

Bureau de la sécurité des transports  
du Canada



Transportation Safety Board  
of Canada

**RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE  
P09H0074**



**RUPTURE D'UN GAZODUC**

**TRANSCANADA PIPELINE INC.  
GAZODUC DE 914 MILLIMÈTRES DE DIAMÈTRE  
CANALISATION 2 - VCP 107-2 + 6,031 KM  
PRÈS D'ENGLEHART (ONTARIO)  
LE 12 SEPTEMBRE 2009**

**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.

## Rupture d'un gazoduc

TransCanada Pipeline Inc.  
gazoduc de 914 millimètres de diamètre  
canalisation 2 - VCP 107-2 + 6,031 km  
près d'Englehart (Ontario)  
le 12 septembre 2009

Rapport numéro P09H0074

### *Sommaire*

Le 12 septembre 2009, vers 12 h 6, heure avancée de l'Est, le service d'incendie d'Englehart avise le centre de contrôle d'acheminement du gaz de TransCanada par le truchement de sa ligne de notification en cas d'urgence qu'une explosion suivie d'un incendie s'est produite au sud de la station de compression 107 de la compagnie, située près de Swastika (Ontario). Au moment de l'événement, TransCanada transporte du gaz naturel doux. Le gaz qui s'échappait d'une rupture du gazoduc s'était enflammé, ce qui a causé l'explosion. Celle-ci a créé un grand cratère et deux tronçons de conduite se sont détachés du réseau, l'une d'entre elles étant projetée à environ 150 mètres du lieu de la rupture. Il n'y a pas eu de blessés.

*This report is also available in English.*

## *Autres renseignements de base*

### *L'accident*

Le 12 septembre 2009, tout juste avant l'accident, le réseau de canalisations de TransCanada Pipeline Inc. (TCPL) fonctionnait normalement. On estime que la pression et la température de service à cet endroit étaient respectivement de 6869 kilopascals (kPa) (environ 1000 livres par pouce carré) et de 38,6 degrés Celsius. Dans le cas de ce tronçon du réseau de canalisations de TCPL, la pression maximale de service (PMS) approuvée par l'Office national de l'énergie (ONE) est de 6895 kPa.

L'événement a eu lieu à un endroit où 3 gazoducs parallèles sont enfouis à environ 0,914 mètre (m) de la surface et espacés d'environ 10 m. Juste avant l'événement, le débit entre les stations de compression 107 et 110 était d'environ 13 500 000 mètres cubes par jour (m<sup>3</sup>/jour) (480 millions de pieds cubes par jour). Le volume de gaz naturel perdu durant l'événement a été d'environ 3 420 000 mètres cubes.

Peu avant midi<sup>1</sup>, la canalisation 100-2 de TCPL s'est rompue à environ 6,0 kilomètres (km) en aval de la station de compression 107, entre les vannes de canalisation principale (VCP) 107-2 et 108-2 (voir la figure 1). La rupture a provoqué une explosion et un incendie. On a dû demander aux Services d'urgence, d'aviation et de lutte contre les feux de forêt (SUALFF) du ministère des Richesses naturelles de fournir une aide aérienne et de coordonner l'extinction des feux de broussailles et d'herbe, qui étaient considérables. Approximativement 25 hectares de forêt et de prairie ont brûlé. Les SUALFF sont demeurés sur les lieux pendant 2 jours pour s'assurer que l'incendie était complètement éteint, en détectant, en surveillant et en éteignant les feux de surface au fur et à mesure qu'ils se produisaient.

Bien que la région soit peu densément peuplée, 4 familles habitant à proximité ont été évacuées pendant 2 jours par mesure de sécurité. L'extérieur d'une maison située à environ 320 mètres (m) au nord de la rupture du gazoduc a été légèrement endommagé. La ville la plus proche du lieu de l'événement est Englehart (Ontario); sa population est de 1500 habitants et elle se trouve à environ 12 km au sud-est du lieu.

---

<sup>1</sup> Toutes les heures sont exprimées en heure avancée de l'Est (temps universel coordonné moins 4 heures).

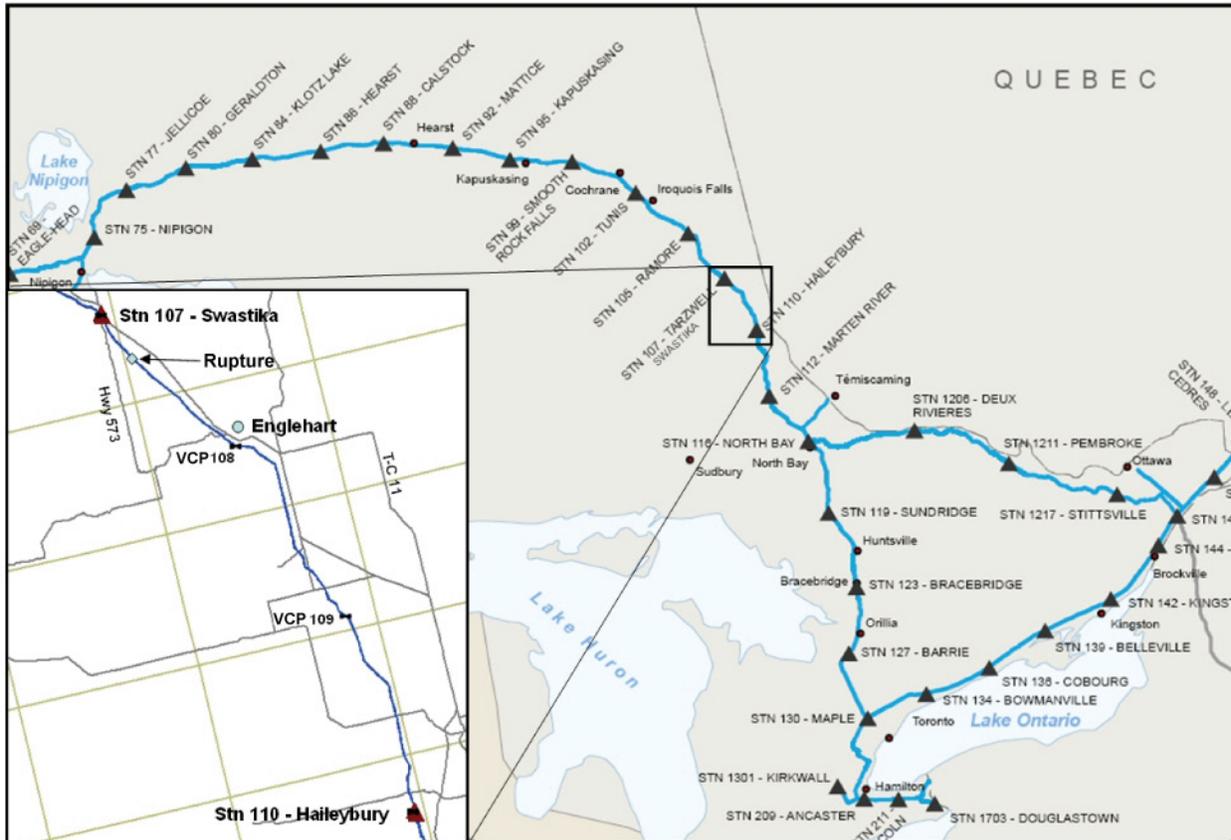


Figure 1. Lieu de la rupture du pipeline

### *Mesures prises par l'opérateur du centre de contrôle d'acheminement du gaz*

À 12 h 6, ayant tout juste été averti par téléphone d'un événement dans le réseau, l'opérateur du centre de contrôle d'acheminement du gaz de TCPL (l'opérateur), en poste à Calgary (Alberta), a amorcé la procédure établie de vérification des bris de pipeline. Il a examiné les données de télémessure du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA). L'examen a confirmé qu'il y avait eu une chute de pression anormale dans le tronçon en cause du gazoduc. La chute de pression initiale n'a pas été assez importante pour déclencher l'alarme sonore du système SCADA. Toutefois, peu de temps après, le système a effectivement déclenché l'alarme. Le centre de contrôle recevait également du grand public d'autres avis par téléphone concernant l'événement.

À 12 h 8, l'opérateur a déclenché la fonction de commande à distance « ISOLER TOUT » à la station 107. Les données de télémessure du système SCADA ont confirmé l'isolement de toutes les VCP à la station. À 12 h 10, l'opérateur a déclenché la commande à distance « ISOLER TOUT » pour la station 110. Les données de télémessure du système SCADA ont confirmé l'isolement de toutes les VCP et des vannes latérales connexes. Ces mesures ont permis d'isoler les trois gazoducs entre les stations 107 et 110 (voir la figure 2). Les gazoducs ont également été isolés les uns des autres en raison de la fermeture des vannes de raccordement entre les canalisations, qui permettent le mouvement du gaz naturel entre ces dernières quand il le faut. L'écoulement du gaz naturel a en fait été interrompu entre les stations 107 et 110.

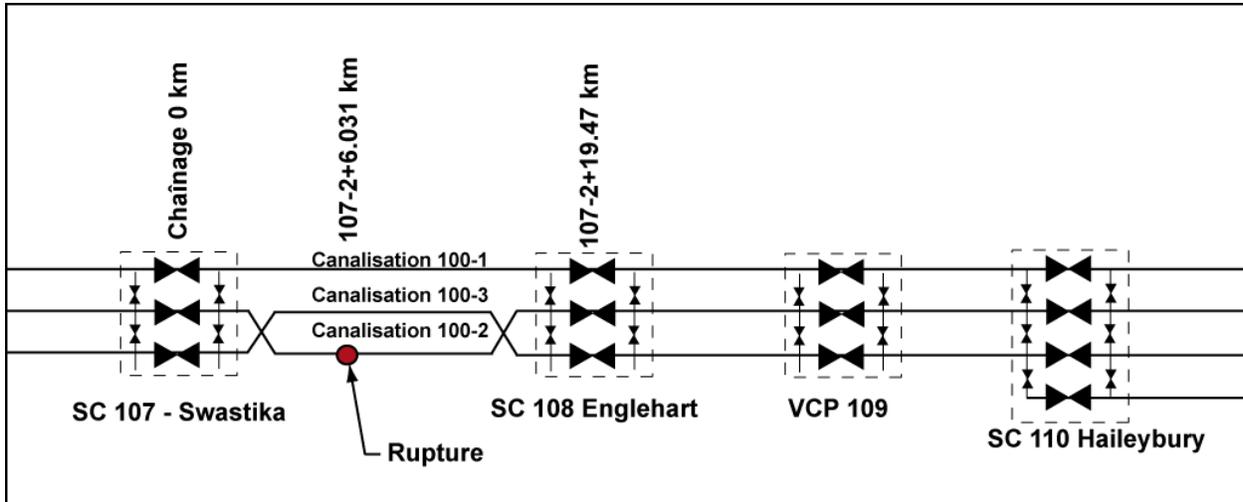


Figure 2. Schéma du gazoduc montrant le point de rupture en rapport avec les stations de compression et les vannes

À 12 h 13, le mécanisme de fermeture en cas de chute de pression a fermé automatiquement la VCP 108-2 aussitôt que les données de télémessure du système SCADA ont confirmé la baisse de pression. Avec cette fermeture, le tronçon rompu du gazoduc entre les VCP 107-2 et 108-2 était maintenant complètement isolé.

### *Examen des lieux*

À cause de la rupture, deux tronçons de canalisation se sont détachés du gazoduc. Un tronçon de canalisation sérieusement plissé a été projeté au moment de l'explosion et trouvé à environ 150 m du lieu de la rupture. L'autre tronçon de canalisation a été trouvé dans le fossé au sud du gazoduc rompu (voir la photo 1).



Photo 1. Photo aérienne des lieux de l'événement d'Englehart

Lors de l'inspection sur le terrain du tronçon de la canalisation présumé être à l'origine du bris, on a constaté la présence d'un certain nombre d'indices linéaires semblables à des fissures, le long du bord de la soudure<sup>2</sup> du joint longitudinal. Ces indices ont été trouvés à des emplacements dont la distance par rapport au joint circulaire amont variait de 4 à 6 mètres. Certains petits indices ont aussi été détectés sur le corps de la canalisation, dans le voisinage immédiat de la soudure.

L'inspection de tronçons de canalisation plus éloignés de l'origine de l'incident a aussi révélé de petits indices de fissuration longitudinale. Un certain nombre de ces indices se trouvaient près du bas de la canalisation dans le tronçon amont de celle-ci, à proximité immédiate de la zone d'arrêt des fissures.

Les tronçons de canalisation rompus ont été coupés en deux pour en faciliter l'expédition au laboratoire d'Acuren Group Inc. (le laboratoire), à Edmonton, pour analyse métallurgique. De courts bouts de la canalisation encore en place, qui contenaient les arrêts amont et aval de la rupture ont été découpés des extrémités de la canalisation et envoyés eux aussi au laboratoire. Deux tronçons de canalisation qui ont été déformés durant la rupture ont eux aussi été découpés et envoyés au laboratoire après qu'on ait trouvé des indices durant un examen visuel sur le terrain.

Avant de commencer les réparations, TCPL a creusé et dégagé plusieurs joints en amont et en aval du lieu de l'événement. Une fois les joints mis à découvert, on a observé qu'il y avait eu soulèvement en tente du revêtement extérieur de polyéthylène sur la soudure continue longitudinale de la canalisation. On a aussi remarqué le décollement du revêtement extérieur dans certaines zones, aux positions de 3 heures et de 9 heures sur la surface de la canalisation.

### *Nettoyage des lieux et remise en état du gazoduc*

La longueur totale de canalisation mise à découvert par l'explosion était d'environ 13 m. La longueur totale de canalisation endommagée était de 48,22 m. Pour effectuer la réparation, on a utilisé une conduite de 48,25 m de long qui avait été soumise à des essais au préalable (c.-à-d. un test hydraulique, conformément aux exigences de l'ONE relativement à la pression autorisée) pour remplacer les parties endommagées de la canalisation 100-2. La longueur totale de canalisation mise à découvert pour permettre l'exécution des réparations a été de 122,7 m. La canalisation 100-2, entre les VCP 107-2 et 108-2, a été remise en service normal le 12 décembre 2009. Aucun problème d'ordre opérationnel ne s'est manifesté à cette occasion.

En ce qui a trait aux deux autres gazoducs parallèles de TCPL qui se trouvent à proximité, la canalisation 100-1 n'a pas été touchée par l'explosion et elle a été remise en service normal plus tard le même jour. La canalisation 100-3 est toutefois demeurée fermée sans qu'il y ait de mouvement de gaz naturel. Environ 10 m de la canalisation avaient été mis à découvert par

---

<sup>2</sup> Dans le cas d'un pipeline, on utilise le soudage continu longitudinal pour souder des bords contigus et former un tube cylindrique. Le bord de la soudure continue et longitudinale est la zone de contact sur la surface du tuyau où le métal d'apport entre en contact avec le corps du tuyau.

l'explosion. Après que TCPL ait vérifié l'intégrité structurale de la partie mise à découvert de la canalisation, cette dernière a été remise en service complet le 26 septembre 2009.

Le lieu de la rupture se trouvait à proximité d'un ruisseau peu profond (un tributaire du ruisseau Aidie). Les mesures de reconstruction et de restauration finale du ruisseau ont été déterminées après consultation des autorités réglementaires compétentes. Les mesures de restauration ont été mises en œuvre de la façon proposée dans le Plan d'atténuation et de gestion de l'environnement et le Plan de restauration et de remise en état de TCPL. Le ruisseau a été reconstruit avec un matériau granulaire et des cailloux de rivière, et les approches en pente du cours d'eau ont été ensemencées et recouvertes de paillis.

### *Réseau de canalisations de TransCanada*

Avec l'ajout du réseau de l'Alberta (appelé antérieurement Nova Gas Transmission) à la compétence fédérale en avril 2009, le réseau de livraison de gaz naturel haute/basse pression de TCPL est devenu le plus important en Amérique du Nord.

Le réseau de canalisations principales de gaz naturel de TCPL va de la Colombie-Britannique au Québec; il comprend 118 stations de compression et plus de 39 000 km de canalisations de grand diamètre enfouies. Le réseau, qui comprend jusqu'à 8 pipelines parallèles à certains endroits, est divisé en intervalles (approximatifs) de 30 km par des vannes d'isolement. TCPL reçoit le gaz naturel des producteurs de l'Ouest du Canada par l'entremise de son réseau de collecte, puis le transporte et le livre à des emplacements partout au Canada. Le réseau comprend des points de sortie pour exportation en Colombie-Britannique, en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba, en Ontario et au Québec.

### *Catégorie de pipeline*

La canalisation principale de TCPL a été posée en grande partie dans des régions peu densément peuplées et elle est classée comme étant de catégorie 1 selon les normes actuelles de l'industrie. Dans les régions plus densément peuplées et où il existe d'autres facteurs de risque (p. ex., la proximité immédiate d'une école, d'un hôpital, etc.), on pose des canalisations dont la paroi est plus épaisse et qui sont classées comme étant de catégorie 2, 3 ou 4. Un emplacement de catégorie 4 représente une région urbaine densément peuplée.

Dans le cas de la canalisation 100-2, dont le diamètre extérieur est de 914 millimètres (mm) et la pression maximale de service de 6895 kPa, l'épaisseur de la paroi de la conduite passe de 9,1 mm, dans le cas d'un emplacement de catégorie 1, à 11,7 mm, dans celui d'un emplacement de catégorie 2, à 14,1 mm, dans celui d'un emplacement de catégorie 3 et à 17,6 mm, dans le cas d'un emplacement de catégorie 4. Ces épaisseurs de paroi de conduite sont fonction d'une catégorie de conduites courante de 448 mégapascals (MPa) (calibre de conduite X-65 de l'American Petroleum Institute [API]). La rupture s'est produite dans une conduite de catégorie 1 posée en 1973.

## *Information consignée*

L'examen des données consignées par le système SCADA relatives aux stations de compression 107 et 110 a révélé qu'il n'y avait eu aucun événement inhabituel avant l'incident dans la partie du pipeline où la rupture a eu lieu.

## *Analyse en laboratoire de la conduite rompue*

L'analyse en laboratoire de la conduite rompue incluait un examen visuel, un contrôle non destructif et des essais métallurgiques destructifs. L'analyse a permis d'établir ce qui suit :

- La rupture du tronçon de conduite de la canalisation 100-2, qui a eu lieu à la VCP 107-2 + 6,031 km, a découlé d'une fissuration par corrosion sous tension (FCS) en milieu à pH quasi neutre, qui s'est produite le long du bord de la soudure du joint longitudinal.
- La cause première de la rupture était probablement le soulèvement du revêtement extérieur fait d'un ruban de polyéthylène qui s'est dressé en tente au-dessus du joint longitudinal soudé de la conduite, ce qui a permis à l'environnement extérieur, notamment l'eau souterraine, les gaz dissous et certaines bactéries, d'entrer en contact avec la surface de la conduite près du bord de la soudure.
- On a établi une corrélation entre les marques présentes sur la surface de la fissure et les moments auxquels le tronçon en cause du réseau avait été soumis à des essais hydrostatiques.
- On a estimé que le taux de croissance de la fissure se situait dans la plage de 0,2 mm à 0,35 mm par année, mais qu'il dépassait 0,40 mm par année là où il y avait coalescence de fissures.
- On a constaté que les propriétés mécaniques des joints amont et aval respectaient les exigences réglementaires minimales en vigueur au moment de la fabrication de la conduite ainsi que celles actuellement en vigueur.
- Le joint de tuyau rompu respectait les exigences minimales relatives aux pipelines.

## *Autres événements, et modifications des programmes d'entretien*

Depuis 1985, il y a eu sur la canalisation 100-2 de TCPL un certain nombre de ruptures qui ont mené à des modifications des programmes d'entretien :

- Une rupture de la canalisation 100-2 en août 1985 a été associée à la fissuration par corrosion sous tension (FCS). À la suite de cette rupture, TCPL a commencé à planifier un programme intensif sur le terrain, appelé « Programme d'entretien des pipelines » (PEP). Celui-ci consistait à soumettre à un essai hydrostatique les tronçons sensibles du réseau et à procéder à des excavations exploratoires le long du pipeline. Le PEP avait pour objet de faire en sorte que le service du réseau de canalisations soit toujours sécuritaire et fiable. Le programme était toutefois limité aux tronçons de la

canalisation 100-2 situés entre Winnipeg et Toronto, et il incluait ceux dont l'extérieur était revêtu d'un ruban de polyéthylène. Les essais hydrostatiques et les creusements exploratoires demeurent les éléments clés du PEP de TCPL.

- À la suite d'un événement de pipeline qui a eu lieu à Brandon (Manitoba) en juillet 1989, TCPL a examiné plusieurs autres tronçons de son réseau de canalisations au moyen de son PEP. Le Programme a révélé que le tronçon de la canalisation 100-2 qui traversait le nord de l'Ontario était particulièrement sensible à la FCS. TCPL n'avait eu aucune rupture de ce type sur la canalisation 100-1 entre les VCP 41 et 130; le processus de la FCS avait toutefois été détecté sur cette canalisation dans le nord de l'Ontario. En outre, la canalisation 100-1 entre Toronto et Montréal, qui a été construite en 1958, présentait de la FCS où la profondeur maximale des fissures était supérieure à 40 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite. La canalisation 100-3 dans le nord de l'Ontario, construite en 1982, présentait de la FCS dans laquelle la profondeur des fissures variait et ne se limitait pas à 3 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite, qui avait été documentée sur la canalisation 100-3 depuis le début du programme de gestion de la FCS au milieu des années 1980.
- À la suite d'un certain nombre de ruptures de canalisation au cours des années 1990, qui ont fait l'objet d'enquêtes du BST, TCPL a élargi la portée du PEP de manière à en faire le Processus de gestion de l'intégrité des pipelines (PGIP) en rapport avec la canalisation 100-2 (se reporter aux rapports d'enquête du BST P95T0005, P91H0041, P91H0117, et P95H0003).

### *Protection cathodique de la canalisation 100-2 près du point de rupture*

Durant la construction de la canalisation 100-2, la surface extérieure de la conduite a été recouverte de polyéthylène. Comme complément à ce système de revêtement, on a ajouté un système de protection cathodique (PC) afin d'augmenter la protection de la canalisation contre les effets de la corrosion. À proximité de la rupture, le potentiel de PC, qui se mesure en millivolts (mV) par rapport à l'électrode de référence en cuivre-sulfate de cuivre, était fourni par deux redresseurs.

1. Le premier redresseur, le plus proche en amont, se trouvait à VCP 107-2 + 4,15 km. Il alimentait un déversoir éloigné et deux déversoirs répartis. Le déversoir le plus proche du lieu de l'événement était le déversoir éloigné, qui se trouvait à VCP 107-2 + 4,20 km.
2. Le second redresseur, le plus proche en aval, se trouvait à VCP 108-2 + 0,70 km. Ce redresseur alimentait un déversoir éloigné situé à 108-2 + 0,613 km, en aval du lieu de l'événement.

Des vérifications de potentiel à intervalles rapprochés (VPIR) ont également été effectuées. Elles permettaient d'évaluer l'efficacité du système de PC sur toute la longueur de la canalisation en prenant des lectures entre les postes d'essai permanents dans le but de vérifier et d'optimiser le fonctionnement du système. Sur le lieu de l'événement, la VPIR la plus récente a eu lieu en 2006 à la suite du remplacement des déversoirs dans le tronçon de la vanne aval. La vérification a été effectuée sur les trois canalisations, entre les VCP 107 et 108. Les valeurs de potentiel « hors

charge » indiquées par la VPIR se situaient dans la plage de - 900 mV à - 950 mV. Les critères de PC de TCPL étaient établis à une valeur de potentiel « hors charge » ponctuelle de - 850 mV avec polarisation minimale connexe de 100 mV sur la surface de la canalisation. Dans le cas des points soumis à un essai, aucune anomalie n'a été détectée.

### *Essais hydrostatiques effectués sur la canalisation 100-2*

Entre les VCP 107 et 108, la canalisation 100-2 a été soumise à un premier essai de pression durant sa mise en service en 1973. Après la rupture de la canalisation en août 1985 près de Lowther (Ontario), le tronçon en cause a fait l'objet d'une surveillance dans le cadre d'un programme de nouveaux essais hydrostatiques lié à la gestion de la FCS. Le tronçon a été soumis à un essai hydrostatique en 1986, 1991, 1994, 1999 et 2004. En 1999, durant l'essai hydrostatique, la canalisation s'est rompue et a été réparée par la suite. Le nouvel essai hydrostatique qui a eu lieu en 2004 a été mené à bien sans rupture de la canalisation.

TCPL élabore son programme d'essais hydrostatiques sur une base annuelle à partir des critères suivants :

- a) essais hydrostatiques passés et essais échoués;
- b) rendement d'exploitation de la canalisation;
- c) taux de croissance prévus des fissures et fréquence des ruptures;
- d) conséquences possibles d'une rupture (c.-à-d. analyse des risques);
- e) analyse technique de l'état limite;
- f) données d'excavation sur l'état de la FCS;
- g) historique de la protection cathodique.

La procédure de TCPL relative à un nouvel essai hydrostatique se déroule comme suit :

1. La canalisation est mise sous pression avec de l'eau qui soumet la conduite à un essai de résistance haute pression. Les essais passés auxquels a été soumis le tronçon de la canalisation entre les VCP 107 et 108 consistaient en un essai de résistance de 100 % à 110 % de la limite d'élasticité minimale prescrite (LEMP), avec temps de maintien d'au moins une heure.
2. L'essai de résistance haute pression est suivi immédiatement d'un essai d'étanchéité à plus basse pression d'une durée d'au moins 2 heures. Les essais d'étanchéité sont normalement effectués à une tension maximale équivalente à 100 % de la LEMP.

Les essais hydrostatiques sont une des méthodes dont les compagnies de pipeline disposent pour détecter les fissures. Bien qu'il n'intensifie pas l'agrandissement des fissures mineures, le processus peut contribuer à la croissance des fissures dont les dimensions atteignent un niveau critique.

### *Inspection interne de la canalisation 100-2*

Pour inspecter les pipelines, TCPL utilise des outils d'inspection interne qui permettent de détecter la perte de flux magnétique (PFM). Ce type d'appareil d'inspection est conçu pour mesurer la perte de métal interne ou externe, telle que la corrosion de surface. On a procédé à

l'inspection interne de la canalisation 100-2 entre les VCP 107 et 108 pour vérifier la perte de métal à l'aide d'outils PFM en 1989. En 2002, la canalisation a fait l'objet d'une inspection interne entre les VCP 105 et 110.

Dans le tronçon où s'est produit la rupture, durant l'inspection interne de 2002, la profondeur de perte de métal maximale enregistrée correspondait à une pénétration de 14 % de l'épaisseur de la conduite. Pour le même essai, dans la zone allant d'environ 300 m en amont à environ 300 m en aval du lieu de la rupture, la profondeur de corrosion sur la surface de la conduite était de l'ordre d'une pénétration de 10 %. En fonction des résultats de l'inspection de 2002, la canalisation a été mise à découvert à 6 endroits différents; à 2 de ces endroits, un bout de conduite a été remplacé par un manchon à cause d'une perte de métal et, aux 4 autres endroits, le revêtement de la conduite a été remplacé.

Au moment de l'événement, TCPL était en train d'étudier l'utilisation d'un outil d'inspection interne potentiellement plus efficace et plus polyvalent, appelé transducteur électromagnéto-acoustique (EMAT - Electro Magnetic Acoustic Transducer). Nouvelle technologie dans le domaine des inspections internes de canalisations, l'outil EMAT est conçu expressément pour détecter et dimensionner les fissures axiales, notamment les fissures de type FCS, présentes dans les réseaux de canalisations. Cet outil d'inspection interne est un appareil sans contact qui produit une impulsion ultrasonore dans le tronçon de la canalisation en cours d'inspection. Durant la période d'évaluation initiale, l'outil EMAT a servi à inspecter des emplacements de priorité plus élevée dans le réseau de canalisations.

En décembre 2009, environ 3 mois après l'événement, la canalisation 100-2 a été inspectée entre les VCP 99-2 et 105-2; l'outil EMAT a été utilisé pour la première fois à cette occasion.

### *Processus de gestion de l'intégrité des canalisations*

L'article 40 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'ONE (DORS/99-294) stipule que les compagnies de pipeline sous réglementation fédérale sont tenues d'élaborer un programme de gestion de l'intégrité des pipelines (PGIP) et de corriger les défauts dont elles ont connaissance et qui dépassent les critères établis dans la norme Z662 - Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (CSA Z662) de l'Association canadienne de normalisation. Les compagnies de pipeline ne sont liées par aucun cadre ni aucune méthode ou norme en particulier lorsqu'elles élaborent leur programme interne de gestion et de protection, en autant que les exigences légales sont respectées et que les résultats (objectifs) souhaités sont atteints.

Le PGIP de TCPL est le document directeur de la gestion de l'intégrité des aménagements de pipelines. Le PGIP est un processus de gestion de l'intégrité des pipelines axé sur le risque (c.-à-d. le processus d'évaluation des risques dans tout le réseau [PERR]). Le PGIP porte sur la sécurité et la fiabilité du service du réseau de canalisations ainsi que sur les exigences réglementaires et les autres normes connexes (p. ex., les normes relatives aux pipelines de l'Association canadienne de normalisation).

Dans le PGIP, dans le cadre de la détermination des dangers et de l'évaluation des risques, les renseignements obtenus au moyen du PERR servent à élaborer le programme annuel d'entretien des pipelines. Même si elle n'avait pas terminé la mise en œuvre de son PGIP au moment de l'événement, TCPL considérait que son approche de la détermination des dangers et

de l'évaluation des risques était équivalente à l'approche standard de l'industrie prescrite par l'American Society of Mechanical Engineers, et intitulée « Managing System Integrity of Gas Pipelines » (ASME B31.8S 2004)].

TCPL a pris en compte la norme B31.8S de l'ASME dans l'élaboration de son PGIP; celle-ci n'est toutefois pas obligatoire. Par conséquent, parce que la réglementation des pipelines canadiens est axée sur les buts et qu'un certain nombre d'aspects de la norme ASME ne correspondaient pas à l'expérience de TCPL en matière de gestion de l'intégrité, la norme n'a pas été adoptée intégralement.

### *Résultats de l'évaluation des risques relative à la canalisation 100-2*

Le PGIP de TCPL a permis de cerner les menaces chronologiques énumérées ci-après dans le cas de la canalisation 100-2 :

1. corrosion externe
2. fissuration par corrosion sous tension
3. géotechnique (instabilité de la pente).

En plus de ces dangers chronologiques, TCPL a aussi déterminé d'autres dangers généraux pour les aménagements de pipeline, qui incluent les dommages mécaniques causés par un tiers, les erreurs d'exploitation et la défaillance du matériel. Ces menaces générales sont atténuées au moyen de la mise en œuvre et du respect des pratiques et des procédures d'exploitation et d'entretien de la compagnie. Cette dernière dispose également d'un programme intégré de sensibilisation du public pour atténuer les dommages mécaniques causés par des tiers.

### *Corrosion externe de la canalisation 100-2*

Pour atténuer la menace de corrosion externe sur la canalisation 100-2, TCPL a procédé à un certain nombre d'évaluations de l'état de la gestion des défauts, y compris une inspection interne utilisant la PFM. Avant l'événement, l'inspection interne la plus récente de la canalisation 100-2 aux environs de la rupture avait eu lieu en 2002. En 2009, aucune excavation visant à permettre de vérifier la présence de corrosion externe n'avait été prévue dans le cas du tronçon de la canalisation entre les VCP 107 et 108.

Après l'événement, on a procédé au nettoyage et à l'examen visuel de la surface des tronçons de conduite. L'examen visuel n'a révélé aucun indice de corrosion générale ou de corrosion par piqûres importante sur la surface externe du corps de la conduite. On a constaté la présence d'une certaine corrosion générale près du bord de la rupture au niveau du bord de la soudure du joint longitudinal sur la canalisation rompue. À l'aide d'un appareil d'inspection à main, on a déterminé que la profondeur maximale de cette corrosion était de 0,56 mm, soit 6 % de l'épaisseur de la paroi de la conduite. On n'a observé aucun indice de corrosion interne.

### *Fissuration éco-assistée de la canalisation principale 100-2*

La FCT est un type de défaut de conduite communément appelé fissuration éco-assistée (FÉA). Dans le PGIP de TCPL relatif à la canalisation principale 100-2, on a reconnu ce type de fissuration comme une menace. Le programme d'atténuation de la FCT de TCPL, qui a

commencé au milieu des années 1980 à la suite de deux ruptures de la canalisation principale 100-2, était une composante du PEP. Le programme de contrôle et d'atténuation de TCPL relatif à la canalisation principale 100-2 incluait des excavations d'inspection visant à déterminer la présence de FCT, et de nouveaux essais hydrostatiques périodiques. En particulier, il existait pour le tronçon entre les vannes 107-2 et 108-2 un programme actif d'essais hydrostatiques.

Entre 1986 et 2003, quatre excavations exploratoires visant à déterminer la présence de FCT ont été effectuées à moins de 2 km du lieu de l'événement. Une des excavations a été effectuée à environ 200 mètres en amont du lieu. Il y avait présence de FCT à 3 des 4 sites. À 2 des sites, la profondeur maximale de fissure mesurée était inférieure à 10 % de l'épaisseur de la paroi. Au troisième site, situé à environ 1,8 km en aval du lieu de l'événement, elle était de 28 % de l'épaisseur de la paroi.

En 1994, un projet de remplacement de la conduite a été exécuté à environ 200 m en amont. Durant les travaux de remplacement, un tronçon de conduite de 57 m de long a été enlevé et remplacé par une conduite à revêtement époxyde appliqué par fusion. On a vérifié ultérieurement la présence de fissuration sur le bout de conduite enlevé et la profondeur de fissure maximale mesurée correspondait à 19 % de l'épaisseur de la paroi.

Après l'événement, on a vérifié, à la fois visuellement et de façon non destructive, certains tronçons de la canalisation principale 100-2, aussi bien en amont qu'en aval de la rupture, en vue de détecter des indices de FCT. L'inspection visuelle n'a permis de détecter aucun indice de ce genre de corrosion ou de tout autre défaut de surface de type FÉA sur la conduite brisée ou les tronçons à découvert de la canalisation. Un examen non destructif a toutefois permis de repérer des indices de défauts de type FÉA. Plus particulièrement, les joints amont et aval de la conduite montraient des indices de petites fissures adjacentes au joint longitudinal soudé sur le tronçon amont de la conduite. Le rapport d'enquête indiquait que la profondeur de fissure maximale était de 1,27 mm, soit 14 % de l'épaisseur nominale de la paroi.

### *Protection par revêtement externe de la conduite principale 100-2*

En 1973, lors de la construction de la canalisation principale 100-2, un système de revêtement externe consistant en un apprêt et une couche de ruban de polyéthylène a été appliquée sur la conduite entre les VCP 107-2 et 108-2.

Durant l'événement, la majeure partie du ruban qui revêtait la conduite brisée a été soit détruit, soit endommagé de façon importante par la chaleur de l'incendie. Le ruban qui est effectivement demeuré sur les tronçons de conduite présentait un léger soulèvement en travers du joint longitudinal et un plissage intermittent sur le corps de la conduite aux positions de 3 heures et de 9 heures. À d'autres endroits, le ruban de revêtement adhérait relativement bien à la surface de la conduite.

### *Question géotechnique relative à la canalisation principale 100-2*

En réaction à une inquiétude au sujet de l'instabilité de la pente au niveau de la traversée de la rivière Englehart (108-2 + 1,4 km), la compagnie a mis en place des instruments de surveillance en août 2009.

## *Analyse*

### *L'accident*

L'accident s'est produit lorsque des fissures dans l'acier à proximité du joint longitudinal soudé ont progressé pour atteindre la profondeur à laquelle la limite d'élasticité permanente locale est atteinte à la pression de service normale, menant ainsi à la rupture et à l'explosion. La croissance relativement uniforme de la FCT dans le bord de la soudure longitudinale indique que la fissuration était en croissance depuis un certain temps.

Lorsque la canalisation principale 100-2 a été construite en 1973, la surface extérieure de la canalisation a été recouverte d'un système de revêtement fait d'un ruban de polyéthylène. La canalisation était aussi protégée contre la corrosion à l'aide d'un système de PC. Dans le présent événement, il y a eu soulèvement en tente et décollement du revêtement extérieur en polyéthylène, ce qui a restreint et réduit l'efficacité du système de protection cathodique. Le ruban de polyéthylène dont les canalisations sont revêtues a tendance à se soulever en tente au-dessus du joint longitudinal soudé et à se décoller de la surface de la canalisation aux positions de 3 et de 9 heures. Le soulèvement a permis à des éléments de l'environnement de combler le vide, notamment de l'eau souterraine, des gaz dissous et des bactéries, qui sont entrés en contact avec la surface de la conduite. Près du bord de la soudure, le décollement du revêtement extérieur a permis l'apparition de fissures de type FÉA, telles que la FCT. La fissuration a continué de croître avec le temps, aidée par les cycles normaux de pression associés à l'exploitation d'un pipeline. Même si des inspections internes de la canalisation principale avaient lieu régulièrement dans le cas du présent tronçon de conduite, l'outil d'inspection, qui mesurait la perte de flux magnétique, n'était pas conçu pour repérer la fissuration par corrosion sous tension dans la soudure du joint longitudinal.

### *Outils d'inspection interne de canalisations*

Les outils d'inspection interne de canalisations ont été conçus pour détecter les défauts de conduite tels que les fissures et la perte de métal due à la corrosion. L'outil d'inspection interne à détection de perte de flux magnétique fonctionne le long du plan axial et détecte les pertes de métal internes ou externes, telles que la corrosion de surface. La capacité de cet outil à détecter les fissures de type FÉA (la FCT, par exemple) est toutefois limitée, surtout lorsque celles-ci se produisent au bord de la soudure du joint longitudinal. Dans le cas où la corrosion associée aux colonies de FCT est importante, la perte de flux magnétique permettra de détecter la corrosion, mais pas nécessairement la présence de fissures de type FÉA. TCPL n'utilise pas d'outil à détection de perte de flux magnétique pour détecter les fissures.

Bien que l'inspection interne par détection de perte de flux magnétique ait permis de repérer les zones de corrosion, ce type d'inspection ne convient pas à la détection de la FCT sur la surface extérieure de la conduite. Lorsque les outils d'inspection interne de canalisations ne peuvent détecter adéquatement les défauts de type FÉA sur la surface extérieure de la conduite, tels que la FCT, il y a un risque accru que ces types de défauts se produisent et demeurent non détectés, menant ainsi à des ruptures en service.

En tant qu'innovation récente dans le domaine des inspections internes de canalisations, l'outil d'inspection EMAT est conçu expressément pour détecter et potentiellement dimensionner les fissures, y compris la FCT. Au moment de l'événement, TCPL était en train d'introduire l'outil EMAT dans le cadre d'une approche contrôlée de la mise en œuvre. Bien que le transducteur EMAT existe depuis bon nombre d'années, il n'a été utilisé que dans une application limitée et manuelle pour trouver des défauts de surface. Ce qui est nouveau, c'est l'application réussie de cette technologie à un appareil utilisé dans le cadre des inspections internes de canalisations. La technologie de l'outil d'inspection interne EMAT peut s'avérer une méthode efficace de repérage des défauts de type FÉA, tels que la FCT.

### *Programme de protection cathodique pour la canalisation principale 100-2*

Il est bien connu que les systèmes de revêtement en polyéthylène de canalisation se soulèvent au-dessus de la soudure du joint longitudinal, en plus de décoller de la surface de la conduite et de former des plis, ce qui empêche le système de PC d'agir positivement sur la surface de la conduite et de protéger le réseau de canalisations. Lorsque cette situation se présente, des éléments de l'environnement pénètrent dans l'espace entre la surface de la conduite et le revêtement en polyéthylène, ce qui mène au développement de fissures de type FÉA, telles que la FCT. Comme TCPL l'a déterminé à partir des résultats d'essais de PC dans le cas du tronçon entre les VCP 107-2 et 108-2, et malgré le soulèvement en tente du revêtement en polyéthylène, il a été constaté que les valeurs de PC testées se situaient dans la plage de valeurs acceptées.

### *Processus de gestion de l'intégrité de la canalisation principale 100-2*

En réaction à divers problèmes d'intégrité et de sécurité liés aux dangers et aux menaces concernant les canalisations, TCPL a mis sur pied son programme d'entretien des pipelines. L'objectif global du PEP consiste à assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de transport de gaz naturel vers les marchés de consommation. Limité à l'origine à la canalisation principale 100-2 dans le couloir du pipeline entre Winnipeg (Manitoba) et Toronto (Ontario), le PEP a été élargi de manière à englober toutes les canalisations revêtues de polyéthylène du réseau de TCPL.

Pour agir sur les problèmes de sécurité et d'intégrité relatifs au réseau de canalisation de gaz naturel, l'ASME a entrepris d'établir une norme à l'intention de l'industrie. Le travail a mené à l'élaboration de la norme ASME B31.8S intitulée « Managing System Integrity of Gas Pipelines » (2004). Pour s'aligner sur la norme, TCPL a modifié son PEP en adoptant une sélection de tables tirées de la norme B31.8S de l'ASME. Le PEP initial était maintenant devenu le PGIC avec l'ajout de la sélection de tables. Cela était compatible avec l'approche axée sur les buts de l'intégrité des canalisations adoptée au Canada.

Le rapport suivant a été produit par le laboratoire du BST.

LP 024/2010 – Review of Pipeline Failure Examination, TransCanada  
Pipeline, Line 100-2.

On peut obtenir ce rapport en s'adressant au Bureau de la sécurité des transports du Canada.

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

1. L'accident s'est produit lorsque des fissures dans l'acier à proximité de la soudure du joint longitudinal ont progressé pour atteindre la profondeur à laquelle la limite d'élasticité permanente est atteinte localement à la pression de service normale, menant ainsi à la rupture et à l'explosion.
2. La surface de la canalisation a été exposée aux éléments de l'environnement lorsque le revêtement extérieur en polyéthylène s'est soulevé en tente et légèrement décollé, ce qui a restreint et réduit l'efficacité du système de protection cathodique.
3. Le courant de PC a été empêché d'atteindre la surface de la canalisation par le vide créé lorsque le revêtement en polyéthylène s'est soulevé, et il y a eu fissuration par corrosion sous tension dans le bord de la soudure du joint longitudinal.
4. La fissuration par corrosion sous tension a continué de croître avec le temps, aidée par les cycles de pression normaux associés à l'exploitation d'un pipeline.
5. Même si des inspections internes du tronçon de canalisation étaient effectuées régulièrement, l'outil d'inspection, qui détectait la perte de flux magnétique, n'était pas conçu pour détecter la fissuration par corrosion sous tension dans la soudure du joint longitudinal.

## *Fait établi quant aux risques*

1. Lorsque les outils d'inspection interne de canalisations ne peuvent détecter adéquatement les défauts éco-assistés sur la surface extérieure de la conduite, par exemple la fissuration par corrosion sous tension, il y a un risque accru que ces types de défauts se produisent et demeurent non détectés, menant ainsi à une rupture en service.

## *Autres faits établis*

1. Bien que l'inspection interne par détection de perte de flux magnétique ait permis de repérer les zones de corrosion, ce type d'inspection interne ne convient pas à la détection de la FCT sur la surface extérieure de la conduite.
2. Malgré le soulèvement en tente du revêtement en polyéthylène, les vérifications du système de PC ont permis de déterminer que la valeur du système se situait dans la plage de valeurs acceptées.
3. La technologie EMAT peut s'avérer une méthode efficace de repérage des défauts de type FÉA, tels que la FCT.

## *Mesures de sécurité prises*

1. TCPL a réduit l'intervalle relatif aux essais hydrostatiques d'un an, le faisant passer de 5 à 4 ans, dans le cas des tronçons entre deux vannes de la canalisation principale 100-2 dans lesquels il y avait eu antérieurement rupture en service ou rupture à l'occasion d'un essai hydrostatique.
2. TCPL a effectué des inspections internes visant à détecter de la FCT à l'aide d'un outil de type EMAT et de nouveaux essais hydrostatiques servant à vérifier l'intégrité de la conduite sur 3 tronçons de la canalisation principale 100-2.
3. Le 18 novembre 2009, TCPL a vérifié l'efficacité de son système de PC au moyen d'une vérification par points fixes rapprochés utilisant une technique de vérification du potentiel « hors charge ». Il a été établi que le système de PC respectait les critères connexes. Il n'y avait aucun plan visant à modifier ou à mettre à niveau le système de PC dans la zone générale de l'événement. Aucun réglage de redresseur n'a été effectué à la suite de la lecture du PSC.
4. TCPL s'est engagée, et continue de l'être, à améliorer ses capacités de gestion de la fissuration par corrosion sous tension (FCT) au moyen de la mise au point et de la mise en œuvre d'outils d'inspection interne sensibles aux fissures.
5. L'outil EMAT de troisième génération est présentement utilisé sur le réseau de TCPL selon une mise en œuvre contrôlée, pour valider les capacités de la compagnie en matière de détection et de dimensionnement des fissures. Au moment de la rédaction du présent rapport, TCPL a effectué plusieurs passes avec l'outil, notamment entre les vannes 49-2 et 53A-2, 95-2 et 99-2, et 99-2 et 105-2. Des excavations de corrélation sont également exécutées dans le but de valider les résultats obtenus à l'aide de l'outil, en considération de la sensibilité du site selon la modélisation prédictive, les revêtements de conduite en ruban de polyéthylène ou en émail asphaltique et par tronçon entre deux vannes en aval de compresseurs. Dans le cas où la validation est obtenue, TCPL a élaboré un plan quinquennal (de 2009 à 2013) d'inspections internes de canalisations avec outil EMAT pour l'inspection de la canalisation principale 100-2 entre les vannes 41 (Winnipeg) et 130 (au nord de Toronto).
6. TCPL participe aussi avec d'autres fournisseurs d'inspections internes de canalisations à la mise au point de capacités supplémentaires en matière d'inspection visant à détecter la FCT.
7. Pour aider les compagnies à élaborer et à mettre en œuvre des programmes de gestion et de protection efficaces, le 8 juin 2010, l'Office national de l'énergie a envoyé une lettre à toutes les compagnies qu'il réglemente, à laquelle était joint le protocole d'évaluation et de vérification des programmes de gestion et de protection de l'ONE, qui décrit la méthodologie qui doit être utilisée dans le cadre du processus de vérification de l'Office.

*Le présent rapport met un terme à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) sur cet événement. Le Bureau a autorisé la publication du rapport le 29 septembre 2010.*

*Pour obtenir de plus amples renseignements sur le BST, ses services et ses produits, visitez son site Web ([www.bst-tsb.gc.ca](http://www.bst-tsb.gc.ca)). Vous y trouverez également des liens vers d'autres organismes de sécurité et des sites connexes.*