

Bureau de la sécurité des transports
du Canada



Transportation Safety Board
of Canada

RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE P14H0011



RUPTURE D'UN PIPELINE DE GAZ NATUREL

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
CANALISATION 400-1 DE LA VANNE PRINCIPALE 402
PRÈS D'OTTERBURNE (MANITOBA)
25 JANVIER 2014**

Canada

Le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) a enquêté sur cet accident 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 P14H0011

Rupture d'un pipeline de gaz naturel

TransCanada PipeLines Limited

Canalisation 400-1 de la vanne principale 402

près d'Otterburne (Manitoba)

25 janvier 2014

Résumé

Le 25 janvier 2014 vers 1 h 15 h, heure normale du Centre, la canalisation 400-1 du pipeline de gaz naturel de la TransCanada PipeLines Limited, d'un diamètre de 762 mm (30 po), s'est fracturée et s'est enflammée à la hauteur de la vanne de canalisation principale 402, près d'Otterburne (Manitoba). Un cratère d'environ 24 mètres de longueur sur 12,5 mètres de largeur a été créé, et des débris ont été projetés à environ 100 mètres du lieu de la rupture. Le gaz naturel a brûlé quelque 12 heures. Cinq résidences à proximité immédiate de l'accident ont été évacuées et l'autoroute provinciale 303 a été fermée jusqu'à l'extinction de l'incendie. Personne n'a été blessé.

This report is also available in English.

Renseignements de base

Le 25 janvier 2014 vers 1 h 15 h, heure normale du Centre, la canalisation 400-1 du pipeline de gaz naturel de la TransCanada PipeLines Limited, d'un diamètre de 762 mm (30 po), s'est fracturée et s'est enflammée à la hauteur de la vanne de canalisation principale 402, à proximité d'Otterburne (Manitoba). Un cratère d'environ 24 mètres de longueur sur 12,5 mètres de largeur a été créé, et des débris ont été projetés à environ 100 mètres du lieu de la rupture.

Avant l'accident, le réseau de canalisation principale de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) fonctionnait normalement. La pression de service du réseau à l'endroit où l'événement s'est produit était de quelque 6330 kilopascals (kPa) d'après la moyenne quotidienne établie à partir des données du système et d'acquisition et de contrôle des données (SCADA). Dans le cas de ce tronçon du réseau de TransCanada, la pression maximale de service approuvée par l'Office national de l'énergie était de 7030 kPa. À défaut de demande de la part des consommateurs, le pipeline 400-1 n'avait pas transporté de gaz depuis le 5 janvier 2014. Toutefois, du gaz statique sous pression était présent dans la canalisation entre les vannes fermées.

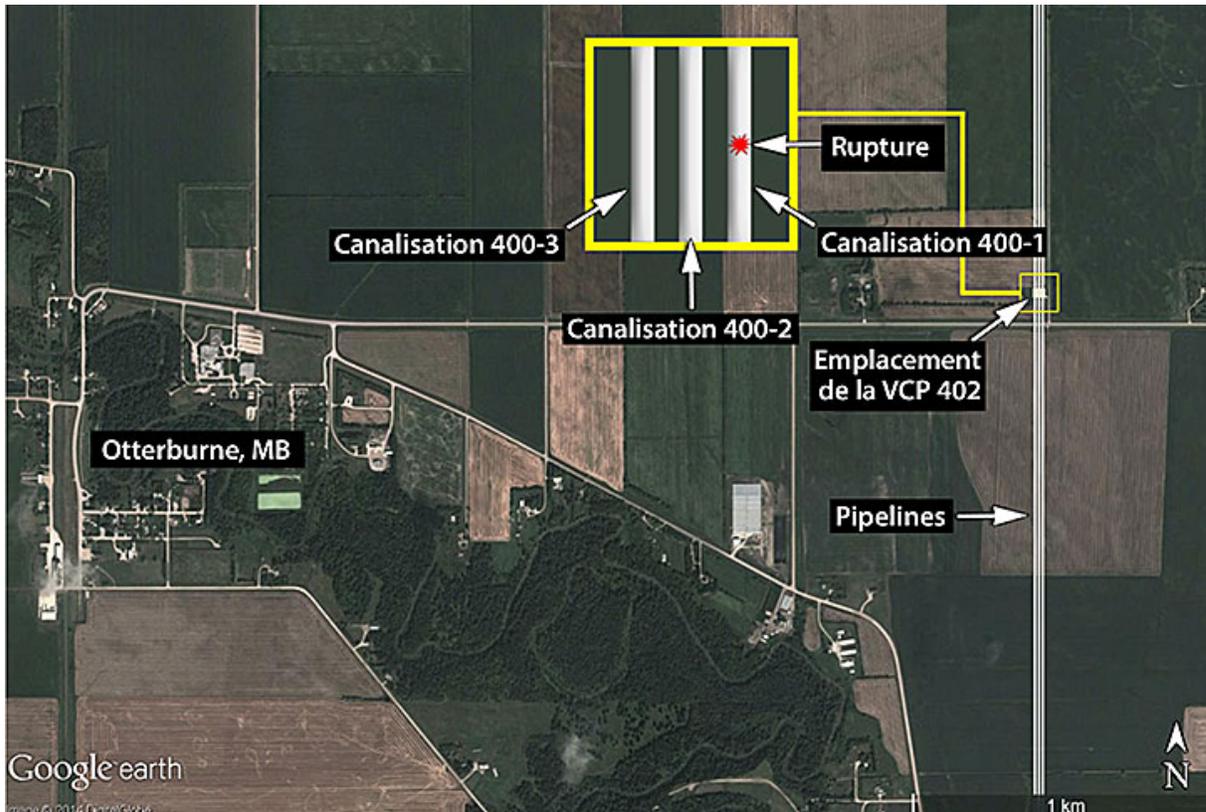
Le lieu de l'événement se trouve sur la canalisation 400-1 de TransCanada à la hauteur de la vanne de canalisation principale (VCP) 402, à environ 50 km au sud de Winnipeg (Manitoba). Il est entouré de terres agricoles planes. La zone est peu peuplée, l'habitation la plus proche se trouvant à environ 540 mètres à l'est. La route la plus proche est l'autoroute provinciale 303 située à environ 75 mètres au sud. La population du village le plus proche, Otterburne (Manitoba), est de 120 personnes (figure 1).

Après la rupture et l'embrasement initiaux, le gaz naturel a brûlé pendant quelque 12 heures sur les lieux de l'accident. Les résidents de 5 maisons à proximité immédiate ont été évacués jusqu'à ce que l'incendie s'éteigne de lui-même. Par précaution, deux pipelines adjacents ont été fermés, soit les canalisations 400-2 et 400-3. Après avoir fait l'objet d'une évaluation, ils ont été remis en service le 26 janvier 2015. Cette interruption a eu pour conséquence de priver 9 collectivités rurales du Manitoba du service de gaz naturel durant environ 80 heures.

Certaines mesures d'urgence ont été mises en œuvre par TransCanada, notamment la livraison par camion-citerne de gaz naturel comprimé aux hôpitaux locaux et aux abris d'urgence. La livraison normale du gaz aux collectivités touchées a repris le 28 janvier 2014, une fois les réparations initiales effectuées.

Au moment de l'accident, la température était de -26°C et les vents étaient calmes du nord. Cet hiver-là, le sud du Manitoba subissait des conditions de très grands froids. Ce fut l'un des hivers les plus froids depuis 1898.

Figure 1. Lieu de l'événement (source : Google Earth, avec annotations du BST)



Réseau de pipelines de TransCanada

Le réseau principal de pipelines de TransCanada s'étend de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan à celle du Québec et du Vermont. Il se compose de 57 stations de compression et de plus de 14 000 km de conduites souterraines de grand diamètre. Le réseau, constitué d'un maximum de 8 canalisations parallèles, est divisé en tronçons d'environ 30 km par des vannes d'isolement.

La canalisation 400 consiste en 3 pipelines parallèles s'étendant vers le sud, à partir de la station de compression 41 sur la canalisation principale de TransCanada près de Winnipeg (Manitoba) jusqu'au point d'exportation-importation d'Emerson (Manitoba). La canalisation 400-1, d'un diamètre de 30 po, a été construite en 1960; la canalisation 400-2, d'un diamètre de 36 po, a été construite en 1969; la canalisation 400-3, d'un diamètre de 48 po, a été construite en 1990. Ces 3 pipelines approvisionnent en gaz naturel divers clients le long de leur parcours et sont reliés aux installations de Viking Gas Transmission Company et de Great Lakes Gas Transmission à la frontière canado-américaine.

Même si la canalisation 400 est dépourvue d'installations de compression, elle est dotée de 5 emplacements de VCP situés le long du pipeline. Ces emplacements de VCP abritent les vannes d'isolement de la canalisation principale, les vannes de raccordement, les conduites connexes et les commandes. Le gaz peut circuler dans les deux sens (nord-sud ou sud-nord) dans les 3 pipelines en fonction de la configuration du réseau.

Au moment de l'accident,

- la canalisation 400-1 n'avait pas transporté de gaz depuis le 5 janvier 2014 à défaut de demande du marché;
- la canalisation 400-2 transportait du gaz du nord au sud;
- la canalisation 400-3 était isolée¹ à la station de compression 41 et ne transportait pas de gaz.

La canalisation 400-1 a été conçue en 1960 conformément aux normes B31.1.8 de l'American Standards Association (ASA). La canalisation d'un diamètre extérieur de 762 mm (30 po) et d'une épaisseur nominale de 9,5 mm a été enduite à l'origine d'un email de goudron de houille. Elle a été construite en acier à basse teneur en carbone de nuance 52, conforme aux normes de l'American Petroleum Institute (API) et dont la limite élastique minimale spécifiée est de 359 mégapascals (MPa). Au moment de sa construction, il n'était pas obligatoire d'effectuer un examen radiographique de chaque soudure de la canalisation ni de conserver les registres d'inspection des soudures et d'essais.

Essais et inspection de la canalisation 400-1

La canalisation 400-1 avait été soumise à des essais hydrostatiques au moment de sa mise en service en 1960. Depuis, la canalisation 400-1 n'a été soumise à aucun essai de pression. Les registres des examens des soudures et des essais non destructifs effectués à la mise en service de la canalisation 400-1 n'ont pas été conservés.

Les inspections internes suivantes de la canalisation 400-1 ont été effectuées :

- En 2001, le pipeline a été soumis à une inspection au moyen d'un compas d'épaisseur² et d'un outil d'inspection à haute résolution servant à mesurer la perte de flux magnétique³.
- En 2009, le pipeline a été inspecté à nouveau au moyen d'un outil d'inspection à haute résolution servant à mesurer la perte de flux magnétique.

Dans les environs du lieu de l'accident, un certain nombre d'activités sur l'intégrité avaient été menées :

- En 1997, une excavation unique a été effectuée à 9 mètres en aval de la VCP 402 pour vérifier la présence de corrosion externe.
- En 1998, 1999 et 2009, on a procédé à une série d'excavations sur les tronçons des vannes contiguës pour vérifier la présence de corrosion externe et de fissuration par

¹ On empêche l'entrée du gaz dans un tronçon en fermant des vannes prévues à cet effet.

² Le compas d'épaisseur d'inspection interne permet d'évaluer la déformation de la section d'une conduite.

³ L'outil d'inspection interne par perte de flux magnétique est conçu pour localiser les endroits où il y a une perte de métal interne ou externe, causée par la corrosion, par exemple.

corrosion sous contrainte (FCC)⁴. L'excavation la plus proche du lieu de l'accident a été effectuée à environ 3 km en aval de la VCP 402.

À la suite des excavations de 1999, une section de 38 mètres de conduite en amont de la VCP 402 sur la canalisation 400-1 a été coupée et remplacée en raison de la présence de FCC.

Conception et construction de la vanne de canalisation principale 402

Le site de la VCP 402 a été conçu et construit en 1960 dans le cadre de la construction de la canalisation 400-1. La canalisation 400-2 a été construite en 1969 et raccordée à la canalisation 400-1 à la hauteur de la VCP 402 et de la VCP 403 en 1979. Il n'a pas été possible de retrouver les plans originaux de 1960 ni les plans conformes à l'exécution du site de la VCP 402. Toutefois, comme la conception du site de la VCP 402 est la même que celle du site de la VCP 403, on a étudié les plans conformes à l'exécution du site de la VCP 403, et on les a comparés aux configurations actuelles des deux sites⁵. Aucune incohérence n'a été relevée en ce qui concerne les supports des vannes.

Au fil des ans, plusieurs excavations et remblayages ont été effectués dans les environs du site de la VCP 402 dans le cadre de travaux normaux de réparation, d'entretien et de mise à niveau des installations. L'activité d'entretien la plus récente à cet endroit a été réalisée au début de janvier 2014 pour les opérations de traitement du gaz. Elle a consisté entre autres au déneigement pour atteindre l'emplacement de la vanne.

Examen des lieux

À la suite de l'accident, un examen détaillé des lieux a permis d'établir ce qui suit :

- La faiblesse du pipeline a produit deux ruptures à environ 11 mètres l'une de l'autre (figure 2).
- La rupture n° 1 s'est produite à environ 1 mètre au nord de la VCP 402-1, à la soudure de transition sur la circonférence entre un raccord (té de dérivation) et la conduite adjacente. On n'a observé aucune déformation importante du métal à ce point de rupture.
- La rupture n° 2 s'est produite au sud de la VCP 402-1, au niveau d'un joint circulaire, entre deux sections de conduites soudées. On a pu observer un pli net sur le dessus de la conduite à l'emplacement de cette rupture, indiquant qu'il s'agissait probablement d'une rupture secondaire.
- Un important cratère (d'environ 24 mètres de longueur sur 12,5 mètres de largeur) s'était formé, exposant la conduite qui avait cédé ainsi que la VCP 402-1 (photo 1).

⁴ La FCC est une forme de fissuration écoassistée qui se produit sous l'action conjuguée d'une contrainte de traction, d'un milieu corrosif et d'un matériau sensible. La FCC réduit la capacité de charge du pipeline.

⁵ À la suite de l'accident, le site de la VCP 403 a été excavé pour procéder à une inspection dans le cadre de l'évaluation d'intégrité de TransCanada de la canalisation 400-1.

- Dans ce cratère, le revêtement extérieur du pipeline a été entièrement détruit par le feu.
- On a observé la présence d'un support en béton sous la VCP 402-1.

Figure 2. Les canalisations 400-1 et 400-2 ainsi que les conduites et les vannes connexes à proximité de la zone de rupture de la VCP 402

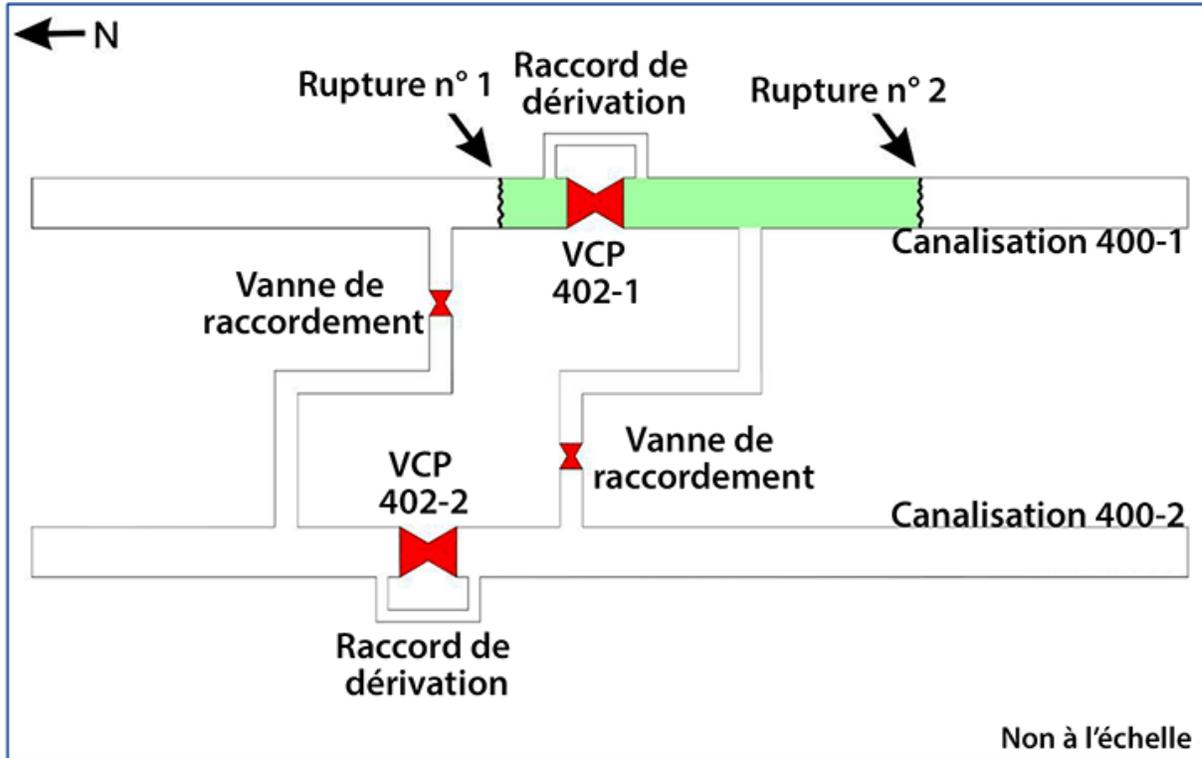


Photo 1. Dommages causés par le pipeline rompu



Analyse en laboratoire de la conduite rompue

Les sections rompues de la conduite (14,36 mètres environ) – y compris la VCP 402-1 – ont été coupées et transportées à la station de compression 41 de TransCanada à Île-des-Chênes (Manitoba). Après un examen initial, les éléments de la conduite ont été expédiés au laboratoire Acuren Group Inc. (Acuren) d’Edmonton (Alberta) aux fins d’analyses métallurgiques.

Ils ont alors été soumis à diverses analyses (examen visuel, photographie, examen magnétoscopique des particules, radiographie, métallographie, microscopie électronique à balayage, essais mécaniques, analyses chimiques) qui ont permis d’établir ce qui suit :

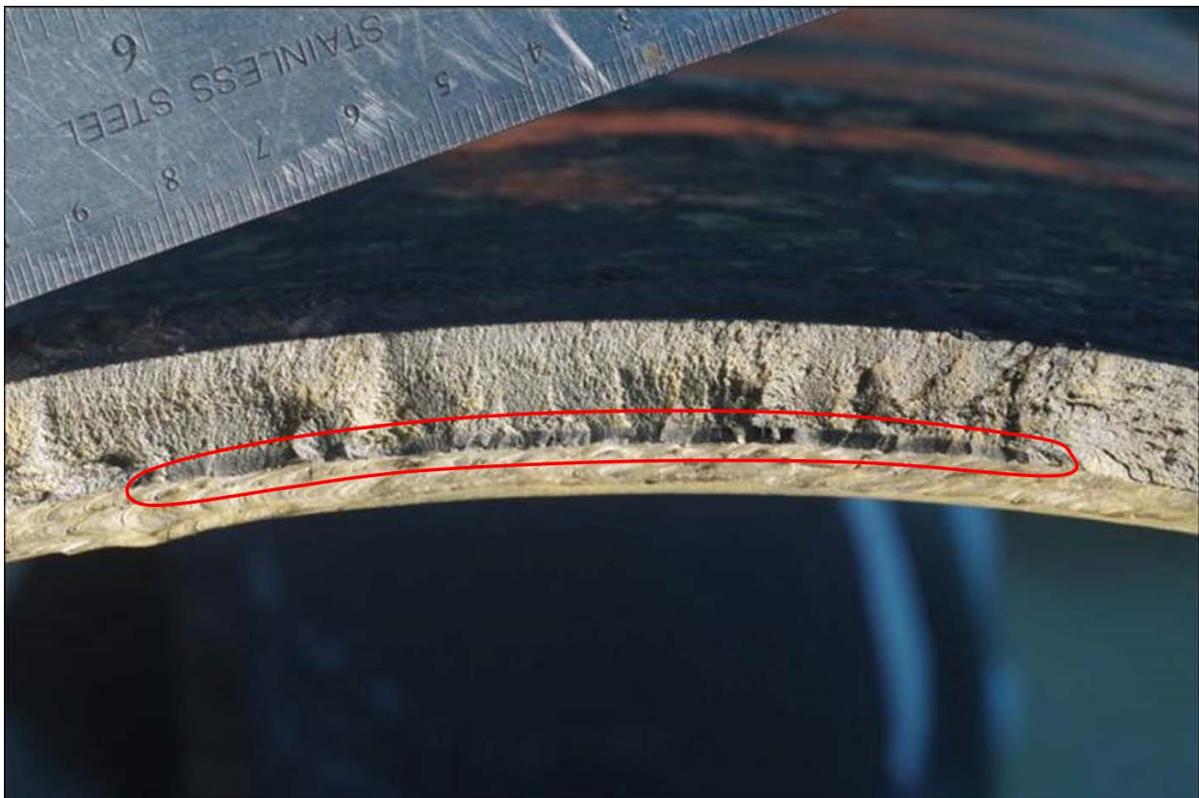
- La conduite a cédé à la hauteur d’une fissure préexistante, présente dans la zone⁶ d’un joint circulaire fragilisé par la chaleur, situé au nord de la VCP 402-1 (photo 2). Ce joint reliait le pipeline au té de dérivation⁷ a été installé en 1960 dans le cadre de la construction originale.
- La fissure préexistante dans la soudure a fait office de point de départ de la rupture circonférentielle par fragilisation de la section de la conduite.

⁶ Zone du métal de base dont la microstructure et les propriétés ont été modifiées par soudage.

⁷ Raccord en T doté de trois sorties, utilisé pour acheminer le gaz dans une autre section de conduite à des fins d’exploitation ou d’entretien.

- Il est probable que cette fissure dans la soudure se soit formée au moment de la construction du pipeline à cause d'une mauvaise qualité de soudure et d'une méthode de soudage inadéquate. Rien n'indiquait qu'elle avait progressé en service.
- La soudure présente au point de la rupture avait probablement été effectuée au moyen d'un procédé manuel de soudage à l'arc avec électrode métallique enrobée.
- On a décelé des fissures préexistantes similaires de moindre importance dans d'autres soudures sur la section de conduite examinée.
- On a observé une certaine détérioration mineure provoquée par l'environnement (corrosion de surface isolée et FCC) à certains endroits éloignés de la rupture. Ces détériorations n'ont pas été considérées comme des facteurs ayant contribué à l'événement.
- La composition chimique et les propriétés mécaniques (de traction) de l'acier de la conduite étaient conformes aux exigences des spécifications en vigueur au moment de la fabrication de la conduite.
- La résistance de l'acier de la conduite était faible et ne serait pas conforme aux exigences actuelles. Toutefois, ce paramètre n'était pas spécifié dans le code ni dans les normes de l'industrie des pipelines au moment où le pipeline a été construit.
- La zone affectée par la chaleur à la hauteur de la soudure du joint circulaire présentait une dureté très élevée et était plus fragile que l'acier de base.

Photo 2. Fissure préexistante dans le joint circulaire



Exigences de la réglementation pour la gestion de l'intégrité des pipelines

L'article 40 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT) de l'Office national de l'énergie oblige les entreprises à mettre au point un programme de gestion de l'intégrité des pipelines. Même si le RPT ne prescrit pas l'intégration de toutes les normes de l'industrie ou des pratiques exemplaires au programme de gestion de l'intégrité des pipelines, il exige des entreprises, par une incorporation par référence au paragraphe 4(1), qu'elles se conforment aux exigences de la norme Z662 de l'Association canadienne de normalisation (CSA)⁸.

Bien que l'Office national de l'énergie, dans ses *Notes d'orientation liées au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, fournisse quelques orientations pour l'élaboration d'un programme de gestion de l'intégrité des pipelines, les entreprises soumises à la réglementation disposent d'une certaine souplesse et d'un pouvoir discrétionnaire pour mettre au point leur programme. En conséquence, les entreprises élaborent un programme de gestion de l'intégrité des pipelines adapté à leur situation particulière et prennent des mesures correctives dans le cas des anomalies dont elles connaissent l'existence ou constatent qu'elles dépassent les critères établis dans la norme CSA Z662.

L'Office national de l'énergie surveille en permanence l'efficacité des programmes de chaque société réglementée pour s'assurer que les pipelines peuvent toujours être utilisés de façon sûre, fiable et responsable sur le plan environnemental.

Programme de gestion de l'intégrité de TransCanada

Le programme de gestion de l'intégrité (PGI) de TransCanada est le document constitutif que l'entreprise utilise pour gérer l'intégrité de ses installations de pipelines. Le PGI repose sur un processus de gestion de l'intégrité des canalisations fondé sur les risques. Il s'appuie sur diverses normes, notamment la norme CSA Z662 (conformément aux dispositions de la réglementation), ainsi que sur diverses normes et pratiques recommandées de l'industrie, comme certaines annexes de la norme CSA Z662 ainsi que les codes ou les normes pertinentes de l'American Society for Mechanical Engineers, de l'American Petroleum Institute et de la National Association of Corrosion Engineers.

L'un des éléments fondamentaux du PGI est la gestion de la sécurité et de la fiabilité des canalisations et autres installations. Le PGI comprend la surveillance continue de tous les aspects de l'exploitation et de l'entretien des canalisations et autres installations. Les anomalies relevées ou observées sont portées à l'attention des supérieurs, le cas échéant, conformément aux procédures écrites de TransCanada de manière à corriger chaque situation relevée.

Les défauts de fabrication sont l'une des menaces à l'intégrité du système désignées dans le PGI. Pour quantifier et atténuer ces menaces, TransCanada met notamment en œuvre des

⁸ Norme Z-662 de l'Association canadienne de normalisation (CSA), intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*.

évaluations techniques critiques, des inspections internes, des excavations d'enquête ainsi que des examens non destructifs.

Analyse

L'accident

La canalisation 400-1 s'est rompue à environ 1 mètre au nord de la VCP 402-1 en raison d'une rupture circonférentielle par fragilisation ayant pris naissance dans une fissure préexistante. Cette fissure préexistante était une fissuration différée due à l'hydrogène situé dans la zone dure de la soudure de transition sur la circonférence touchée par la chaleur entre un té de dérivation et une courte section de la conduite adjacente. Cette fissure s'était formée lors de la construction du pipeline, possiblement en raison d'une procédure de soudage inappropriée et de la mauvaise qualité de la soudure. Le défaut de soudure est resté stable durant plus de 50 ans avant la rupture et rien n'indiquait qu'il avait progressé pendant l'exploitation du réseau. Sous la pression interne de la conduite et les forces de réaction produites par la rupture, la VCP 402-1 et une section de conduite d'une longueur de 11 mètres au sud du poste de rupture ont été soulevés durant la rupture. Il s'est alors formé un pli net à la hauteur du joint circulaire sur le dessus de la conduite, provoquant une deuxième rupture. Le gaz naturel qui s'est échappé du pipeline s'est enflammé, et l'incendie s'ensuivant a duré environ 12 heures.

La soudure au point de rupture initial avait dû être réalisée manuellement à l'atelier de fabrication des vannes comme il était pratique courante au moment de la construction du pipeline. Le soudage avait vraisemblablement été réalisé en employant les produits de soudage et les méthodes en vigueur à l'époque. La résistance de ces soudures devait correspondre à la nuance d'acier de la conduite et des raccords.

La norme d'origine sur la construction des pipelines (ASA B31.1.8) n'exigeait pas de soumettre chaque soudure à une inspection radiographique. En outre, comme la norme ne contenait aucune exigence sur la conservation des registres d'inspection et d'essai des soudures, aucun de ces registres n'a été conservé. D'après les pratiques standards de l'industrie en vigueur au moment de la construction, la soudure au point de rupture a vraisemblablement fait l'objet d'une simple inspection visuelle.

Il n'a pas été possible d'établir avec certitude la source des contraintes cumulatives qui ont causé la rupture. Il est probable qu'une ou plusieurs sources de contrainte de chargement secondaires étaient présentes à la hauteur de la vanne. Les sources possibles sont :

- l'affaiblissement du sol à proximité du site de la VCP 402 produit sous l'effet des multiples excavations et remblayages réalisés au fil des ans dans le cadre des activités de réparation et d'entretien normales des installations;
- les conditions de très grands froids qui peuvent avoir causé un gel plus profond du sol lorsque la zone a été déneigée pour effectuer des travaux d'entretien au début de janvier 2014 sur le lieu de la VCP 402 et autour de celui-ci;
- la contraction thermique qui peut s'être produite sous l'effet du refroidissement du pipeline en l'absence d'un écoulement de gaz durant 20 jours.

Essais et inspection de la canalisation 400-1

La section de la canalisation 400-1 qui a cédé a été soumise à un essai hydrostatique lors de la mise en service du pipeline en 1960. Depuis, elle n'a été soumise à aucun essai de pression.

Le programme de gestion de l'intégrité (PGI) en vigueur pour la canalisation 400-1 au moment de l'accident comprenait la gestion des menaces à l'intégrité provenant de défauts de fabrication et de construction. Le PGI prescrivait l'exécution d'inspections internes conjointement à des excavations de vérification d'intégrité ciblée. En 2001 et 2009, la canalisation 400-1 a été soumise à une inspection interne au moyen d'un compas d'épaisseur et d'un outil d'inspection par perte de flux magnétique à haute résolution. Depuis 1997, 36 excavations de vérification d'intégrité comportant des examens non destructifs des surfaces exposées des conduites ont été réalisées à des emplacements choisis. Ces activités ont révélé la présence de zones de corrosion externe et de fissuration par corrosion sous tension, lesquelles ont été réparées par la suite. Le PGI de TransCanada reposait également sur une évaluation technique visant à apprécier les menaces à l'intégrité provenant des défauts de fabrication de ce pipeline et à établir la fiabilité en service de ce dernier. Si les menaces à l'intégrité provenant des défauts de fabrication, en particulier sur les anciens pipelines, ne sont pas décelées, l'intégrité du pipeline risque d'être compromise, augmentant ainsi les risques de ruptures en service.

Faits établis

Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs

1. La canalisation 400-1 a cédé en raison d'une rupture fragile circonférentielle ayant pris naissance dans une fissure préexistante qui était stable depuis plus de 50 ans.
2. Cette fissure s'était formée lors de la construction du pipeline, possiblement en raison d'une procédure de soudage inappropriée et de la mauvaise qualité de la soudure.
3. Durant la rupture, la VCP 402-1 et une section de conduite d'une longueur de 11 mètres au sud de celle-ci ont été soulevées, produisant un pli net sur le dessus de la conduite à la hauteur d'un joint circulaire et causant une rupture secondaire.
4. Le sol à proximité du site de la VCP 402 a pu s'affaiblir sous l'effet des multiples excavations et remblayages réalisés au fil des ans dans le cadre des activités de réparation et d'entretien normales des installations.
5. La profondeur du gel du sol était vraisemblablement plus importante que la normale en raison de l'hiver exceptionnellement froid qui avait sévi dans le sud du Manitoba.
6. Les travaux d'entretien réalisés en janvier 2014 sur le site de la VCP 402 et autour de celui-ci peuvent avoir accentué la pénétration du gel dans le sol.
7. Il est possible qu'une contrainte de chargement secondaire de la vanne par rapport à la conduite ait accru les contraintes au point de la rupture.
8. Une contraction thermique peut s'être produite sous l'effet du refroidissement du pipeline en l'absence d'un écoulement de gaz durant 20 jours.

Faits établis quant aux risques

1. Si les menaces à l'intégrité provenant des défauts de fabrication, en particulier sur les anciens pipelines, ne sont pas décelées, l'intégrité du pipeline risque d'être compromise, augmentant ainsi les risques de ruptures en service.

Autres faits établis

1. À l'époque de la construction de ce pipeline, la norme n'exigeait pas d'effectuer un examen radiographique de chaque soudure, et la soudure au point de rupture a vraisemblablement fait l'objet d'une simple inspection visuelle.
2. La norme en vigueur à l'époque de la construction du pipeline ne contenait aucune exigence concernant la conservation des registres d'inspection et d'essai des soudures, et de fait, il semble qu'aucun de ces registres n'a été conservé.

Mesures de sécurité

Mesures de sécurité prises

Office national de l'énergie

À la suite de l'événement, l'Office national de l'énergie a pris les mesures de sécurité suivantes :

1. TransCanada a été tenue de soumettre une évaluation technique démontrant que la canalisation 400-3 était apte au service avant de remettre le pipeline en service le 26 janvier 2014.
2. TransCanada a été tenue de mener une enquête sur tous les emplacements de vannes restants le long de la canalisation 400-1 afin de relever toute installation de vanne similaire à celle observée sur les lieux de l'incident.
3. TransCanada a été tenue de soumettre une évaluation technique démontrant la fiabilité de la canalisation 400-1 avant sa remise en service.
4. TransCanada a été tenue d'entreprendre un examen de toutes ses installations de vannes afin d'évaluer si d'autres installations de vannes similaires existent dans son réseau.

TransCanada

À la suite de l'accident, TransCanada a pris les mesures de sécurité suivantes :

1. En février 2014, une inspection de détection des fuites au sol a été réalisée à 500 mètres en amont et en aval du lieu de l'événement. Aucune fuite n'a été détectée.
2. On a lancé un programme d'excavation, d'inspection et, le cas échéant, de réparation de toutes les vannes de canalisation principale sur la canalisation 400-1. Il comporte les activités suivantes :
 - confirmer la présence de supports conformément aux dessins de conception;
 - inspecter tous les joints circulaires à proximité des vannes pour en vérifier l'intégrité au moyen d'un examen magnétoscopique des particules, de la radiographie et d'une inspection par ultrasons;
 - soumettre à un essai de dureté tous les tubes soudés par étincelage faisant partie des installations de vannes d'origine;
 - réparer les défauts qui sortent des critères d'acceptation énoncés dans la norme CSA Z662.

3. En octobre 2014, TransCanada a préparé une évaluation technique afin de démontrer la sécurité d'exploitation du pipeline à pression réduite. Cette évaluation a été soumise à l'Office national de l'énergie.
4. À la suite de la remise en service de la canalisation 400-1, TransCanada a soumis le pipeline à des inspections internes à l'aide d'un outil d'inspection par perte de flux magnétique et d'un outil à transducteur électromagnéto-acoustique afin d'écarter toute autre menace à une exploitation sûre.
5. En 2014, l'entreprise a apporté diverses améliorations à la protection cathodique et a réalisé une vérification complète à intervalles rapprochés du système de protection cathodique sur toute la canalisation 400.

Le présent rapport conclut l'enquête du Bureau de la sécurité des transports sur cet événement. Le Bureau a autorisé la publication de ce rapport le 10 juin 2015. Le rapport a été officiellement publié le 28 juillet 2015.

Visitez le site Web du Bureau de la sécurité des transports (www.bst.gc.ca) pour obtenir de plus amples renseignements sur le BST, ses services et ses produits. Vous y trouverez également la Liste de surveillance, qui énumère les problèmes de sécurité dans les transports qui posent les plus grands risques pour les Canadiens. Dans chaque cas, le BST a constaté que les mesures prises à ce jour sont inadéquates, et que le secteur et les organismes de réglementation doivent adopter d'autres mesures concrètes pour éliminer ces risques.