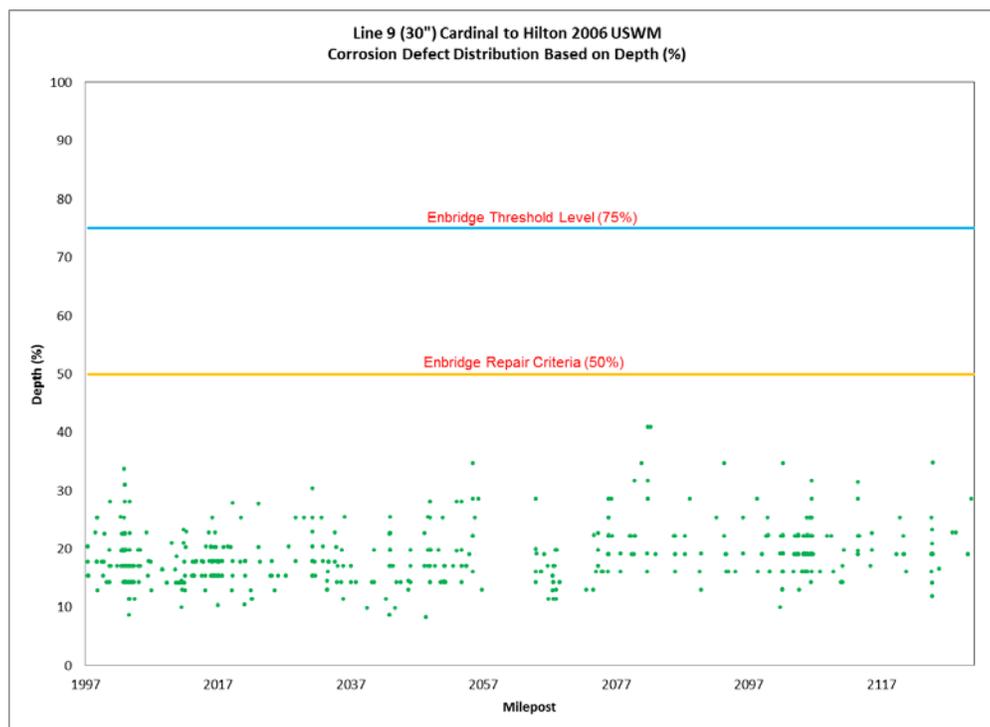
4 Les profondeurs de toutes les anomalies de perte de métal internes et externes relevées par les
5 plus récentes inspections internes sont schématisées aux Figures 4.11, 4.12 et 4.13 avec les
6 critères d'excavation standard et le seuil limite d'Enbridge.

7 La Figure 4.11 illustre la répartition des défauts de corrosion selon la profondeur pour le tronçon
8 du TM au PC du pipeline. Les zones qui semblent correspondre à de la corrosion à haute densité
9 entre le PM 2252 et le TM (PM 2260) ne sont qu'un effet de l'échelle du graphique et
10 n'indiquent pas la densité réelle de corrosion.



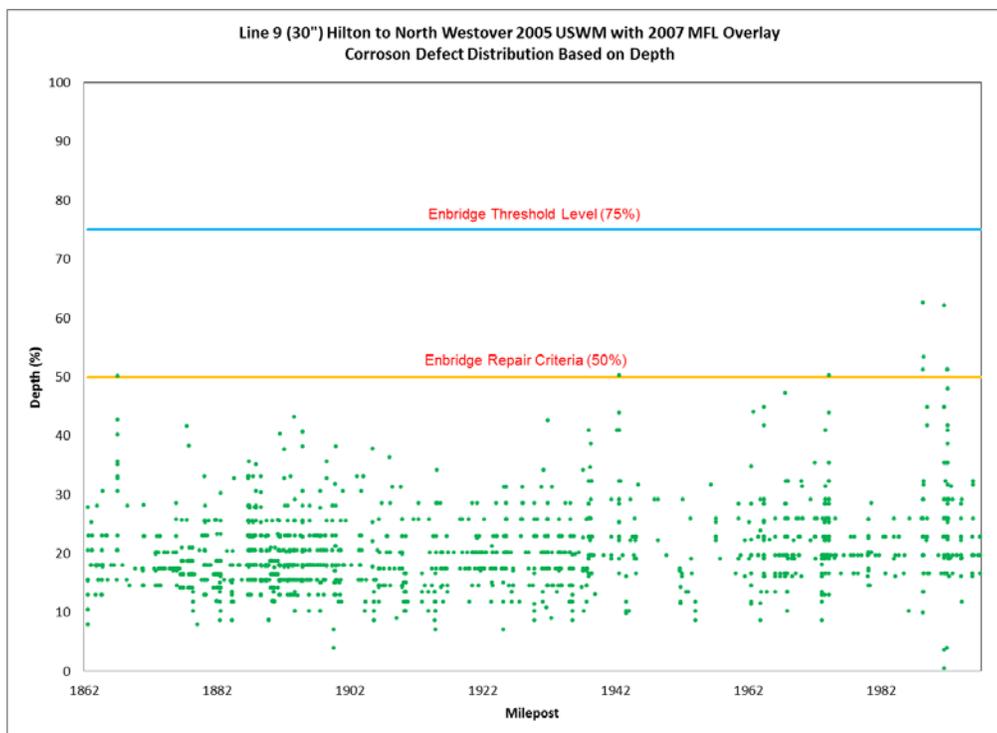
1 **Figure 4.11 – Canalisation 9 (du TM au PCC) – Répartition de la profondeur de la perte de**
2 **métal**

3 La Figure 4.12 illustre la répartition des défauts de corrosion selon la profondeur pour le tronçon
4 du PC au PH du pipeline.



1 **Figure 4.12 – Canalisation 9 (du PC au PH) – Répartition de la profondeur de la perte de**
2 **métal**

3 La Figure 4.13 illustre la répartition des anomalies de corrosion selon la profondeur pour le
4 tronçon du PH au PNW de pipeline.



5 **Figure 4.13 – Canalisation 9 (du PH au PNW) – Répartition de la profondeur de la perte de**
6 **métal**

7 **4.2.4 Métriques de l'inspection interne**

8 Les métriques associées à la perte de métal, y compris le nombre total d'anomalies et la
9 fréquence par kilomètre, sont résumés dans le Tableau 4-3 ci-après. Le Tableau 4-3 illustre la
10 densité des anomalies par kilomètre pour la corrosion externe et interne. La menace découlant de
11 la perte de métal externe et interne est présentée aux sections 4.2.5 et 4.2.6 de la présente ET et a
12 été suivie et gérée selon le Plan de gestion de l'intégrité relatif à la corrosion.

1

Tableau 4-3 – Métriques reliées à l'inspection interne

		RPR associé à la perte de métal		Profondeur de la perte de métal	
		1.0<RPR<1.1	1.1<RPR<1.2	P<20 %	20 %<P<50 %
Du TM au PC, externe	N ^{bre} d'éléments	21	431	626	320
	Densité de l'élément (par km)	0,10	2,09	3,04	1,55
Du TM au PC, interne	N ^{bre} d'éléments	1	7	8	9
	Densité de l'élément (par km)	0,00	0,03	0,04	0,04
Du PC au PH, externe	N ^{bre} d'éléments	18	140	402	167
	Densité de l'élément (par km)	0,08	0,65	1,86	0,77
Du PC au PH, interne	N ^{bre} d'éléments	0	5	18	6
	Densité de l'élément (par km)	0,00	0,02	0,08	0,03
Du PH au PNW, externe	N ^{bre} d'éléments	41	1 311	1 007	737
	Densité de l'élément (par km)	0,19	6,04	4,64	3,40
Du PH au PNW, interne	N ^{bre} d'éléments	0	57	53	21
	Densité de l'élément (par km)	0,00	0,26	0,24	0,10

4.2.5 Taux de corrosion (TC)

Les TC sont calculés afin de donner un aperçu de l'état d'intégrité de la canalisation et pour faciliter le suivi et les activités de planification des mesures d'atténuation. Dans le cadre des processus d'analyse de la TC standard d'Enbridge, les emplacements où des TC élevés ont été relevés sont étudiés en intégrant des données à l'appui, par exemple, celles des enquêtes sur la protection cathodique, d'autres données d'inspection interne et d'imagerie satellite ainsi que des données d'élévation.

Les TC historiques illustrées au Tableau 4-4 ont été calculés en divisant les profondeurs des défauts par la durée calculée où ils ont été soumis à la corrosion multipliée par un coefficient de sécurité. Les normes de l'industrie offrent des lignes directrices concernant le TC externe maximal que l'on pourrait obtenir. Le Tableau 4-4 ci-dessous illustre le TC historique moyen connu sur cette conduite du TM au PNW, ainsi que le TC historique du 95^e percentile.

Tableau 4-4 – TC moyens et TC historiques du 95^e percentile

Description		TC moyennes	TC historiques du 95 ^e percentile
TC historiques du TM au PC	Externe	0,044 mm/an	0,15 mm/an
	Interne	0,082 mm/an	0,17 mm/an
TC historiques du PC au PH	Externe	0,076 mm/an	0,11 mm/an.
	Interne	0,061 mm/an	0,09 mm/an
TC historiques du PH au PNW	Externe	0,090 mm/an	0,15 mm/an
	Interne	0,065 mm/an	0,11 mm/an

Le Tableau 4-5 comprend un résumé des TC qui figurent dans les lignes directrices ou les normes de l'industrie, comparativement aux taux du 95^e percentile mesurés à la canalisation 9B et indiqués au Tableau 4-4. Les lignes directrices en matière de TC dans l'industrie sont plus élevées que les taux du 95^e percentile pour la corrosion externe constatée sur cette canalisation, ce qui indique que les TC de la canalisation 9 sont faibles comparativement à ceux de l'industrie.

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

Normes/Lignes directrices	Recommandations
NACE RP0102 (ext.)	0,3 mm/an : taux maximum de confiance de 80 % accompagnée d'une « bonne » protection cathodique

ASME B31.8S	0,31 mm/an : taux maximum pour une corrosion active dans des sols de faible résistivité
GRI-00/0230(ext.)	0,56 mm/an pour la corrosion localisée; 0,3 mm/an pour la corrosion générale

1 Les taux de corrosion utilisés pour déterminer un intervalle de réévaluation de l'inspection
2 interne prennent en considération toutes les valeurs ci-dessus, combinant l'expérience
3 d'Enbridge avec l'expérience de l'industrie. Les taux spécifiques utilisés dans ces analyses sont
4 inclus dans l'Analyse de croissance déterministe de la section 4.2.8.1.

5 **4.2.6 Programme de gestion de la corrosion interne**

6 **4.2.6.1 Aperçu**

7 Enbridge transporte des pétroles bruts qui contiennent des quantités infimes de produits corrosifs
8 potentiels tels que l'eau, les matières en suspension et les bactéries. Sous certaines conditions
9 d'utilisation (comme les faibles débits ou la faible turbulence), cela peut conduire à la création de
10 conditions corrosives locales si ces produits corrosifs parviennent à s'accumuler et persistent
11 pendant de longues périodes.

12 Le programme de gestion de la corrosion interne d'Enbridge est conçu pour recueillir et intégrer
13 les données pertinentes à la menace de corrosion interne. Enbridge procède régulièrement à des
14 évaluations qui comportent des tests périodiques pour s'assurer que le contenu de sédiments et
15 d'eau ne dépasse pas les limites de qualité tarifaire, ainsi qu'à des analyses des conditions
16 d'opération régulières pour s'assurer que des conditions corrosives ne se développent pas. La
17 canalisation 9 est également surveillée pour la corrosion interne par le biais d'une inspection
18 interne régulière. Dans le cas des pipelines d'Enbridge considérés comme ayant une
19 susceptibilité élevée à la corrosion interne, des programmes de suivi et de prévention
20 supplémentaires peuvent être mis en place. Les programmes de suivi supplémentaires
21 comprennent l'installation de coupons de corrosion, des matrices de résistances électriques ou les
22 outils d'inspection par signature de champ. Les programmes de prévention supplémentaires
23 comprennent le nettoyage régulier ou l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion.

24 **4.2.6.2 Caractéristiques du produit et température de fonctionnement**

25 Les propriétés des bruts légers et lourds décrites dans le Tableau 4-6 ci-dessous ont été utilisées
26 pour analyser la sensibilité à la corrosion interne et représentent les propriétés des produits
27 prévus autorisés par les restrictions tarifaires de la canalisation 9.

28 **Tableau 4-6 – Propriétés des produits de base**

	Densité (kg/m ³)	Viscosité (cSt)
Léger	800	2

Moyen	876	20
Lourd	904	100

1 **4.2.6.3 Analyse de susceptibilité à la corrosion interne**

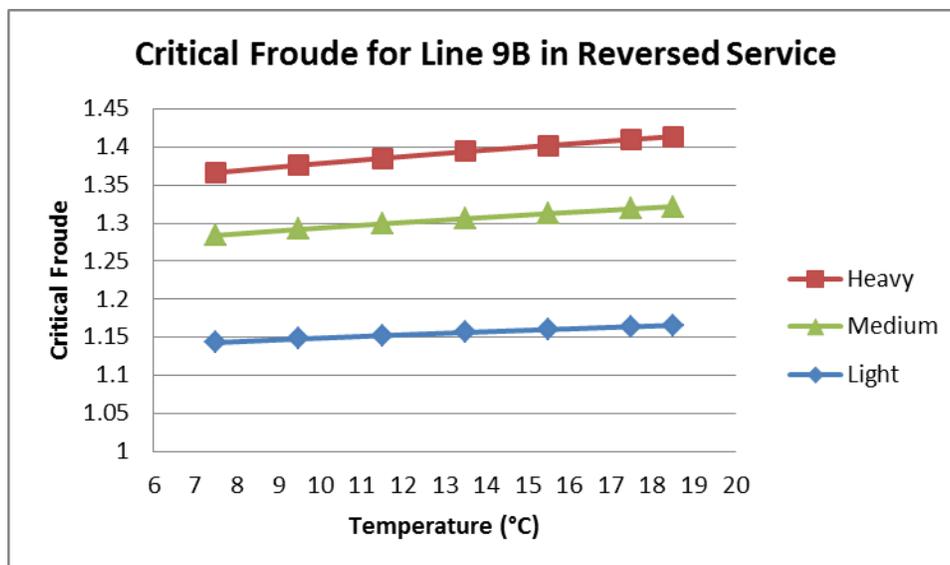
2 Un élément clé du Programme de corrosion interne d'Enbridge consiste à analyser régulièrement
3 la susceptibilité à la corrosion interne des conduites (« CIC »). Ces analyses sont menées pour
4 toutes les conduites du réseau d'Enbridge et elles sont régulièrement mises à jour à mesure que
5 les conditions de fonctionnement changent et que de nouvelles données (comme les résultats des
6 inspections internes) deviennent disponibles.

7 Cette analyse utilise plusieurs indicateurs avancés et retardés pour évaluer le potentiel de menace
8 de la corrosion interne fondée sur l'expérience historique d'Enbridge. Les facteurs clés
9 comprennent le suivi du produit livré; la rugosité de l'intérieur de la canalisation, tel qu'elle est
10 indiquée dans les données d'inspection, et qui influe sur l'accumulation de sédiments corrosifs;
11 et les conditions d'écoulement de la canalisation, qui déterminent la capacité du système à
12 expulser les produits corrosifs hors du réseau. Ces facteurs sont évalués pour déterminer la
13 menace de la CIC dans toutes les conduites d'Enbridge.

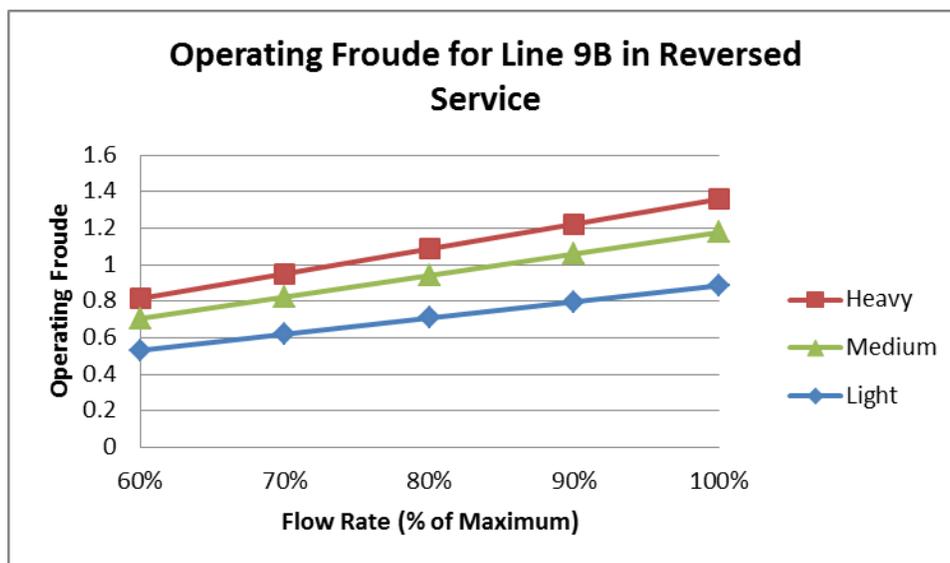
14 **4.2.6.4 Débit pour l'année 2012**

15 Le débit annuel proposé en service inversé est de 47 696 m³/jour (300 000 bpj) en exploitation
16 continue. La tranche de débits de 60 % à 100 % du ce débit maximal a été utilisée lors de
17 l'analyse des vitesses d'écoulement.

18 Comme l'illustrent les Figures 4.14 et 4.15, les vitesses d'écoulement proposées ne devraient pas
19 atteindre le nombre de Froude critique, la valeur de Froude selon laquelle l'eau peut être
20 entièrement entraînée dans le produit. Par conséquent, un programme de prévention a été prévu
21 pour évacuer les produits corrosifs périodiquement grâce à un entretien régulier au moyen
22 d'outils de nettoyage de la conduite.



1 **Figure 4.14 – Nombre de Froude critique en fonction de la température**



2 **Figure 4.15 – Nombre de Froude en opération en fonction du débit à 13 °C**

3 **4.2.7 Exactitude des données d'inspection interne sur le métal**

4 **4.2.7.1 Spécifications au niveau de l'exactitude de l'outil d'inspection interne**

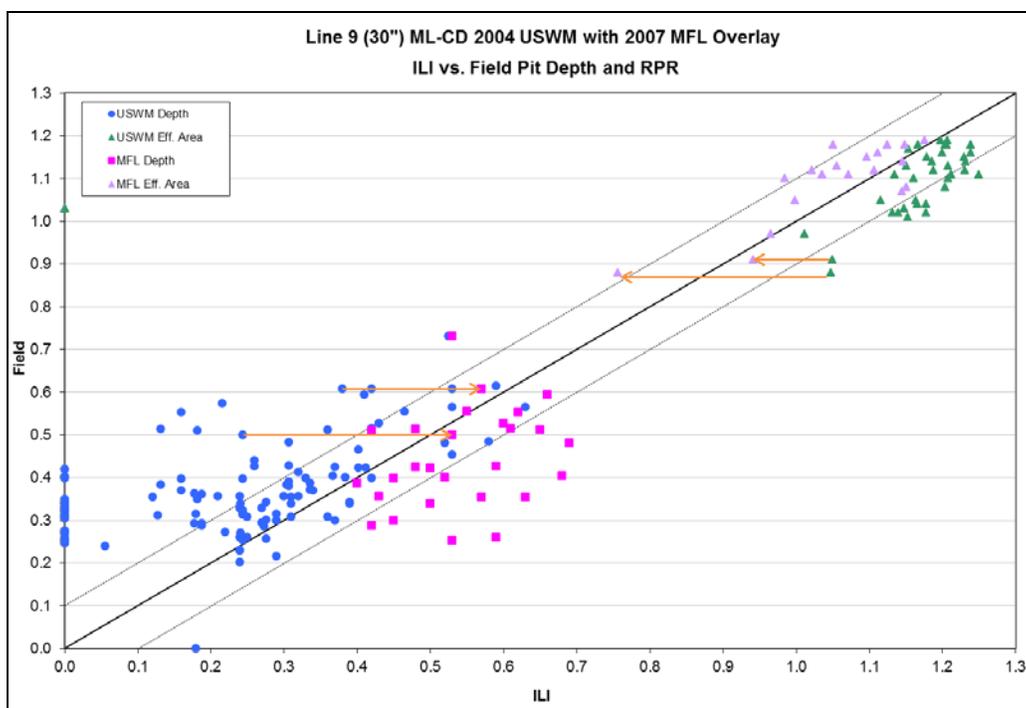
5 Les inspections récentes liées à la perte de métal sur cette canalisation ont été menées à l'aide de
6 la technologie haute résolution fournie par General Electric (« GE ») et BJ Pipeline Services,
7 comme l'illustre le Tableau 4-1. L'incertitude et la variabilité sur l'exactitude de l'outil sont
8 concentrées près du seuil de détection de l'outil d'inspection interne et la variabilité sur
9 l'exactitude est anticipée pour les anomalies non critiques de faible profondeur. La probabilité de
10 détection (« PDD ») augmente avec l'augmentation de la gravité de l'anomalie et, par

1 conséquent, il est peu probable que l'outil d'inspection interne manque une défectuosité quasi
2 critique.

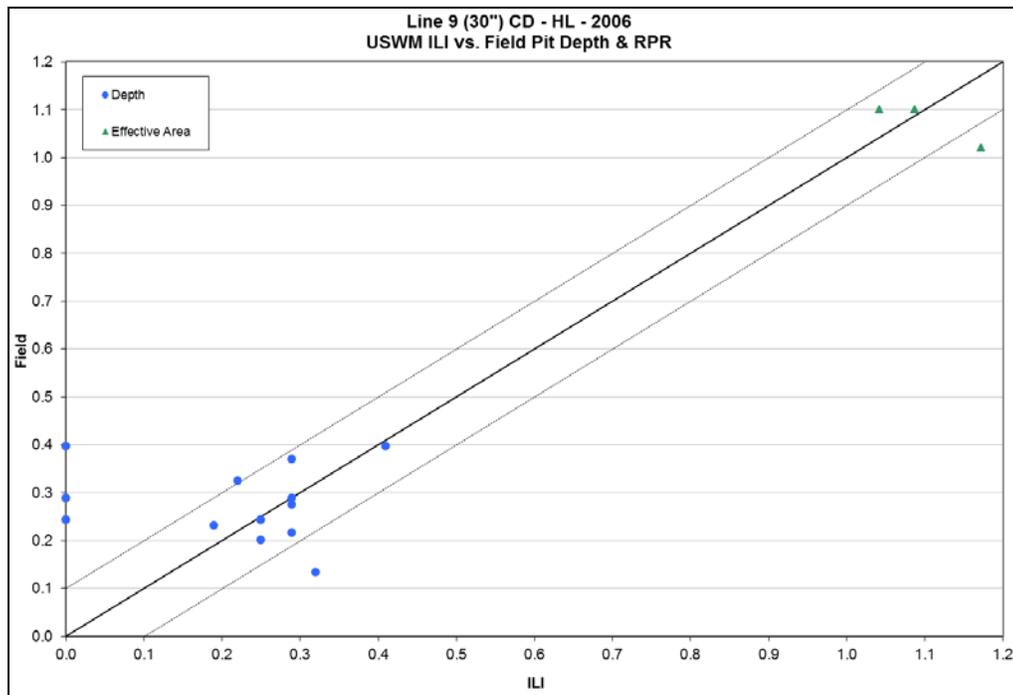
3 4.2.7.2 Vérification sur le terrain des données d'inspection interne

4 Les programmes d'excavation et de réparation ont été exécutés selon les résultats des inspections
5 pour détecter les pertes de métal de 2012. Les données et les résultats de vérification sur le
6 terrain du programme d'inspection interne de 2012 seront évalués et intégrés aux graphiques de
7 corrélation à venir.

8 Les programmes d'inspection intégrés proviennent de deux technologies d'inspection
9 différentes : les ultrasons et la PFM. Les inspections par PFM ont été effectuées pour augmenter
10 la capacité des technologies d'inspection par ultrasons à détecter des piqûres de corrosion de plus
11 petits diamètres. Pour les inspections du TM au PCI et du PH au PNW, où les deux types
12 d'inspections (ultrasons et PFM) ont été effectués par GE, le fournisseur a indiqué une corrosion
13 profonde (>40 % de la paroi). Les limites de la technologie par ultrasons pour détecter les
14 piqûres de corrosion de petits diamètres sont illustrées par le nombre élevé de faux négatifs de
15 l'axe Y des graphiques de corrélation. L'avantage d'intégrer les données de la PFM est
16 clairement démontré aux Figures 4.16 à 4.20, où l'outil de la PFM a montré une bien meilleure
17 caractérisation de nombreuses petites piqûres qui correspondaient à des valeurs aberrantes de la
18 MPUS. Pour en voir des exemples, le lecteur est invité à se reporter aux flèches jaunes des
19 Figures 4.16 et 4.18 qui établissent la corrélation entre l'ensemble des données de MPUS et de
20 PFM.

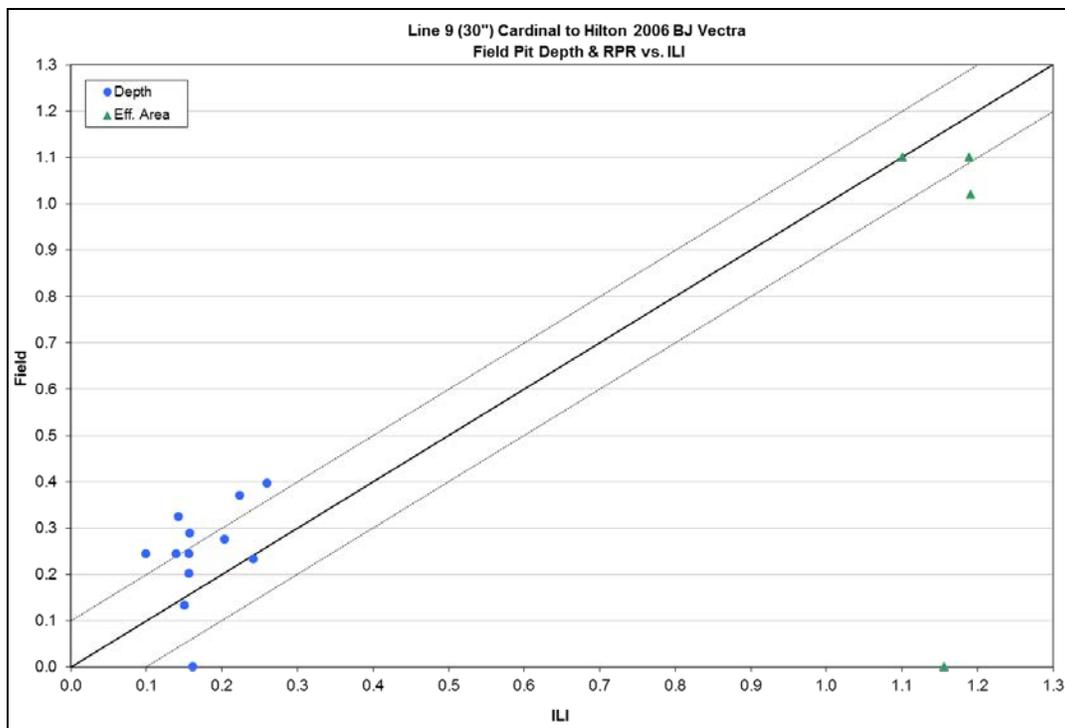


21 **Figure 4.16 – Graphique de corrélation du TM au PC**



1

Figure 4.17 – Graphique de corrélation du PC au PH (MPUS)



2

Figure 4.18 – Graphique de corrélation du PC au PH (PFM Vectra)

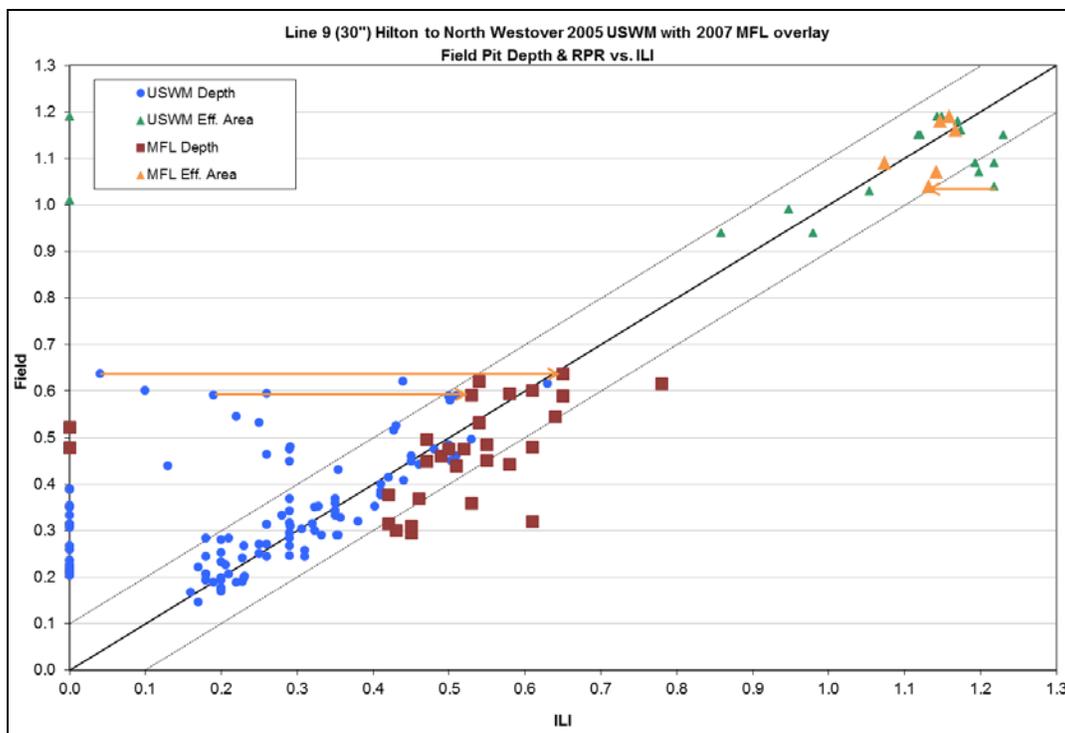


Figure 4.19 – Graphique de corrélation du PH au PNW

1

4.2.8 Réévaluation de la fréquence d'inspection

2

4.2.8.1 Seuil de gravité de défaut menant à une réévaluation

3

Afin d'intégrer une marge de sécurité dans les programmes de surveillance de perte de métal, Enbridge a mis en place des intervalles de réévaluation pour cette conduite de sorte que les anomalies de corrosion soient réparées avant de dépasser le « niveau seuil » équivalent à un RPR de 0,9 et à une profondeur de 75 %. Le RPR est défini comme étant la pression de rupture prévue d'une anomalie, divisée par la pression nécessaire requise pour que la contrainte dans la paroi de la conduite soit égale à 100 % de la LEMS.

8

4.2.8.2 Analyse déterministe de l'évolution de la profondeur des anomalies

10

Pour mieux évaluer l'état de corrosion de la conduite, il est possible de prévoir l'évolution de la profondeur de la population d'anomalies dans le temps en appliquant les TC appropriées.

11

12

Chaque anomalie de perte de métal est schématisée par rapport au niveau de seuil d'Enbridge le long d'un tronçon entre deux gares de la conduite. La gravité de chaque anomalie est augmentée par un facteur de correction qui compense le biais et la variabilité de l'exactitude de l'outil d'inspection interne. Cette variabilité de l'exactitude a été déterminée par la comparaison des données d'inspection interne avec les mesures prises lors des excavations. L'augmentation de la profondeur des anomalies est par la suite projetée dans le temps à l'aide d'un taux de corrosion raisonnablement conservateur. L'intervalle de réévaluation est défini par l'année où une anomalie atteint un niveau de gravité équivalent au niveau de gravité cible. L'intervalle de réévaluation maximum est de dix ans.

13

14

15

16

17

18

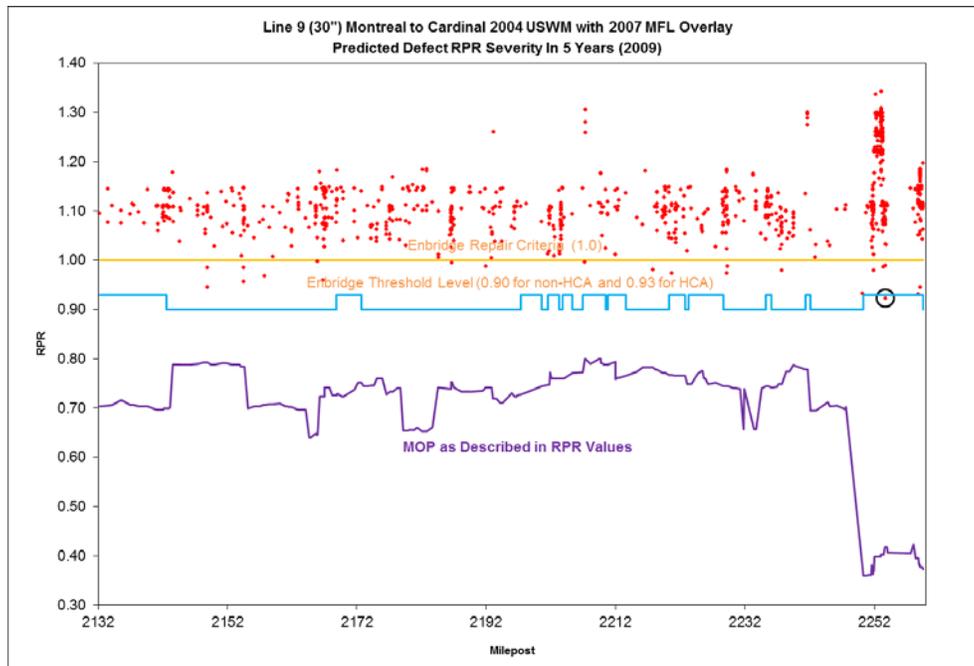
19

20

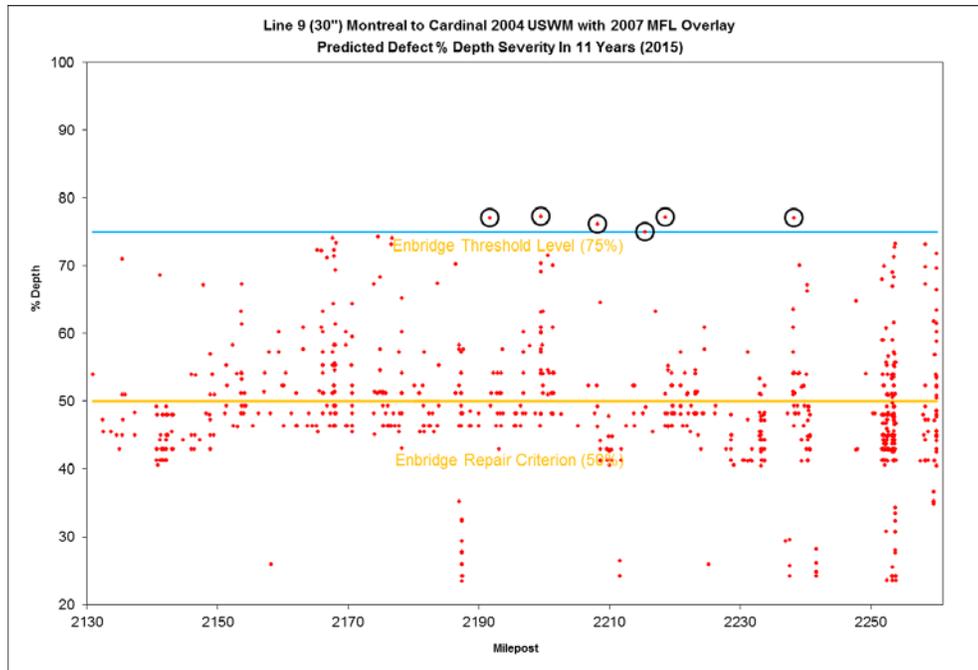
21

1 Pour cette canalisation, le niveau de profondeur seuil est de 75 % et le niveau de seuil du RPR
2 est de 0,90 pour les emplacements qui ne sont pas considérés comme des ZGC, et de 0,93 pour
3 les emplacements qui sont considérés comme des ZGC. Des facteurs de correction et des taux de
4 corrosion conservateurs sont utilisés dans l'analyse pour tenir compte de la variabilité de l'outil.

5 Les Figures 4.20 à 4.25 illustrent la croissance des anomalies de corrosion (c.-à-d., les valeurs
6 du RPR) et la profondeur des anomalies de perte de métal au fil du temps selon les résultats de
7 l'inspection interne de MPUS. Le lecteur notera que les graphiques représentent les profondeurs
8 de corrosion prévues pour l'année où la première anomalie du tronçon atteindra le niveau seuil.

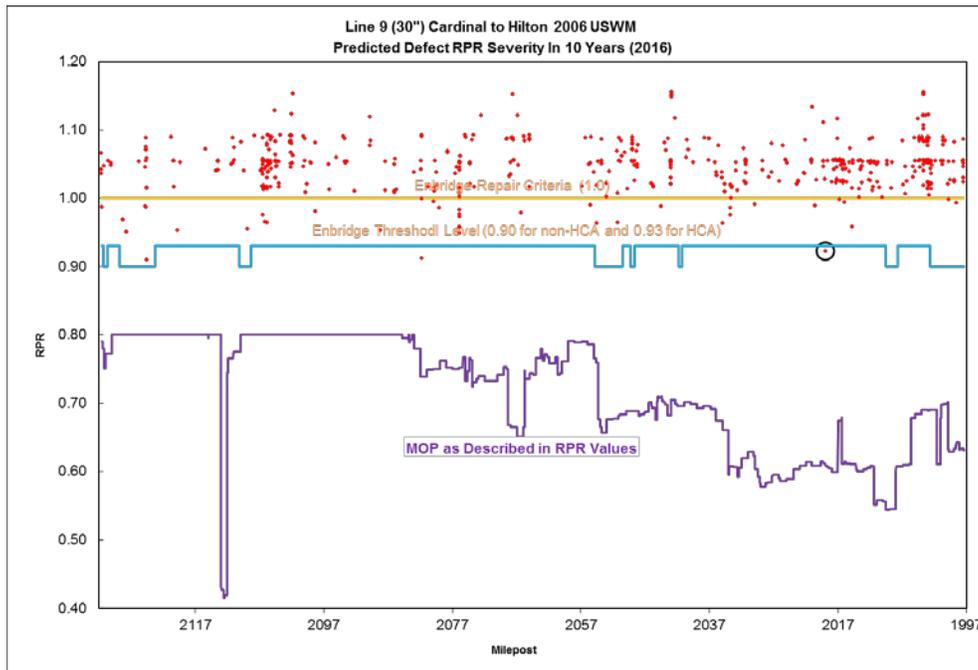


9 **Figure 4.20 – Gravité du RPR prévu en 2009 selon les MPUS et les PFM**



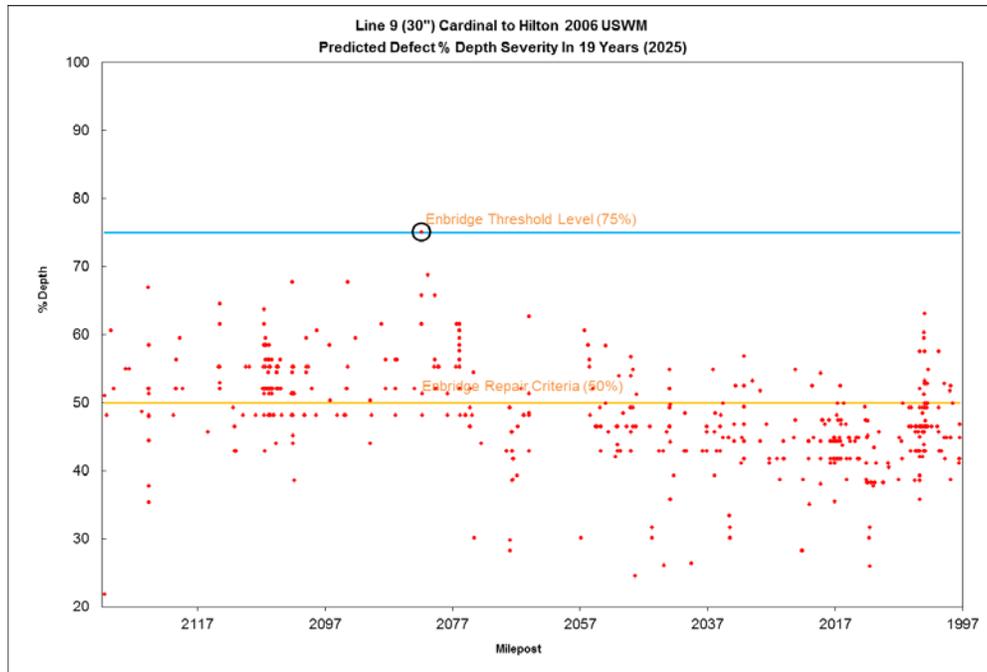
1

Figure 4.21 – Gravité du RPR prévu en 2015 selon les MPUS et les PFM



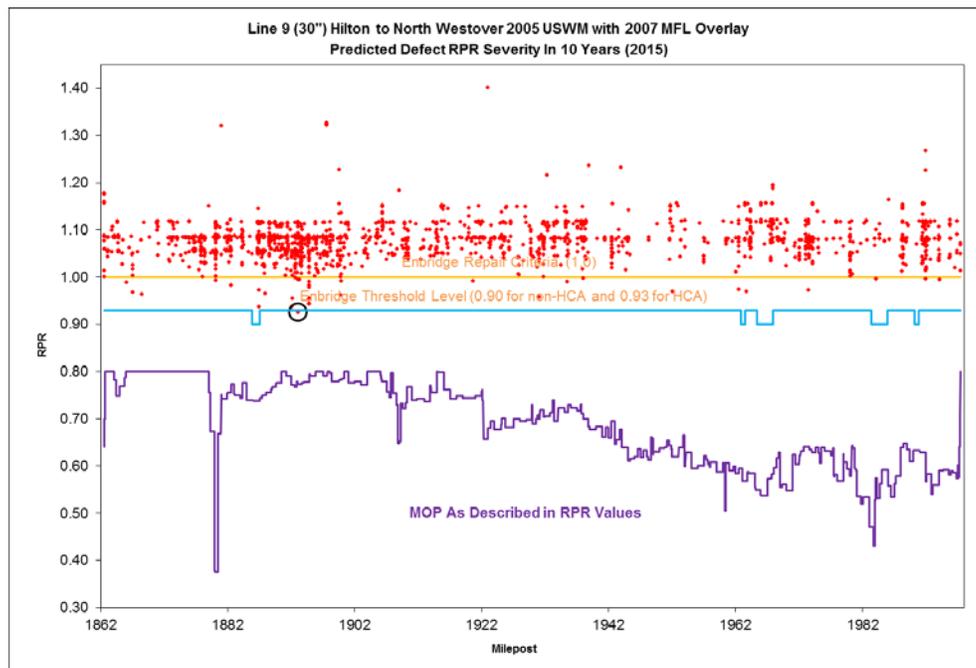
2

Figure 4.22 – Gravité du RPR prévu en 2016 selon les MPUS



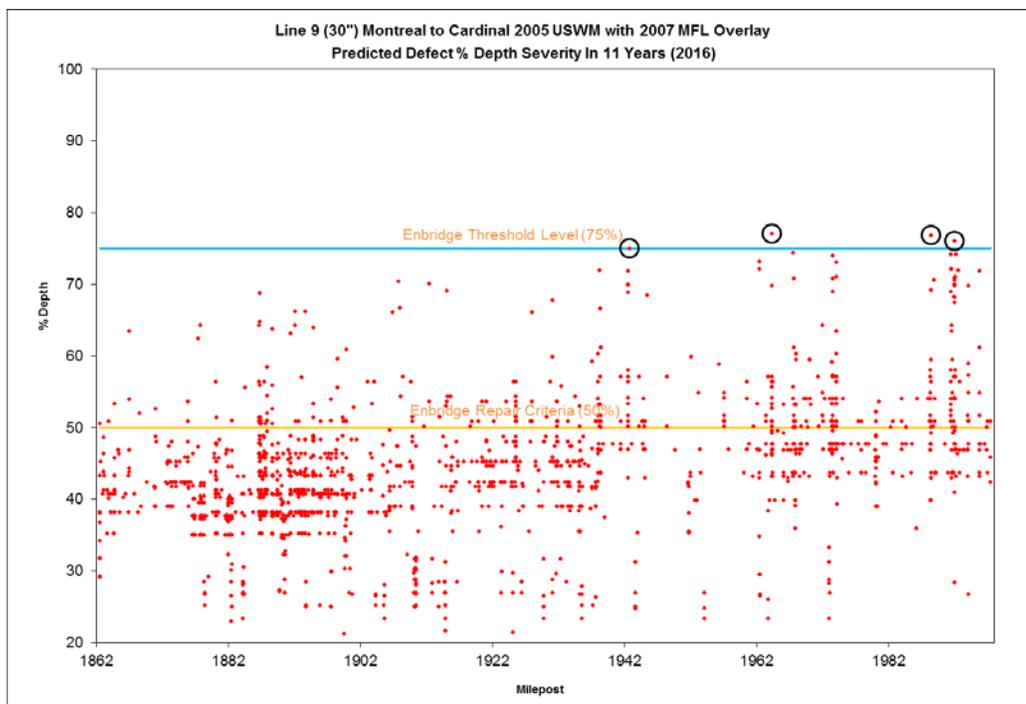
1

Figure 4.23 – Gravité du RPR prévu en 2025 selon les MPUS



2

Figure 4.24 – Gravité du RPR prévu en 2015 selon les MPUS et les PFM



1 **Figure 4.25 – Gravité du RPR prévu en 2016 selon les MPUS et les PFM**

2 L’analyse déterministe présente le RPR et les intervalles de réévaluation de la profondeur des
3 anomalies tels qu’illustrés au Tableau 4-7 ci-dessous. Ces longs intervalles de réévaluation
4 illustrent que les anomalies relevées pour ce tronçon de la canalisation sont peu sévères.

5 Les intervalles de réévaluation du Tableau 4-7 sont considérés comme conservateurs en raison
6 des niveaux de sécurité établis dans le processus de l’analyse déterministe, notamment :

- 7 • la gravité de l’anomalie est augmentée par une valeur de correction pour tenir compte du
- 8 biais de l’inspection interne;
- 9 • le TC utilisé est supérieur à la moyenne des TC mesurés sur la conduite;
- 10 • les seuils de profondeur et de RPR maximum sont bien inférieurs au niveau de rupture.

11 **Tableau 4-7 – RPR et intervalles de réévaluation de la profondeur des anomalies**

Tronçon	Gravité du RPR des anomalies prévu	Gravité du % de profondeur des anomalies prévu
Du TM au PC	5 ans – nouvelle inspection en 2009 (2012)*	11 ans – nouvelle inspection en 2015
Du PC au PH	10 ans – nouvelle inspection en 2016	19 ans – nouvelle inspection en 2025

Du PH au PNW	10 ans – nouvelle inspection en 2015	11 ans – nouvelle inspection en 2016
-----------------	-----------------------------------------	-----------------------------------------

*Afin d'assurer la sécurité de la conduite jusqu'aux inspections prévues en 2012, Enbridge a fixé des restrictions de pression d'exploitation sous les normes de PMS approuvées par l'ONÉ et mis en œuvre des programmes d'excavation en 2011 et en 2012.

4.2.9 Résumé de l'analyse des anomalies de perte de métal et conclusions

Le programme d'inspection interne au niveau des pertes de métal de la canalisation et les programmes d'atténuation des risques liés à ces anomalies d'Enbridge répondent aux exigences d'exploitation actuelles ou les dépassent. Par conséquent, l'exploitation de la canalisation en service inversé, l'augmentation de la capacité annuelle de la canalisation 9 et l'intégration du transport de pétrole brut lourd n'auront pas d'incidence sur les programmes existants.

Les plus récentes inspections internes et excavations ne révèlent aucune anomalie de perte de métal sur la canalisation 9B qui nécessiterait une excavation ou une réparation avant l'inversion proposée du débit selon les critères d'excavation d'Enbridge.

Les débits annuels proposés ne devraient pas atteindre le nombre de Froude critique pour lequel l'eau libre serait entraînée dans le pétrole brut lourd ou léger. Par conséquent, un programme de prévention a été conçu pour évacuer les produits corrosifs par le biais d'un entretien régulier au moyen d'outils de nettoyage interne de la canalisation.

D'après les analyses complétées et résumées dans le présent document, la menace de perte de métal est gérée de manière adéquate et ne devrait pas empêcher l'inversion proposée du débit. L'ajout de produits bruts lourds et l'augmentation de la capacité de la canalisation 9 ne devraient pas avoir d'effets indésirables, et l'impact des pertes de métal peut être gérée avec les systèmes actuels de gestion de l'intégrité.

Les inspections internes portant sur la perte de métal réalisées pour la canalisation 9B en 2012 sont analysées en ce moment. Les prochaines évaluations de la canalisation intégreront les plus récentes données d'inspection interne.

1 **4.3 Fissuration**

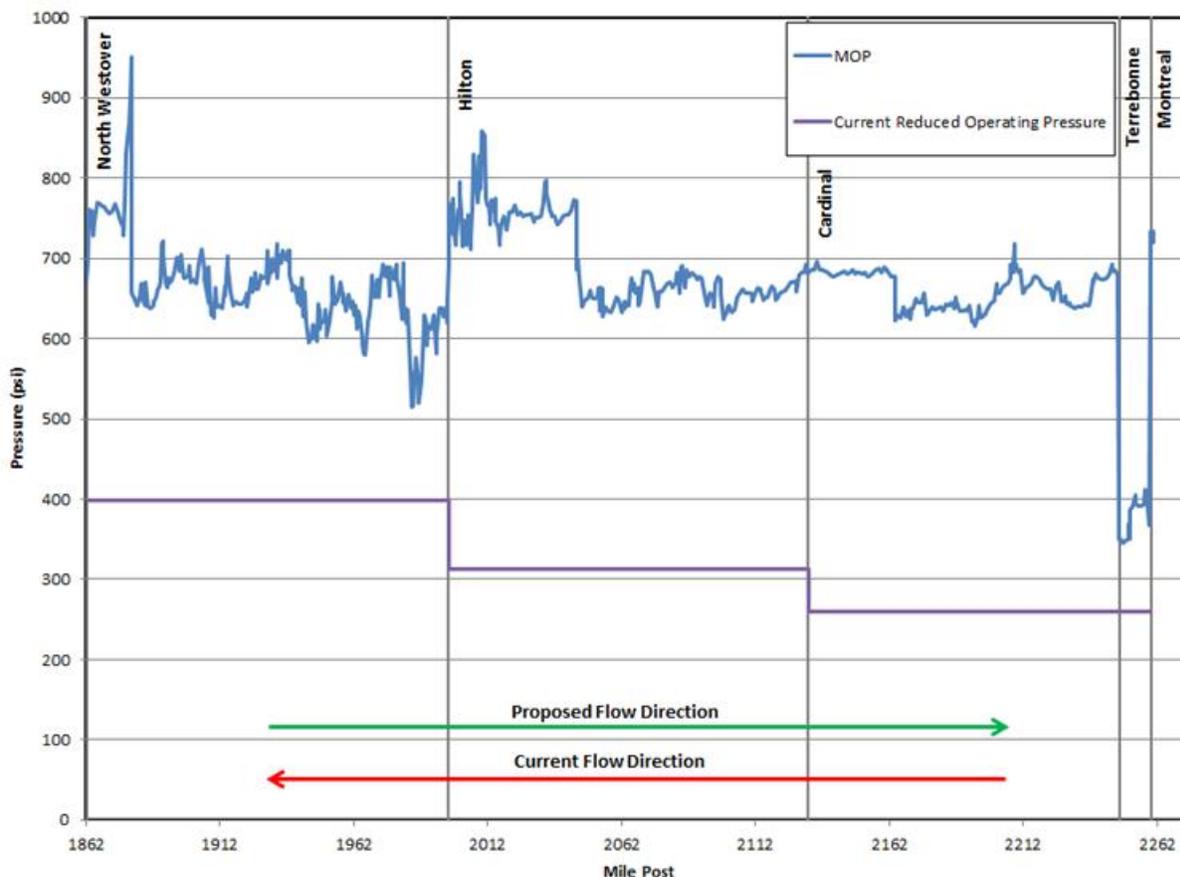
2 **4.3.1 Programme de gestion des fissures**

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

5 Le programme de gestion des fissures de la canalisation 9B comprend les activités suivantes :

- 6 • Suivi à l'aide d'un outil d'inspection interne de détection des fissures par ultrasons.
- 7 • Analyse technique pour évaluer l'aptitude fonctionnelle actuelle (c.-à-d. immédiatement
8 après l'inspection interne).
- 9 • Programmes de réparation et d'excavation pour valider les données d'inspection portant
10 sur les fissures et réparer les anomalies importantes. En plus des programmes précis
11 d'excavation qui font suite à des inspections avec l'outil d'inspection interne de détection
12 des fissures par ultrasons, Enbridge vérifie aussi la présence de fissures sur la conduite
13 dans le cadre de ses programmes d'excavation basés sur les autres technologies
14 d'inspection interne.
- 15 • Analyse technique pour évaluer l'aptitude fonctionnelle continue (c.-à-d., en tenant
16 compte de la croissance subséquente des fissures découlant de la fatigue et de la
17 fissuration environnementale).

18 Les programmes d'excavation et de réparation associés à la gestion des fissures reposent en
19 partie sur une approche basée sur un facteur de sécurité : lorsque le niveau de référence est la
20 PMS approuvée par l'ONÉ, comme il a été déterminé lors des essais hydrostatiques durant la
21 mise en service initiale; on ne tient pas compte des pressions d'exploitation actuelles « sur le
22 site » qui sont sous les valeurs de la PMS approuvée par l'ONÉ. Les valeurs actuelles de la PMS
23 approuvée par l'ONÉ ne seront pas modifiées par l'inversion de l'écoulement proposé ou par
24 l'augmentation de la capacité et ainsi, les programmes d'excavation et de réparation ne
25 nécessiteront aucune modification suite à l'inversion. Étant donné qu'il n'y aura aucune
26 augmentation de la pression de décharge normale associée aux postes de pompage, lorsque
27 l'inversion de débit proposée surviendra, tous les profils de pression se situeront sous les valeurs
28 approuvées par l'ONÉ, comme l'illustre la Figure 4.26. Pour des raisons opérationnelles, la
29 canalisation 9B fonctionne à des pressions réduites depuis septembre 2010; l'ampleur des
30 réductions de pression actuelles est de 30 % de la LEMS à Terrebonne, 36 % de la LEMS
31 à Cardinal et 46 % de la LEMS à Hilton.



1 **Figure 4.26 – PSMA approuvée par l’ONÉ et pression actuelle d’exploitation réduite en**
2 **fonction des poteaux milliaires (du PNW au TM)**

3 **4.3.2 Évaluation des données d’inspection provenant des inspections internes pour**
4 **détecter les fissures**

5 La portion de la canalisation 9B entre le PNW et le TM a été inspectée à l’aide de trois outils
6 différents au cours de trois différentes années :

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

10 Tous les tronçons ont été inspectés à l’aide de l’outil de détection de fissures à haute résolution
11 GE UltraScan^{MC} (exploité par son propriétaire, GE Oil & Gas, PII Pipeline Solutions) afin de
12 détecter les fissures orientées axialement, y compris celles situées dans le bourrelet longitudinal
13 de la soudure.

14 Le rapport d’inspection interne de l’outil de détection de fissures GE UltraScan^{MC} se compose
15 d’une liste d’anomalies accompagnées de la description du type d’anomalie, de leur orientation,
16 de leur longueur et de leur profondeur. Les types d’anomalies et une description de ce qu’elles
17 représentent sont présentés au Tableau 4-8. Dans le rapport final de GE présenté à Enbridge,
18 pour ces trois tronçons, GE a indiqué n’avoir connu aucun problème relatif à la qualité de

1 données (p. ex., données manquantes, absence de couverture de capteur, zones d'excursions de
2 vitesse).

3 **Tableau 4-8 – Nomenclature type des d'anomalies de la DFUS**

DFUS Type d'anomalie	Caractéristiques typiques (confirmé par les enquêtes sur le terrain)
Indication de fissure	Fissures axiales ou autres discontinuités comme des manques de fusion et des impuretés, fréquemment retrouvées dans les conduites soudées par étincelage.
Indication d'entaille	Réflecteurs comme les bords des joints soudés ou d'autres formes sur la paroi de la conduite qui réfléchissent les ultrasons. Certains pourraient être des fissures.
Zone de fissuration	Les zones de fissuration sont en général des grappes de fissuration semblables à de la FCC.
Perte de métal	FCC profonde ou perte de métal causée par la corrosion
Bosselure	Discontinuité géométrique défectée par levée du palpeur. Ce processus ne fournit pas une caractérisation fiable de la forme de la bosselure ou de sa taille.
Indéterminé	Cette dénomination est fournie lorsque l'analyste du fournisseur est dans l'impossibilité de classer l'élément selon la méthode de référence du fournisseur.

4 La prévalence et la gravité des éléments sont relevées pour les trois tronçons de la conduite 9B et
5 sont résumées au Tableau 4-9 et aux les Figures 4.29 à 4.34.

6 Le Tableau 4-9 montre qu'il y avait un total de 4 738 anomalies semblables à des fissures
7 signalées dans les rapports finaux des campagnes d'inspection. En plus de ces anomalies
8 semblables à des fissures, il y avait un total de 8 223 anomalies de perte de métal (environ 63 %
9 du nombre total d'éléments) signalées par les trois passages de l'outil. Au moment de
10 l'utilisation de l'outil, GE ne disposait pas d'algorithme de calibration pour ces éléments et n'a
11 donc fourni ni les longueurs ni les profondeurs pour ces éléments de perte de métal.

1

Tableau 4-9 – Résumé des anomalies relevées par l’outil

Feature Type	Relative Position	Radial Position	Number of Features	Percentage of Totals
Crack-Like	Base Metal	External	36	0.28%
		Internal	4	0.03%
	Adjacent to Weld	External	1184	9.14%
		Internal	34	0.26%
Crack Field	Base Metal	External	171	1.32%
		Internal	0	0.00%
	Adjacent to Weld	External	232	1.79%
		Internal	1	0.01%
Notch-Like	Base Metal	External	477	3.68%
		Internal	261	2.01%
	Adjacent to Weld	External	1988	15.34%
		Internal	350	2.70%
Metal Loss			8223	63.44%

2 Enbridge a excavé 569 anomalies de pertes de métal signalées, 450 (environ 80 %) se sont
3 révélées être des FCC . La profondeur maximale de ces FCC mesurées sur le terrain était
4 de 1,85 mm (29 % de l'épaisseur de la paroi); la durée de vie restante de cet élément de FCC est
5 supérieure à 250 ans. Les 20 % restants d'éléments de perte de métal excavés se sont avérés être
6 une autre forme d'anomalie de type fissures. La profondeur maximale mesurée sur le terrain de
7 ces autres anomalies était de 1,8 mm (28 % de l'épaisseur de la paroi), pour une durée de vie
8 restante estimée à plus de 125 ans. Ainsi, même si GE n'a fourni aucune mesure de longueur et
9 profondeur pour les éléments de perte de métal, les résultats sur le terrain associés à ces éléments
10 indiquent qu'ils ne sont pas une menace pour l'intégrité de la canalisation. Depuis ces
11 inspections, GE a apporté plusieurs améliorations à ses algorithmes de calibration et de
12 détection, et des éléments présentant des réflexions d'ultrasons similaires sont désormais détectés
13 en tant que zone de fissures (FCC) ou indications de fissures.

14 Comme l'illustre la Figure 4.27, environ 72 % des éléments rapportés pour lesquels la
15 profondeur était indiquée présentaient une profondeur inférieure à 12,5 % de l'épaisseur de la
16 paroi de la canalisation, alors que seulement un élément (0,02 %) avait une profondeur
17 supérieure à 40 % de l'épaisseur de la paroi de la canalisation. Cet élément comportant un signal
18 saturé (c.-à-d. >40 % profondeur) a été détecté sur le tronçon entre le PC et le PH de la
19 canalisation 9B et présentait une profondeur d'environ 44 % de la paroi sur le terrain en 2007.

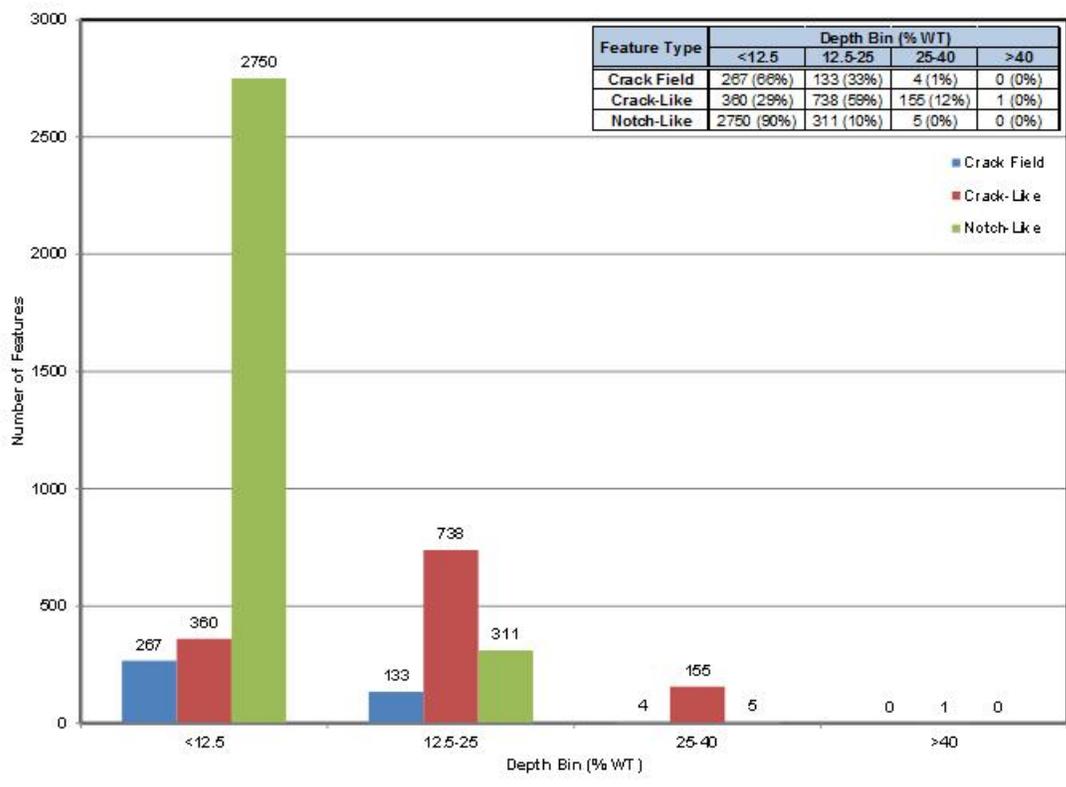
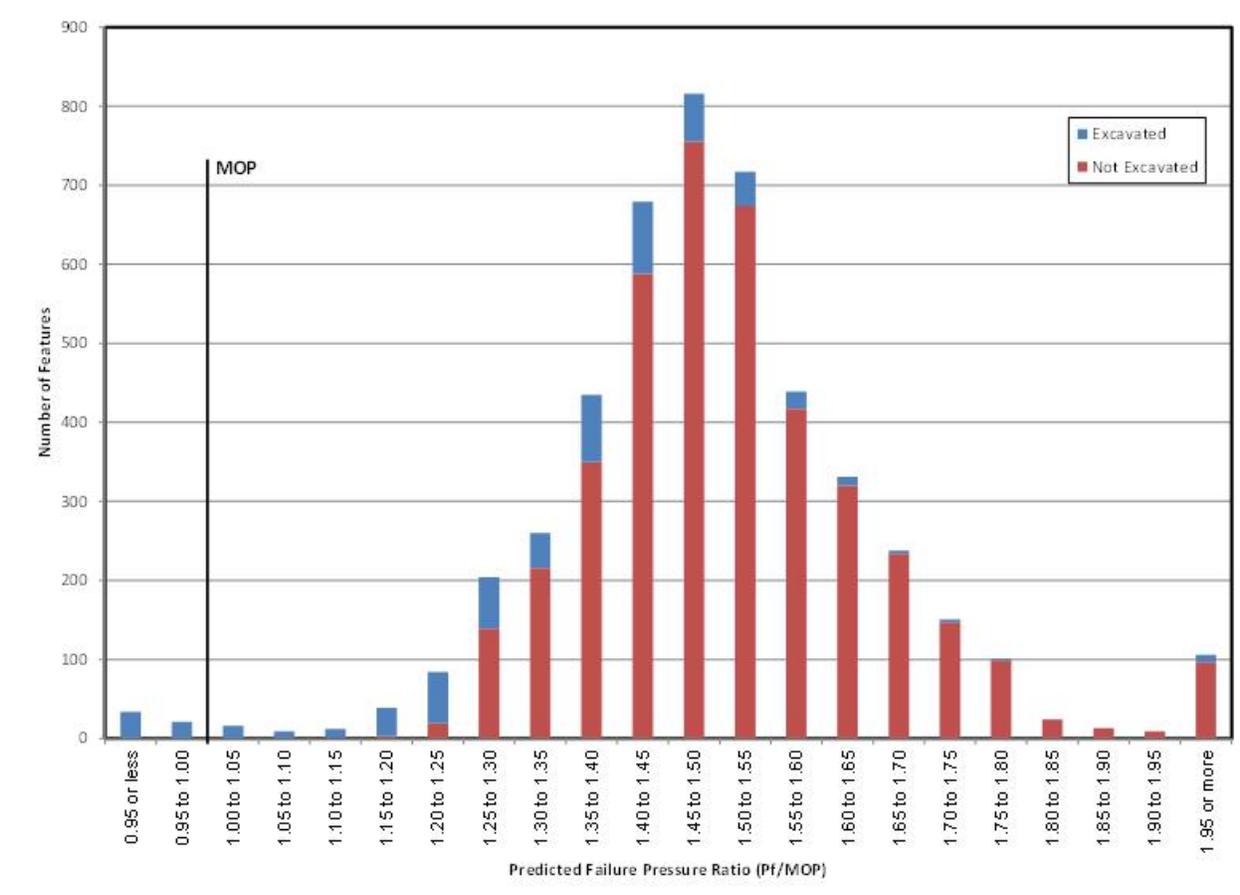


Figure 4.27 – Répartition de la profondeur, toutes les anomalies rapportées (du PNW au TM)

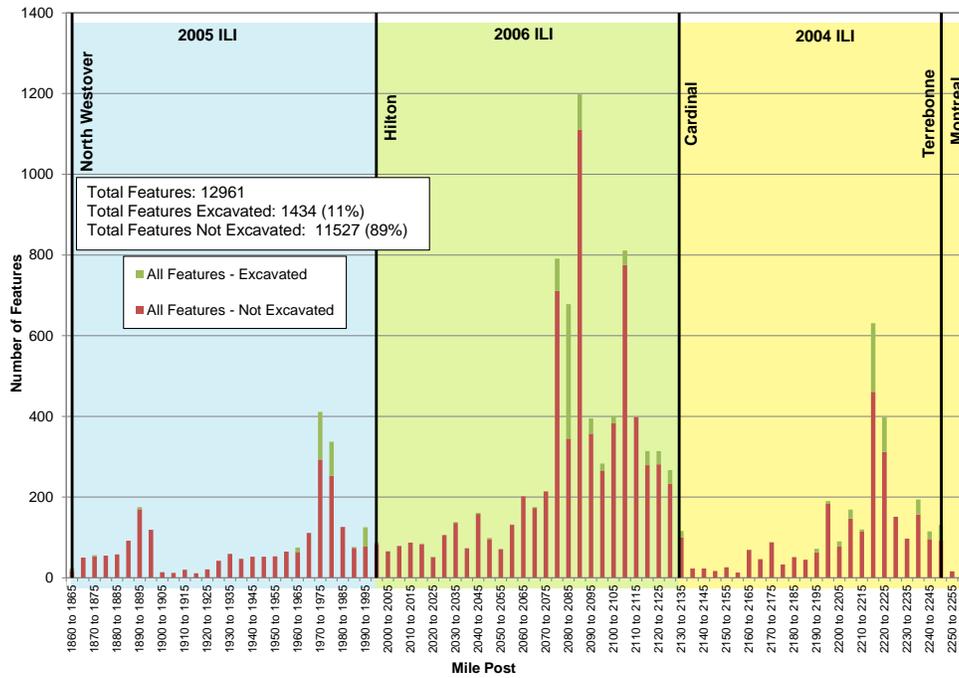
Comme l'illustre la Figure 4.28, il y a 184 anomalies dont la pression de rupture prévue (« PRP ») est inférieure à la PMS ou à 125 % de la PMS selon le processus d'intégrité actuel d'Enbridge. La pression de rupture la plus basse calculée correspond à 86 % de la PMS approuvée par l'ONÉ ou 212 % de la pression d'exploitation réduite. Des 172 éléments excavés jusqu'à présent, aucun ne s'est avéré correspondre à une pression de rupture prévue inférieure à la PMS. La valeur de PRP/PMS la plus faible confirmée sur le terrain est de 1.12, tandis que la valeur PRP/PMS du même élément était de 1,24 selon les données d'inspection interne. Le coefficient de sécurité le plus faible des anomalies dans trois tronçons est de 193 % de la pression d'exploitation réduite actuelle.



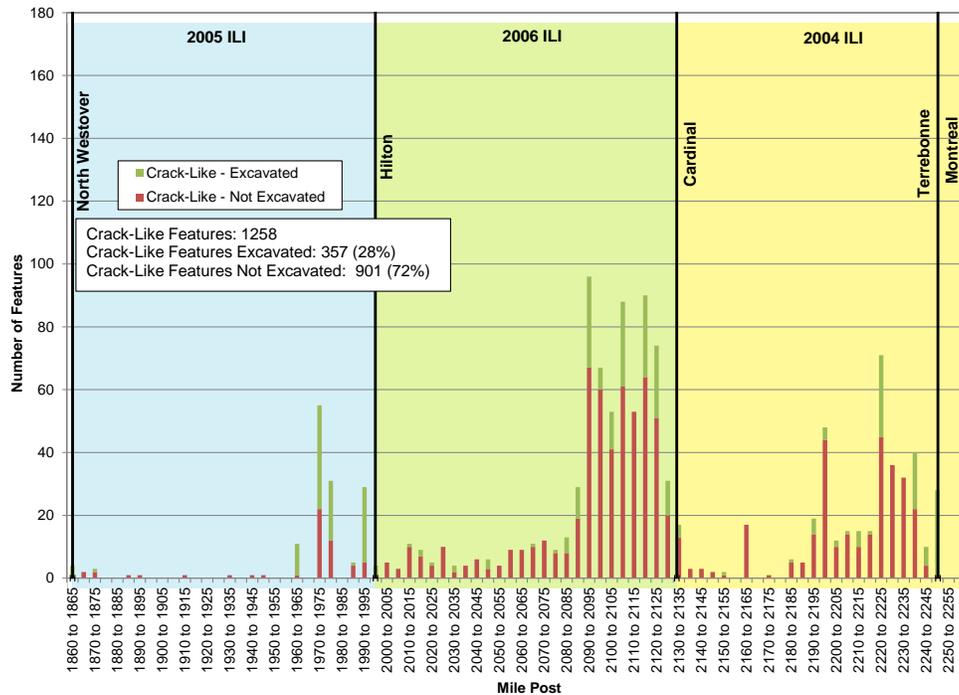
Note : les dimensions hypothétiques des éléments détectés utilisées pour le calcul de la pression de rupture prévue sont : longueur totale de l'élément déclaré et limite supérieure de la profondeur de la fosse de l'élément déclaré.

Figure 4.28 – Répartition du taux de la pression de rupture prévue, toutes les anomalies rapportées (du PNW au TM)

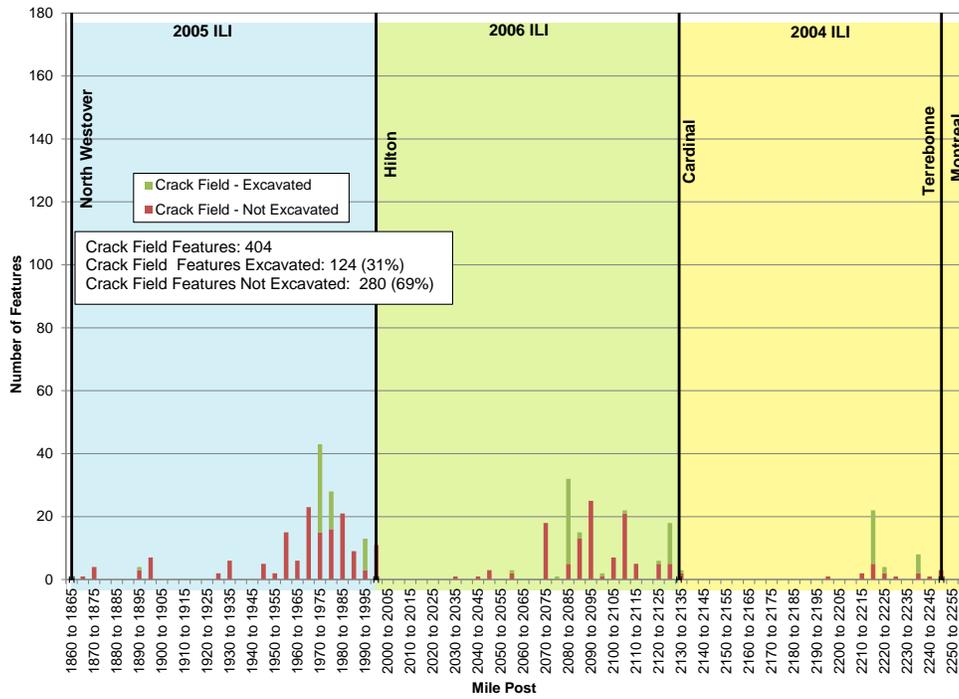
Comme l'illustrent les Figures 4.29 à 4.33, il y a des anomalies rapportées tout au long de la canalisation 9B, du PNW au TM. Toutefois, dans l'ensemble, il y a une plus forte concentration dans le tronçon entre le PH et le PC, ainsi que des concentrations relativement plus élevées à proximité de la décharge actuelle des postes de pompage. Environ 43 % des excavations réalisées pour la canalisation 9B se situaient dans le tronçon entre le PH et le PC et dans l'ensemble, environ 83 % des excavations réalisées se trouvaient dans les premiers 50 miles (80,46 km) en aval d'une pompe de décharge.



1 **Figure 4.29– Nombre total d’anomalies rapportées par rapport au chaînage (du PNW au**
2 **TM)**

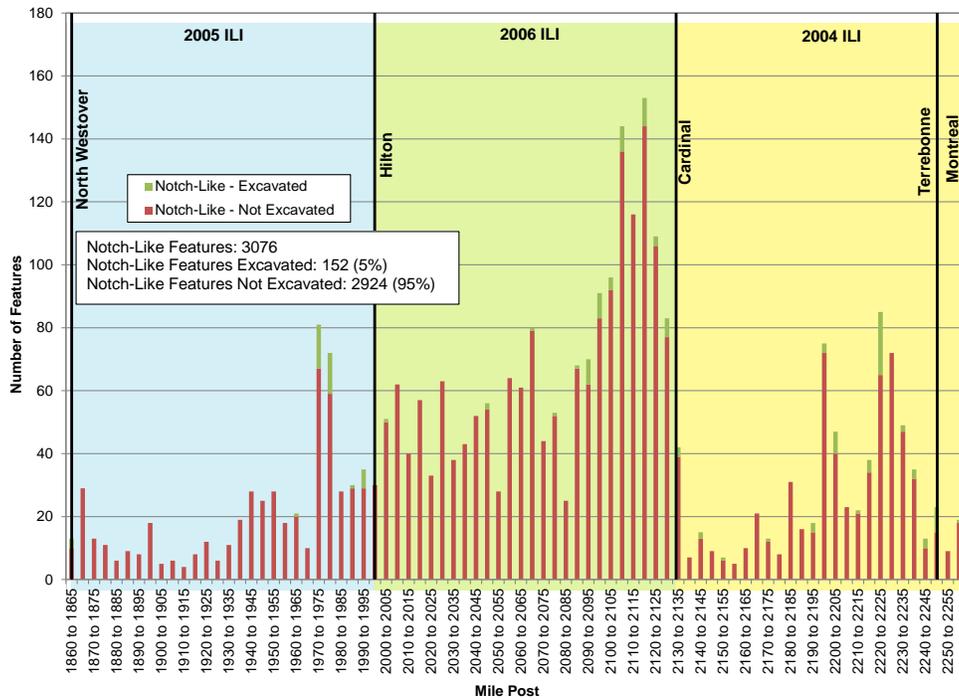


3 **Figure 4.30 – Nombre d’anomalies de type fissures rapportées par rapport au chaînage (du**
4 **PNW au TM)**



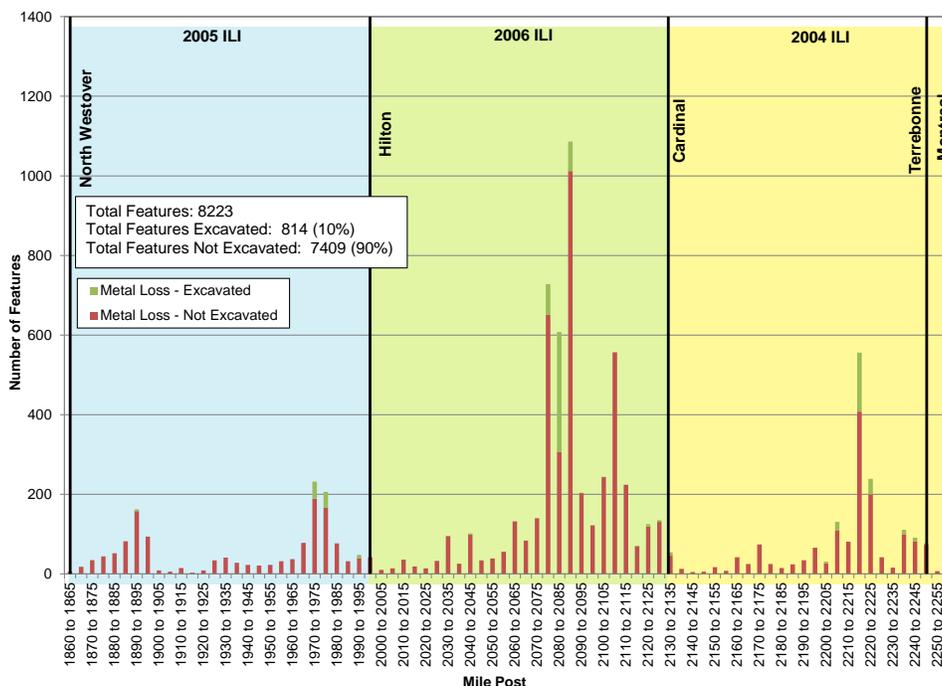
1
2

Figure 4.31 – Nombre d’anomalies de type zone de fissures rapportées par rapport au chaînage (du PNW au TM)



3
4

Figure 4.32 – Nombre d’anomalies de type entaille rapportées par rapport au chaînage (du PNW au TM)



1 **Figure 4.33 – Nombre d’anomalies de perte de métal rapportées par rapport au chaînage**
2 **(du PNW au TM)**

3 **4.3.3 Développement du programme d’excavation des fissures**

4 À la suite des inspections de détection de fissures de 2004 à 2006, Enbridge a excavé et réparé
5 tous les éléments dont la pression de rupture était estimée à moins de 125 % de la PSM. À ce
6 moment-là, Enbridge s’est servi des hypothèses suivantes pour ce qui est de la pression de
7 rupture estimée associée à chaque élément détecté :

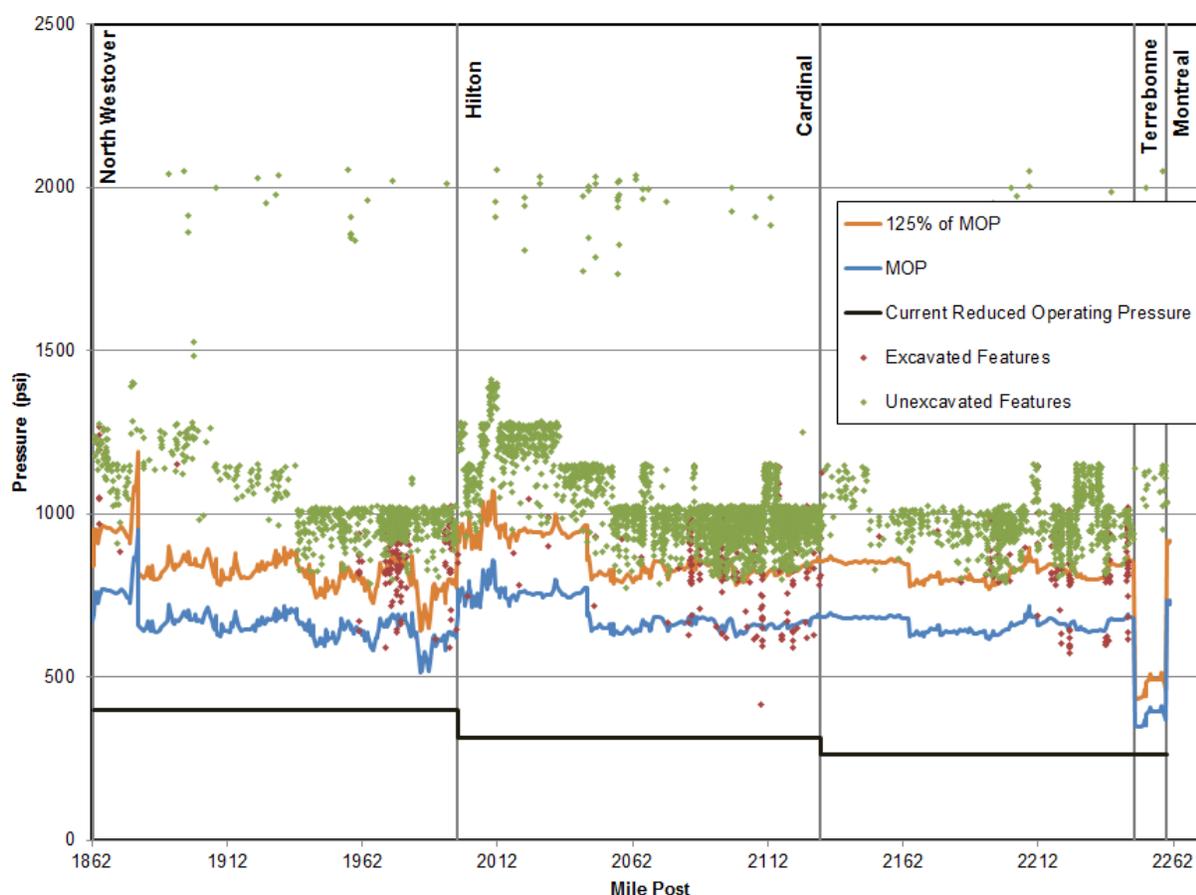
- 8
- 9 • Résistance à l’impact des essais Charpy V : 20 pi-Ib
 - 10 • Épaisseur de la paroi : épaisseur de la paroi rapportée par l’outil de détection de fissures
11 GE UltraScan^{MC}
 - 12 • Profondeur de l’anomalie : limite supérieure de la classe de profondeur de l’anomalie
13 déclarée ou profondeur du profil maximum (demandée à GE) dans certains cas.

14 Depuis les inspections et les programmes d’excavation subséquents, Enbridge a modifié ses
15 critères d’acceptation et ses hypothèses utilisés pour évaluer l’acceptabilité des éléments.
16 Enbridge utilise dorénavant les hypothèses suivantes comme données d’entrée dans le logiciel
17 CorLAS^{MC} pour calculer les pressions de rupture prévues des anomalies rapportées :

- 18 • Profil de l’anomalie : profil rectangulaire
- 19 • Épaisseur de la paroi : la plus petite valeur entre l’épaisseur de paroi nominale et
20 l’épaisseur de paroi mesurée par l’outil d’inspection interne par ultrasons
- 21 • L’imite élasticité nominale pour l’acier de grade 359 MPa : 359 MPa
- Résistance à la traction nominale pour l’acier de grade de 359 MPa : 455 MPa

- 1 • Résistance à l'écoulement : limite d'élasticité + 68,9 MPa
- 2 • Résistance à l'impact Charpy V : 15 pi-lb
- 3 • Profondeur de l'anomalie : limite supérieure de la classe de profondeur de l'anomalie
- 4 rapportée
- 5 • Longueur de l'anomalie : la longueur totale de l'anomalie déclarée

6 Selon les hypothèses sur les intrants ci-dessus, un total de 184 anomalies réparties sur 149 joints
7 présentait une pression de rupture prévue inférieure à 125 % de la PSM, comme l'illustre la
8 Figure 4.34. Sur ces 184 anomalies, 172 ont, par la suite, été excavées. La pression de rupture
9 prévue la plus faible de ces anomalies rapportées était de 663 psi, ce qui équivaut à 86,3 % de la
10 PSM approuvée par l'ONÉ ou à 212 % de la pression d'exploitation réduite actuelle. La grande
11 majorité des anomalies restantes (82 %) dans la conduite présentait des pressions de rupture
12 prévues supérieures à 140 % de la PSM approuvée par l'ONÉ. Enbridge inspecte en ce moment
13 la canalisation 9B entre le PNE et le TM, et ces éléments seront réévalués selon les nouvelles
14 données d'inspection.



15
16

Note : les dimensions des anomalies rapportées utilisées pour le calcul de la pression de rupture prévue sont : longueur totale de l'anomalie rapportée et limite supérieure de la classe de profondeur de l'anomalie rapportée.

Figure 4.34 – Pression de rupture prévue, toutes les anomalies rapportées (du PNW au TM)

4.3.4 Évaluation statistique du programme d'excavation

La sélection globale des anomalies pour excavation a été évaluée afin de s'assurer qu'une quantité suffisante d'anomalies dans chaque catégorie soit investiguée. La taille de l'échantillon cible est définie à l'aide d'un calcul de proportion pour déterminer le nombre minimal d'anomalies nécessaires pour assurer un coefficient de confiance minimum à 80 % que les anomalies sélectionnées représenteront la population entière d'anomalies.

Enbridge considère que 80 % représentent un échantillon statistiquement significatif. Pour déterminer la taille de l'échantillon, la limite sur erreur (« B » dans la formule ci-dessous) est fixée à 10 %, soit la valeur par défaut généralement utilisée 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 d'excavations
 N = population d'un type d'anomalie relevée par l'inspection interne
 p = proportion du type d'anomalie dans l'ensemble la population d'anomalies
 B = limite sur l'erreur
 z = valeur « z » correspondant à l'intervalle de confiance choisi

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

- **Du TM au PC** – Le programme d'excavation actuel a atteint un coefficient de confiance de 99 % pour les anomalies rapportées associées à des fissures, à des zones de fissuration et à des pertes de métal. De plus, un coefficient de confiance de 90 % a été atteint pour les anomalies associées à des entailles.
- **Du PC au PH** – Le programme d'excavation actuel a atteint un coefficient de confiance de 99 % pour les anomalies rapportées associées à des fissures, à des zones de fissuration et à des pertes de métal. De plus, un coefficient de confiance de 90 % a été atteint pour les anomalies rapportées associées à des entailles.
- **Du PH au PNW** – Le programme d'excavation actuel a atteint un coefficient de confiance de 99 % pour les anomalies rapportées associées à des fissures et à des zones de fissuration. De plus, un coefficient de confiance de 85 % et de 90 % a été atteint, respectivement, pour les anomalies rapportées associées à des entailles et à des pertes de métal.

1 Ainsi, les graphiques de corrélation basés sur les données recueillies sur le terrain dont il est
2 question à la Section 4.3.7 reposent sur un nombre statistiquement représentatif d'anomalies.

3 **4.3.5 Résultats du programme d'excavation des fissures**

4 Le programme d'excavation repose sur les résultats de trois inspections effectuées à l'aide de
5 l'outil d'inspection interne entre le PNW et le TM, réalisées entre 2006 et 2009. Enbridge a
6 effectué un total de 182 excavations, visant 1 042 anomalies rapportées pendant toute la durée du
7 programme d'excavation de quatre ans. Entre 2010 et 2011, il y a eu 52 excavations
8 supplémentaires.

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

11 **Du TM au PC**

12 Sur les 360 anomalies rapportées excavées dans ce tronçon :

- 13 • 268 se sont avérées être des réseaux de FCC. Le réseau de FCC le plus grave relevé sur le
14 terrain présente une pression de rupture prévue de 783 psi, soit 145 % de la PSM
15 approuvée par l'ONÉ, ou 301 % de la pression d'exploitation réduite actuelle; la pression
16 de rupture prévue par l'outil d'inspection pour ce réseau de FCC était de 774 psi, soit
17 144 % de la PSM approuvée par l'ONÉ, ou 297 % de la pression d'exploitation réduite
18 actuelle. Le réseau de FCC le plus profond correspondant à une anomalie rapportée par
19 l'outil d'inspection et relevée sur le terrain avait une profondeur 1,6 mm (25 % de
20 l'épaisseur de paroi); la profondeur déclarée par l'outil d'inspection était de 0,8 mm
21 (12,5 % de l'épaisseur de paroi).
- 22 • 145 se sont avérées être des anomalies associées à des fissures, dont 56 étaient aussi
23 associées à de la FCC. La fissure la plus importante trouvée sur le terrain avait une
24 pression de rupture prévue de 687 psi, soit 129 % de la PSM approuvée par l'ONÉ, ou
25 264 % de la pression d'exploitation réduite actuelle; la pression de rupture prévue par
26 l'outil d'inspection pour cette fissure était de 649 psi, soit 121 % de la PMS approuvée
27 par l'ONÉ ou 250 % de la pression d'exploitation réduite actuelle. Cette anomalie était
28 également la plus profonde découverte sur le terrain : la profondeur rapportée par l'outil
29 d'inspection était de 25 à 40 % de l'épaisseur de la paroi et celle relevée sur le terrain, de
30 35 %.
- 31 • 43 anomalies non rapportées dont la longueur et la profondeur dépassaient le seuil de détection de
32 l'outil d'inspection ont été relevées sur le terrain et classées comme éléments faux négatifs. La
33 section 4.3.5.1 ci-dessous traite plus en détails des éléments faux négatifs.

34 **Du PC au PH**

35 Sur les 492 anomalies rapportées excavées dans ce tronçon :

- 36 • 304 se sont avérées être des réseaux de FCC. Le réseau de FCC le plus grave relevé sur le
37 terrain présentait une pression de rupture prévue de 818 psi, soit 120 % de la PSM
38 approuvée par l'ONÉ, ou 262 % de la pression d'exploitation réduite actuelle; la pression
39 de rupture prévue par l'outil d'inspection pour ce réseau de FCC était de 92 psi, soit
40 136 % de la PSM approuvée par l'ONÉ, ou 297 % de la pression d'exploitation réduite

1 actuelle. Le réseau de FCC le plus profond correspondant à une anomalie déclarée par
2 l'outil et relevée sur le terrain avait une profondeur de 2 mm (31 % de l'épaisseur de
3 paroi); la profondeur déclarée par l'outil d'inspection pour ce réseau de FCC était de 12,5
4 à 25 % de l'épaisseur de paroi.

- 5 • 149 se sont avérées être des anomalies associées à des fissures, dont 3 étaient aussi
6 associées à de la FCC. La fissure la plus grave découverte sur le terrain avait une
7 pression de rupture prévue de 745 psi, soit 113 % de la PSM approuvée par l'ONÉ, ou
8 239 % de la pression d'exploitation réduite actuelle; la pression de rupture prévue par
9 l'outil d'inspection pour cette fissure était de 742,5 psi, soit 113 % de la PSM approuvée
10 par l'ONÉ, ou 238 % de la pression d'exploitation réduite actuelle. Cette fissure s'est
11 révélée d'une profondeur d'environ 43 % sur le terrain et alors que l'outil d'inspection
12 interne avait détecté une profondeur de plus de 40 %.
- 13 • 113 anomalies non rapportées par l'outil d'inspection dont la longueur et la profondeur
14 dépassaient le seuil de détection de l'outil ont été relevées sur le terrain et classées dans
15 les éléments faux négatifs. La Section 4.3.5.1 ci-dessous traite plus en détail des éléments
16 faux négatifs.

17 **Du PH au PNW**

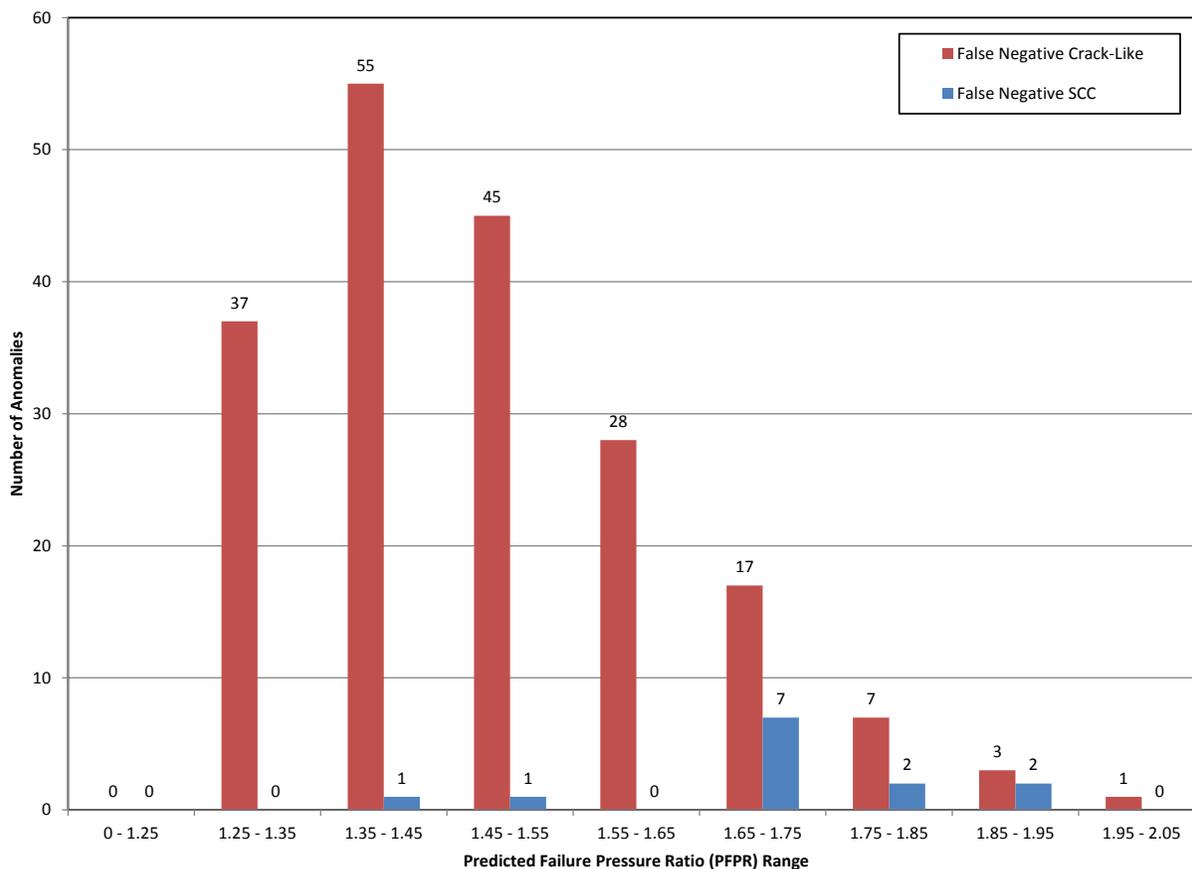
18 Sur les 190 anomalies rapportées excavées dans ce tronçon :

- 19 • 99 se sont avérées être des réseaux de FCC. Le réseau de FCC le plus imposant trouvé sur
20 le terrain avait une pression de rupture prévue de 786 psi, soit 118 % de la PMS
21 approuvée par l'ONÉ, ou 197 % de la pression d'exploitation réduite actuelle; la pression
22 de rupture prévue par l'outil d'inspection pour le réseau de FCC était de 761 psi, soit
23 114 % de la PMS approuvée par l'ONÉ, ou 191 % de la pression d'exploitation réduite
24 actuelle. Le réseau de FCC le plus profond correspondant à une anomalie déclarée par
25 l'outil d'inspection et relevée sur le terrain avait une profondeur de 2,2 mm (35 % de
26 l'épaisseur de paroi); la profondeur rapportée par l'outil d'inspection pour ce réseau de
27 FCC était de 1,6 mm (25 % de l'épaisseur de paroi).
- 28 • 78 se sont avérés être des anomalies associées à des fissures. La fissure la plus importante
29 trouvée sur le terrain avait une pression de rupture prévue de 764 psi, soit 112 % de la
30 PMS approuvée par l'ONÉ, ou 192 % de la pression d'exploitation réduite actuelle; la
31 pression de rupture prévue par l'outil d'inspection était de 843 psi, soit 124 % de la PMS
32 approuvée par l'ONÉ, ou 212 % de la pression d'exploitation réduite actuelle. La fissure
33 la plus profonde correspondant à une anomalie rapportée par l'outil d'inspection et
34 relevée sur le terrain avait une profondeur de 2,4 mm (37 % de l'épaisseur de paroi); la
35 profondeur rapportée par l'outil d'inspection pour cette anomalie était de 2,6 mm (40 %
36 de l'épaisseur de paroi).
- 37 • 50 anomalies non rapportées par l'outil d'inspection dont la longueur et la profondeur
38 dépassaient le seuil de détection de l'outil ont été relevées sur le terrain et classées
39 comme éléments faux négatifs. La section 4.3.5.1 ci-dessous traite plus en détail des
40 éléments faux négatifs.

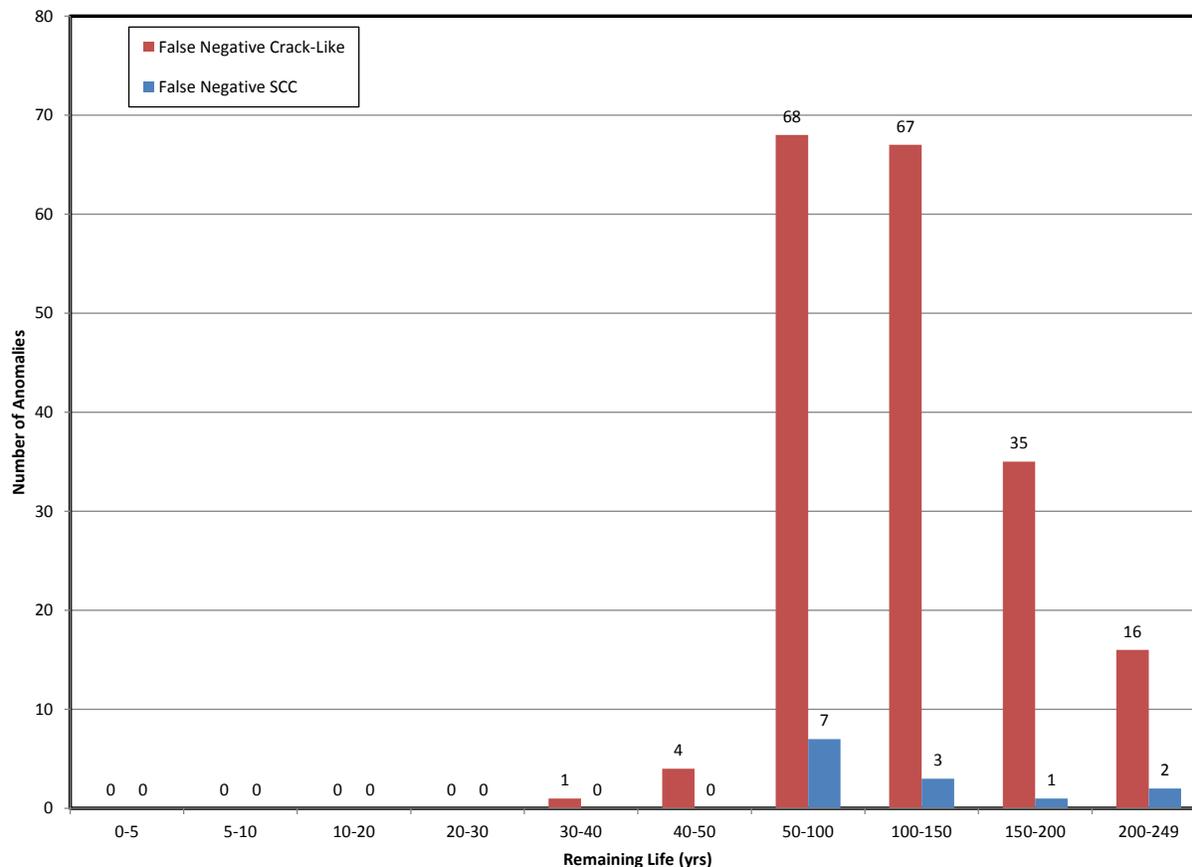
1 **4.3.5.1 Éléments faux négatifs**

2 Comme il est mentionné dans la section précédente, 206 anomalies non déclarées (193 anomalies
3 associées à des fissures et 13 à des réseaux de FCC) dont la longueur et la profondeur sur le
4 terrain dépassaient le seuil de détection de l’outil ont été trouvées et classées comme éléments
5 faux négatifs. Selon la spécification de l’outil d’inspection, pour qu’une anomalie soit classée
6 comme un faux négatif, il doit avoir une profondeur de 1 mm sur une pleine longueur de 60 mm.

7 La Figure 4.35 montre que la pression de rupture prévue la plus basse des 193 éléments faux
8 négatifs associés à des fissures correspond à 125 % de la PMS approuvée par l’ONÉ, tandis que
9 la plus courte durée de vie restante de ces 193 éléments est de 36 ans (voir la Figure 4.36 et le
10 Tableau 4-10). Ainsi, en se basant sur ces informations, les anomalies associées à des fissure qui
11 ne sont pas détectés par l’outil de détection des fissures peuvent être gérés grâce à des
12 améliorations au niveau de la technique d’inspection interne, à des inspections internes
13 ultérieures et à la remise en état du pipeline, et ils ne constituent pas une menace immédiate à
14 l’intégrité du pipeline.



15 **Figure 4.35 – Ratio de distribution de la pression de rupture prévue**
16 **(éléments faux négatifs détectés sur le terrain)**



Note : Les dimensions présumées des éléments faux négatifs utilisés dans le calcul de la pression de rupture prévue sont les suivantes : a) Fissures : longueur totale mesurée sur le terrain de la fissure et profondeur mesurée sur le terrain
b) FCC : longueur inter-reliée mesurée sur le terrain de la zone de FCC, si disponible; ou longueur totale mesurée sur le terrain de la zone de FCC et profondeur mesurée sur le terrain.

Figure 4.36 – Durée de vie restante calculée des éléments faux négatifs

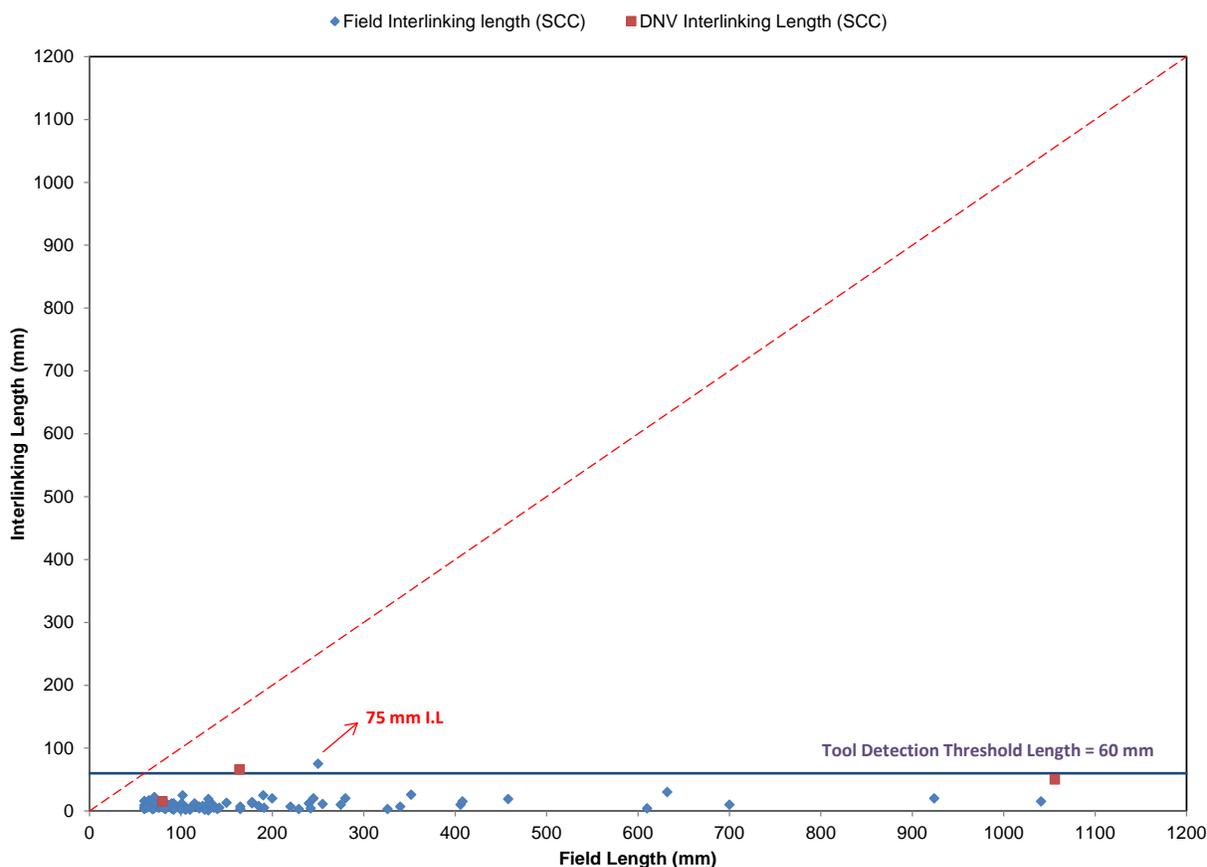
Tableau 4-10 - Faux négatifs
Anomalies associées à des fissures ayant une durée de vie restante calculée inférieure à 50 ans

Section	Approx. MP of feature (miles)	GIRTH WELD	RELATIVE POSITION	RADIAL POSITION	WT (in)	Flaw Length (mm)	Flaw Depth (% WT)	Predicted Failure Pressure (psi)	Predicted Failure Pressure (% MOP)	Remaining Life (years)
CD-ML	477.79	56930	aw	e	0.25	800	26%	784	148%	36.0
CD-ML	481.09	52350	aw	e	0.25	1070	23%	823	156%	47.1
CD-ML	477.79	56930	aw	e	0.25	330	24%	837	158%	47.7
CD-ML	477.79	56930	aw	e	0.25	500	23%	836	158%	49.1
HL-CD	374.67	20170	aw	e	0.25	175	31%	831	126%	49.3

Afin de savoir si un réseau de FCC non rapporté dépasse le seuil de détection de l’outil d’inspection, Enbridge utilise généralement la plus grande longueur continue de fissuration (longueur interreliée) dans le réseau, au lieu de la longueur totale du réseau de FCC mesurée sur le terrain. Cette longueur interreliée fournit une évaluation plus exacte de la gravité réelle de la

1 fissuration dans le réseau de FCC, étant donné que la fissuration n'est pas nécessairement
2 continue sur toute la longueur.

3 Tel qu'il est illustré à la Figure 4.37, la longueur interreliée mesurée sur le terrain est
4 significativement plus courte que la longueur totale du réseau de FCC mesurée sur le terrain. Au
5 total, 87 réseaux de FCC non déclarées représentées à la Figure 4.37, pourraient, selon leur
6 longueur totale mesurée sur le terrain, être considérées comme des éléments faux négatifs, mais
7 seulement deux de ces réseaux de FCC devraient être classés comme des éléments faux négatifs
8 en fonction des longueurs interreliées mesurées sur le terrain. Parmi les autres réseaux de FCC
9 non déclarés, 11 réseaux pour lesquelles on ne disposait pas des longueurs interreliées mesurées
10 sur le terrain affichaient une longueur totale dépassant le seuil de détection de l'outil. De façon
11 conservatrice, ces 11 réseaux de FCC ont également été classés comme éléments faux négatifs.
12 Tel que montré sur la Figure 4.35, la pression de rupture la plus basse associée à un de ces
13 éléments de FCC faux négatifs correspond à 140 % de la PMS approuvée par l'ONÉ, tandis
14 que la plus courte durée de vie restante associée à un de ces 13 éléments est de 69 ans, tel
15 qu'indiqué dans le Tableau 4-10. Ainsi, en se basant sur ces informations, les anomalies
16 associées à des zones de FCC non déclarées par l'outil de d'inspection des fissures peuvent être
17 gérées grâce à des améliorations du système d'inspection interne, à des inspections internes
18 ultérieures et à la remise en état du pipeline, et ne constituent pas une menace immédiate à
19 l'intégrité du pipeline.



1 **Figure 4.37 – Longueur totale mesurée sur le terrain par rapport à l'indication la plus**
2 **longue (ou longueur interreliée la plus longue vérifiée par DNV) pour les éléments de FCC**
3 **non rapportés**

4 **Tableau 4-11 – Faux négatifs**
5 **Anomalies de type FCC ayant une durée de vie restante calculée de < 100 ans**

Section	Approx. MP of feature (miles)	GIRTH WELD	RELATIVE POSITION	RADIAL POSITION	WT (in)	Flaw Length (mm)	Flaw Depth (% WT)	Predicted Failure Pressure (psi)	Predicted Failure Pressure (% MOP)	Remaining Life (years)
CD-ML	481.28	52080	aw	e	0.25	280	19%	882	166%	69.4
CD-ML	459.06	83420	aw	e	0.25	665	17%	887	167%	75.1
CD-ML	463.99	76480	aw	e	0.25	235	18%	905	168%	80.6
CD-ML	481.03	52430	bm	e	0.25	160	20%	894	169%	80.8
CD-ML	463.99	76480	aw	e	0.25	340	16%	902	168%	82.2
CD-ML	494.03	34150	aw	e	0.25	204	16%	933	181%	87.7
CD-ML	463.99	76480	bm	e	0.25	210	16%	923	172%	97.7

6 **4.3.6 PDD et probabilité de calibrage (« PDC »)**

7 Le seuil de détection minimal de l'outil de détection des fissures UltraScan^{MC} de GE, comme l'a
8 mentionné GE lors des 3 campagnes d'inspection menées entre 2004 et 2006 sur la
9 canalisation 9B, est une profondeur de ≥ 1 mm (0,039 pouce) et d'une longueur ≥ 60 mm.

10 Une anomalie répondant précisément à cette exigence du seuil de détection minimal aurait dans
11 la canalisation 9B une pression de rupture prévue entre 1001 psi et 2050 psi, selon l'épaisseur de
12 paroi de la conduite. Ce résultat se compare avantageusement tant à la pression d'exploitation
13 actuelle en écoulement réduit (260 à 398 psi) qu'à la pression maximale de service approuvée
14 par l'ONÉ (362 à 876 psi).

15 Enbridge a évalué la PDD pour les anomalies associées à des fissures, à des entailles et à des
16 zones de fissure. La capacité démontrée de l'outil de d'inspection interne à détecter et identifier
17 les menaces de fissures est évaluée à l'aide de la relation suivante :

$$PDD = \frac{n_{dec}}{n_{dec} + n_{n-d}}$$

n_{dec} = nombre d'anomalies déclarées
 n_{n-d} = nombre d'éléments faux négatifs qui dépassent le seuil de détection de l'outil d'inspection

18 Dans le cas où l'examen non destructif (« END ») sur le terrain a identifié une anomalie non
19 détectée qui aurait dû être détectée par l'outil d'inspection interne, cette faille est identifiée
20 comme une valeur aberrante et entraîne une investigation plus approfondie sur le terrain au
21 moyen d'un examen non destructif et en faisant appel au fournisseur de l'inspection interne. De

1 plus, la valeur aberrante est identifiée comme un faux négatif dans la tendance et est incluse dans
2 la détermination de l'intervalle d'inspection.

3 Les valeurs de la PDD calculées pour les anomalies associées à des fissures, à des entailles et à
4 des zones de fissures sont présentées dans les Tableaux 4.12 à 4.14 et résumées ci-dessous.

- 5 • Du TM au PC : La PDD est de 84 % pour les anomalies associées à la fois à des fissures et
6 à des entailles, alors qu'elle est de 81 % pour les anomalies associées à des zones de
7 fissures.
- 8 • Du PC au PH : La PDD est de 52 % pour les anomalies associées à la fois à des fissures à
9 des entailles alors qu'elle est de 94 % pour les anomalies associées à des zones de
10 fissures.
- 11 • Du PH au PNW : La PDD est de 57 % pour les anomalies associées à la fois à des fissures
12 et à des entailles alors qu'elle est de 92 % pour les anomalies associées à des zones de
13 fissures.

14 La faible PDD peut être attribuée aux faux négatifs observés sur le terrain. Ces faux négatifs,
15 présentés à la section 4.3.5.1, ne constituent pas une menace immédiate à l'intégrité de la
16 canalisation 9B, en particulier à la pression d'exploitation réduite actuelle.

17 Enbridge ne se sert pas de ces résultats conservateurs comme justification pour ne pas atténuer
18 les risques liés aux anomalies qui ne répondent pas aux critères d'aptitude fonctionnelle. Pour
19 tenir compte de ce biais en faveur de l'étalonnage de l'inspection interne des fissures, Enbridge
20 calcule la PDC en tenant compte du nombre d'anomalies détectées qui dépassent l'intervalle de
21 profondeur rapporté dans la liste d'inspection interne de fissures, selon l'équation présentée ci-
22 dessous. Les résultats de la PDC ne sont pas utilisés pour ajuster les calculs d'aptitude
23 fonctionnelle. Enbridge travaille plutôt avec le fournisseur de l'inspection interne pour qu'il
24 étalonne tous les éléments détectés. Par conséquent, Enbridge calcule la PDC en fonction du
25 nombre d'éléments détectés qui dépassent l'intervalle de la profondeur rapporté, selon l'équation
26 ci-dessous.

$$27 \quad PDD = \frac{n_{dec}}{n_{dec} + n_{n-d}} \quad PDC = \frac{\text{Nombre} \cdot d' \text{ anomalies} \cdot \text{liées} \cdot d' \text{ une} \cdot \text{ profondeur} \cdot \text{ inférieure} \cdot \text{ à} \cdot X}{\text{Nombre} \cdot \text{ total} \cdot d' \text{ anomalies} \cdot \text{ liées}}$$

28 **Note :** Seuls les anomalies dont les profondeurs ont été confirmées par meulage ont servi au
29 calcul de la PDC ci-dessus. Le profil de meulage est considéré comme plus précis que les
30 méthodes d'END par ultrasons dans l'évaluation de la profondeur des anomalies et des pressions
31 de rupture qui leurs sont associées..

32 Enbridge calcule actuellement la PDC de deux façons : premièrement, en assignant la valeur X à
33 la limite supérieure des intervalles de profondeur rapportés et, deuxièmement, en utilisant la
34 limite supérieure des intervalles de profondeur rapportés plus une fois tolérance de l'outil
35 d'inspection. Ces limites sont représentées respectivement dans les Tableaux 4-12 à 4-14 comme
36 suit : « PDC basée sur l'unité » et « PDC basée sur une fois la tolérance de l'outil
37 d'inspection ». Enbridge utilise actuellement au moins une tolérance d'outil dans le cadre de son
38 programme de sélection d'inspection interne de fissures et pour la détermination des intervalles
39 de réévaluation d'inspection interne de fissures. À ce titre, cette valeur est représentative du
40 processus de gestion de l'intégrité actuellement suivi par Enbridge. (Note : Au moment où ces
41 trois inspections ont été achevées, Enbridge n'avait pas encore mis en œuvre la pratique actuelle

d'ajouter une fois la tolérance de l'outil d'inspection à l'intervalle de profondeur rapporté; néanmoins les valeurs de la PDC fondées sur cette approche sont fournies à titre comparatif.)

Tableau 4-12 – PDC et identification (du TM au PC) basées sur les données de 2004 de l'outil de détection des fissures UltraScan^{MC} de GE et sur les données de terrain correspondantes

		ILI Reported Feature							
		CL	NL	CF	ML	GEO	IL	ND	False Negative*
Field NDE Reported Flaw	SCC	37	33	28	225	0	0	1	10
	crack	50	45	16	98	0	0	1	33
	dent	0	0	0	0	0	0	0	0
	inclusion	0	0	0	0	0	3	0	0
	metal loss	4	0	0	0	0	0	0	0
	geometric reflector	0	0	0	0	1	0	0	0
	False Positive	0	0	0	1	0	0	0	0
	Total	91	78	44	324	1	3	2	43
	POD	73%	100%	81%	N/A	N/A	N/A	N/A	
	POI	55%	N/A	64%	N/A				
POS based on Unity	100%	80%	81%						
POS based on +1 Tool Tolerance	100%	92%	100%						

*exceeding crack In-Line Inspection reporting threshold for length and depth

Tableau 4-13 – PDC et identification (du PC au PH) basées sur les données de 2006 de l'outil de détection des fissures UltraScan^{MC} de GE et sur les données de terrain correspondantes

		ILI Reported Feature							
		CL	NL	CF	ML	GEO	IL	ND	False Negative*
Field NDE Reported Flaw	SCC	13	0	14	161	0	0	0	1
	crack	75	32	2	5	0	0	0	112
	dent	0	0	0	0	0	0	0	0
	inclusion	0	0	0	0	0	0	0	0
	metal loss	0	0	0	0	0	0	0	0
	geometric reflector	0	0	1	0	0	0	0	0
	False Positive	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	88	32	17	166	0	0	0	113
	POD	44%	100%	94%	N/A	N/A	N/A	N/A	
	POI	85%	N/A	82%	N/A				
POS based on Unity	69%	22%	65%						
POS based on +1 Tool Tolerance	81%	53%	94%						

*exceeding crack In-Line Inspection reporting threshold for length and depth

1
2
3

Tableau 4-14 – PDC et identification (du PH au PNW) basées sur les données de 2005 de l’outil de détection des fissures UltraScan^{MC} de GE et sur les données de terrain correspondantes

		ILI Reported Feature							
		CL	NL	CF	ML	GEO	IL	ND	False Negative*
Field NDE Reported Flaw	SCC	0	0	36	63	0	0	0	2
	crack	53	10	3	6	0	1	0	48
	dent	0	0	0	0	0	0	0	0
	inclusion	0	0	0	0	0	0	0	0
	metal loss	0	0	0	0	0	0	0	0
	geometric reflector	0	0	0	0	0	0	0	0
	False Positive	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	53	10	39	69	0	1	0	50
	POD	52%	100%	95%	N/A	N/A	N/A	N/A	
	POI	100%	N/A	92%	N/A				
POS based on Unity	74%	10%	51%						
POS based on +1 Tool Tolerance	89%	50%	64%						

*exceeding crack In-Line Inspection reporting threshold for length and depth

1 La PDC est calculée pour les anomalies associées à des fissures, à des entailles et à des zones de
2 fissuration, car la profondeur n'est pas mesurée pour les autres types d'anomalies. Les valeurs
3 calculées de la PDC pour les différents types d'anomalies sont résumées par tronçon ci-dessous.

4
5 • **Du TM au PC :**

- 6 ○ La PDC des anomalies associées à des fissures basée sur l'unité et +1 tolérance
7 de l'outil d'inspection est à 100 %.
- 8 ○ La PDC des anomalies associées à des entailles basée sur l'unité est à 80 % et la
9 PDC +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 92 %.
- 10 ○ La PDC des anomalies associées à des zones de fissuration basée sur l'unité est à
11 81 % et la PDC +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 100 %.

12 • **Du PC au PH :**

- 13 ○ La PDC des anomalies associées à des fissures basée sur l'unité est à 69 % et la
14 PDC +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 81 %.
- 15 ○ La PDC des anomalies associées à des entailles basée sur l'unité est à 22 % et la
16 PDC +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 53 %.
- 17 ○ La PDC des anomalies associées à des zones de fissuration basée sur l'unité est à
18 65 % et la PDC +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 94 %.

19 • **Du PH au PNW :**

- 20 ○ La PDC des anomalies associées à des fissures basée sur l'unité est à 74 % et la
21 PDC +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 89 %.
- 22 ○ La PDC des anomalies associées à des entailles basée sur l'unité est à 10 % et la PDC
23 +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 50 %.
- 24 ○ La PDC des anomalies associées à des zones de fissuration basée sur l'unité est à
25 51 % et la PDC +1 tolérance de l'outil d'inspection est à 64 %.

26 Les incertitudes liées à la capacité d'évaluation de la profondeur de l'outil d'inspection ont
27 été incorporées dans les évaluations de durée de vie restante dont il est question à la
28 section 4.3.8.

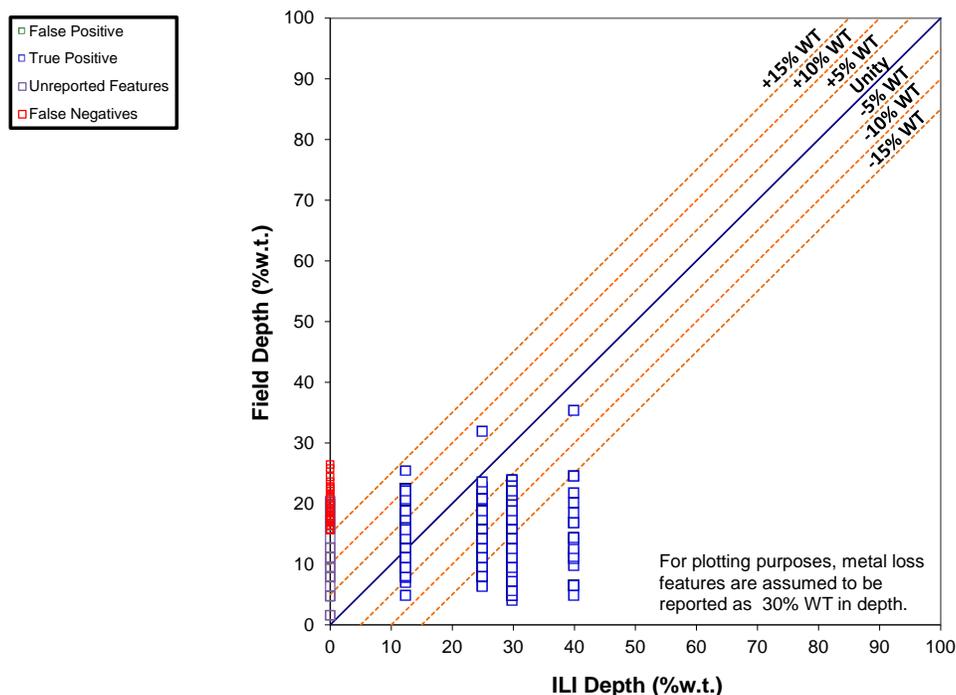
29 **4.3.7 Analyse comparative de l'outil d'inspection et des mesures prises lors des**
30 **excavations au niveau de la profondeur et la pression de rupture prévue**

31 Une variété de méthodes d'analyses comparatives outil d'inspection vs mesures de l'excavation a
32 été utilisée pour évaluer la précision des données obtenues lors des inspections internes pour
33 détecter des fissures en 2004, 2005 et 2006, entre le PNW et le TM. Les analyses se concentrent
34 sur la quantification des performances de l'outil d'inspection en ce qui concerne l'exactitude des
35 mesures de la profondeur et de l'évaluation de l'aptitude fonctionnelle reliées aux anomalies

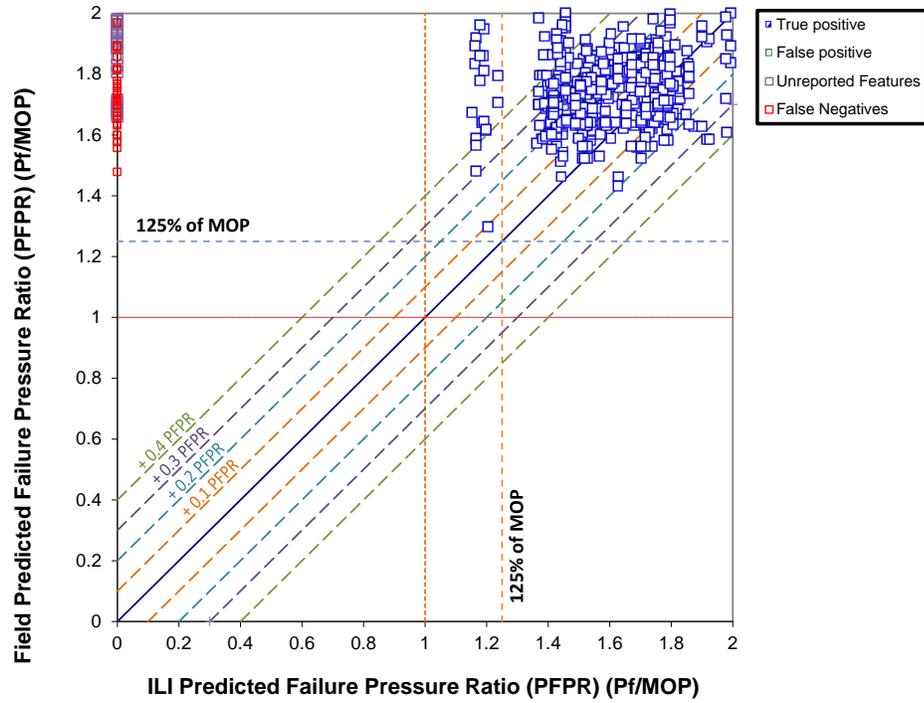
1 détectées. Une discussion sur les principaux résultats associés aux différentes analyses menées
2 est fournie ci-dessous.

3 Graphiques de corrélation

4 Les Figures 4.38 à 4.43 comparent les dimensions rapportées par l’outil d’inspection (profondeur
5 et aptitude fonctionnelle) avec les dimensions correspondantes mesurées sur le terrain pour les
6 éléments détectés par l’outil qui ont été excavés. Ces graphiques de corrélation g montrent des
7 diagonales où les données figureraient si les données sur le terrain et celles de l’inspection
8 interne concordaient exactement. Les résultats conservateurs pour les graphiques de comparaison
9 de profondeur se situent sous de la diagonale, tandis qu’ils se situent au-dessus de celle-ci dans le
10 cas des graphiques d’aptitude fonctionnelle.

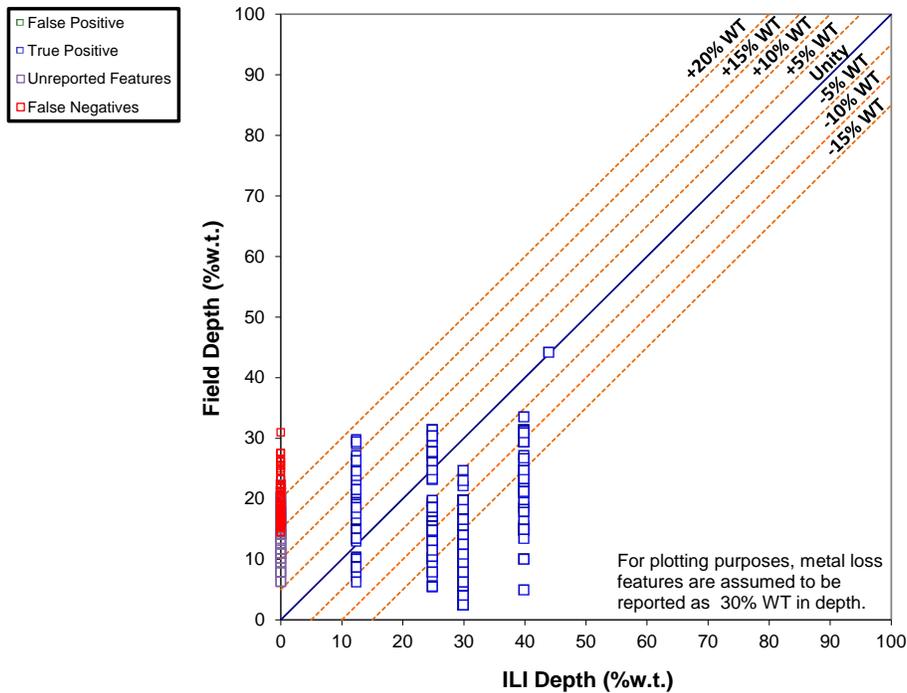


11 **Figure 4.38 – Graphique de corrélation de la profondeur basé sur la DFUS de 2004 (du TM**
12 **au PC))**



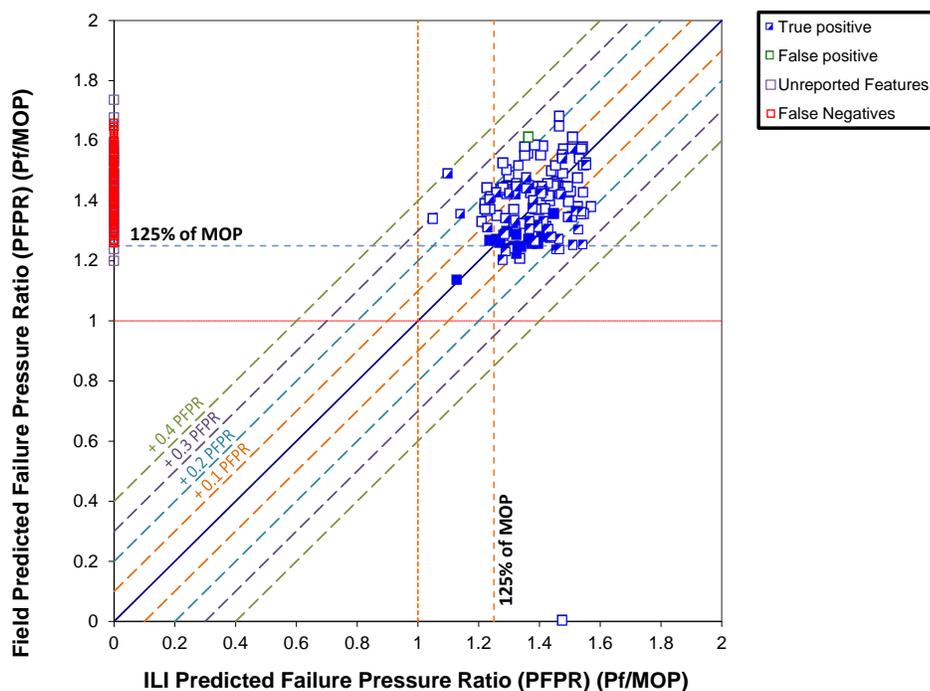
1
2

Figure 4.39 – Graphique de corrélation sur l’aptitude fonctionnelle basé sur la DFUS de 2004 (du TM au PC)

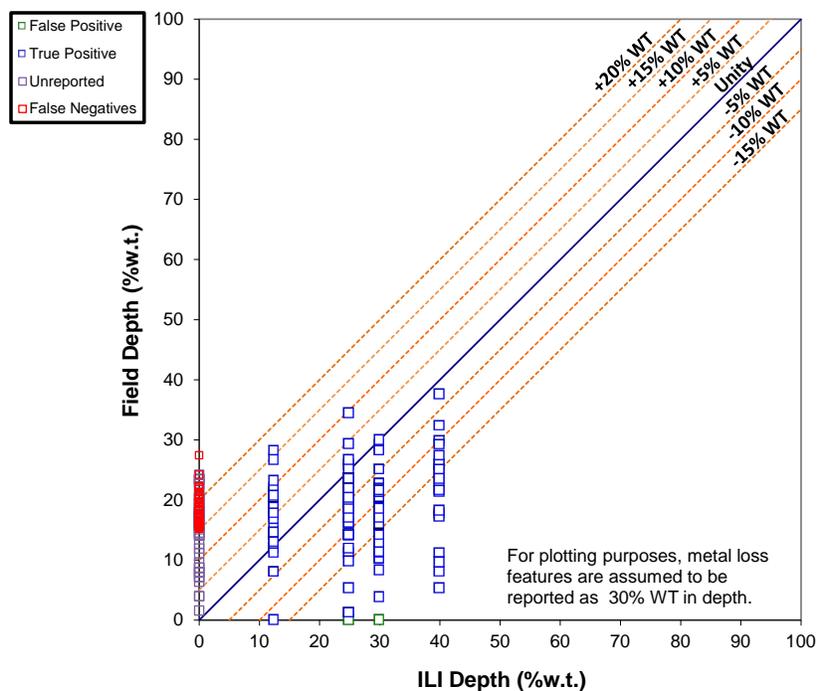


3
4

Figure 4.40 – Graphique de corrélation de la profondeur basé sur la DFUS de 2006 (du PC au PH)



1 **Figure 4.41 – Graphique de corrélation sur l’aptitude fonctionnelle basé sur la DFUS de**
2 **2006 (du PC au PH)**



3 **Figure 4.42 – Graphique de corrélation de la profondeur basé sur la DFUS de 2005 (du PH**
4 **au PNW)**

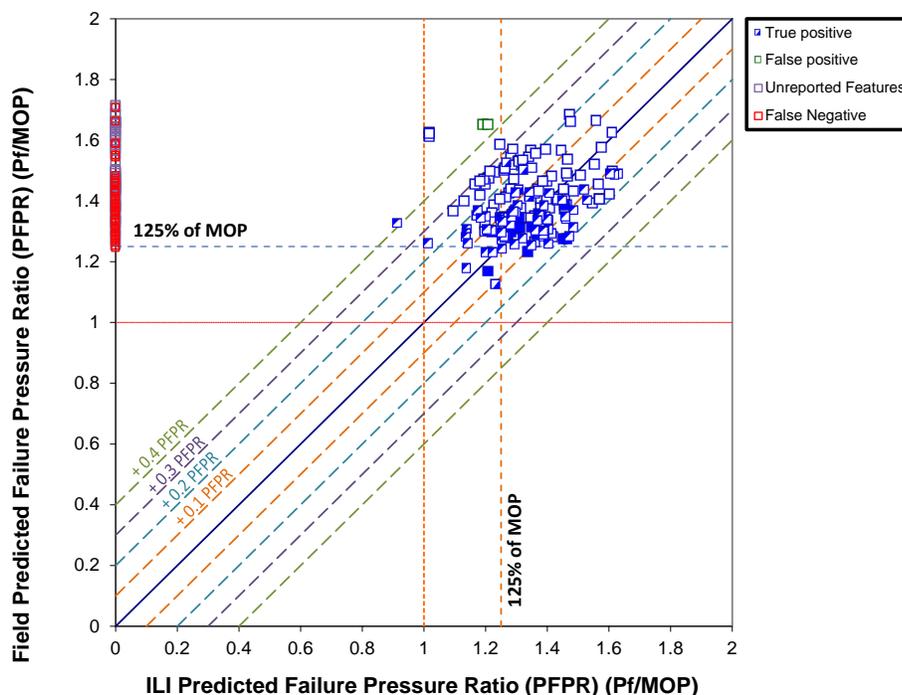


Figure 4.43 – Graphique de corrélation sur l’aptitude fonctionnelle basé sur la DFUS de 2005 (du PH au PNW)

Les données sont considérées comme suffisamment précises si les profondeurs mesurées sur le terrain correspondent à $\pm 5\%$ de l’épaisseur de la paroi de la conduite selon les profondeurs mesurées par l’outil d’inspection (Figures 4.38, 4.40 et 4.42), et si le taux de la pression de rupture prévue (« RPRP ») sur le terrain correspond à $\pm 0,1$ du ratio de la pression de rupture obtenu avec les mesures de l’outil d’inspection (Figures 4.39, 4.41 et 4.43). Les valeurs aberrantes non conservatrices sont étudiées afin de déterminer leur cause potentielle. Une rétroaction est fournie au fournisseur de l’inspection interne pour lui permettre d’ajuster la calibration de l’outil d’inspection immédiatement ou dans l’avenir.

Comme l’illustrent les figures 4.38, 4.40 et 4.42, la DFUS n’évalue pas précisément les anomalies dont la profondeur détectée est inférieure à $12,5\%$ de l’épaisseur de la paroi de la conduite. Ceci est en accord avec l’expérience d’Enbridge et de l’industrie. Ces difficultés sont prévisibles, car cette profondeur est inférieure au seuil de détection de l’outil d’inspection. Cependant, l’outil de détection des fissures UltraScan^{MC} de GE a pu évaluer avec précision ou d’une façon conservatrice les anomalies dont la profondeur détectée était de plus de $12,5\%$ de l’épaisseur de la paroi de la conduite, ce qui correspond en fait aux anomalies qui dépassent le seuil de détection de l’outil, comme l’indique le résumé ci-dessous.

• **Du TM au PC :**

- **De $12,5\%$ à 25% d’intervalle de profondeur :** 99 % des profondeurs mesurées sur le terrain sont à l’intérieur de 5% des profondeurs mesurées par l’outil
- **De 25% à 40% d’intervalle de profondeur :** 100 % des profondeurs mesurées sur le terrain sont à l’intérieur de 5% des profondeurs mesurées par l’outil

• **Du PC au PH :**

- 1 ○ **De 12.5 % à 25 % d'intervalle de profondeur** : 93 % des profondeurs mesurées
- 2 sur le terrain sont à l'intérieur de 5 % des profondeurs mesurées par l'outil
- 3 ○ **De 25 % à 40 % d'intervalle de profondeur** : 100 % des profondeurs mesurées
- 4 sur le terrain sont à l'intérieur de 5 % des profondeurs mesurées par l'outil
- 5 • **Du PH au PNW**
- 6 ○ **De 12.5 % à 25 % d'intervalle de profondeur** : 98 % des profondeurs mesurées
- 7 sur le terrain sont à l'intérieur de 5 % des profondeurs mesurées par l'outil
- 8 ○ **De 25 % à 40 % d'intervalle de profondeur** : 100 % des profondeurs mesurées
- 9 sur le sont à l'intérieur de 5 % des profondeurs mesurées par l'outil

10 Les Figures 4.39, 4.41 et 4.43 illustrent qu'il existe une dispersion considérable dans les ratios de
11 la pression de rupture prévus sur le terrain par rapport aux ratios de la pression de rupture prévus
12 par l'outil d'inspection.. Une partie de cette dispersion peut être attribuée à la manière dont
13 l'entrepreneur en END a mesuré et enregistré les longueurs des éléments détectés sur le terrain.
14 Suite à l'achèvement des programmes d'excavations sur ces trois tronçons de la canalisation 9B,
15 Enbridge a développé et mis en œuvre des exigences détaillées au niveau de la façon de
16 rapporter les résultats d'inspection que les entrepreneurs en END sur le terrain doivent respecter
17 lorsqu'ils enregistrent des mesures d'anomalies détectées sur le terrain. Ces exigences ont permis
18 de réduire la dispersion dans les corrélations entre les données du terrain et celles de l'outil
19 d'inspection au niveau des ratios de pression de rupture prévus.

20 Toutefois, indépendamment de la façon dont l'entrepreneur en END sur le terrain a
21 précédemment mesuré et enregistré les longueurs des anomalies détectées, la pression de rupture
22 prévue la plus basse pour une anomalie mesurée sur le terrain correspondant à une anomalie dont
23 la pression de rupture prévue par l'outil d'inspection était supérieure à 125 % de la PMS était de
24 120 % de la PMS. Cet élément en particulier aurait eu une durée de vie restante prévue de 51 ans
25 s'il n'avait pas été réparé par Enbridge par la suite.

26 Bien que l'outil de détection de fissures UltraScan^{MC} de GM n'a pas fourni de profondeur pour
27 les anomalies associées à des pertes de métal, les Figures 4.38, 4.40 et 4.42 montrent que les
28 profondeurs correspondant à ces éléments mesurés sur le terrain varient de 2 % à 30 % de
29 l'épaisseur de la paroi de la conduite.

30 **4.3.8 Évaluation déterministe de la durée de vie restante selon les données d'inspection** 31 **interne de détection de fissures de 2004 et 2005 et 2006**

32 Enbridge a engagé Det Norske Veritas Ltée (Canada) [« DNV »] en 2012 pour entreprendre une
33 évaluation de la durée de vie restante basée sur les 4 105 anomalies non excavées et associées à
34 des fissures identifiées entre le PNW et le TM, selon les données des inspections internes de
35 2004, 2005 et 2006 à des fins d'inclusion à la présente ET. L'évaluation de la durée de vie
36 restante examine la croissance des fissures à la fois sur le plan de la fatigue et sur celui de la
37 FCC. Afin d'établir la durée de vie restante actuelle de manière prudente pour chaque anomalie
38 rapportée par l'outil ajusté, la durée plus petite de vie calculée entre celle de la fatigue et celle de
39 la FCC a été retenue.

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

4.3.8.1 Dimensions initiales et finales des éléments non excavés mesurés par un outil

Les résultats des corrélations de profondeurs entre les mesures relevées lors des inspections internes et les mesures réalisées lors d'excavations sur le terrain en 2004, 2005 et 2006, comme il est indiqué à la section 4.3.5, ont été utilisées pour déterminer le niveau approprié d'ajustements devant être apportés à la profondeur rapportée de chaque anomalie. Il a été déterminé que les ajustements suivants à la limite supérieure de l'intervalle de profondeur, présentés tronçon par tronçon, doivent être apportés afin de s'assurer que l'évaluation de la durée de vie restante reste conservatrice.

- **Du PH au PNW**

- **<12,5 % d'intervalle de profondeur** : +20 % d'épaisseur de la paroi
- **De 12,5 % à 25 % d'intervalle de profondeur** : +10 % d'épaisseur de la paroi
- **De 25 % à 40 % d'intervalle de profondeur** : +5 % d'épaisseur de la paroi (bien que toutes les données du terrain soient sous la ligne 1:1, cette valeur a été sélectionnée pour avoir une approche conservatrice)

- **Du PC au PH :**

- **<12,5 % d'intervalle de profondeur** : +20 % d'épaisseur de la paroi
- **De 12,5 % à 25 % d'intervalle de profondeur** : +10 % d'épaisseur de la paroi
- **De 25 % à 40 % d'intervalle de profondeur** : +5 % d'épaisseur de la paroi (bien que toutes les données du terrain soient sous la ligne 1:1, cette valeur a été sélectionnée pour avoir une approche conservatrice)

- **Du TM au PC :**

- **<12,5 % d'intervalle de profondeur** : +20 % d'épaisseur de la paroi (bien qu'un ajustement de +15 % basé sur les données du terrain soit approprié)
- **De 12,5 % à 25 % d'intervalle de profondeur** : +10 % d'épaisseur de la paroi
- **De 25 % à 40 % d'intervalle de profondeur** : +5 % d'épaisseur de la paroi (bien que toutes les données du terrain soient sous la ligne 1:1, cette valeur a été sélectionnée pour avoir une approche conservatrice)

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40

Les dimensions finales critiques de chaque anomalie mesurée à l'aide d'un outil d'inspection ont ensuite été calculées en utilisant le logiciel CorLAS^{MC}. Le programme informatique CorLAS^{MC} a été développé par DNV pour calculer les pressions de rupture et les dimensions de défaut critiques pour les anomalies associées à des fissures. CorLAS^{MC} utilise la résistance à la fracture – intégrale J critique (« J_C ») comme critère de rupture des défauts. 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 Charpy. Des travaux antérieurs ont montré que l'équation ci-dessus fournit des prévisions précises de la ténacité de l'acier du pipeline^{9,17}.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées comme intrants pour les calculs :

Profil de défaut : profil rectangulaire basé sur la longueur totale et la profondeur ajustée mesurée à l'aide d'un outil d'inspection.

Pression d'exploitation : La PMS au site associée à chaque anomalie basée sur une évaluation des données de pression du trimestre où la pression était la plus élevée entre 2004 et 2010 (voir la Section 4.3.8.2).

Épaisseur de la paroi : la plus petite entre l'épaisseur de la paroi nominale ou de l'épaisseur telle qu'elle a été mesurée par l'outil d'inspection interne par ultrasons.

Limite d'élasticité conventionnelle nominale pour la classe 359 MPa : 359 MPa.

Résistance à la traction nominale pour la classe 359 MPa : 455 MPa.

Limite d'écoulement : limite d'élasticité + 68,9 MPa.

Résistance aux chocs des essais Charpy V : 15 pi-lb.

4.3.8.2 Analyse du cycle de pression

Un spectre de chargement est requis pour les calculs de vie résiduelle des fissures de fatigue et de FCC; celui-ci est obtenu en effectuant une analyse des cycles de pression sur des données de pression représentatives. Depuis la dernière inspection interne pour chaque tronçon, les données de pression ont été analysées afin de trouver le trimestre où les cycles de pression les plus sévères ont été enregistrés pour chaque poste de pompage. Ces données ont été utilisées pour évaluer la durée de vie restante des anomalies associées à des fissures dans la canalisation 9B. Cette analyse a abouti à la sélection de données de pression de quatre différents trimestres, un pour chaque tronçon d'un poste de pompage à l'autre entre le PNW et le TM. Les données de pression reçues représentent le sens d'écoulement actuel, et ces données ont été utilisées pour les calculs de propagation des fissures jusqu'au 1^{er} octobre 2013. À ce stade de l'analyse, les endroits de décharge et d'aspiration ont été inversés afin de simuler l'inversion proposée du sens d'écoulement. Ces données de pression ont été évaluées par la méthode du cycle de comptage des demi-cycles (« CDC ») afin de 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*¹, de l'ASTM.

1 Le comptage des demi-cycles a été développé pour relier des données de déformations à
2 amplitude variable d par rapport à des données de fatigue d'amplitude constante. Dans le
3 domaine élastique, l'amplitude de la déformation peut être directement liée à l'amplitude de
4 contrainte. La technique est maintenant largement utilisée pour situer l'amplitude variable de la
5 charge cyclique en fatigue par rapport aux données de l'amplitude constante de la fatigue. Dans
6 les applications de pipeline typiques, le comptage des demi-cycles est appliqué à une évolution
7 de la variation de pression représentative pour produire des nombres de cycles pour une série de
8 plages de pression. Les plages de pression sont ensuite converties en étendues de variation de la
9 contrainte en utilisant la formule de Barlow.

10 Les trimestres de données de pression choisis pour l'évaluation de la durée de vie restante sont
11 présentés au Tableau 4-15. Les cycles annuels résultants sont présentés à la Figure 4.44. La
12 grande majorité (de 89 % à 99 %) des cycles de pression associés aux quatre postes de pompage
13 sont de nature relativement mineure (≤ 50 psi). Le cycle de fonctionnement réel de pression
14 associé à l'inversion proposée du sens d'écoulement sera aussi évalué par un suivi des cycles de
15 pression et des évaluations de vie restantes associées une fois que le sens d'écoulement sera
16 effectivement inversé. Les résultats de l'analyse du CDC ont été utilisés pour compléter
17 l'évaluation de la durée de vie restante.

18 **Tableau 4-15 – Données de pression du trimestre le plus sollicité; sélectionné entre 2004 et**
19 **2010 pour chaque tronçon de station de pompage**

Pump Station Segment	Most Severe Quarter of Pressure Cycling
ML-TB	2005 Q2
TB-CD	2004 Q3
CD-HL	2010 Q2
HL-NW	2006 Q3

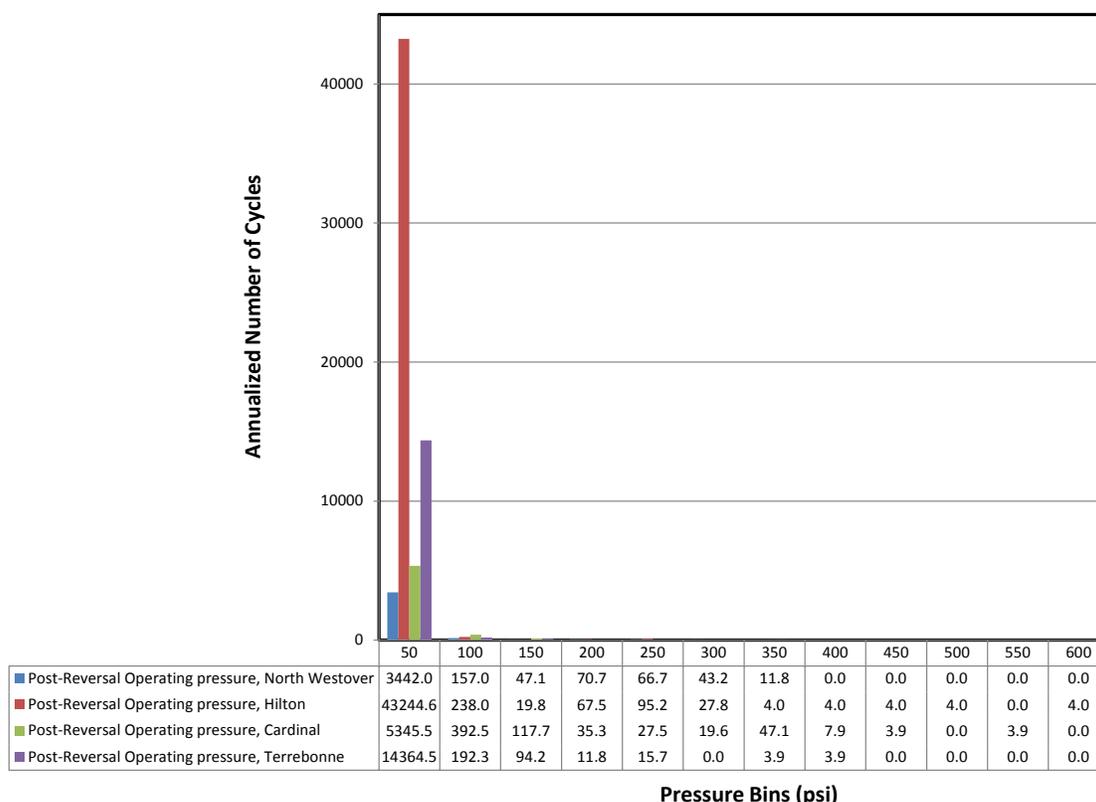


Figure 4.44 – Résultats du CDC pour les quatre stations de pompage (du TM au PNW) basés sur les données de pression associées au trimestre le plus sollicité utilisé à la section 4.3.6

Les résultats du cycle de comptage ont été utilisés pour effectuer les évaluations de la FCC et de la propagation des fissures de fatigue.

4.3.8.3 Analyse du taux de croissance de la FCC

Le programme de cycle de comptage décrit ci-dessus est capable de déterminer la fréquence et le taux de charge associés à chaque cycle de pression compté. Ce calcul est nécessaire pour l'analyse de la croissance de la FCC. L'analyse de la croissance de la fatigue calcule le dommage par cycle, indépendant de la fréquence du cycle. L'analyse de la croissance de la FCC calcule l'augmentation de la croissance de la FCC basée sur la vitesse de déformation en fond de fissure, qui dépend de la fréquence et du taux de charge.

Pour calculer le taux de croissance de la FCC, la fréquence cyclique (f) est utilisée en conjonction avec le rapport R (R), le facteur maximal d'intensité des contraintes (K_{MAX}), une constante (C) et la limite d'élasticité (σ_y) pour calculer la vitesse de déplacement moyenne de

l'extrémité de la fissure ($\dot{\delta}$), comme le montre les recherches antérieures sur la FCC de Beavers² (voir équation 1).

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

1 Le K_{MAX} est calculé en utilisant les principes de mécanique de rupture en utilisant lapression
2 maximale, les dimensions des conduites et les dimensions des fissures présumées. Les
3 dimensions des fissures utilisées dans ces calculs sont présentées à la section 4.3.6.1 ci-dessus.
4 Beavers a également démontré une relation entre la vitesse de déplacement de l'extrémité de la
5 fissure et la vitesse de la fissure (v) :

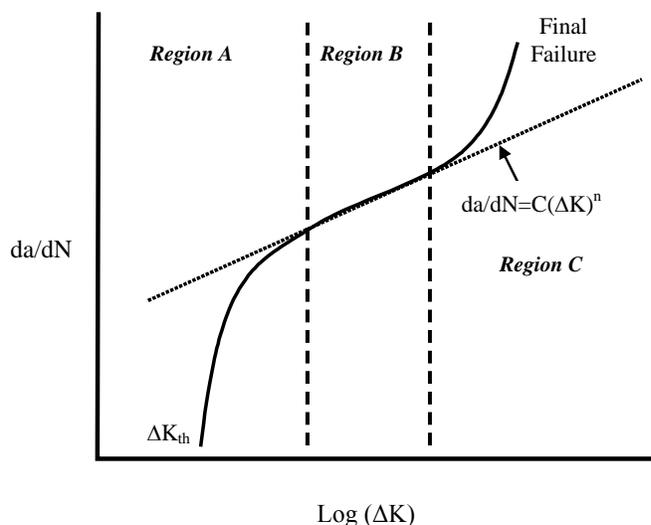
$$6 \quad v = 0.0049 \cdot \left(\dot{\delta} \right)^{0.5478} \quad (2)$$

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

11 La durée de vie restante en FCC pour chaque anomalie mesurée à l'aide d'un outil d'inspection
12 interne a été calculée en divisant l'évolution de la propagation de la fissure nécessaire pour subir
13 une défaillance (c'est-à-dire la différence entre la taille du défaut initial [dimensions rapportées
14 mesurées à l'aide de l'outil ajusté]) et la taille du défaut final [dimensions critiques rapportées à
15 l'aide de l'outil ajusté à la PMS au site]) par le taux de croissance de la FCC calculé pour chaque
16 anomalie en utilisant l'approche présentée ci-dessus.

17 **4.3.8.4 Propagation des fissures de fatigue**

18 Il existe trois modes de propagation des fissures de fatigue, comme le montre la Figure 4.45, où
19 le taux de croissance cyclique de la fissure (da/dN) est une fonction de l'étendue de la variation
20 du facteur d'intensité de contrainte (ΔK).



21
22 **Figure 4.45 – Modes de propagation des fissures de fatigue représentés comme le taux de**
23 **croissance cyclique des fissures (da/dN) en fonction de la plage du facteur d'intensité de**
24 **contrainte (ΔK)**
25

26 La variation du facteur d'intensité de contrainte, ΔK , est un paramètre relatif à la contrainte
27 cyclique et à la taille des fissures, et constitue la force motrice de la propagation des fissures.
28 Cette figure montre que l'amorce de fissure, la propagation (croissance) et la rupture finale sont
29 affichées dans les régions A, B et C, respectivement. La région de Paris correspond à la région B,

1 où la vitesse de fissuration est directement proportionnelle à l'amplitude du facteur d'intensité
2 des contraintes. La loi de Paris^{3,4} a été utilisée pour décrire cette relation :

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

4 Où C et n sont des constantes qui dépendent du matériau et de l'environnement. Les valeurs de
5 ΔK ont été calculées en supposant une fissure de surface semi-elliptique^{5,6}. Ainsi, la durée de vie
6 restante en fatigue est calculée en intégrant la loi de la croissance de la fissure de Paris, de la
7 taille du défaut initial (dimensions rapportées mesurées à l'aide de l'outil d'inspection ajusté) à la
8 taille du défaut final (dimensions critiques rapportées à l'aide de l'outil ajusté à la PMS au site)
9 en utilisant les cycles de pression calculés à la section 4.3.8.2 ci-dessus.

10 Ces calculs ont été effectués à la limite supérieure des taux de croissance des fissures de fatigue
11 de la norme API 579-1/ASME FFS-17⁷. L'utilisation de la limite supérieure du taux de
12 croissance des fissures de fatigue devrait fournir une durée de vie restante conservatrice. Pour un
13 taux de croissance cyclique (da/dN) en pouces par cycle et un ΔK en de ksi-po^{0.5}, ces limites
14 supérieures des taux correspondent aux paramètres suivants de la loi de Paris :

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

17 **4.3.8.5 Résumé de l'évaluation déterministe de la durée de vie restante**

18 Une représentation graphique des durées de vies restantes calculées des anomalies associées à
19 des fissures rapportées pour la canalisation 9B entre le PNW et le TM est fournie à la
20 Figure 4.46. Selon l'analyse présentée ci-dessus, il y a actuellement 25 anomalies rapportées qui
21 devraient atteindre des dimensions critiques avant l'inversion proposée du sens d'écoulement en
22 octobre 2013. Cependant, compte tenu des pressions d'utilisation réduites actuelles de la
23 canalisation 9B, aucune des anomalies ne devrait atteindre des dimensions critiques d'ici
24 décembre 2013. Enbridge procède actuellement à une nouvelle inspection de la canalisation 9B
25 entre le PNW et le TM; ces 25 anomalies seront donc réévaluées en s'appuyant sur les nouvelles
26 données d'inspection et réparées si nécessaire avant l'inversion de la canalisation 9B. Toutes les
27 anomalies répondant aux critères d'excavation seront réparées avant l'inversion de la
28 canalisation afin d'exploiter la canalisation selon les paramètres d'exploitation requis.

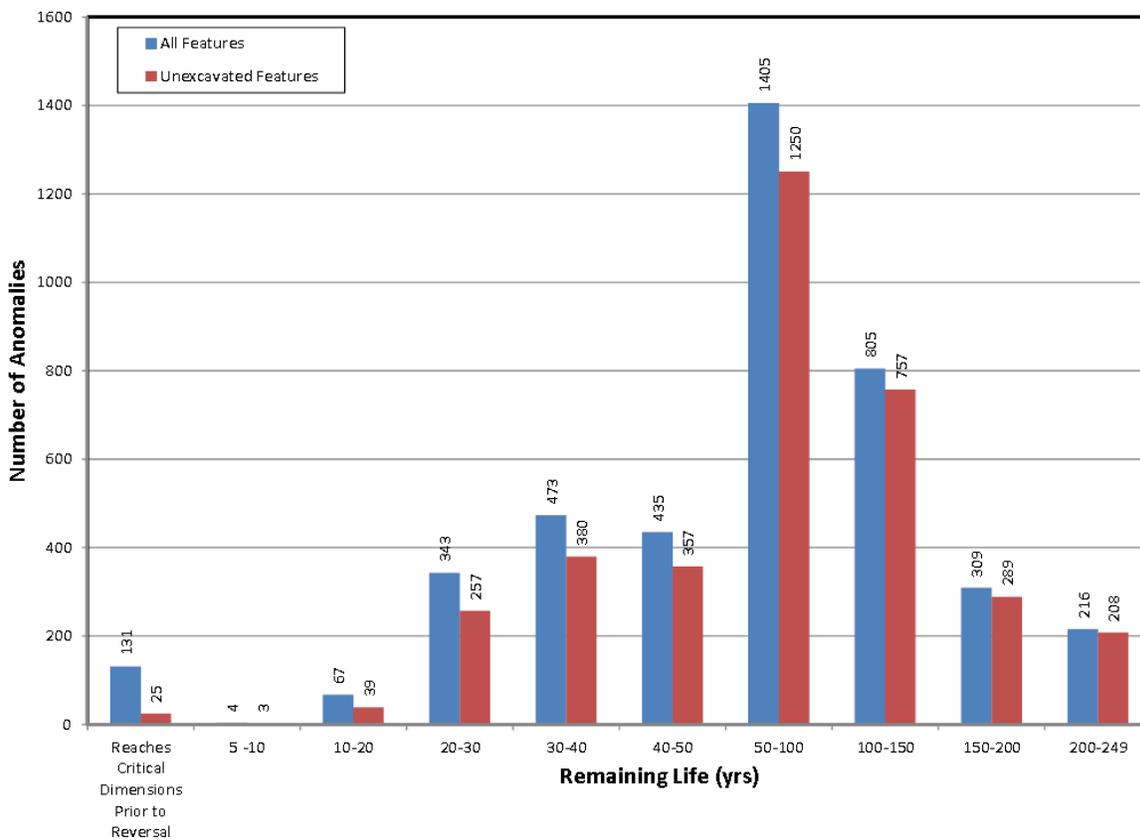


Figure 4.46 – Évaluation déterministe de la durée de vie restante des anomalies rapportées pour la canalisation lors de la DFUS (du PNW au TM)

Comme le montre la Figure 4.46, les programmes d’excavation d’Enbridge précédents ont atténué avec succès 127 des 155 anomalies (82 %) devant atteindre des dimensions critiques, selon la pression maximale d’exploitation au site, au cours des 10 prochaines années.

4.3.9 Profil de risque de fissuration avant et après l’inversion du sens d’écoulement

Le profil de risque de fissuration associé au tronçon de la canalisation 9B entre le PNW et le TM avant et après l’inversion du sens de l’écoulement est représenté graphiquement à la Figure 4.47. Le profil de risque a été déterminé par les spécialistes de la Gestion des risques opérationnels d’Enbridge.

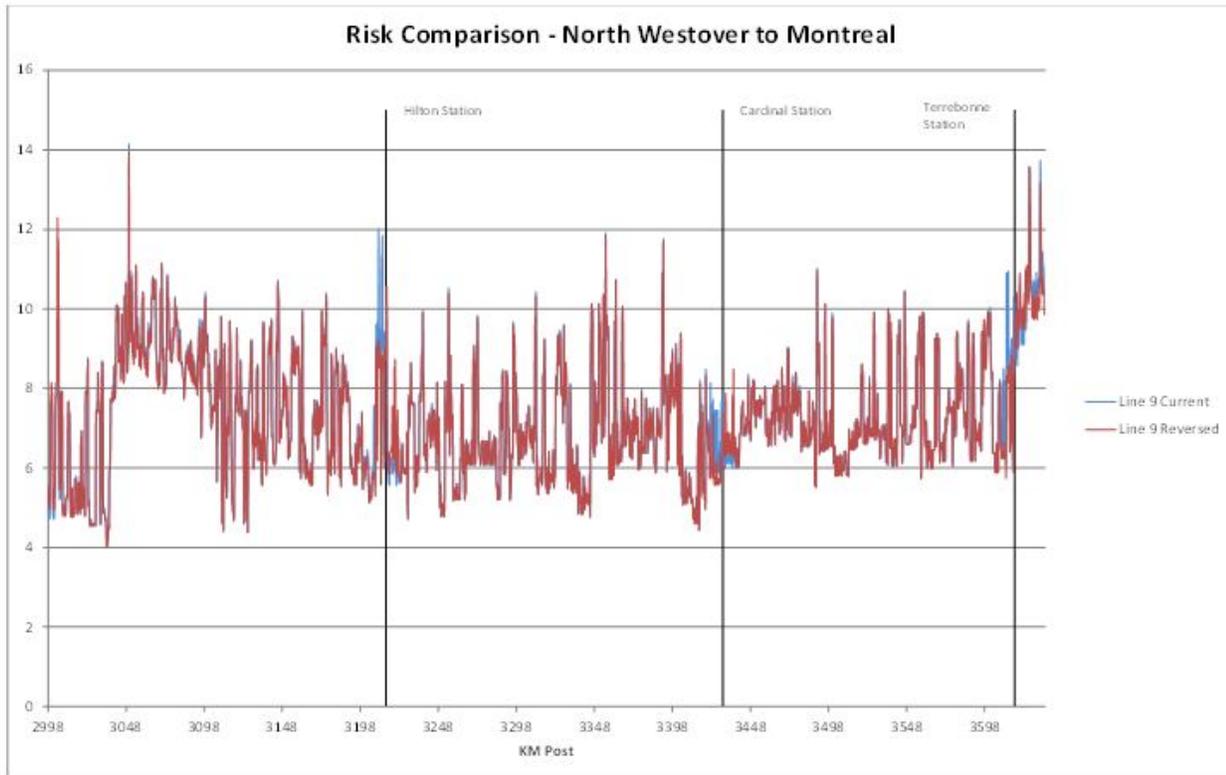


Figure 4.47 – Profil de risque avant et après l’inversion du sens d’écoulement de la canalisation 9B (du PNW au TM)

English	Français
Risk Comparison — Line 9B reversal	Comparaison de risque – Inversion de la canalisation 9B
North Westover Station	Poste de North Westover
Hilton Station	Poste de Hilton
Cardinal Station	Poste de Cardinal
Terrebonne Station	Poste de Terrebonne
Montreal Terminal	Terminal de Montréal
Line 9 Current	Canalisation 9 actuelle
Line 9 Reversed	Canalisation 9 inversée
KM Post	Poteau kilométrique

Comme on pouvait s’y attendre, l’inversion prévue du sens d’écoulement entraînera une augmentation de risque pour l’exploitation du pipeline du côté refoulement des stations de pompage (North Westover, Hilton, Cardinal et Terrebonne) et des diminutions correspondantes de risque du côté succion des stations de pompage (Hilton, Cardinal, Terrebonne et Montréal).

1 Cependant, les modifications globales au profil de risque en raison de l'inversion prévue du
2 sens de l'écoulement sont minimales, et les stratégies d'atténuations et de contrôle des risques
3 actuellement mises en œuvre par Enbridge géreront efficacement ces risques.

4 **4.3.10 Résumé et conclusions concernant la fissuration**

5
6 L'inversion du sens de l'écoulement, une augmentation du débit et la livraison des bruts lourds
7 ne nécessiterat pas de modifications à la manière dont le programme existant de gestion des
8 fissures est élaboré ou mis en application.

9 En se référant à la présente ET, aucune anomalie rapportée par les inspections de détection de
10 fissures de 2004, 2005 et 2006 n'atteindra des dimensions critiques d'ici décembre 2013, en
11 fonction des pressions d'exploitation à écoulement réduit. Tous les éléments répondant aux
12 critères d'excavation seront réparés afin d'exploiter la canalisation dans les paramètres
13 d'exploitation requis.

14 L'inversion prévue du sens d'écoulement entraînera une augmentation de risque pour
15 l'exploitation du pipeline du côté refoulement des stations de pompage (PNW, PH, PC et
16 Terrebonne [« PT »]) et des diminutions correspondantes de risque sur le côté succion des
17 stations de pompage (PH, PC, PT et TM).

18 Enbridge inspecte actuellement la canalisation 9B entre North Westover et Montréal. Avant
19 l'inversion proposée du sens de l'écoulement et la reprise des pressions d'exploitation normales,
20 Enbridge excavera et réparera toutes les anomalies dépassant les critères d'acceptation de la
21 canalisation 9 en place à ce moment.

22 **4.4 Dommages mécaniques**

23 Enbridge a un plan de gestion des dommages mécaniques (« PGDM ») pour traiter la menace de
24 dommages comme les bosselures, les rainures d'origine diverse, etc. provenant de différentes
25 sources, y compris les contacts avec l'équipement d'excavation et le tassement de la conduite sur
26 le roc. Enbridge désigne ce type de dommage comme étant des « dommages mécaniques », qui
27 sont aussi définis par l'ASME comme étant des « dommages à la surface de la conduite causés
28 par des forces extérieures ». Le PGDM d'Enbridge met l'accent sur la rupture différée, c'est-à-
29 dire un dommage pouvant causer une rupture quelque temps après la dépréciation initiale (p. ex.,
30 des mois ou des années après que le dommage se soit produit). L'application du PGDM pour
31 évaluer l'état de la canalisation consiste principalement en l'utilisation de technologies
32 d'inspection internes en association à des programmes d'excavation sur le terrain.

33 **4.4.1 Prévention des dommages causés par des tiers**

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

- 39 • le Programme de sensibilisation publique (« PSP »);
- 40 • la signalisation d'emprise;
- 41 • la participation aux organisations « One Call » locales;

- 1 • des programmes de sensibilisation de l'industrie;
- 2 • des campagnes de vérifications de la profondeur de la couverture;
- 3 • des patrouilles d'emprise.

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

6 **4.4.2 Vulnérabilité aux dommages mécaniques**

7 Les pipelines sont susceptibles aux dommages mécaniques pendant la construction ou à la suite
8 d'un changement des conditions de l'emprise ou de dommages résultant d'un contact par un tiers
9 pendant la durée de vie utile du pipeline.

10 Les dommages mécaniques subis par le pipeline, qu'il s'agisse de dommages résiduels suite à la
11 construction ou d'un tassement de la conduite ou du sol après la construction ou de dommages
12 découlant d'un contact non détecté par un tiers, sont détectés par l'inspection interne. Les
13 pipelines dont le rapport diamètre-épaisseur (« D/é ») est élevé (généralement > 100) sont plus
14 sensibles aux dommages mécaniques que les pipelines ayant un rapport D/é moindre. La
15 canalisation 9, dont le D/é est de 120, est donc plus sensible. Enbridge a mis en place des
16 systèmes de gestion de l'intégrité, notamment l'analyse des données d'inspection interne,
17 l'intégration des menaces et la sélection d'excavations permettent de gérer les menaces de
18 dommages mécaniques sur les pipelines en service, y compris la canalisation 9.

19 **4.4.3 Identification et caractérisation des dommages mécaniques**

20 Les outils d'inspection interne utilisés pour détecter la déformation et les dommages mécaniques
21 potentiels comprennent autant des outils géométriques que des outils de détection de perte de
22 métal. La technologie principale utilisée pour détecter et identifier les dommages mécaniques est
23 un outil géométrique (vernier à canaux multiples haute-résolution), qui mesure physiquement les
24 écarts dans le diamètre interne de la canalisation afin d'identifier des caractéristiques
25 géométriques indicatives de dommages mécaniques. En plus d'identifier les endommagements
26 de la canalisation, les technologies modernes ont la capacité de caractériser la forme de ces
27 endommagements (plat, lisse, symétrique, acérée, multi-têtes), leur orientation circumférentielle
28 (côté supérieur contre face inférieure et proximité des longs points de soudure), leur position
29 axiale (distance du joint circulaire le plus près) et leur profondeur.

30 Enbridge n'utilise que des verniers à canaux multiples à haute résolution pour exécuter les
31 inspections de dommages mécaniques dans l'ensemble du réseau de pipelines. Avant
32 l'utilisation, les fournisseurs de vernier à canaux multiples haute-résolution de l'inspection
33 interne et leurs technologies d'accompagnement doivent réussir un processus de qualification
34 afin de garantir que l'outil respecte les normes de rendement et de détection adoptées par
35 Enbridge. Tous les verniers haute-résolution qu'utilise Enbridge pour l'inspection interne ont fait
36 leurs preuves en détectant, à plusieurs reprises, des bosselures de 2 % ou plus de profondeur. Les
37 outils permettent également de détecter des bosselures de moins de 2 % de profondeur, mais les
38 spécifications de l'outil indiquent généralement que le calibrage des bosselures de moins de 1 %
39 de profondeur ne sont pas fiable. Enbridge exige que toutes les bosselures égales ou supérieures
40 à 2 % qui sont détectées par les verniers haute-résolution soient déclarées par le fournisseur de
41 l'inspection interne dans le rapport de l'inspection interne.

1 La technologie du vernier à canaux multiples haute-résolution peut être complétée par des
2 données provenant de la technologie de détection de perte de métal comme la PFM ou la MPUS
3 pour permettre une caractérisation supplémentaire des dommages mécaniques sur le plan des
4 facteurs de concentration de contrainte (éléments de corrosion, rainures, etc.) susceptibles de
5 fournir un point d'amorce à la fissuration. Tous les endommagements géométriques identifiés
6 par les technologies de détection de perte de métal sont rapportés, et ceux qui sont associés à
7 d'autres anomalies telles que la perte de métal, les rainures ou les soudures sont évalués; ces
8 éléments peuvent correspondre à des éléments d'une profondeur de moins de 2 % du diamètre
9 extérieur qui ne répondent pas aux critères de déclaration des verniers haute résolution de
10 l'inspection interne. Ces données sont intégrées aux données des verniers haute résolution pour
11 déterminer la profondeur réelle des bosselures afin d'aider à évaluer la nécessité d'une
12 évaluation supplémentaire ou d'une vérification sur le terrain pour les éléments individuels.

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

- 19 • Les critères d'excavation d'Enbridge applicables aux programmes de dommages
20 mécaniques sur ce pipeline sont : Bosselures $\geq 6,0$ %
- 21 • Bosselures $\geq 2,0$ % entre les positions radiales 8:00 et 4:00 (côté supérieur)
- 22 • Bosselures $\geq 2,0$ % sur les soudures (position de la soudure selon l'outil de détection de
23 perte de métal)
- 24 • Bosselures $\geq 2,0$ % associés à une perte de métal ou à un autre concentrateur de
25 contraintes
- 26 • Bosselures $\geq 2,0$ % identifiés comme ayant des sommets multiples et plusieurs
27 bosselures rapprochées

28 Les sommets multiples et les bosselures rapprochées ne répondent pas aux critères d'excavation
29 historiques. Toutefois, Enbridge a tiré des leçons des échecs des dernières années, ce qui a
30 entraîné une concentration accrue sur les endommagements géométriques ayant des
31 caractéristiques similaires, de sorte que les critères d'excavation d'Enbridge ont ensuite été mis à
32 jour pour inclure l'évaluation de ces types d'éléments.

33 Les procédures et processus inclus dans le PGDM sont appliqués universellement à tous les
34 pipelines du réseau d'Enbridge. En outre, les procédures et processus sont appliqués de façon
35 uniforme dans tout le réseau, quels que soient la PMS ou le profil de la pression d'exploitation
36 d'un pipeline particulier. En conséquence, l'inversion de la canalisation 9B ne nécessitera pas de
37 modification à la gestion des dommages mécaniques puisqu'aucun changement de PMS ne
38 surviendra.

39 Les sections suivantes fournissent un résumé des données récentes de l'inspection interne et des
40 programmes d'excavation sur les trois tronçons d'inspection de la canalisation 9B.

4.4.4 Récents résultats du programme de dommages mécaniques

4.4.4.1 De Montréal à Cardinal (du TM au PC)

Le tronçon entre le TM et le PC a été inspecté la dernière fois en 2007 par le CXR de GE, un outil de détection des dommages mécaniques. Les Figures 4.48 et 4.49 illustrent la distribution des endommagements détectés par l'inspection. La Figure 4.48 montre la profondeur des bosselures déclarées par poteau milliaire, et la Figure 4.49 montre l'orientation des bosselures rapportées par poteau milliaire.

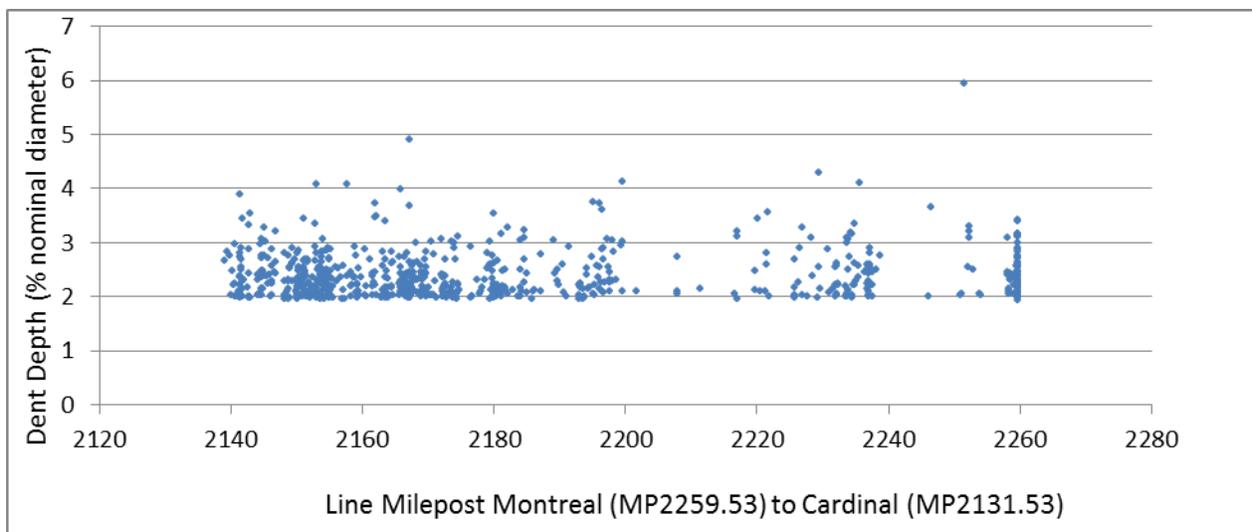


Figure 4.48– Canalisation 9 (du TM au PC), bosselure d'une profondeur de > 2 %, répartition du pourcentage du diamètre nominal par emplacement (poteau milliaire)

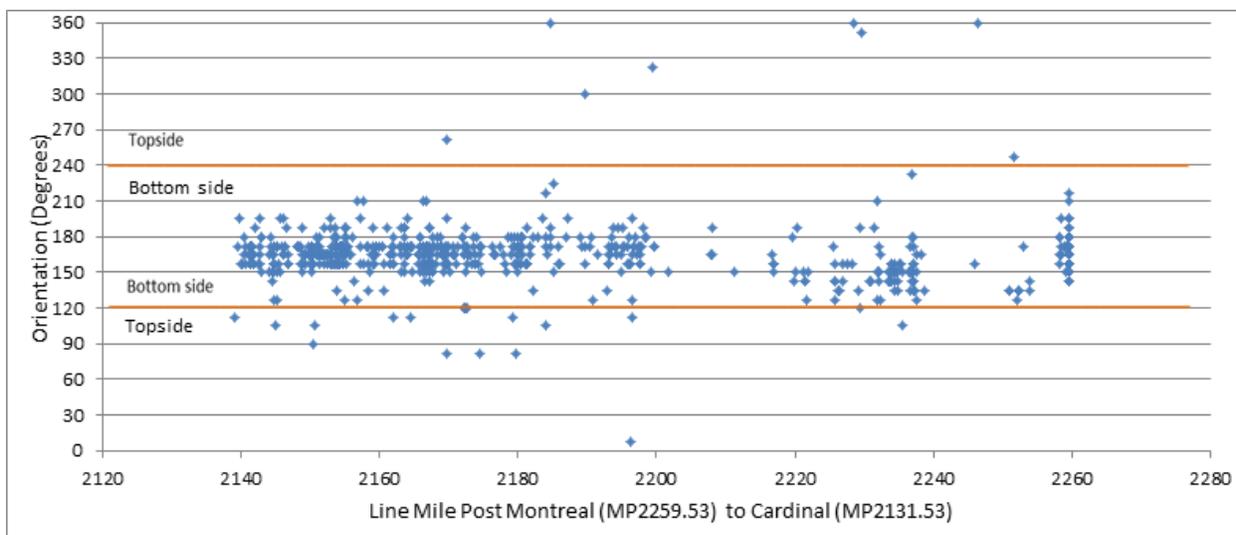


Figure 4.49 – Canalisation 9 (du TM au PC), bosselure d'une profondeur de >2 %, répartition de l'orientation (degrés) par emplacement (poteau milliaire)

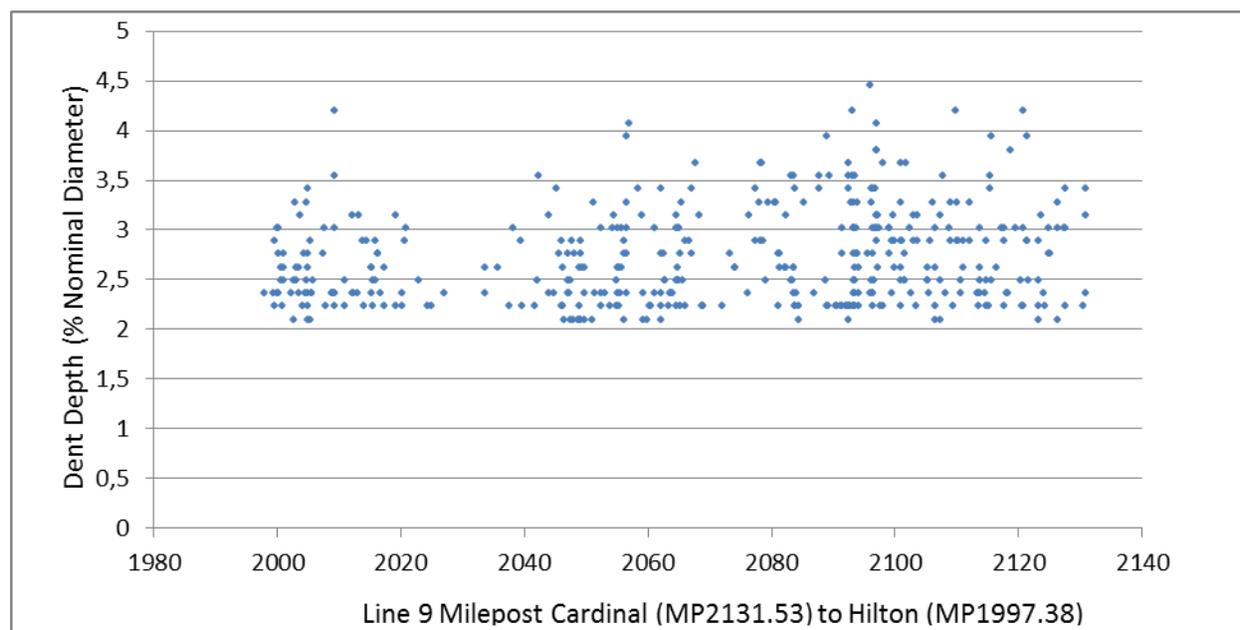
1 Les résultats du CXR de GE en 2007 ont rapporté 12 endommagements à excaver, 11 qui
2 répondent aux critères d'excavation et un de plus à des fins de validation. Les
3 12 endommagements ont été excavés, évalués sur le terrain et réparés selon les critères de
4 réparation d'Enbridge.

5 Le passage de l'outil de perte de métal le plus récent dans ce tronçon a été la MPUS de 2004, qui
6 a identifié deux éléments de dommages mécaniques qui satisfaisaient aux critères d'excavation.
7 Ces deux éléments ont été excavés, évalués sur le terrain et validés comme étant des anomalies
8 géométriques avec une perte de métal, puis réparés selon les critères de réparation d'Enbridge.

9 Les endommagements incluant plusieurs bosselures rapprochées qui ont été signalés lors des
10 passages de l'outil d'inspection interne antérieurs seront évalués et validés en même temps que
11 les endommagements supplémentaires identifiés par les données de l'inspection interne de
12 2012-2013, puis traités selon les exigences de réparation d'Enbridge.

13 4.4.4.2 De Cardinal à Hilton (du PC au PH)

14 La plus récente inspection au vernier à canaux multiples haute-résolution du tronçon entre le PC
15 et le PH a été effectuée en 2000 par l'outil de détection des déformations de BJ. Les Figures 4.50
16 et 4.51 illustrent la distribution des endommagements déclarés par l'outil de détection des
17 déformations en 2000 qui ont un diamètre nominal supérieur à 2 % sur toute la longueur du
18 tronçon, du PC au PH. La Figure 4.50 montre la profondeur des bosselures rapportées par poteau
19 milliaire, et la Figure 4.51 montre l'orientation des bosselures rapportées par poteau milliaire.



20 **Figure 4.50 – Canalisation 9 (du PC au PH), bosselure d'une profondeur de > 2 %, répartition du pourcentage du diamètre nominal par emplacement (poteau milliaire)**
21

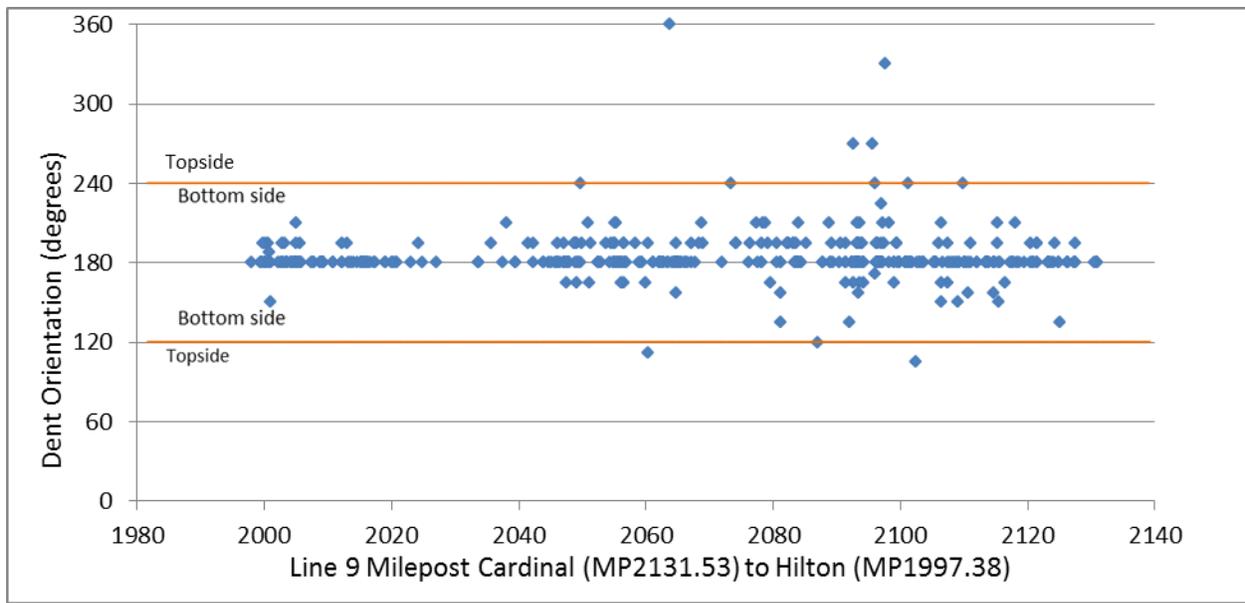


Figure 4.51 – Canalisation 9 (du PC au PH), bosselure de >2 %, répartition de l’orientation (degrés) par emplacement (poteau milliaire)

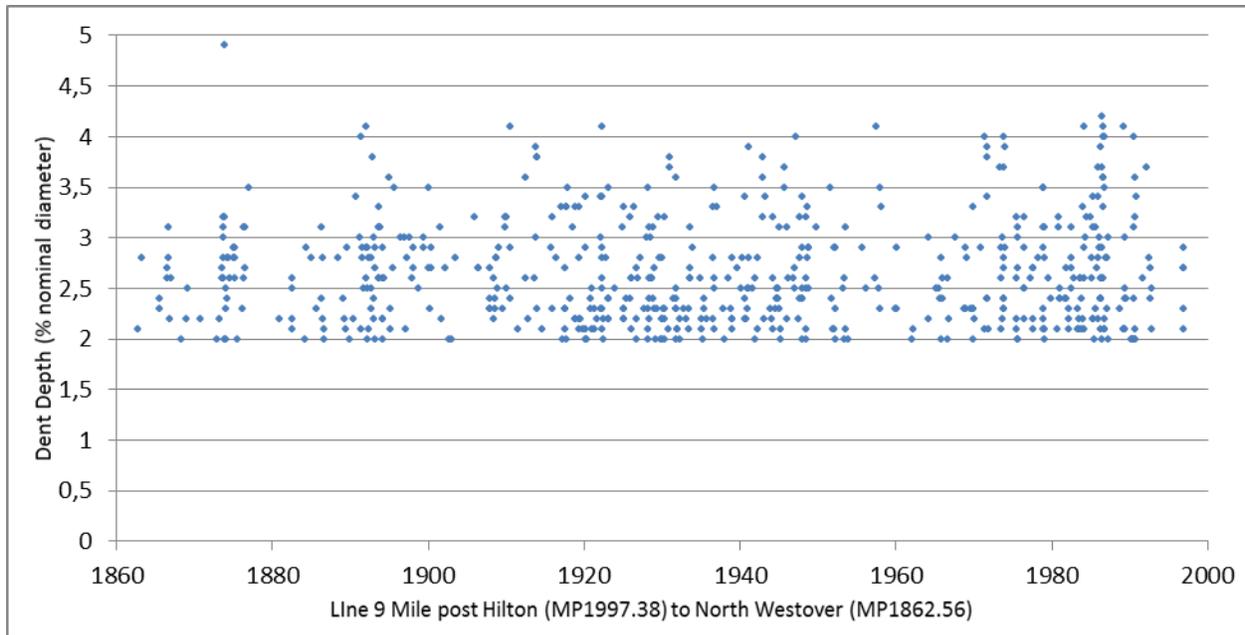
Neuf excavations de dommages mécaniques ont été faites selon les données de l’outil de détection des déformations de BJen 2000, toutes pour des endommagements rapportés comme des bosselures simples en surface. Les évaluations sur le terrain et les END ont confirmé les données de l’inspection interne pour six bosselures simples en surface. Les neuf endommagements ont été excavés, évalués sur le terrain et réparés selon les critères de réparation d’Enbridge.

L’inspection de MPUS de 2006 a identifié 18 endommagements qui répondaient aux critères de réparation, y compris des anomalies géométriques associées à des soudures et des éléments secondaires. Les 18 endommagements ont été excavés, évalués sur le terrain et réparés selon les critères de réparation d’Enbridge.

Les endommagements, incluant plusieurs bosselures rapprochées qui ont été signalés lors des passages antérieurs de l’outil d’inspection interne, seront évalués et validés en même temps que les endommagements supplémentaires identifiés par les données de l’inspection interne de 2012-2013, puis traités selon les exigences de réparation d’Enbridge.

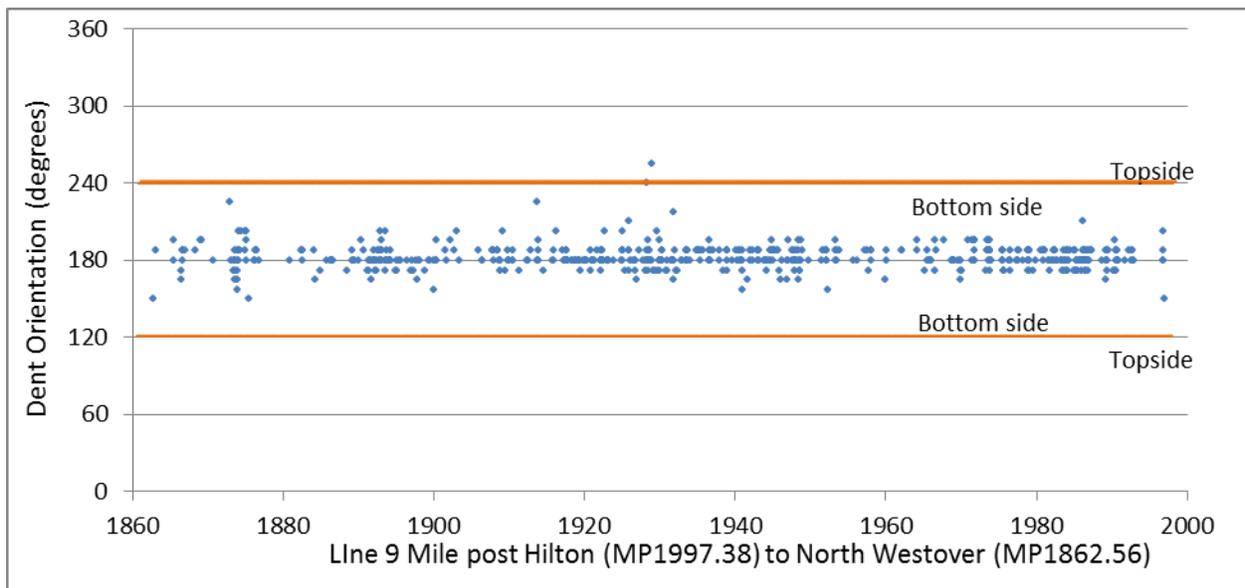
4.4.4.3 De Hilton à North Westover (du PH au PNW)

En 2005, une inspection au vernier haute résolution a été effectuée au moyen de l’outil de détection des déformations BJ sur le tronçon du PH au PNW. Les figures 4.52 et 4.53 illustrent la répartition des endommagements relevés par l’outil de détection des déformations en 2005 qui ont un diamètre nominal supérieur à 2 % sur toute la longueur du tronçon du PH au PNW. La Figure 4.52 montre la profondeur des bosselures déclarées par poteau milliaire, et la Figure 4.53, l’orientation des bosselures déclarées par poteau milliaire.



1
2

Figure 4.52 – Canalisation 9 (du PH au PNW), bosselure d’une profondeur de > 2 %, répartition du pourcentage par emplacement (poteau milliaire)



3
4

Figure 4.53 – Canalisation 9 (du PH au PNW), bosselure de >2 %, répartition de l’orientation (degrés) par emplacement (poteau milliaire)

5
6
Aucun endommagement répondant aux critères d’excavation n’a été identifié lors de l’inspection par l’outil de détection des déformations BJ en 2005.

7
8
En 2007, une inspection interne par PFM de GE a été réalisée et complétée avec des données de la MPUS de GE de 2005. Quatre endommagements respectaient les critères d’excavation selon

1 les données de l'inspection interne. Les quatre endommagements ont été excavés, évalués sur le
2 terrain et réparés selon les critères de réparation d'Enbridge.

3 Les endommagements incluant plusieurs bosselures rapprochées qui ont été signalés lors des
4 passages de l'outil d'inspection interne antérieurs seront évalués et validés en même temps que
5 les endommagements supplémentaires identifiés par les données de l'inspection interne de
6 2012-2013, puis seront traités selon les exigences de réparation d'Enbridge.

7 4.4.4 Résumé des dommages mécaniques

8 Le Tableau 4-16 donne un aperçu des endommagements rapportés par les outils d'inspection
9 pour chaque tronçon du pipeline. Il indique le nombre de bosselures rapportées, définies comme
10 une dépression localisée supérieure ou égale à 2 % du diamètre extérieur, par mile de la
11 canalisation 9B, et le pourcentage de ces bosselures qui se trouvent sur la partie supérieure de la
12 conduite (entre les positions huit heures et quatre heures). On y présente également le nombre de
13 bosselures rapportées par les vernier à canaux multiples haute-résolution plus récents (le vernier
14 à haute résolution de GE et l'outil de détection des déformations de Baker Hughes) et le nombre
15 d'anomalies géométriques (y compris les zones potentielles de déformation de < 2 % du diamètre
16 extérieur signalées par les outils de détection de perte de métal [MPUS et PFM]).

17 **Tableau 4-16 – Résumé des caractéristiques des dommages mécaniques**

Dommege mécanique déclaré					
Tronçon	Inspection	Bosselure >2 % Bosselures par mile	Bosselure >2 % sur la partie supérieure	Inspection	Nombre d'éléments géométriques
Du TM au PC	Vernier haute résolution de GE, 2007	5,1	21 (3,2 %)	Vernier haute résolution de GE, 2007	654
				MPUS de GE, 2004	2135
Du PC au PH	Outil de détection des déformations de BJ, 2000	6,8	9 (2,1 %)	Outil de détection des déformations de BJ, 2000	419
				MPUS, 2006	1441
Du PH au PNW	Outil de détection des déformations, 2005	4,4	0	Outil de détection des déformations, 2005	605
				MPUS/PFM,	1006

				2007	
--	--	--	--	------	--

1 Grâce à l'utilisation des données de dommages mécaniques, de perte de métal et de fissuration,
2 un certain nombre d'excavations visant les dommages mécaniques ont été effectués sur ces
3 tronçons. Le Tableau 4-17 récapitule le nombre d'excavations de dommages mécaniques
4 réalisées de 2001 à ce jour.

5 **Tableau 4-17 – Nombre d'excavations de dommages mécaniques (2001 à ce jour)**

Excavations de dommages mécaniques	
Tronçon	Excavations
Du TM au PC	41
Du PC au PH	48
Du PH au PNW	16

6 Neuf fuites documentées impliquant des dommages mécaniques sur le pipeline du TM au PNW
7 ont eu lieu entre 1978 et 1999, et toutes ont été réparées de manière permanente à l'aide de
8 manchons.

9 Pour faire suite aux leçons tirées de récents échecs des dommages mécaniques subis sur d'autres
10 pipelines d'Enbridge et pour répondre aux actions de prévention identifiées dans l'avis de
11 sécurité 2010-01 de l'ONÉ, daté du 18 juin 2010, le PGDM a fait l'objet d'améliorations
12 récentes. Ces améliorations comprennent : la déclaration obligatoire des endommagements dont
13 les caractéristiques pourraient correspondre aux principaux indicateurs de dommages
14 mécaniques tels que les bosselures rapprochées et à sommets multiples; des mesures et
15 l'enregistrement de la moitié de la hauteur des pics afin de mieux quantifier la déformation de
16 forme; et l'officialisation du processus d'intégration des menaces afin de combiner toutes les
17 données d'inspection interne pour identifier les endommagements secondaires potentiels situés
18 dans des zones de déformation. De plus, Enbridge participe à un certain nombre d'initiatives de
19 recherche de l'industrie, notamment celles dirigées par Pipeline Research Council International
20 (« PRCI »), qui visent à améliorer la compréhension des interactions géométriques avec les
21 caractéristiques secondaires et leurs mécanismes de défaillance.

22 **4.4.5 Répercussions de l'inversion de la canalisation sur les éléments de dommages** 23 **mécaniques**

24 Malgré la présence d'éléments de dommages mécaniques sur le pipeline, les changements
25 opérationnels proposés pour le pipeline n'auront aucune influence sur la menace en raison
26 d'éléments de dommages mécaniques existants. Les éléments répondant aux critères de
27 réparation spécifiés dans la réglementation canadienne ont été ou seront évalués et atténués avant

1 la mise en œuvre des changements. Les bosselures restantes et autres anomalies géométriques
2 ont connu des conditions d'exploitation similaires lorsque la canalisation s'écoulait vers l'est,
3 dans sa configuration d'origine, avant l'inversion en 1999. L'expédition de produit plus lourd
4 n'aura pas d'impact sur les éléments existants. En outre, la pression à laquelle un élément
5 géométrique est exposé a peu d'impact comparativement à la pression de cyclage qu'il peut
6 subir. Le cyclage de la configuration proposée ne devrait pas dépasser les conditions
7 d'exploitation indiquées précédemment à la section 4.3 et sera suivi tout au long du cycle de vie
8 du pipeline.

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

13 **4.4.6 Gestion des géorisques**

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

19 **4.4.6.1 Gestion des pentes**

20 Les inspections de routine de l'emprise se tiennent aux deux semaines dans le but de détecter
21 toute zone où une instabilité des pentes pourrait exister. Dans le cas où une instabilité des pentes
22 est identifiée dans le couloir du pipeline ou à proximité de celui-ci, le site est évalué par les
23 ingénieurs d'Enbridge ou un spécialiste en géotechnique. Selon l'examen du spécialiste, on
24 évaluera si le mouvement observé pourrait affecter le pipeline. Ces évaluations peuvent conduire
25 à d'autres initiatives de suivi telles que des patrouilles d'emprise supplémentaires, des
26 inspections géotechniques spécialisées prévues, des installations d'instruments de surveillance de
27 pentes ou une combinaison de ces activités. Par ailleurs, ces évaluations peuvent conduire à des
28 exigences de restauration comme l'amélioration de pente, le recuit de détente du pipeline ou la
29 relocalisation de la canalisation. Les mesures correctives des pentes de traversée ont déjà été
30 menées sur les rives du canal Rideau et du ruisseau West Duffin, situés au PM 2071 et 1930
31 respectivement, ainsi que diverses pentes mineures qui ont affiché une érosion de la couverture
32 due à la circulation des véhicules tout-terrain. Ces sites sont surveillés de près durant les
33 patrouilles d'emprise pour évaluer la performance de la restauration.

34 Il y a un lieu en pente identifié le long de l'emprise de la canalisation 9 ayant récemment subi
35 une restauration de la stabilité de la pente. La pente d'approche de la rivière Don Est au PM 1915
36 a subi un événement d'effondrement qui a été identifié en avril 2012. Le mouvement de la pente
37 a été provoqué par des pressions d'eau artésienne souterraine, qui ont causé une perte par
38 infiltration de limon sableux hors de la pente, et amorcé l'affaissement du sol connexe. Ce
39 tassement a créé des fissures de déformation verticales dans le sol, qui ont réduit la résistance de
40 la pente jusqu'au glissement de translation observé. La canalisation 9 traverse cette pente, et le
41 mouvement de la pente décrit a causé une mise à nu du pipeline en avril 2012, comme le montre
42 la Figure 4.54. Lors de l'identification de la mise à nu, les ingénieurs et les experts-conseils
43 géotechniques d'Enbridge ont immédiatement procédé à un examen de l'inspection interne et à

1 une évaluation sur le terrain. L'examen de l'inspection interne a démontré qu'il n'y avait aucune
2 menace d'intégrité de la paroi des tuyaux au site. Les résultats de l'évaluation sur le terrain ont
3 conduit à l'excavation des matériaux effondrés dans le but de réduire la charge ultérieure sur le
4 sol. Une élimination des contraintes a également été réalisée afin de permettre le retour élastique
5 de la canalisation à proximité de sa position d'origine, et des jauges de déformation ont été
6 installées afin de permettre un suivi de la déformation directe de la conduite. La pente à
7 proximité du pipeline a ensuite été remise en état afin d'améliorer sa stabilité grâce à la coupe du
8 talus de la pente, à la construction d'une berme de pied et à l'installation d'améliorations du
9 drainage en surface, comme le montre la Figure 4.55, où la ligne orange indique l'emplacement
10 du pipeline.

11 En octobre 2012, lors de l'entretien prévu de l'emprise sur le site, des mouvements du pipeline
12 de l'ordre de 400 mm en pente descendante ont été observés. Bien que les déformations
13 correspondantes fussent acceptables, afin d'être prudent, une deuxième élimination des
14 contraintes a été réalisée. Des inspections des joints circonférentiels dans la zone de mouvement
15 ont été ajoutées à l'élimination des contraintes pour permettre l'identification et la réparation de
16 toute anomalie. Ainsi, le tronçon de la conduite peut accepter en toute sécurité les niveaux de
17 pression longitudinale et les mouvements potentiels à venir. Le remblayage s'est terminé en
18 novembre 2012, et des tubes de surveillance verticaux ont été installés pour permettre une
19 surveillance directe de la position de la conduite. Compte tenu de la vitesse de déplacement de la
20 pente de la rivière Don Est, Enbridge prévoit de relocaliser le pipeline en 2013. La planification
21 et la préparation pour le processus d'obtention des autorisations requises sont en cours. La
22 déformation du pipeline et sa position continueront d'être surveillées à intervalles réguliers. Des
23 éliminations de contraintes seront effectuées, au besoin, si les déformations du pipeline
24 approchent les limites permises avant la relocalisation.



Figure 4.54 – Approche de la vallée de la rivière Don Est en avril 2012



Figure 4.55 – Approche de la vallée de la rivière Don Est en septembre 2012

4.4.6.2 Gestion des franchissements de cours d'eau

26 Les franchissements de cours d'eau sont suivis par une combinaison de patrouilles d'emprise,
27 d'enquêtes de la profondeur de couverture et de visites d'ingénierie au site, au besoin. Les
28 inspections d'emprise identifient les menaces telles que les niveaux d'eau élevés, les
29 affouillements des rivières, les débris, la mise à nu du pipeline ou autre phénomène qui peuvent
30

1 affecter l'intégrité du franchissement. Toute constatation de ce genre est communiquée aux
2 ingénieurs d'Enbridge et évaluée à des fins d'atténuation. Les campagnes de mesures de
3 profondeur de couverture sont effectuées tous les 10 ans aux franchissements mineurs qui
4 présentent de moindres risques de mise à nu, et tous les cinq ans aux franchissements majeurs. Si
5 un faible couvert devait être identifié près d'un franchissement de cours d'eau, celui-ci serait
6 évalué à des fins de restauration. L'examen comprend l'évaluation de toutes les anomalies de
7 l'inspection interne, des portées non soutenues, de la charge potentielle, des conditions des
8 rivières, de l'emplacement des franchissements et une réflexion sur la nécessité de mener des
9 consultations auprès des propriétaires fonciers. Quelques exemples d'options de restauration sont
10 l'enrochement du pipeline, l'abaissement de la canalisation ou le réacheminement d'une rivière
11 ou de la canalisation. Historiquement, la restauration a été menée près des franchissements de la
12 canalisation 9 de la rivière Thames et du ruisseau Soper, situés au PM 1805 et au PM 1954,
13 respectivement. Ces sites sont surveillés de près durant les patrouilles d'emprise et les enquêtes
14 de la profondeur de couverture afin de s'assurer que la couverture des conduites reste acceptable.

15 Un site de franchissement de cours d'eau le long de l'emprise de la canalisation 9 est
16 actuellement mis à nu et en préparation de restauration. Une mise à nu partielle du pipeline au
17 PM 1923 du franchissement de la rivière Rouge a été identifiée en 2010. La mise à nu a été
18 causée par l'érosion des berges de la rivière, qui s'étend au-delà de la courbe affaissée du
19 pipeline. Elle a par la suite été évaluée par des ingénieurs d'Enbridge. En tenant compte de
20 l'examen de l'inspection interne, de la longueur minimale, du soutien du sol, de l'emplacement de
21 l'exposition et d'autres facteurs, il a été constaté que la restauration immédiate n'était pas
22 nécessaire, et la planification a été amorcée afin de développer une solution de restauration à
23 long terme. En tenant compte de la proximité du franchissement par rapport à un parc national
24 urbain planifié, Enbridge a travaillé en étroite collaboration avec des conseillers et des
25 intervenants pour élaborer et mettre en œuvre une solution acceptable. Récemment, un permis a
26 été délivré par les autorités de réglementation municipales, et une notification a été déposée
27 auprès de l'ONÉ aux fins des travaux de restauration, lesquels sont aujourd'hui presque
28 terminés.

29 **4.4.6.3 Gestion de mouvement de pipeline**

30 Les endroits sur l'emprise affectés par un tassement du sol, un soulèvement par le gel ou des
31 portées non soutenues sont gérés par une combinaison d'inspections internes et de patrouilles
32 d'emprise. Les inspections au vernier haute-résolution sont utilisées pour évaluer si les contraintes
33 de flexion associées au mouvement du pipeline sont suffisantes pour générer des pliures ou des
34 gauchissements du pipeline. Aucune pliure ni aucun gauchissement n'ont été identifiés sur la
35 canalisation 9 lors des plus récentes inspections au vernier haute à canaux multiples haute-résolution
36 réalisées sur la canalisation 9B, comme il est décrit à la section 3.4.4. La technologie de l'unité
37 de mesure inertielle (« UMI ») parvient à mesurer la flexion du pipeline à travers son panneau
38 indicateur d'unité d'inertie, qui recueille les coordonnées GPS le long du tronçon entier. Un seul
39 passage comparé à des conduites présumées droites, ou des passages aux fins de comparaison
40 permettent une quantification de la flexion de la conduite induite par les mouvements
41 géotechniques. Cette différence de profil est ensuite utilisée par les analystes d'inspection interne
42 afin de déterminer la contrainte de flexion associée. Enbridge a effectué une inspection UMI de
43 tous les tronçons de la canalisation 9, qui permettrait de réaliser rapidement une analyse de la
44 contrainte de flexion, si nécessaire. Il n'y a actuellement aucun site le long de la canalisation 9
45 qui nécessite une analyse UMI de contrainte de flexion.

1 Les contraintes longitudinales aux aires de mouvement de pipeline identifiées par les patrouilles
2 d'emprise sont évaluées selon les critères décrits à l'article 4 de la norme CSA Z662-11 lorsque
3 les données de déformation de l'UMI pour le tronçon de la conduite concerné ne sont pas
4 disponibles. Cette évaluation est facilitée par l'utilisation des mesures sur le terrain, par exemple,
5 les données d'enquête, et tient compte des effets longitudinaux de pression interne, des
6 contraintes thermiques et des contraintes longitudinales de flexion. Les contraintes longitudinales
7 combinées sont comparées avec les LEMS du pipeline. Tous les endroits le long de la
8 canalisation 9 où les contraintes longitudinales dépassent les limites admissibles spécifiées dans
9 la norme CSA Z662-11 sont restaurés. Il n'y a actuellement aucun site identifié le long de la
10 canalisation 9 nécessitant une réparation en raison de contraintes longitudinales.

11 **4.4.6.4 Répercussion de l'inversion de la canalisation sur la gestion des géorisques**

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

21 **4.4.7 Résumé et conclusion des dommages mécaniques**

22 Les procédures et processus inclus dans le PGDM sont appliqués universellement à tous les
23 pipelines du réseau d'Enbridge. En outre, les procédures et processus sont appliqués de façons
24 uniformes dans tout le réseau, quels que soient la PMS ou le profil de la pression d'exploitation
25 d'un pipeline particulier. En conséquence, l'inversion de la canalisation 9B ne nécessitera aucune
26 modification à la gestion des dommages mécaniques puisqu'aucun changement de PMS ne
27 surviendra.

28 L'inversion de l'exploitation de la canalisation aura un impact minime sur les caractéristiques
29 géométriques présentes sur la canalisation.

- 30 • Les géorisques continueront d'être suivis, évalués et restaurés si nécessaire. La gestion
31 des risques géologiques n'est pas affectée par l'inversion du sens d'écoulement, puisque
32 la majorité des géorisques de la canalisation 9 ne sont pas affectés par les conditions
33 d'exploitation.

34 **5. ACTIVITÉS PRÉVUES AVANT L'INVERSION DU SENS D'ÉCOULEMENT**

35 Les activités suivantes seront menées sur la canalisation 9, du PNW au TM, avant l'inversion du
36 débit et l'augmentation de la capacité :

- 37 • mener un programme complet d'inspection interne ciblant la perte de métal, les fissures
38 et les caractéristiques géotechniques entre le TM et le PNW;
- 39 • évaluer les résultats du programme d'inspection interne et réévaluer l'intégrité du
40 pipeline en s'appuyant sur les données d'inspection de 2012-2013;

- 1 • déterminer quelles activités de réhabilitation de la canalisation sont nécessaires pour
2 maintenir l'intégrité du pipeline;
- 3 • exécuter les excavations requises et la réhabilitation du pipeline afin de maintenir
4 l'intégrité du pipeline et de répondre aux paramètres d'exploitation nécessaires selon le
5 plan de gestion de l'intégrité d'Enbridge.

6. CONCLUSION

7 L'ET réalisée sur la canalisation 9 entre le TM et le PNW pour évaluer la corrosion, la
8 fissuration et les menaces de dommages mécaniques indiquent ce qui suit :

- 9 • Il n'y a pas de perte de métal dans le tronçon de pipeline nécessitant des réparations avant
10 les prochaines inspections de perte de métal prévues pour 2012-2013.
- 11 • La fissuration par fatigue continuera à être gérée à un niveau acceptable et, selon les
12 résultats de l'analyse de fatigue, la menace de fissure ne sera pas aggravée par l'inversion
13 proposée de la canalisation.
- 14 • Enbridge continuera de gérer la FCC.
- 15 • Il n'y a pas d'endommagements mécaniques nécessitant une excavation avant l'inversion
16 proposée de la canalisation.
- 17 • L'inversion de la canalisation ne nécessite pas de modification au plan de gestion de
18 l'intégrité actuel pour l'ensemble des programmes de corrosion, de fissurations, ou de
19 déformation mentionnée ci-dessus.

20 Les résultats globaux de la présente ET démontrent que le projet peut aller de l'avant dans des
21 conditions d'exploitation sûres et fiables.

22 7. RÉFÉRENCES

- 23 1. ASTM E1049-85, Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis, American
24 Society for Testing and Materials, Philadelphie, Penn. 1990.
- 25 2. Beavers, J. A., Maier, C. J., Jaske, C. E., et Worthingham R., « Ranking SCC
26 Susceptibility », Pipeline and Gas Technology, Hart Energy Publishing, Houston,
27 septembre 2007.
- 28 3. Paris, P. C., Gomez, M. P., et Anderson, W. E., « A Rational Analytic Theory of
29 Fatigue, », The Trend in Engineering, vol. 13, n° 1, p. 9-14, 1961.
- 30 4. Paris, P. C., « The Growth of Cracks Due to Variations in Load », Ph.D. Dissertation,
31 Lehigh University, Penn., 1962.
- 32 5. Jaske, C. E., « Damage Accumulation by Crack Growth Under Combined Creep and
33 Fatigue », Ph.D. Dissertation, The Ohio State University, Columbus, OH, 1984.

- 1 6. Jaske, C. E., « Estimation of the C* Integral for Creep-Crack-Growth Test Specimens »,
2 The Mechanism of Fracture, ASM International, Materials Park, OH, p. 577-586, 1986.
- 3 7. API 579-1/ASME FFS-1, Fitness-for-Service, American Petroleum Institute,
4 Washington, D.C., Annexe F, 5 juin 2007.
- 5 8. Enbridge Pipelines Inc., « Integrity Status Report for Submission to the National Energy
6 Board Line 2 Flash Welded Pipe Review », 23 février 2011.
- 7 9. Kiefner, J. F., Maxey, W. A., Eiber, R. J., et Duffy, A. R., 1973, « Failure Stress Levels
8 of Flaws in Pressurized Cylinders », Progress in Flaw Growth and Fracture Toughness
9 Testing, STP 536, ASTM International, West Conshohocken, Penn., p. 461-481.
- 10 10. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Effect of Corrosion and Stress-Corrosion Cracking on
11 Pipe Integrity and Remaining Life », Proceedings of the Second International Symposium
12 on the Mechanical Integrity of Process Piping, MTI Publication, n° 48, Materials
13 Technology Institute of the Chemical Process Industries, Inc., St. Louis, 1996,
14 p. 287-297.
- 15 11. Jaske, C. E., Beavers, J. A., et Harle, B. A., « Effect of Stress Corrosion Cracking on
16 Integrity and Remaining Life of Natural Gas Pipelines », document n° 255,
17 CORROSION 96, NACE International, Houston, 1996.
- 18 12. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Fitness-For-Service Evaluation of Pipelines in Ground-
19 Water Environments », Paper 12, Proceedings for the PRCI/EPRG 11th Biennial Joint
20 Technical Meeting on Line Pipe Research, Arlington, Ve, 1997.
- 21 13. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Review and Proposed Improvement of a Failure Model
22 for SCC of Pipelines », Proceedings of the International Pipeline Conference — Volume
23 1, ASME International, New York, 1998, p. 439-445.
- 24 14. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Fitness-For-Service Evaluation of Pipelines with Stress-
25 Corrosion Cracks or Local Corrosion », Proceedings of the International Conference on
26 Advances in Welding Technology (ICAWT 1999), Galveston, Texas É-U, 26 au
27 28 octobre 1999.
- 28 15. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Fitness-For-Service Assessment for Pipelines Subject to
29 SCC », Proceedings of the Pipeline Pigging, Integrity Assessment, and Repair
30 Conference, Houston, Texas, 1^{er} et 2 février 2000.
- 31 16. Jaske, C. E., Vieth, P. H., et Beavers, J. A., « Assessment of Crack-Like Flaws in
32 Pipelines », Corrosion NACEexpo 2002, NACE International, document n° 02089,
33 Denver, Colorado (avril 2002).
- 34 17. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Development and Evaluation of Improved Model for
35 Engineering Critical Assessment of Pipelines », document n° IPC 02-27027, Proceeding
36 of the International Pipeline Conference (IPC 2002), ASME International, New York,
37 2002.