

Bureau de la sécurité des transports
du Canada



Transportation Safety Board
of Canada

**RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE
P09H0083**



RUPTURE D'UN GAZODUC

**EXPLOITÉ PAR LA TRANSCANADA
PIPELINE LIMITED
SUR LA CANALISATION 100-1 DE 762 MILLIMÈTRES DE
DIAMÈTRE À LA VANNE DE CANALISATION PRINCIPALE
111A-1, ENTRE LES KILOMÈTRES
11.12 ET 11.16
PRÈS DE MARTEN RIVER (ONTARIO)
LE 26 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
exploité par la TransCanada PipeLine Limited
sur la canalisation 100-1 de 762 millimètres de
diamètre à la vanne de canalisation principale
111A-1, entre les kilomètres 11.12 et 11.16
près de Marten River (Ontario)
le 26 septembre 2009

Numéro de rapport P09H0083

Sommaire

Le 26 septembre 2009, vers 11 h 44 heure avancée de l'Est, il y a eu rupture de la canalisation 100-1 du gazoduc de la TransCanada Pipeline près de Marten River, en Ontario. À 11 h 51, le centre de contrôle d'acheminement du gaz du bureau de la compagnie à Calgary a pris connaissance de l'incident lorsque la vanne de canalisation principale 112-1, en amont de la station de compression 112, s'est automatiquement fermée à la suite d'une baisse de pression dans le gazoduc, dans lequel circulait à ce moment du gaz naturel doux. Le gaz échappé ne s'est pas enflammé. Un gros cratère s'est creusé et des débris de la conduite ont été projetés autour du point de rupture. L'incident n'a pas fait de blessés.

This report is also available in English.

Autres renseignements de base

L'accident

Avant l'accident, le gazoduc fonctionnait normalement et les conditions d'exploitation étaient ordinaires. On a calculé que la pression et la température dans le tronçon étaient de 5228 kPa (soit environ 750 livres par pouce carré) et de 12.5 °C. La pression manométrique maximale de service approuvée par l'Office national de l'Énergie (ONE) pour la canalisation 100-1 de TransCanada PipeLine Limited (TransCanada), entre les stations de compression 110 et 112, est de 6895 kPa.

L'incident a eu lieu à un endroit où se trouvent trois canalisations parallèles, enfouies à 914 millimètres (mm) dans le sol, espacées de 20 m et de 43 m. Immédiatement avant l'incident, le débit dans la canalisation 100-1, entre les stations de compression 110 et 112, était de 7 100 000 de mètres cubes par jour (m³/jour), soit environ 252 millions de pieds cubes par jour. Les données d'exploitation du Système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) indiquent que la rupture s'est produite vers 11 h 44 ¹ (figure 1). On a établi que le volume de gaz naturel perdu s'élevait à 1 430 000 mètres cubes (50 750 000 pieds cubes).

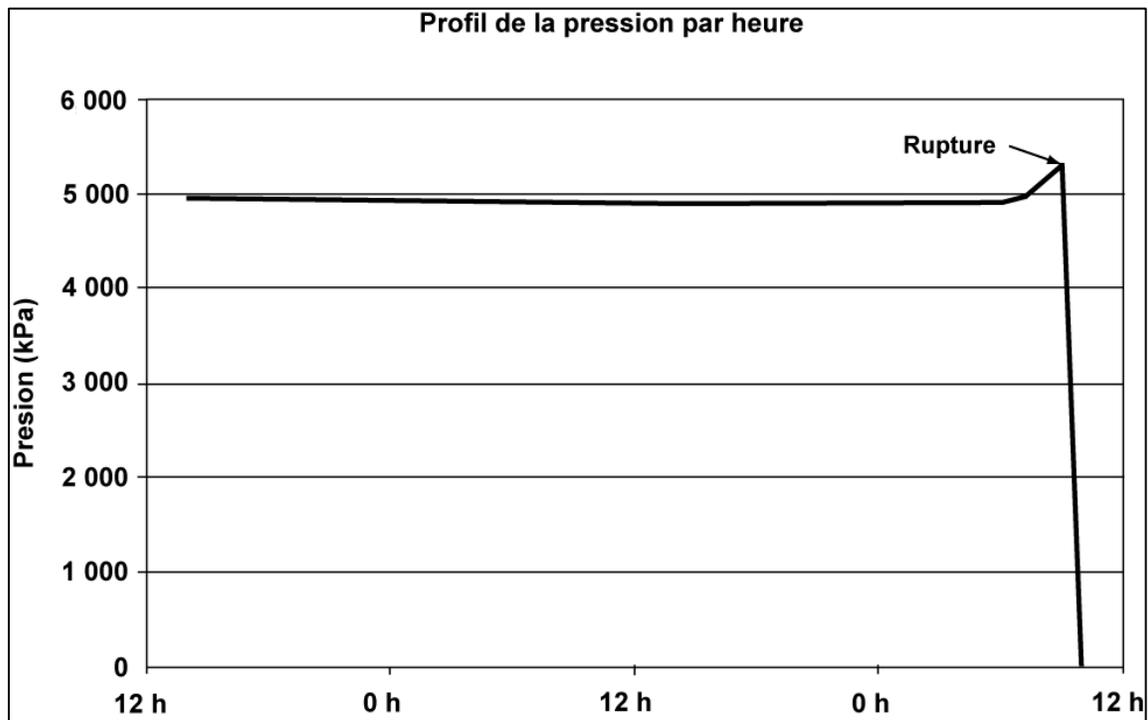


Figure 1. Canalisation 100-1, relevés horaires de la pression avant l'incident.

¹ Toutes les heures sont indiquées selon l'heure avancée de l'Est (temps universel coordonné moins 4 heures).

À 11h 47, les données de télémessure du SCADA font état de pressions anormales et d'une chute de pression dans le gazoduc en amont de la station de compression 112, accompagnées du déclenchement d'une alarme de basse pression dans la canalisation 100-1 au centre de contrôle d'acheminement du gaz à Calgary. À 11 h 51, la vanne de canalisation principale (VCP) 112-1 de TransCanada, située en amont de la station de compression 112, s'est automatiquement fermée par suite de l'activation du dispositif de fermeture en cas de basse pression. Cette vanne est une vanne à boulet, à passage intégral, de 30 pouces de diamètre qui peut être actionnée automatiquement depuis la salle de commande de la station, à distance depuis le centre de contrôle d'acheminement du gaz, ou à la main. Une VCP dotée d'un dispositif de fermeture automatique à détecteur de basse pression (LPSOCS) se ferme automatiquement lorsqu'une chute de pression est décelée dans le gazoduc. L'opérateur du centre de contrôle a déterminé à l'aide des données SCADA qu'il y avait eu rupture de la canalisation 100-1 dans le nord de l'Ontario.

Peu de temps après, le téléphone d'urgence du centre de commande a sonné. Un agent de la police provinciale de l'Ontario rapportait qu'une rupture de gazoduc venait de se produire à environ 700 mètres en amont de la station de compression 112, située près de Marten River, en Ontario (figure 2).



Figure 2. Lieu de la rupture d'un gazoduc à Marten River.

À 12 h, les données de télémessure du SCADA ont indiqué que la VCP 111A-1, immédiatement en amont du lieu de l'incident, venait elle aussi de se fermer automatiquement par suite du déclenchement de son dispositif de détection de basse pression. Cette vanne est une vanne à boulet, à passage intégral, de 30 pouces de diamètre dotée d'un dispositif de fermeture automatique à détecteur de basse pression (LPSOCS). Avec la fermeture automatique des deux vannes, l'écoulement du gaz naturel dans la canalisation 100-1 entre les stations de compression 110 et 112 a été stoppé.

Le 12 septembre 2009, une autre canalisation de TransCanada, la canalisation 100-2, s'était rompue à Englehart, en Ontario (rapport P09H0073 du BST), une localité située en amont du lieu de l'incident rapporté ici. Par mesure de précaution, on a mis hors service le tronçon adjacent de la canalisation 100-3 jusqu'à ce qu'on puisse confirmer le bon état de la paroi de la conduite qui avait été exposée aux effets de la rupture de la canalisation 100-2. Vers 9 h 45, le 26 septembre, le tronçon adjacent de la canalisation 100-3, entre les VCP 107 et 108, a été remis en service. Pendant la réparation de la canalisation 100-2, les tronçons des canalisations 100-2 et 100-3 ont été soustraits aux opérations normales tandis que les autres sont restés ouverts pour le transport du gaz naturel; par ailleurs les pressions de service dans les canalisations 100-1, 100-2 et 100-3 avaient chuté sous la pression manométrique maximale dans les conditions normales d'exploitation. Avec la remise en service de la canalisation 100-3 le 26 septembre 2009, le rétablissement des opérations normales après la chute des pressions de service a provoqué une hausse des pressions dans l'ensemble du réseau en aval de la station de compression Englehart, au moment de la rupture de la canalisation 100-1. Au cours de cette période, la pression à l'intérieur des trois canalisations a été inférieure à la pression manométrique maximale à cause de la demande de débit sur le système d'exploitation.

La résidence la plus proche du lieu de la rupture se trouve à environ 1,6 km vers le sud-est. L'agglomération la plus proche s'appelle Temagami et compte environ 1000 habitants. Elle se trouve à une trentaine de kilomètres au nord du lieu de l'incident. La route la plus proche se trouve à environ 0,3 km vers l'est. La route nationale 11 passe à environ 1 km à l'est du lieu de l'incident.

Le jour de l'incident, il pleuvait, les vents étaient légers et il faisait 24 °C.

Mesures prises par l'opérateur du centre de contrôle

Dès qu'il aperçoit le signal d'alarme sur le système, l'opérateur entame la procédure établie de vérification de bris de gazoduc. L'examen des données de télémessure SCADA lui confirme l'existence d'une chute anormale de pression dans la canalisation 100-1, entre les stations de compression 110 et 112.

L'opérateur exécute la manœuvre d'isolement à distance ISOLATE ALL pour la station 112 au moyen du système SCADA et, quelques instants plus tard, il fait de même pour la station 110. Les données de télémessure SCADA lui confirment que les VCP desservant les canalisations 100-1, 100-2 et 100-3 (figure 3) ont été isolées entre les stations 110 et 112. Les canalisations ont également été isolées les unes des autres puisque les vannes de raccordement ont été fermées (les vannes de raccordement permettent le transfert du gaz naturel entre des canalisations). Le centre de contrôle envoie à ce moment des employés régionaux afin d'isoler toutes les conduites dans le secteur de l'incident.

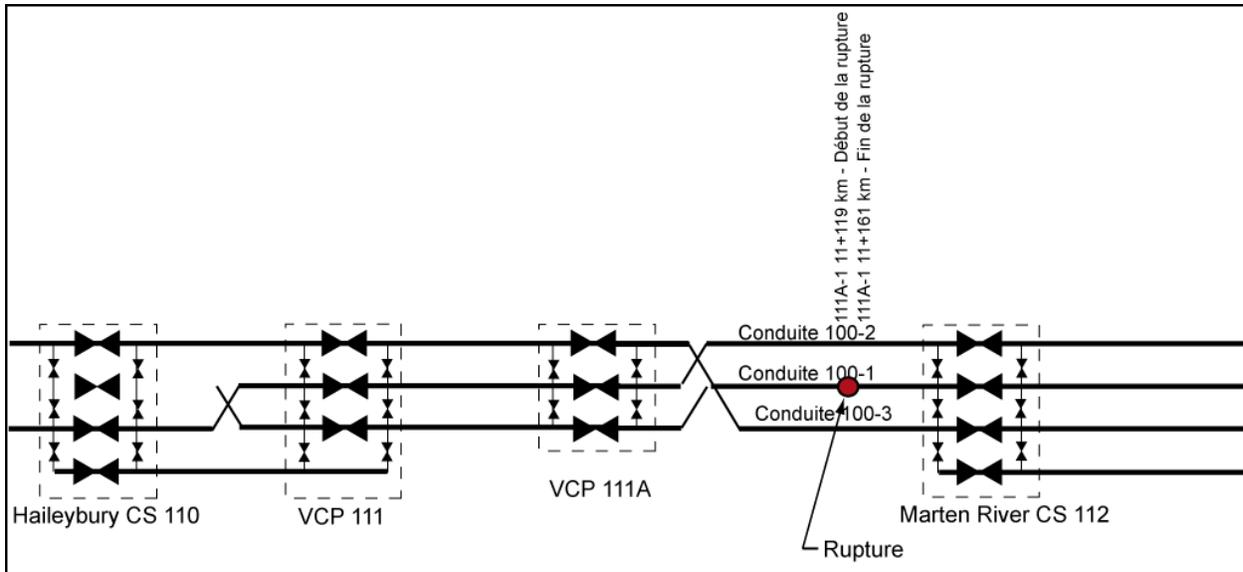


Figure 3. Schéma montrant l'emplacement de la rupture du gazoduc par rapport aux stations de compression et aux vannes.

Examen du lieu

Au cours de la rupture, une section de gazoduc a éclaté en plus de 40 morceaux de différentes tailles qui ont été projetés alentour (photo 1). Les joints en amont et en aval de la conduite ont été très endommagés (photos 2 et 3). On a retrouvé des morceaux de conduite jusqu'à 100 m du lieu de la rupture.



Photo 1. Photographie aérienne du lieu de l'incident à Marten River.



Photo 2. Canalisation 100-1, section amont de la canalisation 100-1 au lieu de l'incident à Marten River.



Photo 3. Canalisation 100-1, section aval de la canalisation 100-1 au lieu de l'incident à Marten River.

Les sections amont et aval d'arrêt de rupture ont été découpées de la conduite et conservées pour un examen détaillé. Une quarantaine de morceaux de canalisation ont également été recueillis (photo 4).



Photo 4. Canalisation 100-1, débris du gazoduc de Marten River.

Nettoyage du site et restauration du gazoduc

La défaillance de la canalisation 100-1 s'est produite à un endroit de sous-sol rocheux dans le tronçon VCP-111A. La canalisation avait été recouverte d'une couche de sable de protection sur laquelle a été déposé un lit de pierres de granite. Ces pierres provenaient du dynamitage de la tranchée au moment de la construction du gazoduc à la fin des années 1950 et ont été réutilisées après coup pour recouvrir la canalisation. La région présente une succession de cuvettes à couverture de matières organiques mal drainées, un sous-sol rocheux et de hautes terres rocheuses.

Le lieu de la rupture est situé sur la saillie d'un terrain vallonné qui est bien drainé et flanqué des deux côtés par la forêt boréale. Le raccordement du gazoduc de TransCanada se trouve sur une terre publique. Lors de la rupture, une partie du lit de protection cathodique et le système d'alimentation électrique du système de protection cathodique ont été endommagés.

De nombreux morceaux de canalisation ont été projetés dans l'emprise du gazoduc et les boisés adjacents. La figure 4 montre les endroits où les morceaux de la canalisation ont été retrouvés.

Les canalisations 100-2 et 100-3 n'ont subi aucun effet de la rupture et elles ont été rapidement remises en service mais à une pression moindre. Par contre, le tronçon entre les VCP 111A-1 et 112-1 de la canalisation 100-1 est demeuré verrouillé et aucun transport de gaz naturel n'y a eu lieu avant l'achèvement des réparations. Le reste de la canalisation 100-1 est demeuré en service à une pression réduite.

L'explosion a dégagé 37,7 m de conduite et endommagé une longueur totale de conduite de 82,95 m. Les parties endommagées de la canalisation 100-1 ont été remplacées par une conduite de 85 m de longueur préalablement soumise à un essai hydrostatique et approuvée par l'ONE (pressions permises). La réparation du gazoduc s'est achevée à 15 h le 30 octobre.

Le 3 novembre à 16 h 30, le tronçon de la canalisation 100-1 entre les VCP 111A-1 et 112-1 a été remis en service normal et elle a fonctionné à la pleine pression. La remise en service s'est déroulée sans aucun problème.

Une fois les réparations terminées et la conduite remise en service, on a recouvert de terre le tronçon apparent. Le 4 novembre, les réparations et la remise en état du site ont été achevées.

Réseau de la TransCanada Pipeline – Aperçu

Avec l'ajout en avril 2009 du réseau de l'Alberta (antérieurement appelé Nova Gas Transmission) dans la compétence fédérale, le réseau TransCanada est devenu le plus gros réseau de transport du gaz naturel sous haute et basse pression en Amérique du Nord. Le réseau de pipelines de gaz naturel de TransCanada s'étend de la Colombie-Britannique au Québec et compte plus de 39 000 km de conduites enfouies et 118 stations de compression. Le tronçon principal du réseau compte jusqu'à 8 pipelines à certains endroits et il est divisé en sections d'à peu près 30 km par des vannes d'isolement.

La conduite, les éléments et les boulons d'origine de la canalisation 100-1 ont été fabriqués en conformité de la norme B31.8 - 1955, « Gas Transmission and Distribution Piping Systems » de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Classe de pipeline

La plus grande partie du réseau de pipelines principaux de TransCanada a été construite dans des régions peu densément peuplées et elle est de classe 1 selon les normes industrielles en vigueur. Dans les régions plus densément peuplées ou lorsqu'il existe d'autres facteurs de risque (p. ex., proximité d'une école, d'un hôpital, etc.), des conduites à paroi plus épaisse, des classes 2, 3 ou 4, sont installées. Un endroit traversé par un pipeline de classe 4 correspond à une agglomération urbaine densément peuplée.

La canalisation 100-1 était une conduite d'un diamètre extérieur de 762 millimètres (mm) (30 pouces), sa pression manométrique maximale était de 6895 kPa et l'épaisseur de sa paroi était de 9,53 mm puisqu'il s'agissait d'un endroit de classe 1. L'épaisseur de la paroi correspond à la qualité courante de 359 mégapascals (MPa) (qualité X-52 de l'American Petroleum Institute [API]). Les sections de la canalisation 100-1 avaient été fabriquées en 1958 dans l'usine de Milwaukee au Wisconsin de la compagnie A. O. Smith Line Pipe puis installées sans ordre préétabli au cours de la construction.

Renseignements enregistrés

L'examen des registres chronologiques du SCADA sur les stations de compression 110 et 112 a révélé que dans les 5 mois précédant l'incident, aucune activité inhabituelle ne s'était produite dans ce tronçon du gazoduc (figure 5).

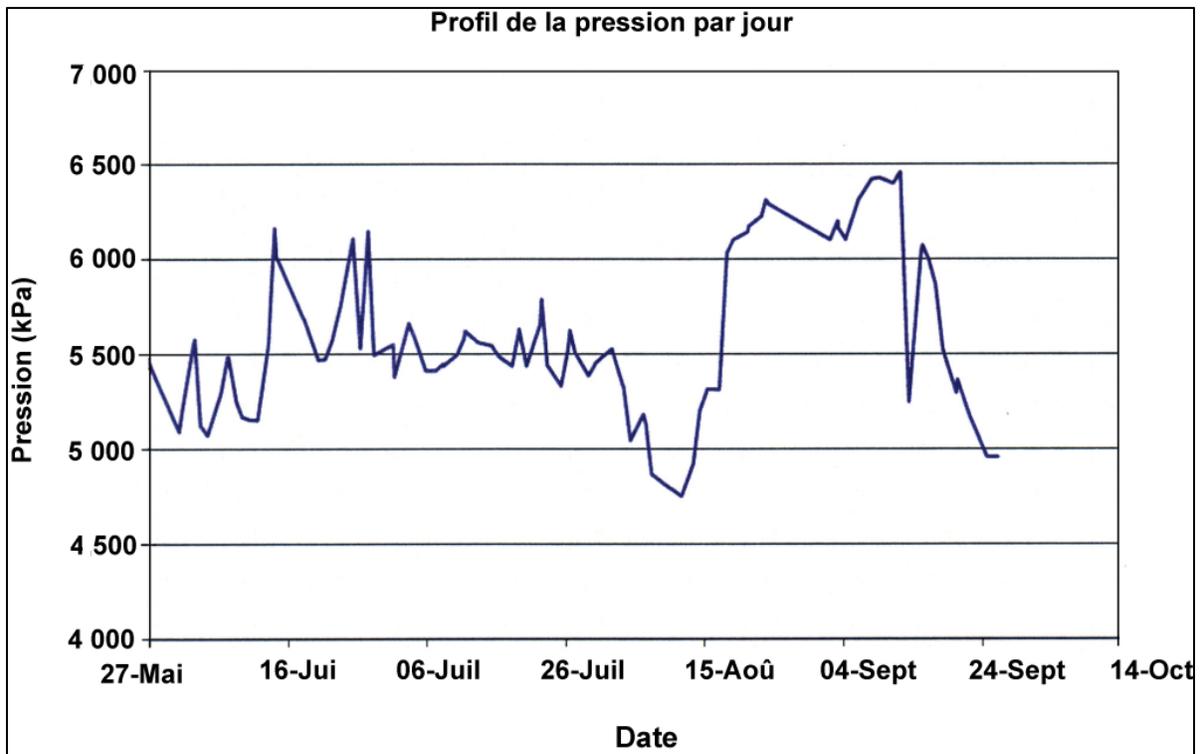


Figure 5. Canalisation 100-1, pressions de service quotidiennes dans les 5 mois précédant l'incident.

Analyse en laboratoire de la conduite qui a cédé

Les morceaux de conduite recueillis sur le lieu de la rupture ont été envoyés au laboratoire de l'Acuren Group Inc. (le laboratoire) à Edmonton, en Alberta, pour une série d'essais : examen visuel, mesures dimensionnelles, inspection non destructive et essais métallurgiques. Ces essais ont permis de déterminer ce qui suit :

- La résistance de la conduite dans la partie du joint qui a cédé était conforme à la spécification API 5LX-X52 en vigueur au moment de l'installation ainsi qu'aux critères de la norme CSA Z245.1, nuance 359.
- Le diamètre nominal de la conduite était de 30 pouces (762 mm) et l'épaisseur de sa paroi de 9,53 mm. Elle présentait une soudure en bout par étincelage, typique des conduites fabriquées dans les années 1950.
- Le point dur² découvert à la surface d'un des morceaux de conduite a été identifié comme l'endroit où la rupture s'est amorcée. Il s'est probablement formé durant le refroidissement de la plaque d'acier immédiatement après la dernière passe de laminage à chaud. Il a été présent depuis le moment de la fabrication.

² Un point dur est un point potentiellement fragile à la surface d'un tuyau.

- La résistance du matériau a été déterminée en soumettant l'acier de la conduite à un essai de résilience Charpy, qui est la méthode normalisée de détermination de la quantité d'énergie absorbée par un matériau au moment de sa rupture. L'essai a permis de déterminer que la résistance de la conduite près du point de défaillance était plutôt faible (présence d'un point dur à la surface de la conduite à la position 5 h 30 à 6 h) et qu'elle était la cause des nombreuses ruptures fragiles découvertes dans toute la longueur du joint qui a cédé.
- La rupture de la canalisation 100-1 de la TransCanada a été la conséquence d'une défaillance ponctuelle résultant d'une combinaison de facteurs, notamment la présence d'un point dur dans la conduite, une contrainte de traction engendrée par la pression du gaz et la présence probable d'hydrogène atomique dans l'acier à l'endroit de la rupture.

Le personnel du Bureau de la sécurité des transports (BST) a assisté aux essais en laboratoire et constaté que ceux-ci, de même que les méthodes employées, étaient conformes aux bonnes pratiques d'analyse des défaillances.

Enlèvement d'une conduite fabriquée par A.O. Smith à la suite de la découverte de points durs

Le 8 juillet 1969, TransCanada a été confrontée à la défaillance d'un pipeline, à 9,8 km de la VCP 111A-1, laquelle a été attribuée à la présence d'un point dur dans une conduite fabriquée par A.O. Smith. Il a été déterminé que la présence de points durs dans cette conduite était probablement due au processus de fabrication du fondeur. TransCanada a mis en place un programme de contrôle de l'intégrité des conduites et remplacé toutes les conduites de la compagnie A.O. Smith à la grandeur du réseau. La compagnie a constaté que les conduites de cette compagnie avaient été mises en place sans ordre préétabli dans le réseau au cours de la construction, ce qui compliquait le projet d'enlèvement et de remplacement des conduites.

L'ONE a demandé à TransCanada, par voie de l'ordonnance SG-1-78 (l'ordonnance), d'exécuter des programmes de contrôle d'intégrité ayant rapport avec la gestion des points durs sur les conduites d'A.O. Smith du gazoduc en question. TransCanada devait plus précisément remplacer toutes les conduites d'A.O. Smith de la canalisation 100-1 lorsque des modifications de l'emprise avaient lieu à proximité des lieux à haut risque, comme les traversées routières, les hôpitaux et les résidences privées. En 1978, TransCanada a commencé un vaste programme de remplacement des conduites d'A.O. Smith.

Entre 1969 et 1999, TransCanada a remplacé quelque 44 km de la canalisation 100-1 d'origine à cause de la présence de points durs. Les conduites de remplacement étaient conformes aux critères de l'ordonnance. Selon l'ordonnance, le tronçon remplacé le plus près du lieu de l'incident rapporté ici se trouvait à la VCP 112, à quelque 13,49 km de distance. La conduite avait été remplacée en 1979.

Des instruments d'inspection interne (ILI) capables de détecter et de localiser les points durs ont été mis au point dans les années 1990. C'est en utilisant un outil d'inspection interne par magnétisation (HMILI) et un second outil ILI pour enregistrer les endroits où la charge magnétique n'avait pas diminué, que TransCanada a pu localiser avec une grande précision les

canalisations d'A.O. Smith à enlever. À la lumière du perfectionnement de ces outils, l'ONE a publié le 28 juillet 2000 une ordonnance modifiée, portant le numéro AO-1-SG-1-78 (ordonnance modifiée).

On utilise depuis 2000, dans le programme de remplacement des conduites, un outil HMILI doté d'une fonction de détection de la charge magnétique résiduelle pour détecter les points durs des conduites.

À cause des risques liés aux points durs, les ordonnances, initiale et modifiée, sont toujours en vigueur. Dans le cadre du programme permanent de TransCanada, on vérifie chaque année si la densité de population s'accroît dans le voisinage de tous les tronçons avec vanne, y compris le tronçon se trouvant à proximité du lieu de l'incident, soit celui de la VCP 111A-1, et des tronçons où se trouvent des conduites d'A.O. Smith afin de déterminer s'il y a lieu de remplacer celles-ci ou de vérifier si elles ont des points durs. Depuis la publication de l'ordonnance modifiée, aucune conduite n'a été remplacée et aucun problème d'intégrité n'a été décelé dans le secteur de l'incident rapporté ici.

Essai hydrostatique de la canalisation 100-1

Lorsque la canalisation 100-1 a été construite en 1958, la section entre les VCP 111A-1 et VCP 112-1 a été soumise à un essai de pression conformément aux exigences de la norme de l'American Standards Association (ASA) intitulée « Gas Transmission and Distribution Piping Systems ASA B31.8 » qui était en vigueur à ce moment. Une pression d'essai de 7085 kPa a été maintenue à l'intérieur de la section pendant 24 heures.

En 1968, l'ONE a approuvé un programme de reclassification de la canalisation 100-1 en entier dans le but de permettre à TransCanada d'exploiter ce réseau à une pression de service plus élevée. Le programme consistait, entre autres choses, à effectuer des essais hydrostatiques et à réparer toutes les fissures et les fuites. En 1974, au cours de l'essai de reclassification du tronçon où l'incident a eu lieu, on a utilisé de l'eau comme fluide pour l'essai hydrostatique. La pression d'essai atteinte au cours de l'essai de 24 heures a permis de qualifier le pipeline pour une pression manométrique maximale de 6895 kPa (la pression minimale d'essai était 1,25 fois la pression manométrique maximale).

Recherche de corrosion à l'intérieur de la canalisation 100-1

Dans le cadre de son plan d'entretien des pipelines (PEP) annuel, TransCanada inspecte ses pipelines à l'aide d'un appareil ILI de contrôle des fuites de flux magnétique (MFL). Ce type d'appareil d'inspection peut détecter les pertes en métal sur la surface intérieure et extérieure des conduites dues, par exemple, à la corrosion superficielle. Les outils ILI MFL ne peuvent toutefois pas mesurer directement l'épaisseur du métal corrodé. Le technicien interprète le signal électronique émis par l'outil ILI afin de déterminer la profondeur et la longueur des piqûres de corrosion. Les valeurs obtenues ne sont pas très précises. Pour obtenir les dimensions exactes des piqûres, il faut excaver la conduite et utiliser un appareil portable de mesure ou découper une section du pipeline.

La section de la canalisation 100-1 qui a cédé a été soumise, en 1999 et en 2004, à une inspection interne au moyen d'un outil ILI MFL, qui a parcouru l'intérieur de la conduite de la VCP 110 à la VCP 116 :

1. En 1999, la valeur la plus élevée de perte en métal de la paroi de la conduite a été 70 % mais l'endroit rouillé ne se situait pas dans le tronçon qui a cédé. Après l'inspection interne, on a effectué 7 excavations près du lieu de la rupture et découpé 4 sections de conduite³.
2. En 2004, la valeur la plus élevée de perte en métal de la paroi de la conduite a été 88 %. Cette lecture n'a pas été obtenue dans la section qui a cédé. Une excavation subséquente a révélé que la valeur réelle de perte en métal de la paroi était 59 %.

La prochaine inspection MFL est prévue en 2010.

Recherche de points durs à l'intérieur de la canalisation 100-1

Au cours de la construction initiale de la canalisation 100-1, environ 385 km de conduites d'A.O. Smith ont été mis en place dans 80 tronçons entre vannes. Au moment de l'incident rapporté ici, 38 de ces tronçons avaient été inspectés au moyen d'un outil HMILI doté d'une fonction de détection de la charge magnétique résiduelle afin de localiser les points durs.

Le tronçon de la canalisation 100-1 entre les VCP 110-1 et 116-1 avait été inspecté en février 1997 pendant un essai ILI effectué par TransCanada qui cherchait à mettre au point un nouvel outil de détection des points durs. Cette inspection n'avait cependant pas été commandée à cause de l'augmentation de la population dans le voisinage de l'emprise. Les seules données utilisables concernaient le tronçon entre les VCP 111 et 111A. Trois excavations ont été faites pour l'essai de l'instrument mais aucun point dur n'a été découvert. De 2000 jusqu'à la date de l'incident, il n'y a pas eu de remplacement de conduites ni de vérification d'intégrité entre les VCP 110-1 et 116-1 à la suite de la publication de l'ordonnance modifiée. Après l'incident, TransCanada a élaboré un programme d'inspection de la canalisation 100-1 axé sur la recherche des points durs entre les VCP 61-1 et 75-1 et les VCP 110-1 et 116-1.

Protection cathodique de la canalisation 100-1

Depuis sa construction, la canalisation 100-1 bénéficiait d'une protection cathodique (PC) continue. La protection cathodique se mesure en millivolts (mV) au moyen d'une électrode de référence (cuivre-sulfate de cuivre). Le potentiel PC près de l'endroit de la rupture est fourni par deux redresseurs :

1. Le redresseur amont se trouve à la VCP 111A. Il alimente en courant trois déversoirs éloignés et d'autres déversoirs répartis dans les premiers 6,43 km du tronçon de la vanne.

³ Une section du pipeline est enlevée et remplacée.

2. Le redresseur aval se trouve à la VCP 112. Il alimente en courant deux déversoirs proches et deux éloignés.

Le plan d'entretien des pipelines (PEP) prévoit le relevé des potentiels conduite-sol (PCS) et des relevés de potentiel à intervalle rapproché (CIS). Avant l'incident, les derniers relevés PCS avaient été effectués en avril et en juin 2009. Les valeurs respectives enregistrées près du point de défaillance étaient de -1028 mV et de -1163 mV. Ces valeurs sont conformes à la norme de PC de TransCanada.

On procède à des relevés CIS lorsqu'il est nécessaire de vérifier le fonctionnement du système PC et d'en optimiser le rendement. Le relevé CIS le plus récent remontait à 2000 et avait pour but de vérifier le fonctionnement du système PC à la suite de la mise en terre de nouvelles anodes en 1999. Les valeurs de potentiel hors site enregistrées à tous les points de mesure étaient d'environ -1000 mV, ce qui est conforme à la norme de TransCanada pour le CIS. Aucune anomalie de la PC n'a été observée au cours de ce relevé.

Le revêtement extérieur du tronçon entre les VCP 111A-1 et 112-1 n'avait pas fait l'objet de réparation avant l'incident. En outre, on n'a relevé aucun signe de problèmes d'accumulation des eaux de ruissellement au lieu de l'incident. Après la rupture de la conduite, on a constaté, au cours des réparations, que l'eau de pluie s'accumulait dans le fossé mais qu'il n'y avait pas d'infiltration d'eau à travers les parois du fossé.

La surface extérieure de la conduite qui a cédé avait un revêtement d'email asphaltique. Le revêtement extérieur de la section était en mauvais état et détaché sur une grande partie de la conduite (photo 5).

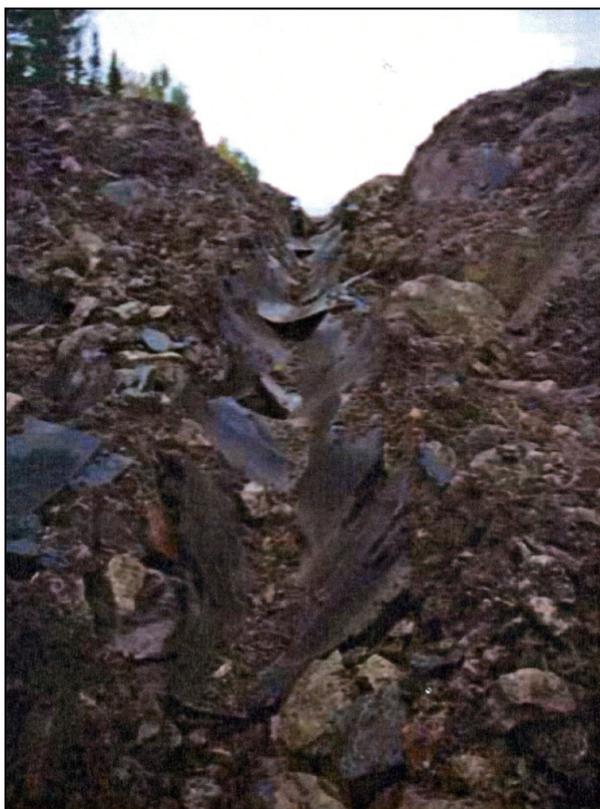


Photo 5. Canalisation 100-1 : revêtement extérieur trouvé au fond du fossé après la rupture.

Exigences réglementaires de la gestion de l'intégrité du gazoduc

Conformément à l'article 40 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (DORS/99-294) de l'ONE (règlement de l'ONE), les compagnies sous réglementation fédérale doivent établir un programme de gestion de l'intégrité des pipelines. L'article 41, quant à lui, exige que les compagnies qui décèlent sur leurs pipelines un niveau de défektivité plus important que celui qui est prévu à la norme CSA Z662, Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz (CSA Z662-07), documentent les particularités de la défektivité, sa cause probable et les mesures correctives prises ou prévues. L'article 10.2.1 de la norme CSA Z662-07 exige que les compagnies élaborent, appliquent et tiennent à jour un système de gestion de la sécurité et des pertes des réseaux de pipeline propre à assurer la protection des gens, de l'environnement et des propriétés. L'article 10.3.3, quant à lui, exige que les fuites et les bris fassent l'objet de vérification afin d'en déterminer les causes, et que les mesures soient prises pour prévenir les fuites et les bris dus à des causes semblables.

Programme de gestion de l'intégrité des pipelines de TransCanada

À la suite des défaillances de la canalisation 100-1 dues à la présence de points durs, survenues entre 1961 et 1978, TransCanada s'est doté d'un programme intensif, appelé subséquentement le programme d'entretien des pipelines (PEP). Depuis 2000, le programme préconise l'utilisation d'un outil HMILI doté d'une fonction de détection de la charge magnétique résiduelle pour détecter les points durs des conduites.

La rupture d'une conduite de la canalisation 100-2 en août 1985, attribuée à une fissuration par corrosion sous tension (FCST), a poussé TransCanada à entreprendre une inspection de ses pipelines. À la suite de la découverte du phénomène de FCST sur la canalisation 100-1 dans le nord de l'Ontario, la compagnie a étendu son PEP à ce gazoduc afin de régler le problème d'intégrité. Le programme de vérification de la FCST prévoyait des essais hydrostatiques sur les tronçons vulnérables du réseau et des excavations de contrôle le long du pipeline.

Le programme de gestion de l'intégrité des pipelines (PGIP) est le document directeur de TransCanada sur la gestion de l'intégrité de ses pipelines, y compris la canalisation 100-1. Le PGIP fait intervenir un processus de gestion (p. ex., évaluation des risques dans l'ensemble du réseau) qui permet de vérifier la sûreté et la fiabilité de service du réseau de pipelines, et d'appliquer les exigences réglementaires et les normes en vigueur. Le PGIP traite des aspects de la sûreté et de la fiabilité de service du réseau de pipelines de même que des exigences réglementaires et des autres normes connexes (p. ex., les normes sur les pipelines de l'Association canadienne de normalisation).

On utilise les résultats de l'évaluation des risques dans l'ensemble du réseau, effectuée dans le cadre de la détermination des dangers et de l'évaluation des risques, pour préparer le PEP annuel. Bien que son programme de détermination des dangers et de l'évaluation des risques ne soit pas appliqué dans son entier, TransCanada juge que la démarche employée est conforme au règlement sur les pipelines et équivalente à la norme B31.8S « Managing System Integrity of Gas Pipelines », de l'American Society of Mechanical Engineers Standard (ASME), de 2004. Au moment de l'incident, la compagnie en était à mettre en place ce système de gestion qui gouverne l'exécution des programmes de gestion de l'intégrité dans le réseau de pipelines.

Au moment où TransCanada élaborait son PGIP, la compagnie a pris connaissance de la norme ASME B31.8S et en a adopté certaines des exigences. Toutefois, comme la norme est une norme d'application générale non obligatoire, TransCanada a écarté les exigences qu'elle jugeait non pertinentes à son réseau. Il n'y a pas eu, par exemple, de modification du PGIP en ce qui concerne l'utilisation d'un outil HMILI dans les tronçons de vanne en amont des stations de compression de la canalisation 100-1.

Résultats de l'évaluation des risques dans la canalisation 100-1

En 2009, le PGIP de TransCanada a fait état des problèmes suivants qui menaçaient la canalisation 100-1 et risquaient de se produire à plus ou moins brève échéance :

1. corrosion externe
2. fissuration par corrosion sous tension
3. fabrication des conduites en acier.

TransCanada a aussi relevé d'autres dangers généraux menaçant ses installations de pipeline, y compris les dommages mécaniques causés par des tiers, l'exploitation non conforme et la défaillance de l'équipement. Ses pratiques et procédures d'exploitation et d'entretien contribuent à réduire les menaces générales liées aux cas de défaillance de l'équipement et d'exploitation non conforme. La réduction des dommages mécaniques causés par des tiers est possible grâce au programme intégré de sensibilisation du public de la compagnie.

Corrosion externe de la canalisation 100-1

Pour réduire la menace engendrée par la corrosion extérieure de la canalisation 100-1, TransCanada a effectué quelques évaluations de sa gestion des défauts au moyen d'un outil de contrôle des fuites de flux magnétique (MFL). La dernière inspection ILI remontait à 2004. Entre 2004 et 2009, il n'y a pas eu d'excavation pour vérifier la présence de corrosion dans le tronçon entre les VCP 111A et 112.

Après l'incident, on a vérifié si les parties intactes de la conduite en amont et en aval du tronçon qui a cédé présentaient des signes de corrosion interne et externe. On n'a trouvé aucun signe de corrosion. Une inspection de la surface externe à l'aide d'un outil portable a permis de découvrir 15 piqûres de corrosion dont la plus profonde mesurait 1,8 mm de profondeur (19 % de l'épaisseur de la paroi). On n'a relevé aucun signe de corrosion interne.

Fissuration par corrosion sous tension de la canalisation 100-1

La fissuration par corrosion sous tension (FCST) est un type de défaillance courante des conduites communément appelée fissuration éco-assistée (FÉA). Le PGIP de la canalisation 100-1 établit les défaillances du type FÉA comme une menace réelle. Dans le cadre du PEP, on a mis en place, en 1985, un programme de prévention de la FCST à la suite de la défaillance de la canalisation 100-2 et de la découverte subséquente du phénomène sur la canalisation 100-1. Les programmes de surveillance et de réduction des menaces de TransCanada, qui font partie de son PEP, prévoient des excavations pour la recherche de signes

de FCST. Chaque année, des tronçons particuliers de la canalisation 100-1 sont soumis à un essai hydrostatique dans le but de repérer les sièges potentiels de FCST. Depuis le milieu des années 1980, aucun essai hydrostatique n'avait été effectué sur le tronçon qui a cédé.

Après l'incident, le tronçon de la canalisation 100-1, lieu de la rupture, a fait l'objet d'une inspection visuelle et non destructive pour la recherche de signes de FCST. Aucun signe visible de FCST ni d'autres défauts superficiels de type FÉA n'ont été observés sur la conduite qui a cédé ou sur les sections adjacentes exposées à la défaillance. L'inspection non destructive des parties intactes de la conduite provenant du gazoduc n'a trouvé aucun signe de défauts superficiels de type FÉA.

Fabrication des conduites en acier

L'ONE avait demandé à TransCanada, par voie d'une ordonnance initiale et d'un amendement subséquent, d'exécuter des programmes de contrôle d'intégrité ayant rapport avec la gestion des points durs sur les conduites d'A.O. Smith du gazoduc en question. TransCanada devait plus précisément vérifier et remplacer toutes les conduites d'A.O. Smith de la canalisation 100-1 lorsque des modifications de l'emprise avaient lieu à proximité des lieux à haut risque, comme les traversées routières, les hôpitaux et les résidences privées.

Analyse

L'accident

La rupture du gazoduc s'est produite à un point dur de la conduite en acier, présent depuis le moment de la fabrication de celle-ci, avant l'application du revêtement extérieur sur le chantier. Le point dur s'était formé durant le refroidissement de la plaque d'acier, immédiatement après la dernière passe de laminage à chaud. Le refroidissement rapide de la plaque d'acier a produit le point dur. La rupture de la canalisation 100-1 s'est produite durant l'exploitation normale. La contrainte de tension à la surface de la conduite engendrée par la pression du gaz à l'intérieur et l'accumulation d'hydrogène atomique dans l'acier avait affaibli la conduite.

Au cours du programme de reclassification de 1974, le gazoduc a été soumis à un essai de pression plus élevée visant à confirmer qu'il pouvait fonctionner à une pression manométrique maximale plus élevée. L'essai ayant été concluant, on a autorisé l'accroissement de la pression dans le tronçon du gazoduc qui a cédé, ce qui a entraîné une hausse du taux de contrainte en service à la surface de la conduite.

La surface extérieure de la conduite avait été recouverte d'un revêtement asphaltique au cours de la construction du gazoduc, lequel s'est décollé avec le temps. Lorsque ce type de problème survient, les compagnies de pipeline compensent en appliquant un courant de PC de plus forte intensité. Mais comme le courant de PC excite la surface extérieure de la canalisation, il y a production d'hydrogène atomique à cause de la présence d'eau souterraine à la surface de la conduite.

Le revêtement extérieur s'étant décollé, l'eau souterraine est entrée en contact avec la conduite, ce qui a provoqué l'accumulation d'hydrogène atomique à la surface de celle-ci.

Bien que certaines parties de la canalisation 100-1 aient été soumises à une inspection interne à l'aide d'un outil HMILI, seuls les endroits de points durs qui ont pu être repérés ont été traités et réparés. La canalisation 100-1 entre les VCP 110-1 et 116-1 n'avait jamais été soumise à une recherche de points durs à l'aide d'un outil HMILI.

Réparation et enlèvement des points durs dans la conduite d'A.O. Smith Pipe

Confrontée à des problèmes d'intégrité des conduites d'A.O. Smith, TransCanada a entrepris un programme de gestion d'intégrité et de remplacement de la canalisation 100-1. Se pliant à la directive de l'ONE de remplacer toutes les conduites d'A.O. Smith jugées dangereuses de la canalisation 100-1, ou d'en vérifier l'intégrité, TransCanada a concentré ses efforts sur ces seules conduites, et non sur toutes les conduites de ce fabricant.

TransCanada considère que la façon dont elle a géré les points durs dans son réseau est adéquate compte tenu du nombre peu élevé de défauts de la canalisation 100-1 et de la fréquence peu élevée des défaillances. La compagnie justifie sa position au moyen des arguments suivants : la longueur de la conduite fragilisée de la canalisation 100-1 est très courte; l'inspection interne (ILI) a montré que la densité des points durs est faible; la fréquence des

défaillances dues à des points durs de la canalisation 100-1 est peu élevée — les défaillances les plus récentes se sont produites en 2009 et en 1978, soit un écart de 31 années.

Bien que les points durs soient traités dans le PGIP de la canalisation 100-1 de TransCanada, si tous les endroits où il y a des points durs sur les conduites d'A.O. Smith dans cette canalisation ne sont pas repérés et réparés, il y a un risque qu'un point dur ne soit pas détecté à temps et qu'il provoque la rupture du gazoduc.

Inversion de pression

L'inversion de la pression est la défaillance d'un défaut à une pression inférieure à la pression d'essai ou de service à laquelle le défaut avait résisté précédemment. La défaillance est due à l'amplification du défaut produite par la pression plus élevée et les dommages possibles durant la dépressurisation.

Dans les deux semaines précédant l'incident rapporté ici, la canalisation 100-1 fonctionnait sous les pressions de service établies antérieurement à cause de facteurs d'exploitation liés à la rupture d'une conduite de la canalisation 100-2 et de la fermeture subséquente de la canalisation 100-3 entre les VCP 107 et 108. Au moment de l'incident, TransCanada avait commencé les manœuvres pour remettre en service le tronçon fermé de la canalisation 100-3. Les pressions se sont alors accrues dans les canalisations 100-1, 100-2 et 100-3 à cause de la demande de débit du réseau. La canalisation 100-1 a cédé alors que les pressions augmentaient sans toutefois dépasser la pression manométrique maximale. Les inversions de pression ne sont pas considérées des phénomènes inhabituels et on a déjà vu des pipelines céder après la remise en service du réseau.

Le rapport de laboratoire du BST suivant a été publié :

LP 023/2010 – Review of Pipeline Failure Examination, TransCanada Pipeline Line
100-1, 26 September 2009

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. La rupture de la canalisation 100-1 s'est produite à l'endroit où il y avait un point dur dans la conduite soumise à des conditions normales d'exploitation. La contrainte de tension à la surface de la conduite engendrée par la pression du gaz à l'intérieur et l'accumulation probable d'hydrogène atomique dans l'acier avait affaibli la conduite.
2. Bien que la surface externe de la conduite ait été enduite d'un revêtement asphaltique au moment de la construction du pipeline, ce revêtement s'est décollé avec le temps ce qui a demandé un surplus de courant pour la protection cathodique et exposé la surface de la conduite à l'eau.
3. De l'hydrogène atomique s'est probablement accumulé à la surface de la conduite par suite de l'interaction de l'eau souterraine avec le surplus de courant pour la protection cathodique.
4. Bien que l'intérieur des sections de la canalisation 100-1 ait été inspecté au moyen d'un outil d'inspection par magnétisation, conformément au programme de gestion des risques de TransCanada, les parties de la canalisation proches du point de rupture n'ont pas été soumises à ce type d'inspection puisque l'ordonnance initiale SG-1-78 et l'ordonnance modifiée AO-1-SG-1-78 de l'Office national de l'énergie ne s'appliquaient pas à cet endroit.

Fait établi quant aux risques

1. Bien que les points durs soient des défauts mentionnés dans le programme de gestion de l'intégrité des pipelines de TransCanada pour la canalisation 100-1, si tous les points durs des conduites d'A.O. Smith installées dans cette canalisation ne sont pas repérés et réparés, on court le risque qu'un point dur ne soit pas détecté à temps ce qui entraînerait la rupture du pipeline.

Autre fait établi

1. Bien que les inversions de débit dans un pipeline ne soient pas considérées comme des incidents inhabituels, il y a eu des défaillances de pipeline à l'endroit de défectuosités à la suite du redémarrage du réseau.

Mesures de sécurité prises

Après cette rupture, TransCanada a pris les mesures de sécurité suivantes :

- (a) La compagnie a procédé à une inspection interne (ILI) des tronçons de la canalisation 100-1 pour la recherche de points durs entre les VCP 62 et 75 et les VCP 110 et 116. Les 11,5 km restants de conduites d'A. O. Smith de la canalisation 100-1 seront inspectés durant la prochaine inspection MFL ILI de la canalisation 100-1.
- (b) La compagnie a effectué la recherche de la corrosion interne par contrôle des pertes de flux magnétique (MFL) prévue en 2010.

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 13 décembre 2010.

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