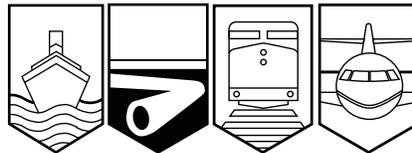


Bureau de la sécurité des transports  
du Canada



Transportation Safety Board  
of Canada

**RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE**  
**P01H0049**



**RUPTURE D'UN OLÉODUC**

**D'ENBRIDGE PIPELINES INC.**  
**À LA CANALISATION 10 DE 508 MILLIMÈTRES**  
**AU POTEAU MILLIAIRE 1885,64**  
**PRÈS DE BINBROOK (ONTARIO)**  
**LE 29 SEPTEMBRE 2001**

**Canada**

Le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) a enquêté sur cet événement dans le seul but de promouvoir la sécurité des transports. Le Bureau n'est pas habilité à attribuer ni à déterminer les responsabilités civiles ou pénales.

## Rapport d'enquête de pipeline

### Rupture d'un oléoduc

d'Enbridge Pipelines Inc.  
à la canalisation 10 de 508 millimètres  
au poteau milliaire 1885,64  
près de Binbrook (Ontario)  
le 29 septembre 2001

Rapport numéro P01H0049

### *Sommaire*

Le 29 septembre 2001 à 8 h 36, heure normale des Rocheuses, une rupture s'est produite au poteau milliaire 1885,64 de la canalisation 10 de 508 millimètres de diamètre extérieur d'Enbridge Pipelines Inc., près de Binbrook (Ontario). La canalisation 10 transporte du pétrole brut de Westover (Ontario) à Buffalo (New York), aux États-Unis. La rupture s'est produite dans un champ de soja. Dans les huit minutes qui ont suivi la rupture, l'opérateur du centre de contrôle d'Edmonton (Alberta) a fermé la canalisation et a commencé à isoler le secteur touché. Les équipes d'intervention ont confiné le déversement à l'intérieur de deux zones générales, à savoir une rigole naturelle perpendiculaire au pipeline et la tranchée du pipeline. La rupture a causé le déversement d'environ 95 mètres cubes de pétrole brut sur une surface d'environ 0,67 hectare.

*This report is also available in English.*

## *Autres renseignements de base*

Vers 7 h, heure normale des Rocheuses (HNR)<sup>1</sup>, une panne de communication survient entre l'automate programmable (AP) et le terminal satellite (TS) de la station de pompage de Tonawanda aux États-Unis, rendant impossible la communication entre le centre de contrôle d'Edmonton et cette station. L'opérateur du centre de contrôle (OCC) d'Edmonton (Alberta), qui est responsable de l'exploitation de la canalisation 10, ne reçoit du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) aucune alarme relative à la panne de communication avec l'AP puisque la station de Tonawanda n'est pas configurée pour déclencher une alarme de ce genre. À 8 h 10, l'OCC constate pour la première fois qu'il ne peut pas communiquer avec la station de Tonawanda quand il ne reçoit pas d'accusé de réception des commandes qu'il a transmises à la station. On dépêche immédiatement un électricien à Tonawanda pour qu'il enquête sur le problème.

À 8 h 36, l'OCC note une chute de pression au transmetteur de pression situé au poteau milliaire 1896, à 17 km en aval du lieu de la rupture. Dans les huit minutes qui suivent le moment de la rupture, l'OCC commande l'« arrêt » des pompes aux stations de pompage de Westover et de Tonawanda, les stations situées respectivement en amont et en aval du poteau milliaire 1896, et il commence à isoler la canalisation qui les relie. À 8 h 54, l'OCC remarque que la vanne d'isolement du poteau milliaire 1896 est coincée et il demande au préposé à l'entretien de garde d'en vérifier l'état. Le préposé recherche les anomalies liées à la pression à Westover, et ferme les vannes à commande manuelle en commençant par Westover. À 10 h 3, le superviseur du secteur de Westover localise la rupture au poteau milliaire 1885,64 et prend des mesures pour assurer la sécurité des lieux. On demande au préposé à l'entretien de garde d'aider à assurer la sécurité sur les lieux de la rupture avant de continuer vers le poteau milliaire 1896. Au poteau milliaire 1896, on ferme la vanne à l'aide d'une manivelle à 11 h 17. En général, le poteau milliaire 1896 et les emplacements situés en aval sont moins élevés que les installations sur les lieux de la rupture, ce qui permet un certain drainage du contenu de la conduite pendant que la vanne du poteau milliaire 1896 reste ouverte. L'annexe A montre une représentation schématique de la canalisation 10.

Quand le modèle du système de bilan matière détecte une fuite possible, il déclenche des alarmes sonores et visuelles qu'il transmet au SCADA pour aider l'OCC à déceler les situations de ce genre. Le jour de l'événement, le modèle du système de bilan matière déclenche la première alarme six minutes après le moment de la rupture. Cette alarme n'est pas transmise dans le SCADA, car le programme permettant cette transmission a été remplacé par inadvertance à la suite de modifications récentes apportées à la programmation du modèle du système de bilan matière.

Après la rupture, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge) limite volontairement la pression de service de la canalisation 10 à 4 043 kilopascals (kPa), soit 80 % de la pression à laquelle la rupture de la conduite s'est produite. Il faut remplacer un bout de conduite d'environ 35 m, comprenant le bout de conduite qui s'est brisé. Le bout de conduite rompu est envoyé au laboratoire de la Fleet Technology Ltd. (Fleet), à Kanata (Ontario), à des fins d'analyse.

---

<sup>1</sup> Toutes les heures sont exprimées en HNR (temps universel coordonné [UTC] moins sept heures), sauf indication contraire.

Pour restaurer le secteur, on prend notamment les mesures suivantes : récupération du pétrole par des camions-citernes sous vide (environ 35 mètres cubes); remplacement du sol contaminé par de la terre propre; biorestoration sur place du sol contaminé résiduel, conformément à un plan accepté par le ministère de l'Environnement de la province.

La section de la canalisation 10 touchée par la rupture avait été fabriquée par la Steel Company of Canada Limited conformément à la norme CSA Z245.2-1971 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), suivant le procédé de soudage à l'arc sous flux en poudre. Construite en 1972, cette section de la canalisation avait subi un essai de résistance hydrostatique à une pression manométrique minimale de 8 335 kPa. À l'endroit de la rupture, la pression manométrique maximale de service (PMMS) de la canalisation était de 6 667 kPa. La canalisation était recouverte de ruban en polyéthylène en spirale. La rupture s'est produite à environ 0,43 m en aval de la vanne de sectionnement de canalisation principale. La vanne et le tronçon de la canalisation 10 en amont de la vanne avaient été fabriqués en 1971 et ils étaient en service durant les travaux de construction de 1972. Le bout de conduite qui s'est rompu était le raccordement final entre la vanne et le tronçon nouvellement construit de la canalisation 10. Sur les lieux de la rupture, on a trouvé dans le fossé des plateaux de bois qui ont peut-être servi à soutenir la conduite pendant la construction.

D'après le rapport du laboratoire Fleet, la rupture de la conduite était due à une corrosion localisée combinée à une fissuration qui a traversé complètement la paroi à la base de la zone où la conduite était affaiblie par des pertes en métal en profondeur. Dans le plan axial, la zone corrodée s'étendait sur environ 1,4 m et, dans le plan circonférentiel, elle touchait une zone située entre la position 4 h et la position 8 h 30. La trajectoire de rupture couvrait une zone allant de la position 5 h 30 à la position 6 h. Le long de la zone de rupture, l'épaisseur résiduelle de la canalisation correspondait à environ 16 % de son épaisseur nominale. D'après les calculs, la pression était de 5 054 kPa au moment de la rupture. Les experts du laboratoire Fleet ont déterminé que la conduite était conforme aux normes qui étaient en vigueur lors de sa fabrication.

Avant la rupture, aucune condition d'exploitation inhabituelle n'a été signalée, si ce n'est l'incapacité de communiquer avec la station de pompage de Tonawanda. Par ailleurs, on n'a relevé aucune anomalie lors de la patrouille en hélicoptère au-dessus du tracé du pipeline le 28 septembre 2001. Avant la rupture, les pressions de service n'ont pas dépassé la PMMS autorisée, et Enbridge n'avait pas reçu de plaintes des résidants du secteur.

La canalisation bénéficiait depuis 1972 d'une protection cathodique par courant imposé. À la fin de l'automne 1993, Enbridge a amélioré le système de protection cathodique de façon à rétablir les niveaux de protection cathodique à différents endroits où l'on avait relevé de faibles potentiels au début de 1992. Depuis 1994, les contrôles annuels de protection cathodique ont révélé que les lectures de potentiel conduite-sol respectaient les normes de l'industrie.

En 1990, la section de 508 mm de la canalisation 10 avait fait l'objet d'une inspection de contrôle de pertes en métal, réalisée au moyen d'un outil d'inspection interne servant à détecter la perte de flux magnétique. Dans le rapport d'inspection interne qu'il a remis en 1990, le fournisseur n'a pas fait état de défauts liés aux pertes en métal sur les lieux de la rupture, mais il a identifié trois autres emplacements où des travaux d'excavation s'imposaient. Il a relevé de la corrosion externe à deux de ces emplacements, et de la corrosion interne au troisième. À partir des

résultats de l'inspection interne, des excavations antérieures faites sur place et des fuites qui avaient été signalées par le passé dans la canalisation 10, Enbridge a établi à 10 ans les intervalles d'inspection interne aux fins du contrôle des pertes en métal.

Un nouveau contrôle des pertes en métal dans la section de 508 mm de la canalisation 10 a eu lieu en décembre 2000. Cette inspection, confiée à l'époque à la PII (Canada) Ltd. (PII), a été faite au moyen d'un outil d'inspection interne permettant un sondage ultrasonique de l'épaisseur des parois. La PII n'avait pas participé à l'inspection interne de 1990. En février 2001, Enbridge a reçu un rapport préliminaire de la PII, dans lequel l'entreprise d'inspection identifiait 336 caractéristiques dont la majorité étaient indiquées comme étant des défauts internes. Ces caractéristiques étaient classées par ordre de gravité en fonction de calculs relatifs aux rapports de pression de rupture. Il a été déterminé que les caractéristiques étaient associées, en grande partie, à une « atténuation d'écho ». Quand elle est associée à de la corrosion interne, l'atténuation d'écho indique que le mesurage de l'épaisseur de la paroi n'a pas été exact. Quand elle est associée à une corrosion externe en profondeur, l'atténuation d'écho indique que le mesurage de l'épaisseur de la paroi n'a pas été enregistré. Dans ce rapport, le défaut relevé au poteau milliaire 1885,64 a été classé au 59<sup>e</sup> rang du classement des défauts par ordre de gravité, et identifié comme étant associé à une atténuation d'écho.

L'outil d'inspection interne dont la PII se sert pour déterminer l'épaisseur de la paroi de la conduite mesure l'épaisseur à l'aide d'une technique utilisant le temps de réflexion d'ultrasons. Le mesurage faisant appel à cette technique se base sur l'intervalle entre la réflexion des ultrasons renvoyés par la surface de la paroi interne de la conduite (écho d'entrée) et celle de l'écho renvoyé par la surface de la paroi externe (écho de paroi extérieure). L'écho d'entrée peut être accompagné d'impulsions mineures qui, si elles sont mesurées, peuvent être mal interprétées comme étant des échos de paroi extérieure et donner une mesure invalide de l'épaisseur de la paroi. Pour éviter de telles erreurs, la PII programme l'outil d'inspection interne de mesurage ultrasonique avant chaque inspection, de façon que seules les impulsions correspondant à un intervalle de temps spécifié soient mesurées et enregistrées. Les impulsions mineures attribuables à l'écho d'entrée devraient s'inscrire à l'extérieur de cet intervalle et ne seraient donc pas enregistrées. Toutefois, dans le cas d'une conduite affectée par une corrosion externe en profondeur, lorsque l'écho de paroi extérieure se trouve à l'extérieur de l'intervalle de mesurage et n'est pas enregistré, il est impossible de calculer avec précision l'épaisseur de la paroi et le défaut est indiqué comme étant associé à une atténuation d'écho. En présence de corrosion interne, l'accumulation de sédiments dans les cavités peut influencer sur le mesurage de l'épaisseur de la paroi. Comme les sédiments dispersent le faisceau d'ultrasons et font écran entre le faisceau et la paroi de la conduite, il est impossible de mesurer avec exactitude la profondeur de la corrosion interne, si bien que le défaut est aussi indiqué comme étant associé à une atténuation d'écho. La PII a reconnu que l'atténuation d'écho a une incidence sur le mesurage de l'épaisseur de la paroi lorsque la conduite est affectée par une corrosion externe en profondeur et par une corrosion interne assortie de sédimentation.

Dans le rapport initial qu'elle a remis en février 2001, la PII n'a pas fourni d'information sur des repères en surface permettant à Enbridge de faire des localisations sur le terrain. À la mi-mars 2001, Enbridge avait reçu l'information sur les repères en surface et choisi des emplacements en vue des creusages d'étalonnage faits à partir du classement présenté par la PII concernant l'ordre de gravité des défauts. Toutefois, Enbridge n'a pas pu accéder aux emplacements en raison des mauvaises conditions météorologiques. Les données préliminaires montrent que le défaut relevé au poteau milliaire 1885,64 n'avait pas été retenu aux fins du programme de creusages d'étalonnage. En avril 2001, la PII a présenté à Enbridge un rapport final portant sur des

données non étalonnées. Le rapport d'avril 2001 indiquait la présence de corrosion externe et d'atténuation d'écho au poteau milliaire 1885,64. Le défaut a alors été classé au 44<sup>e</sup> rang du classement par ordre de gravité, comme étant une piqure localisée, mais quand on y a ajouté la corrosion adjacente, il est remonté au 14<sup>e</sup> rang du classement. Cet endroit n'a donc pas été choisi au nombre des six emplacements initiaux qui devaient être examinés à des fins de creusages d'étalonnage.

Enbridge a procédé à des creusages d'étalonnage en juin 2001. Elle n'a relevé que de la corrosion interne aux endroits où elle a creusé. À partir des mesurages réalisés sur les lieux, Enbridge a conclu que l'inspection interne avait engendré des estimations prudentes concernant la profondeur de la corrosion.

À la suite de la rupture du 29 septembre 2001, Enbridge a demandé à une tierce partie de faire une nouvelle analyse des dossiers d'inspection interne de 1990. Cette nouvelle analyse a confirmé la présence d'un défaut de conduite sur les lieux de rupture, et elle donnait à penser que les pertes en métal relevées en 1990 avaient atteint de 40 % à 45 % de l'épaisseur de la paroi.

## *Analyse*

Comme le bout de conduite touché par la rupture était le point de raccordement final entre la vanne du poteau milliaire 1885,64 et le tronçon nouvellement construit de la canalisation 10, le ruban protecteur appliqué à la main n'a peut-être pas été aussi tendu et n'a peut-être pas été appliqué avec autant d'uniformité que s'il avait été posé par des appareils mécaniques qui se déplacent le long de la conduite. Par conséquent, le ruban protecteur appliqué à la main était peut-être davantage susceptible de se détacher de la conduite. Les plateaux placés sous la conduite ont pu aggraver ce décollement. Le décollement du ruban a dû permettre à l'eau souterraine de s'infiltrer tout en isolant la conduite du courant de protection cathodique. L'eau souterraine a favorisé l'apparition d'un milieu corrosif qui, au contact de la conduite, a facilité la formation d'une pile de corrosion. La paroi de la conduite s'est corrodée jusqu'à ce que la paroi ne puisse plus résister aux contraintes exercées par les pressions internes de service.

Dans le cadre de son programme d'inspection interne pour la surveillance des pertes en métal de la canalisation 10, Enbridge s'est efforcée de veiller à ce que les défauts comme la corrosion soient décelés, évalués et réparés. Cependant, l'efficacité d'un programme d'inspection interne est tributaire de nombreux facteurs, dont l'analyse des données, la sélection des défauts et les intervalles d'inspection. L'inspection interne de 1990 n'a pas eu l'efficacité escomptée pour ce qui est de détecter la corrosion au poteau milliaire 1885,64. Comme ce défaut n'avait pas été signalé dans le rapport final d'inspection interne présenté en 1990 par le fournisseur à Enbridge, il n'a pas fait l'objet d'une enquête, même si sa gravité justifiait une évaluation plus poussée. Comme le défaut n'avait pas été relevé en 1990 et comme l'intervalle d'inspection avait été fixé à 10 ans, les pertes en métal se sont poursuivies jusqu'au moment de la rupture.

L'analyse des données est un processus itératif qui consiste à combiner des renseignements provenant de sources variées, dont les données sur les excavations, pour faire une évaluation pertinente des données brutes et perfectionner davantage les processus d'évaluation et de sélection. Il faut bien comprendre les facteurs qui influent sur les données, notamment l'atténuation d'écho, et en tenir dûment compte quand on élabore le programme d'excavation et qu'on utilise cette information pour faire une analyse poussée des données. Enbridge ignorait peut-être que les valeurs de mesurage de corrosion externe associées à l'atténuation d'écho étaient moins prudentes que celles de mesurage de corrosion interne avec sédimentation qui

sont associées à l'atténuation d'écho. Comme les excavations faites en 2001 ont révélé uniquement la présence de corrosion interne, Enbridge a peut-être conclu que tous les défauts, internes ou externes, dont l'appréciation était associée à l'atténuation d'écho, étaient moins graves que les défauts estimés par l'outil de contrôle ultrasonique lors de l'inspection interne.

Rien n'indique que la panne de communication de l'AP à Tonawanda a contribué à la rupture de la canalisation 10, mais il reste qu'en raison de cette panne de communication, l'OCC n'a pas eu accès à l'information en provenance de Tonawanda qui l'aurait aidé à déterminer la cause de la chute de pression au poteau milliaire 1896.

### *Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs*

1. Le ruban protecteur s'est détaché de la conduite dans les environs du lieu de la rupture. Il se peut que la présence de plateaux de bois sous la conduite ait favorisé ce décollement.
2. Le ruban décollé a isolé la conduite du courant de protection cathodique et favorisé le développement d'un milieu corrosif en contact avec le métal de la conduite.
3. En 1990, la corrosion au poteau milliaire 1885,64 affectait probablement de 40 % à 45 % de la paroi de la conduite, mais comme cette corrosion n'a pas été signalée dans le rapport final présenté en 1990 par le fournisseur, elle n'a pas été réparée à l'époque.
4. Au cours des 11 ans qui ont suivi, le processus de corrosion s'est poursuivi jusqu'à ce que la paroi n'ait plus que 16 % de son épaisseur originale et ne puisse plus résister aux contraintes liées à la pression de service interne.
5. Parce qu'elle n'avait pas apprécié entièrement l'effet de l'atténuation d'écho quand elle a interprété les données sur les pertes en métal dues à la corrosion externe, Enbridge n'a pas inclus le lieu de la rupture dans la liste des endroits exigeant une attention immédiate à la suite de l'inspection interne effectuée en 2000 pour déceler les pertes en métal.

### *Faits établis quant aux risques*

1. L'industrie des pipelines doit mieux comprendre l'importance de l'atténuation d'écho lors du mesurage de l'épaisseur des parois des conduites en vue d'en déterminer la corrosion interne assortie de sédimentation et la corrosion externe en profondeur.

### *Autres faits établis*

1. La panne de communication de l'AP à Tonawanda n'a pas contribué à la rupture de la conduite au poteau milliaire 1885,64, mais elle a empêché l'OCC de s'informer de l'état de la station pendant les étapes initiales de l'intervention consécutive à la fuite.

## *Mesures prises*

Immédiatement après la rupture, Enbridge a demandé à la PII de faire une évaluation exhaustive des données de l'inspection interne de décembre 2000. On n'a détecté aucun autre défaut similaire à celui qui a causé l'accident. Enbridge a poursuivi son programme d'inspection sur place en choisissant six autres emplacements qui feront l'objet d'analyses plus poussées. Comme les résultats de cette analyse ne concordaient pas avec ceux du rapport de contrôle ultrasonique d'inspection interne, Enbridge a demandé en octobre 2001 qu'on inspecte la canalisation 10 à l'aide d'un outil d'inspection interne servant à mesurer la perte de flux magnétique, pour pouvoir valider les données de l'inspection interne par contrôle ultrasonique et faire un mesurage plus précis de la profondeur aux endroits où les résultats étaient associés à l'atténuation d'écho. En novembre 2001, Enbridge a reçu les rapports de l'inspection interne de contrôle de la perte de flux magnétique ainsi que les résultats validés de l'inspection interne par contrôle ultrasonique. Enbridge a conclu que les données de contrôle ultrasonique qui avaient été validées au moyen des données provenant de l'inspection interne de contrôle de la perte de flux magnétique constituaient l'information la plus exacte à partir de laquelle on pouvait évaluer les défauts touchant la canalisation 10.

Enbridge a levé les restrictions en matière de pression de service le 29 juillet 2002, après avoir déterminé qu'elle avait tous les éléments de preuve nécessaires pour confirmer qu'il n'y avait plus de défauts similaires à celui qui a causé la rupture au poteau milliaire 1885,64.

Au sujet de l'absence d'alarme concernant la panne de communication de l'AP et de l'absence d'alarme de fuite du système de bilan matière au poste de travail SCADA de l'OCC, Enbridge a laissé savoir qu'elle a

- mis en branle un programme visant à intégrer des systèmes d'alarme de panne de communication de l'AP dans les stations qui ne sont pas encore configurées pour déclencher de telles alarmes;
- lancé une étude sur les alarmes concernant les pannes de l'AP;
- élaboré un programme exhaustif d'amélioration des capacités du système de bilan matière, pour être en mesure de surveiller l'état du système de bilan matière et de faire en sorte que les alarmes que le modèle du système de bilan matière doit déclencher aient l'effet voulu.

De plus, Enbridge

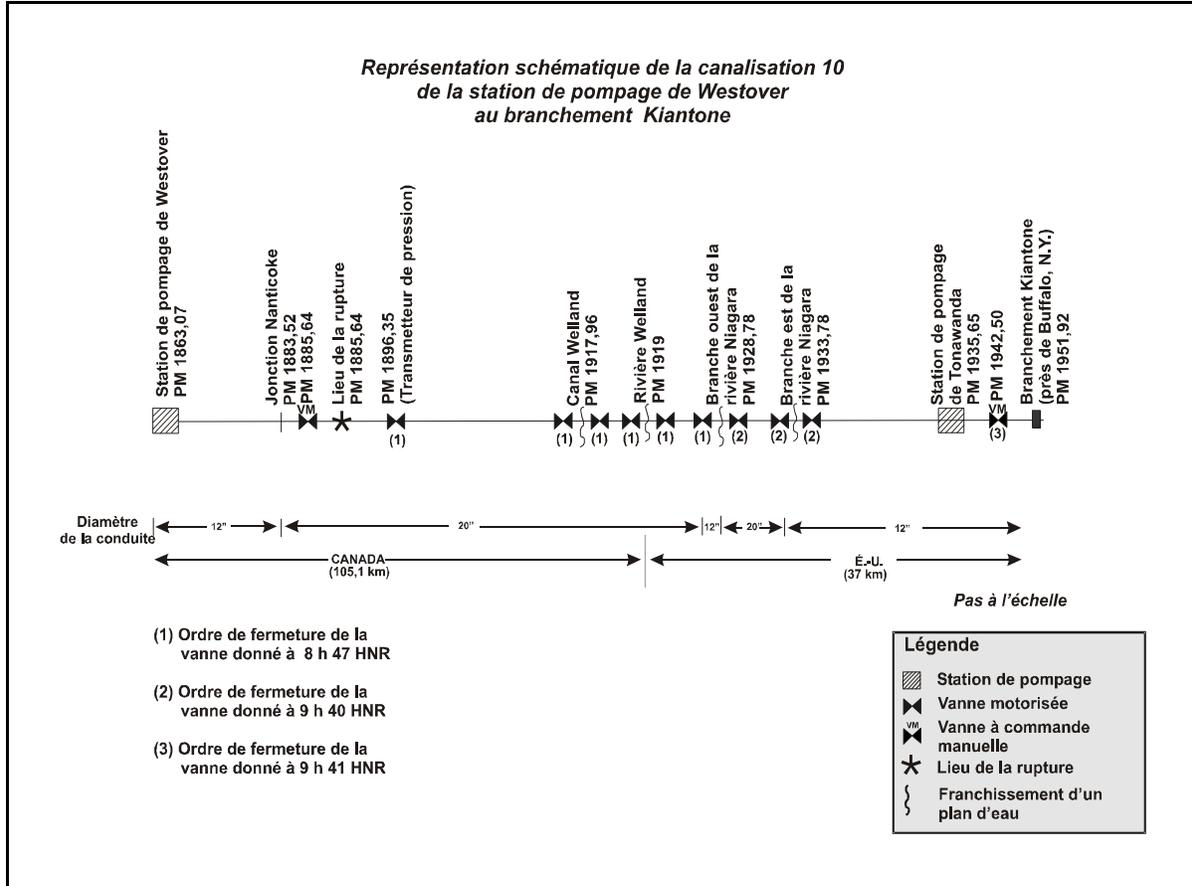
- mène des discussions avec le fournisseur au sujet de l'identification des anomalies découlant de l'inspection interne de 1990;
- poursuit son programme d'excavation de la canalisation 10 en se fondant sur les résultats de l'inspection interne de contrôle ultrasonique et de l'inspection interne de contrôle de la perte de flux magnétique;
- améliore le processus de sélection en vue de l'étalonnage de l'outil d'inspection interne servant au mesurage ultrasonique des parois des conduites, de façon à tenir compte des défauts internes et externes ainsi que des problèmes associés à l'atténuation d'écho;

- examine d'autres technologies d'inspection des canalisations recouvertes d'un ruban protecteur lorsque ces canalisations sont susceptibles d'être affectées par la sédimentation;
- étudie un éventuel programme d'atténuation de la corrosion interne pour la canalisation 10;
- remanie le calendrier d'inspection interne de la canalisation 10 pour tenir compte des calculs sur la croissance de la corrosion découlant de l'analyse des données des inspections internes et du programme d'excavation;
- continue d'améliorer la gestion des programmes informatiques et les essais sur le rendement en matière de détection des fuites.

La PII a examiné ses dossiers relatifs aux rapports précédents de mesurage ultrasonique par inspection interne de la paroi des conduites, et n'a relevé aucun cas où l'atténuation d'écho était associée à la présence de corrosion externe. Elle a mis sur pied un programme d'exposés à la clientèle pour aider les clients éventuels à comprendre l'importance du problème découlant de l'atténuation d'écho associée à la corrosion externe. La PII a aussi laissé savoir qu'elle mène des recherches pour améliorer le contrôle ultrasonique par inspection interne afin d'éliminer les problèmes dus à l'atténuation d'écho.

*Le présent rapport met un terme à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports sur cet accident. La publication de ce rapport a été autorisée par le Bureau le 6 décembre 2002.*

# Annexe A – Représentation schématique de la canalisation 10



## *Annexe B – Sigles et abréviations*

AP	automate programmable
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
CSA	Association canadienne de normalisation
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Fleet	Fleet Technology Ltd.
HNR	heure normale des Rocheuses
km	kilomètre(s)
kPa	kilopascal(s)
m	mètre(s)
mm	millimètre(s)
OCC	opérateur du centre de contrôle
PII	PII (Canada) Ltd.
PMMS	pression manométrique maximale de service
SCADA	réseau de contrôle du système et d'acquisition des données
TS	terminal satellite
UTC	temps universel coordonné
%	pour cent