

INVERSION DE LA CANALISATION 9B D'ENBRIDGE : LES RISQUES POUR NOTRE RÉGION

**CONSTATS BASÉS SUR LA DOCUMENTATION
RENDUE PUBLIQUE PAR ENBRIDGE DANS LE
CADRE DE L'ÉVALUATION DU PROJET PAR
L'OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONÉ)**

Lorraine Caron, PhD caronlor@yahoo.com
Pour Citoyens au Courant

26 mars 2015

HISTORIQUE

- En 1975 débute la construction de la canalisation 9 par la compagnie IPL à l'initiative du gouvernement fédéral.
- En 1976, la canalisation entre en service vers Montréal avec une capacité autorisée de 315,000 barils par jour (capacité maximum par design de 333,333 barils par jour)
- En 1997, IPL soumet une demande à l'ONÉ pour inverser le flux de la canalisation vers l'Ontario.
- En 1999, IPL (devenue Enbridge) reçoit l'approbation de l'ONÉ pour la mise en service avec une capacité autorisée de 240,000 barils par jour.
- En novembre 2012, Enbridge soumet à l'ONÉ un projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 à 300,000 barils par jour vers Montréal.

Source : Office National de l'Énergie, Motifs de décision relativement à Pipelines Enbridge Inc. OH-002-2013, Mars 2014, page 10.

RELEVÉ DES OPÉRATIONS

- **Lors de la mise en service de la canalisation 9 en 1976, le débit moyen se situait autour de 125,000 barils par jour (The Gazette, 16 juin 1976, page 35)**
- **Entre 1991 et 1997, la canalisation 9 est peu utilisée faute de pétrole à transporter. Le contrat de 20 ans entre le gouvernement fédéral et IPL qui garantissait les opérations sans pertes financières pour IPL prend fin en 1996.**
- **En 1997, la compagnie demande à l'ONÉ d'inverser le flux vers l'Ontario, ce qui lui est accordé après des essais hydrostatiques réussis.**
- **Entre 2009 et 2011, le débit moyen se situe autour de 64,000 barils par jour.**
- **Depuis 2010, la canalisation 9 fonctionne à des pressions réduites (Enbridge Sept 2014 Updated Engineering Assessment, p. 88)**

Sources : E. Ferguson. Line 9 History. Line9communities.com ; Rising Tide Toronto. Not Worth the Risk. A Community Report on the Line 9 National Energy Board Hearings, March 2014.

LE PROJET D'ENBRIDGE

- **Inverser le flux de la canalisation 9B de North Westover (Ontario) vers Montréal pour acheminer plusieurs types de pétrole, dont le brut lourd des sables bitumineux, vers les raffineries de Suncor à Montréal et de Valéro à Lévis.**
- **Accroître la capacité moyenne annuelle de la canalisation 9 à 300,000 barils par jour, sans dépasser la capacité maximale par design de 333,333 barils par jour.**
- **Ne pas augmenter la Pression Maximale de Service (PMS), grâce à l'injection d'un agent réducteur de résistance.**

Source : Office National de l'Énergie, Motifs de décision relativement à Pipelines Enbridge Inc. OH-002-2013, Mars 2014, page 4.

LE TRONÇON DANS SOULANGES (1)

- **Un tronçon de 25 kilomètres qui entre au Québec à Saint-Justine de Newton et qui franchit entre autres les cours d'eau suivants : rivière à la Grasse, rivières Rigaud Est et Rigaud, ruisseau à Charette et rivière Outaouais.**
- **Ce tronçon comprend 2 vannes télécommandées pouvant être fermées dans un délai de 13 minutes : une en amont du franchissement de la rivière Rigaud Est et une en amont du franchissement de la rivière Outaouais.**
- **Ce tronçon comprend une vanne manuelle à Ste-Justine de Newton qui peut être fermée dans un délai de 1,5 à 4 heures selon les conditions.**
- **Ce tronçon passe à 2 km du puits municipal de Sainte-Justine-de-Newton, qui alimente Ste-Justine et St-Polycarpe**
- **Juste avant d'entrer au Québec, la canalisation 9B franchit deux cours d'eau qui ne sont pas considérés par Enbridge comme importants aux fins du positionnement des vannes : les rivières Beaudette et Delisle.**

Sources : Enbridge. Line 9 Intelligent Valve Placement Methodology and Results, June 9 2014 ; Enbridge Response to NEB IR no 4 for Condition 16. November 27, 2014 ; Enbridge Response to NEB IR no 1, Attachement 1, August 21 2014.

LE TRONÇON DANS SOULANGES (2)

Les risques pour la région

Enbridge dit pouvoir fermer les vannes en 13 minutes dans le meilleur des cas.

Review: Enbridge Line 6 Intersect Valve Placement Methodology and Results, June 9 2014 ; Enbridge Response to NED R 10-4 for Corridor 15, November 27, 2014

Cela donne quand même des volumes considérables!

Volume de déversement
1,351,000 litres en 13 minutes
dans la rivière Rigaud
tronçon de 10Km

Volume de déversement
1,456,000 litres en 13 minutes
dans les bassins versants de la
rivière Delisle et la rivière Beaudette
tronçon de 40Km !!!

Pour tout savoir et tout voir
faitspipelines.com

PIPELINE ENBRIDGE

projet ligne 9B inversion

Volume de déversement
957,000 litres en 13 minutes
dans la rivière Outaouais
tronçon de 3.5Km

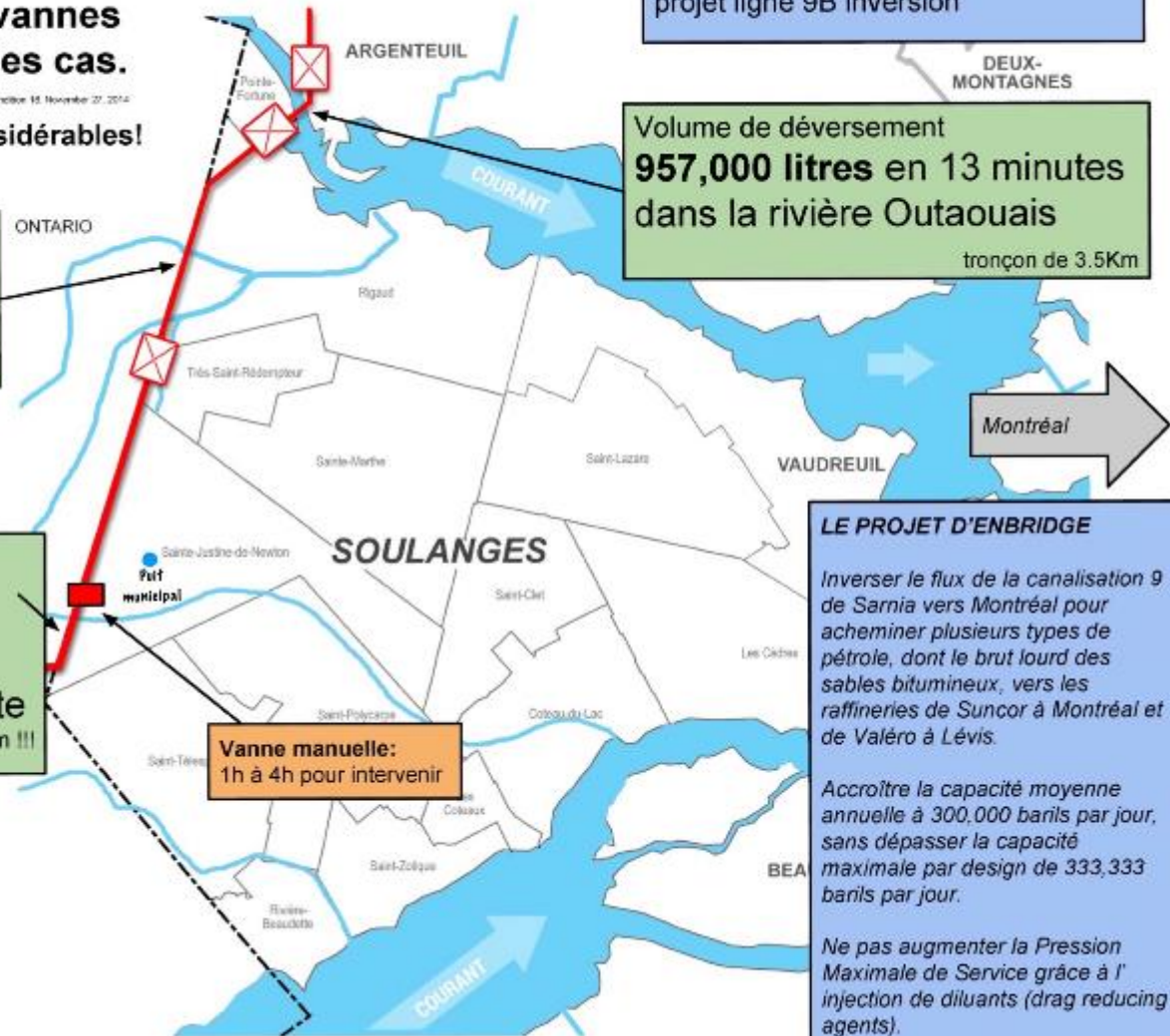
LE PROJET D'ENBRIDGE

Inverser le flux de la canalisation 9 de Sarnia vers Montréal pour acheminer plusieurs types de pétrole, dont le brut lourd des sables bitumineux, vers les raffineries de Suncor à Montréal et de Valéro à Lévis.

Accroître la capacité moyenne annuelle à 300,000 barils par jour, sans dépasser la capacité maximale par design de 333,333 barils par jour.

Ne pas augmenter la Pression Maximale de Service grâce à l'injection de diluants (drag reducing agents).

Source : OIE de l'Ontario et l'Ontario, March 2014, en collaboration avec le gouvernement du Québec, Enbridge Inc. 01-000-2013, Mars 2014, page 4



LES VANNES PROTÉGEANT LES COURS D'EAU DE LA RÉGION

1. **Vanne rive nord Outaouais (Argenteuil)**
 - **Rivière Outaouais (475 mètres largeur)**

3,5 km entre vannes 1 et 2
2. **Vanne rive sud Outaouais (Soulanges)**
 - **Ruisseau à Charrette (12 mètres)**
 - **Rivière Rigaud (24 mètres)**
 - **Rivière Rigaud Est (6 mètres)**

10 km entre Vannes 2 et 3
3. **Vanne rive sud de Rigaud (Soulanges)**
 - **Rivière à la Graise (0,3 mètre)**

(Vanne manuelle près de Ste-Justine de Newton)

40 km entre Vannes 3 et 4

 - **Rivière Delisle (18 mètres)**
 - **Rivière Beaudette (12 mètres)**
4. **Vanne de la rivière Raisin (Ontario)**

Sources : Enbridge. Line 9 Intelligent Valve Placement Methodology and Results, June 9, 2014; Enbridge Response to NEB IR no 4 for Condition 16. November 27, 2014

DISTANCE ENTRE LES VANNES ET VOLUMES PRÉVUS DE DÉVERSEMENT

DISTANCE ENTRE LES VANNES TÉLÉCOMMANDÉES

- **3,5 km** entre les vannes bordant la rivière des Outaouais
- **10 km** entre les vannes bordant la rivière Rigaud
- **40 km** entre la vanne de Rigaud et la prochaine vanne télécommandée de la rivière Raisin en Ontario

VOLUME DE DÉVERSEMENT (EN 13 MINUTES)

- **957,000 litres (6018 barils)** pour la rivière Outaouais
- **1,351 million de litres (8497 barils)** pour les rivières Rigaud et Rigaud Est
- **1,456 million de litres (9157 barils)** pour les bassins versants de la rivière Delisle et de la rivière Beaudette

28,000 litres : déversement de diésel à Longueuil

Sources : Enbridge. Line 9 Intelligent Valve Placement Methodology and Results, June 9, 2014 ; Enbridge Response to NEB IR no 4 for Condition 16. November 27, 2014

INSPECTION INTERNE DE LA 9B

Terminologie

- **In-line Inspection (ILI) :**

Inspection interne de la canalisation à l'aide d'outils d'inspection interne, tels que le cochon intelligent (smart pig), qui scannent la paroi interne et fournissent des données sur les différents éléments d'usure.

De manière plus générale, un cochon ou râcleur (pig) est un outil qui bouge à l'intérieur d'un oléoduc pour les fins de l'inspection, du nettoyage, ou de la prise de mesure.

Calendrier d'inspection

- **Pour la corrosion :**

Les tronçons de la canalisation 9B entre North Westover et Montréal ont été inspectés en 2012 et la prochaine inspection interne est prévue pour 2017 (p. 43).

- **Pour les fissures :**

Les tronçons situés entre la station de Cardinal (Ontario) et le terminal de Montréal ont fait l'objet d'une inspection interne en 2004 et en 2012 (pp. 45 et 52). La prochaine inspection est prévue pour 2015 (p. 94).

Sources : Enbridge Pipelines Inc. Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project. September 2014 Updated Pipeline Engineering Assessment, September 22, 2014 ; Pigging Products & Services Association. Pigging terminology (ppsa-online.com).

RÉSULTATS DES ILI

- **Suite à l'inspection interne (ILI) de toute la canalisation 9 en 2012, le nombre total d'éléments d'usure détectés s'élevait à 12848 (p.53).**
- **Pour le tronçon qui passe sous la rivière des Outaouais, le nombre d'éléments d'usure a quintuplé entre les ILI de 2004 et de 2012, passant de 50 à 250 (fig. 4.25, p. 55).**

Source : Enbridge Pipelines Inc. Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project. September 2014 Updated Pipeline Engineering Assessment, September 22, 2014.

OBSERVATIONS LORS DES EXCAVATIONS

- La sélection des éléments d'usure devant faire l'objet de réparation est basée sur la notion de "pression failure". Les éléments d'usure détectés par ILI, qui ont été jugés comme ne pouvant pas supporter une pression égale ou plus grande que 125% de la pression de service, ont fait l'objet d'excavations et de réparations (p. 59).
- Ainsi, les 989 excavations réalisées sur la ligne 9 (1033 km), ce qui fait en moyenne 1 excavation à chaque 1.04 km, visaient la réparation de près de 3000 éléments d'usure sur les 12848 détectés par ILI (p.64).
- L'observation du pipeline aux 989 sites d'excavation a de plus révélé près de 15,000 autres éléments d'usure trop petits pour être détectés par ILI, dont 13,000 sur le tronçon qui va de Cardinal (Ont) à Montréal (pp.67-68) qui n'ont pas été sélectionnés pour réparation.
- Nous ne savons pas à quelle proportion de la ligne 9 correspondent les sections du pipeline dégagées par les excavations et inspectées de visu : 1%, ? 10% ?

Source : Enbridge Pipelines Inc. Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project. September 2014 Updated Pipeline Engineering Assessment, September 22, 2014.

FISSURES NON DÉTECTÉES PAR ILI

- L'examen de la ligne 9 via les 989 excavations a révélé 187 fissures et 18 fissurations par corrosion sous contrainte (stress corrosion cracks) **qui n'avaient pas été détectées par ILI, mais qui selon Enbridge pourraient supporter un essai hydrostatique* allant jusqu'à 125% de la pression de service (p.68).**

***Essai hydrostatique** : Epreuve sous pression interne d'eau pour vérifier la résistance et l'étanchéité des tuyaux, notamment les oléoducs.

- En août 2013, une longue fissure a été repérée par un technicien sur le terrain, fissure n'ayant pas été détectée par ILI. Celle-ci a fait l'objet d'une réparation importante et le joint de cette section de la canalisation a été enlevé pour analyse métallurgique (p.67).

Source : Enbridge Pipelines Inc. Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project. September 2014 Updated Pipeline Engineering Assessment, September 22, 2014.

CORROSION NON DÉTECTÉE PAR ILI

- L'examen du tronçon de la station Cardinal au terminal de Montréal a également révélé **un trou de 10 mm dû à la corrosion** (p. 31).
- **Ce trou n'avait pas été détecté lors des ILI récentes et antérieures** (p. 31).
- Lors des audiences de l'ONÉ, l'Ontario Pipeline Landowners Association (OPLA) a indiqué qu'il n'y a pas actuellement sur le marché d'outil d'inspection interne (ILI) qui permette de détecter les petits trous de corrosion (pinhole corrosion)

Source : Enbridge Pipelines Inc. Line 9B reversal and Line 9 Capacity Expansion Project. September 2014 Updated Pipeline Engineering Assessment, September 22, 2014. Audience de l'ONÉ, Volume 6, p. 117.

ILI ET PINHOLE CORROSION

Extrait des audiences de l'ONÉ :

“In response to OPLA’s Information Request 1.79 parts (d) and (e), Enbridge advised that:

“...there are no ILI tools available that can accurately detect pinhole corrosion.”

And further:

“All commercially available metal loss ILI tools have limitations resulting in uncertainties in characterizing pinhole corrosion.” ”

Source : Ordonnance d'audience OH-002-2013. Pipelines Enbridge Inc. Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9. Audience tenue à Metro Toronto Convention Centre, South Building 222 Bremner Boulevard, Toronto, Ontario, le 17 octobre 2013 (Volume 6, p. 117)

EXCAVATIONS DANS SOULANGES

- **43 excavations sur le tronçon* qui passe dans notre région et qui franchit l'Outaouais ont été rapportées à l'ONÉ pour les éléments suivants :**
 - Fissures : 33 excavations
 - Bosses : 9 excavations
 - Corrosion : 1 excavation
- **L'excavation pour corrosion a été réalisée le 2 mars 2012 à Ste-Justine de Newton (KP3527.5834)**
- Des travaux de recouvrement ou d'installation de barrières de protection en 2009, 2010, 2012 ont également été faits à plusieurs endroits.

* :Tronçon de 30 km situé entre les postes kilométriques 3526-3556 (MilePost 2190-2210)

Source : Enbridge. Operations and Maintenance Notification – Pipeline Integrity Dig Program (données soumises à l'ONÉ et compilées par E. Ferguson, disponibles à Line9communities.com, sous la rubrique : Integrity -- Lancaster to Quebec Border (MP2180-2220).

FUITES SUR LA LIGNE 9 (1)

- **35 fuites ont été documentées sur l'ensemble de la canalisation 9 depuis sa mise en service en 1976**
- **Seules les fuites de plus de 1500 litres sont rapportées à l'ONÉ (7 fuites)**
- **Enbridge dénombre 12 fuites et 1 rupture sur le pipeline (en dehors de ses terminaux et stations de pompage) (Pipeline Integrity Engineering Assessment, novembre 2012, p. 16-17)**
- **Le ministère de l'environnement de l'Ontario a documenté 22 fuites sur les 30 relevées sur son territoire**

Source : Enquête de CBC pour l'émission W5 reprise par le Toronto Star du 22 février 2014

FUITES SUR LA LIGNE 9 (2)

- **Sur les 35 fuites documentées, 5 ont eu lieu au Québec :**
 - **Terrebonne : 1 fuite (4000 litres) à la station de pompage en 2011**
 - **Fuite révélée par Enbridge lors des audiences de l'ONÉ en 2013**
 - **Mirabel : 2 fuites (5000 litres)**
 - **Montréal : 2 fuites (3 005 000 litres)**

Source : Enquête de CBC pour l'émission W5 et reprise par le Toronto Star du 22 février 2014

DÉTECTION DES FUITES (1)

- Le programme de détection des fuites d'Enbridge comprend plusieurs méthodes, telles que le calcul de l'inventaire à interval régulier et la surveillance visuelle.
- Selon Enbridge, plus de 30% des fuites répertoriées sur la ligne 9 ont été découvertes par une partie autre qu'Enbridge.
- Lors des audiences de l'ONÉ, l'organisme citoyen DurhamCLEAR a indiqué que le système de détection à distance (computational pipeline monitoring) d'Enbridge ne signalait que les fuites plus grandes que 588 litres par minute.
- À ce débit, il faut deux heures pour que le système puisse détecter une fuite, ce qui peut entraîner un déversement de 70,000 litres.

Sources : Enbridge Response to NEB IR no 4 for Condition 16 – Appendix A : Enbridge Risk Management Mitigation Measures. November 27, 2014 ; Audience de l'ONÉ, 16 octobre 2013, volume 5, page 147.

DÉTECTION DES FUITES (2)

Extrait des audiences de l'ONÉ :

“In Enbridge's response to NEB Information Request 3.10.C, they acknowledge that their computation pipeline monitoring system, CPM:

“...will not detect a leak below 70.5 [cubic metres], 443 [barrels] over a two-hour period”.

That works out to 3.7 barrels per minute”.

Source : Ordonnance d'audience OH-002-2013. Pipelines Enbridge Inc. Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9. Audience tenue à Metro Toronto Convention Centre, South Building 222 Bremner Boulevard, Toronto, Ontario, le 16 octobre 2013 (Volume 5, p. 147).

ÉVALUATION INDÉPENDANTE

- Un expert international en sécurité des pipelines (R. Kuprewicz) a procédé à un examen indépendant des données du rapport technique de 2012 d'Enbridge sur l'intégrité de la canalisation 9B.
- Cet expert met en garde contre une dépendance excessive d'Enbridge en faveur des outils d'inspection interne pour assurer l'intégrité de la canalisation existante (p. 30).
- Sur la base des déficiences constatées par rapport au programme de gestion de l'intégrité du pipeline, cet expert a estimé que le risque de rupture de la canalisation est élevé si le projet d'inversion va de l'avant (p. 28).
- **La première recommandation de cet expert à l'ONÉ est que des essais hydrostatiques sur la canalisation existante devraient être effectués avant la mise en service (p. 30).**

Sources : Accufacts Inc. Report on Pipeline Safety for Enbridge's Line 9B Application to NEB, August 5, 2013.

ESSAIS HYDROSTATIQUES

“Hydrostatic testing is used to confirm safe operations of our system by testing pipe integrity using water pressurized above normal operating levels” (Enbridge. Hydrostatic Pressure Testing on Operating Pipelines)

- L'essai sous pression hydrostatique constitue une pratique optimale reconnue par l'Association canadienne de pipelines d'énergie pour assurer qu'il n'y ait pas de défaut du pipeline (CEPA, 12 juin 2013)
- Ce test est employé sur des pipelines nouvellement construits, et sur des anciens pipelines, lorsque ces derniers ont été inactifs pendant plus d'un an ou pour en valider l'intégrité (norme CSA-Z662)
- L'essai hydrostatique permet de vérifier que l'oléoduc est en mesure de supporter la pression maximale de service visée par le projet et ainsi d'opérer l'oléoduc de manière sécuritaire.

Sources : Enbridge. Hydrostatic Pressure Testing on Operating Pipelines. Disponible à : <http://s3.documentcloud.org/documents/724930/hydrostaticpressure-testing.pdf> ;
CEPA, 12 juin 2013. Disponible à : <http://www.cepa.com/fr/lessai-hydrostatique-aide-a-maintenir-lintegrite-des-pipelines>

ESSAIS HYDROSTATIQUES SUR LA LIGNE 9

- **La canalisation 9 a subi deux essais hydrostatiques :**
 1. En 1976 avant sa mise en service initiale
 2. En 1997 avant sa remise en service avec flux inversé
- Aucune fuite, ni rupture n'a été constatée lors de ces deux essais.
- **Pour l'actuel projet d'inversion :** Enbridge a réalisé des essais hydrostatiques obligatoires sur les nouvelles structures construites au sein des stations de pompage et terminaux, tel que requis par l'article 47 de la Loi sur l'ONÉ et a soumis les résultats à l'ONÉ dans sa demande d'autorisation de mise en service, le 6 février 2015.
- **La canalisation existante n'a pas fait l'objet d'essais depuis 18 ans**

Sources : Enbridge. Pipeline Integrity Engineering Assessment, novembre 2012, p. 16-17; Enbridge. Demande d'autorisation finale de mise en service à l'ONÉ, 6 février 2015.

DEMANDES D'ESSAIS HYDROSTATIQUES SUR LA LIGNE 9

Plusieurs autorités et organisations ont recommandé que l'ONÉ oblige Enbridge à procéder à des essais hydrostatiques sur toute la canalisation 9 avant d'en inverser le sens d'écoulement :

- **Richard Kuprewicz, expert en sécurité de pipeline (août 2013)**
- **Le ministère de l'énergie de l'Ontario (octobre 2013)**
- **Ontario Pipeline Landowners Association (octobre 2013)**
- **La coalition Equiterre (octobre 2013)**
- **La Communauté Métropolitaine de Montréal (novembre 2013)**
- **Le gouvernement du Québec (CAPERN, décembre 2013)**

Sources : Office National de l'Énergie, Motifs de décision relativement à Pipelines Enbridge Inc. OH-002-2013, Mars 2014, page 56 ; Rising Tide Toronto. Not Worth the Risk. A Community Report on the Line 9 National Energy Board Hearings, March 2014.

LE REFUS D'ENBRIDGE

- Depuis la soumission de son projet en 2012, Enbridge a toujours refusé de procéder à des essais hydrostatiques sur la canalisation existante, soutenant que ses méthodes d'inspection interne sont suffisantes pour assurer l'intégrité de la canalisation.
- Son refus s'est traduit par trois actions concrètes :
 1. Une demande d'exemption auprès de l'ONÉ pour ne pas avoir à soumettre une demande d'autorisation finale de mise en service qui exige des essais hydrostatiques. Cette demande lui a été refusée par l'ONÉ (p.56).
 2. Un argumentaire basé sur le potentiel qu'aurait un essai hydrostatique d'endommager la canalisation 9B
 3. Une critique ciblée du rapport de R. Kuprewicz qui recommande l'essai.

Sources : Office National de l'Énergie, Motifs de décision relativement à Pipelines Enbridge Inc. OH-002-2013, Mars 2014, page 56 ; Audiences et réponses d'Enbridge aux demandes de renseignement du Ministère de l'énergie de l'Ontario et de la municipalité de Mississauga.

DEMANDE D'EXEMPTION D'ENBRIDGE

- Lors de la soumission de son projet, Enbridge a tenté en vertu de l'article 58 de la Loi sur l'ONÉ de soustraire son projet à l'application de l'article 47 de la dite Loi, qui requiert la soumission d'une demande d'autorisation de mise en service, laquelle exige, entre autres : la description des installations soumises à l'essai sous pression et une déclaration portant que des essais hydrostatiques ont été exécutés et que les résultats ont été jugés acceptables. Cette demande de dérogation a été refusée par l'ONÉ.
- **Cependant, ni l'article 47 de la Loi, ni l'article 23 du Règlement de l'ONÉ sur les pipelines terrestres ne précisent comment est déterminée l'étendue des installations et de la conduite qui doivent être soumises aux essais hydrostatiques.**

Source : Loi sur l'Office national de l'énergie, articles 47 et 58 ; ONÉ. Guide de dépôt – Rubrique T- Autorisation de mise en service ; Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres. DORS/99-294, à jour 25 novembre 2014.

LES ARGUMENTS D'ENBRIDGE (1)

- *“Hydrotesting is not the primary method utilized by pipeline operators that are able to use high resolution In-Line Inspection tools for integrity verification”.*
 - *[Notre réponse : Enbridge n'utilise même pas les outils ILI les plus sophistiqués (ex.: Phased-Array ILI); Dans tous les cas, l'argument d'Enbridge passe sous silence le fait que les outils ILI n'ont pas encore atteint la fiabilité que procure l'essai hydrostatique ; de plus, l'argument d'Enbridge n'exclut pas l'emploi des essais hydrostatiques en complémentarité des outils ILI, comme l'a recommandé la firme Dynamic Risk dans son rapport au gouvernement du Québec.]*
- *“Hydrotesting only provides confirmation at a point in time that the remaining defects have dimensions smaller than a critical size defect. It does not guarantee that the line will not fail in the future”.*
 - *[Notre réponse : Aucun test, incluant ILI, ne peut garantir qu'un pipeline ne flanchera pas dans le futur. Réaliser un essai hydrostatique pour confirmer ponctuellement (avant la mise en service) que l'opération du pipeline est sécuritaire selon les conditions établies, est nécessaire.]*

Source : Réponse d'Enbridge à la demande de renseignement no 1 du Ministère de l'énergie de l'Ontario, section 1.14 a), p 22.
https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/92263/790736/890819/918445/965100/B20%2D_Enbridge_Response_to_Ontario_Ministry_of_Energy_IR_No_1_%2D_A3I6Y8.pdf?nodeid=965165&vernum=1

LES ARGUMENTS D'ENBRIDGE (3)

- *“These potential detrimental effects are anticipated to be managed and mitigated through further monitoring such as In-Line Inspection should hydrotesting be performed”.*
 - *[Il est clair qu'Enbridge ne souhaite pas dépenser plus de temps et d'argent pour assurer l'intégrité de la canalisation. Les outils ILI sont la méthode la moins chère. Ces effets néfastes attribués aux essais hydrostatiques sont sans mérite technique. On pourrait néanmoins profiter du fait que le prochain ILI est déjà prévu par Enbridge pour 2015.]*
- *“Hydrotesting which resulted in propagating crack growth would be counterproductive to Enbridge efforts to eliminate pipeline failures”.*
 - *[Un essai hydrostatique qui aurait effectivement entraîné la propagation de fissures serait sans aucun doute un élément contreproductif, comme par exemple un essai hydrostatique mal fait. Mais Enbridge n'apporte aucune preuve que des essais hydrostatiques ont causé ou peuvent causer de tels dommages. L'argument d'Enbridge est fallacieux car il suppose une cas hypothétique pour suggérer que tout essai hydrostatique résulterait dans la propagation de fissures.]*

Source : Réponse d'Enbridge à la demande de renseignement no 1 du Ministère de l'énergie de l'Ontario, section 1.14 a), p 22.
https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/92263/790736/890819/918445/965100/B20%2D_Enbridge_Response_to_Ontario_Ministry_of_Energy_IR_No_1_%2D_A3I6Y8.pdf?nodeid=965165&vernum=1

POURQUOI EXIGER DES ESSAIS HYDROSTATIQUES ? (1)

- 1. Les outils d'inspection interne utilisés par Enbridge ne sont pas suffisants pour valider l'intégrité de la canalisation (Accufacts, 2013, p.24)**
- 2. La validation optimale de l'intégrité d'une canalisation existante requiert l'emploi conjoint des deux approches : ILI et essais hydrostatiques de façon répétée avec des intervalles de mise en oeuvre soigneusement conçue entre chaque stratégie (Dynamic Risk, 2014, p. 26)**
- 3. Seul un essai hydrostatique est en mesure de révéler les petits trous (pinhole) de corrosion indétectables par les outils d'inspection interne.**

Sources : Accufacts Inc. Report on Pipeline Safety for Enbridge's Line 9B Application to NEB, August 5, 2013 ; Dynamic Risk Assessment Systems, Inc. Examen et analyse de l'évaluation technique du projet d'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge, Ministère du Développement durable de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, 9 avril 2014.

POURQUOI EXIGER DES ESSAIS HYDROSTATIQUES ? (2)

- 4. Les outils d'inspection interne employés par Enbridge pour la détection des éléments d'usure n'ont pas une probabilité de détection de 100%. Il est toujours possible de manquer certains éléments d'usure qui vont fuir à la pression exercée par un essai hydrostatique, comme les petits trous de corrosion, et c'est justement le but de l'essai hydrostatique : révéler ces faiblesses avec de l'eau et non avec du pétrole.**
- 5. Enbridge a affirmé que les éléments d'usure résiduels dans la canalisation seraient en mesure de supporter la pression d'un essai hydrostatique qui est de 125% la Pression maximale de service (Enbridge. September 2014 Updated Engineering Assessment, p. 64).**

LEÇONS DE KALAMAZOO (1)

- Une rupture de la ligne 6b d'Enbridge au Michigan en 2010 a entraîné le plus grand déversement terrestre de l'histoire des États-Unis : Enbridge a mis 17 heures avant que le bris de l'oléoduc ne soit reconnu comme tel, laissant se déverser plus de 3 millions de litres dans la rivière Kalamazoo, causant des impacts majeurs sur une distance de 40 km. Le nettoyage a duré 3 ans et a coûté à la compagnie plus de 1,2 milliards de dollars.
- Le bureau de la sécurité des transports des États-Unis (NTSB) a conclu que la cause probable de la rupture était attribuable à des fissures préexistantes produites par la corrosion. Aucun test hydrostatique récent n'avait été mené avant l'inversion du flux, et bien que la technologie du smart pig ait été utilisée, la compagnie Enbridge ne se serait pas occupé de la faille qui a mené à la rupture.
- Après enquête, l'Agence de sécurité des pipelines (PHMSA) a émis une ordonnance de mesures correctives qui exigeait, entre autres, de faire un test hydrostatique avant la remise en service. Certaines parties de cet oléoduc étaient tellement endommagés que la compagnie a remplacé plusieurs kilomètres de cet oléoduc dans cette région. Le nouvel oléoduc comprend une paroi plus épaisse, une protection cathodique contre la corrosion, et fera l'objet de plusieurs tests de sécurité.

Sources : National Transportation Security Board. Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release, Marshall, Michigan, July 25, 2010, Accident report, NTSB, 2012 ; PHMSA Corrective Action Order, July 28, 2010 ; PHMSA Corrective Action Order Amendment, September 22, 2010.

LEÇONS DE KALAMAZOO (2)

- Les lignes 9B et 6B ont des similarités importantes en termes d'âge, de construction (diamètre, épaisseur d'acier et recouvrement en polyéthylène) et d'utilisation : la ligne 6b est un oléoduc de 30 po de diamètre construit en 1969, dont on a plus tard inversé le flux pour transporter du bitume dilué provenant de l'ouest canadien et du pétrole de schiste provenant du Dakota du Nord.
- En 2014, la PHMSA a conclu que la conversion de pipelines existants aux fins du changement de type d'hydrocarbure et de l'inversion de flux constituent des changements fondamentaux qui méritent de prendre des mesures spécifiques pour garantir la sécurité de ces pipelines, dont l'exigence de réaliser un nouvel essai hydrostatique.

Sources : National Transportation Security Board. Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release, Marshall, Michigan, July 25, 2010, Accident report, NTSB, 2012 ; PHMSA Pipeline Safety : Guidance for Pipeline Flow Reversals, Product Changes and Conversion to Service, September 18 2014.

ESSAIS HYDROSTATIQUES FAITS PAR ENBRIDGE AUX USA

- **Un essai hydrostatique sur un tronçon de plus de 20 km de la canalisation 6B a été réalisé par Enbridge le 30 août 2010, sous la surveillance de la Pipeline and Hazardous Material Security Agency (PHMSA) et par ordre de cette dernière, suite au déversement dans la rivière Kalamazoo.**
- **Après une fuite sur la ligne 14 d'Enbridge en juillet 2012, la PHMSA a exigé des essais hydrostatiques plus poussés d'Enbridge avant la remise en service. Ces essais ont été réalisés par Enbridge sous la surveillance de la PHMSA.**
- **Enbridge a effectué d'elle-même un essai hydrostatique en 2013 sur un oléoduc de 60 ans qu'elle a loué de la compagnie Wolverine Pipe Line Company dans le cadre d'un projet d'expansion de sa ligne 79 pour relier sa ligne 6B à la raffinerie Marathon de Détroit au Michigan (Ann Arbor News, 19 mars 2013)**

Sources : Enbridge. Line 6b Integrity Verification and Remedial Work Plan. Prepared for PHMSA, September 26, 2010, p. 3 ; PHMSA. One Year Later. Update on Enbridge Lakehead System Improvements.

L'ONÉ A LE POUVOIR D'EXIGER LES ESSAIS HYDROSTATIQUES SUR LA LIGNE 9B

- **La décision de l'ONÉ en mars 2014** : “ L'Office n'impose pas pour le moment d'essais hydrostatiques sur les tronçons de la canalisation 9 qui existent déjà. [...] Après avoir reçu l'évaluation technique à jour et les documents déposés par Enbridge au sujet des travaux de réparation terminés et de la fiabilité de l'outil d'inspection interne et après avoir tenu compte des politiques et de la stratégie générales d'Enbridge au sujet des essais hydrostatiques, il se pourrait que l'Office se penche à nouveau sur la possibilité d'exiger la tenue d'essais hydrostatiques avant la mise en service. [...] **l'Office étudiera les dépôts faits par Enbridge en conformité avec les conditions 9, 10 et 11 pour déterminer s'il doit l'obliger à effectuer des essais hydrostatiques sur des tronçons existants de la canalisation 9**”.

Source : Office National de l'Énergie, Motifs de décision relativement à Pipelines Enbridge Inc. OH-002-2013, Mars 2014, pages 56-57.

L'ONÉ A DÉCIDÉ DE NE PAS EXIGER CES ESSAIS

- Tout indique que l'Office national de l'énergie (ONÉ) n'exigera pas la réalisation des essais hydrostatiques sur la canalisation existante pour vérifier l'étanchéité de la ligne 9B de la compagnie Enbridge avant de donner son autorisation pour la mise en service, prévue au printemps 2015. C'est ce qu'on peut conclure des réponses des dirigeants de l'ONÉ lors de leur passage à la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM) et aux Hautes études commerciales (HEC) le 26 février dernier. Pour se justifier, les dirigeants de l'ONÉ ont repris les arguments d'Enbridge.

Sources : Constat basé sur un témoignage de R. Grimaudo, maire de Saint-Lazare, présent au dîner de la CMM conviant Peter Watson, le 26 février 2015 et d'un témoignage d'une membre des Citoyens au Courant, présente à la conférence des dirigeants de l'ONÉ aux HEC, le 26 février 2015

RÉSUMÉ DES CONSTATS (1)

- 1. Bien que la canalisation ait été construite en 1975 pour acheminer 315,000 barils par jour, le projet d'inversion de la ligne 9B et d'accroissement de la capacité de la ligne 9 produira un débit annuel moyen autorisé (300,000 barils/jour) que la canalisation n'a probablement jamais transporté.**
- 2. Il s'agit d'un pipeline vieillissant, malgré sa faible utilisation jusqu'à présent. Suite à l'inspection interne (ILI) de 2012, le nombre d'éléments d'usure dans le tronçon qui passe sous la rivière Outaouais a quintuplé. Lors des 989 excavations effectuées en 2013 et 2014, plusieurs autres éléments d'usure ont été découverts qui n'avaient pas été détectés par ILI, confirmant que ces outils ont une probabilité de détection inférieure à 100%.**

RÉSUMÉ DES CONSTATS (2)

- 3. Enbridge a indiqué qu'il n'y a pas actuellement sur le marché d'outil d'inspection interne (ILI) qui permet de détecter les petits trous de corrosion (pinhole corrosion)**
- 4. Enbridge a indiqué que son système de détection des fuites à distance ne détecte pas les fuites de moins de 588 litres par minute.**
- 5. Enbridge refuse de procéder à des essais hydrostatiques de la canalisation existante sur la base de présomptions des effets néfastes potentiels de cette approche et non sur la base de données probantes.**
- 6. Bien que la canalisation a subi des essais hydrostatiques avant ses deux mises en services en 1976 et en 1997, l'ONÉ n'exigera pas cette fois-ci un essai hydrostatique de la canalisation existante avant d'autoriser la mise en service.**

LES RISQUES POUR LA POPULATION ET L'ENVIRONNEMENT

1. **Risque important de fuites lentes**, difficilement détectables, causées par des trous de corrosion (pinhole corrosion) introuvables par les méthodes d'inspection interne, pouvant entraîner la **contamination des terres agricoles, des puits de surface et des eaux souterraines**.
2. **Risque pour la santé des résidents le long du tracé** dans Soulanges qui s'abreuvent avec leur puits de surface.
3. **Risque accru de rupture, du fait de l'inversion du flux, du transport de bitume dilué et de l'augmentation de capacité**
4. **Risque inacceptable pour la rivière Outaouais en raison des conséquences potentielles pour l'approvisionnement en eau potable de 2,5 millions de personnes** : le volume maximal de déversement en 13 minutes jugé raisonnable en pratique par Enbridge représente 35X la quantité d'hydrocarbures déversée à Longueuil en janvier 2015.

CONCLUSIONS

- 1. Des faiblesses avérées demeurent concernant la canalisation 9B d'Enbridge : âge, nombreuses réparations, présence de pinhole corrosion, fissures en augmentation, rarement utilisée au débit proposé.**
- 2. Des limites significatives demeurent concernant les outils d'inspection interne utilisés pour l'évaluation de l'intégrité du pipeline.**
- 3. Les risques jugés raisonnables en pratique par Enbridge et l'ONÉ au regard des fuites et des déversements possibles sont inacceptables des points de vue de la sécurité et de la santé publiques.**
- 4. Le dernier rempart pour éviter une fuite majeure serait de compléter la vérification de l'intégrité de la canalisation existante par des essais hydrostatiques sur l'ensemble de la canalisation, en plus des essais hydrostatiques déjà réalisés par Enbridge dans ses stations de pompage.**

RECOMMANDATIONS

1. **Considérant la décision de l'ONÉ de ne pas exiger plus de vannes de sectionnement pour diminuer les volumes de déversement AVANT la mise en service ; et**
2. **Considérant la décision de l'ONÉ de ne pas exiger la réalisation d'essais hydrostatiques sur l'ensemble de la canalisation 9B pour garantir l'étanchéité avant d'autoriser la mise en service :**
3. **Il est recommandé aux élus des municipalités d'interpeller l'ONÉ pour qu'il exige des essais hydrostatiques sur tous les tronçons de la canalisation existante comme condition PRÉALABLE à la mise en service ; et**
4. **Il est recommandé au gouvernement du Québec, à la CMM et aux MRC touchées d'entrer directement en contact avec l'ONÉ pour exiger des essais hydrostatiques de la canalisation existante et pour s'assurer que ces essais soient supervisés par une instance indépendante.**