





























































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

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

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

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

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

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

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

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

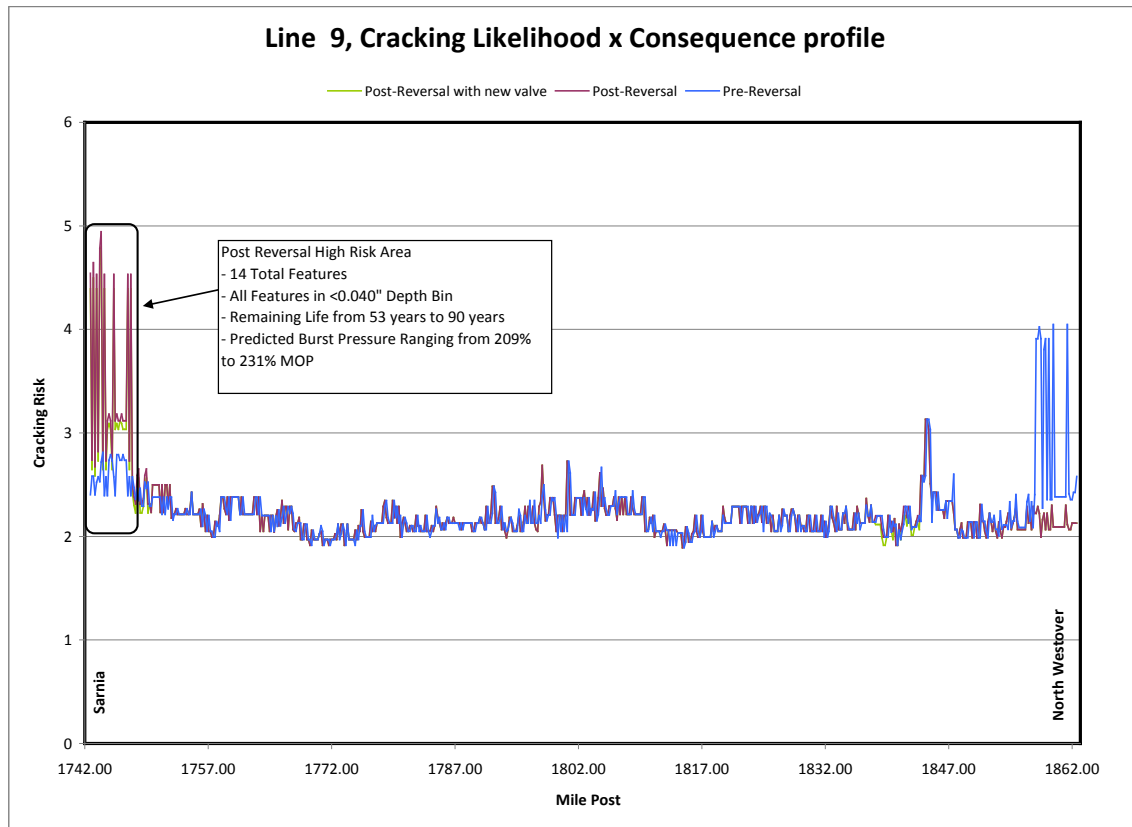


Figure 3.10 – Évaluation du risque pour la canalisation 9 entre le TS et le PNW

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

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

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

#### 5. RÉFÉRENCES

1. ASTM E1049-85, Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, PA, 1990.
2. J. A. Beavers, C. J. Maier, C. E. Jaske, et R. Worthingham, « Ranking SCC Susceptibility », Pipeline and Gas Technology, Hart Energy Publishing, Houston, September 2007.
3. Paris, P. C., Gomez, M. P., et Anderson, W. E., « A Rational Analytic Theory of Fatigue », The Trend in Engineering, vol. 13, n° 1, p. 9 à 14, 1961.
4. Paris, P. C., « The Growth of Cracks Due to Variations in Load », Ph.D. Dissertation, Lehigh University, PA, 1962.
5. Jaske, C. E., « Damage Accumulation by Crack Growth Under Combined Creep and Fatigue », Ph.D. Dissertation, The Ohio State University, Columbus, OH, 1984.
6. Jaske, C. E., « Estimation of the C\* Integral for Creep-Crack-Growth Test Specimens », The Mechanism of Fracture, ASM International, Materials Park, OH, p. 577-586, 1986.
7. API 579-1/ASME FFS-1, Fitness-for-Service, American Petroleum Institute, Washington, D.C., Appendix F, 5 juin 2007.
8. Enbridge Pipelines Inc., « Integrity Status Report for Submission to the National Energy Board Line 2 Flash Welded Pipe Review », 23 février 2011.
9. Kiefner, J. F., Maxey, W. A., Eiber, R. J., et Duffy, A. R., 1973, « Failure Stress Levels of Flaws in Pressurized Cylinders », Progress in Flaw Growth and Fracture Toughness Testing, STP 536, ASTM International, West Conshohocken, PA, p. 461 à 481.
10. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Effect of Corrosion and Stress-Corrosion Cracking on Pipe Integrity and Remaining Life », Proceedings of the Second International Symposium on the Mechanical Integrity of Process Piping, MTI Publication No. 48, Materials Technology Institute of the Chemical Process Industries, Inc., St. Louis, 1996, p. 287 à 297.

11. Jaske, C. E., Beavers, J. A., et Harle, B. A., « Effect of Stress Corrosion Cracking on Integrity and Remaining Life of Natural Gas Pipelines », Paper No. 255, CORROSION 96, NACE International, Houston, 1996.
12. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Fitness-For-Service Evaluation of Pipelines in Ground-Water Environments », Paper 12, Proceedings for the PRCI/EPRG 11th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research, Arlington, VA, 1997.
13. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Review and Proposed Improvement of a Failure Model for SCC of Pipelines », Proceedings of the International Pipeline Conference — Volume 1, ASME International, New York, 1998, p. 439 à 445.
14. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Fitness-For-Service Evaluation of Pipelines with Stress-Corrosion Cracks or Local Corrosion », Proceedings of the International Conference on Advances in Welding Technology (ICAWT 1999), Galveston, Texas USA, les 26, 27 et 28 octobre 1999.
15. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Fitness-For-Service Assessment for Pipelines Subject to SCC », Proceedings of the Pipeline Pigging, Integrity Assessment, and Repair Conference, Houston, Texas, 1<sup>er</sup> et 2 février 2000.
16. Jaske, C. E., Vieth, P. H., et Beavers, J. A., « Assessment of Crack-Like Flaws in Pipelines », Corrosion NACEExpo 2002, NACE International, Paper No. 02089, Denver, Colorado (avril 2002).
17. Jaske, C. E., et Beavers, J. A., « Development and Evaluation of Improved Model for Engineering Critical Assessment of Pipelines », Paper No. IPC 02-27027, Proceeding of the International Pipeline Conference (IPC 2002), ASME International, New York, 2002.