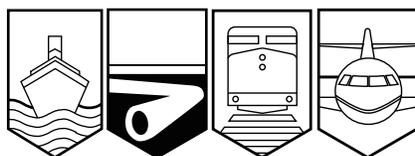


Bureau de la sécurité des transports
du Canada



Transportation Safety Board
of Canada

RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE
P02H0017



RUPTURE D'UN GAZODUC

EXPLOITÉ PAR LA TRANSCANADA PIPELINES
SUR LA CANALISATION 100-3
DE 914 MILLIMÈTRES DE DIAMÈTRE
À LA VANNE DE CANALISATION PRINCIPALE 31-3
+ 5,539 KILOMÈTRES
PRÈS DU VILLAGE DE BROOKDALE (MANITOBA)
LE 14 AVRIL 2002

Canada

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

Rapport d'enquête de pipeline

Rupture d'un gazoduc

exploité par la TransCanada PipeLines
sur la canalisation 100-3 de 914 millimètres
de diamètre
à la vanne de canalisation principale 31-3
+ 5,539 kilomètres
près du village de Brookdale (Manitoba)
le 14 avril 2002

Rapport numéro P02H0017

Sommaire

Le 14 avril 2002, vers 23 h, heure avancée du Centre, un gazoduc de 914 millimètres de diamètre s'est rompu dans une zone de fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) sur la canalisation 100-3 de la TransCanada PipeLines, à la vanne de canalisation principale 31-3 +5,539 kilomètres, à quelque deux kilomètres du village de Brookdale (Manitoba). Après cette rupture, le gaz naturel non corrosif s'est enflammé. Grâce à la fermeture automatique des vannes de canalisation principale en amont et en aval de la rupture, l'incendie s'est éteint de lui-même à 2 h 30, le 15 avril 2002. Personne n'a été blessé. Par mesure de précaution, une centaine de personnes ont été évacuées pour une journée dans un rayon de quatre kilomètres des lieux de l'événement, incluant le village de Brookdale.

This report is also available in English.

Autres renseignements de base

Vers 23 h, heure avancée du Centre¹, il y a eu rupture de la canalisation 100-3 (canalisation principale) du gazoduc de 914 millimètres (mm) de la TransCanada PipeLines (TransCanada), à la vanne de canalisation principale (VCP) 31-3 + 5,539 kilomètres (km), à quelque 2 km du village de Brookdale (Manitoba).

Avant la rupture, toutes les opérations du gazoduc se déroulaient normalement et elles étaient gérées à partir du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary de TransCanada au moyen du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA). À la station de compression 30, située en amont de la rupture, le gaz naturel se vidait dans une configuration courante, les installations de compression D et E étant en ligne. Toutes les vannes latérales et les vannes de raccordement de la station étaient ouvertes et laissaient passer le gaz naturel. À la station 34D, laquelle est située immédiatement en aval de la rupture, le gaz naturel se vidait dans les canalisations 100-4, 100-5 et 100-6, et il circulait librement dans les canalisations 100-1, 100-2 et 100-3.

L'une des composantes des systèmes informatisés de TransCanada est le système-conseil, lequel est un système expert mis au point pour compléter les opérations de gazoduc existantes. Ce système-conseil comporte cinq modules de détection : goulot d'étranglement, anomalie, transitoire, fermeture de la VCP et rupture rapide de la conduite. Il ne fournit pas les mêmes renseignements que ceux déjà fournis par le SCADA ou d'autres outils; il surveille plutôt de façon continue les données existantes, analyse les causes et avise le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary lorsqu'un degré raisonnable de confiance est atteint concernant l'importance d'un incident identifié. Le système-conseil attribue des priorités aux incidents en utilisant les niveaux léger à très fort, en passant par marginal, faible, modéré, important et fort. Le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary est avisé lorsqu'une priorité dépasse le niveau marginal. Sur réception d'un avis du système-conseil, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary doit vérifier l'incident auprès d'autres sources avant d'intervenir. Le système identifie habituellement quotidiennement quelque 1 300 incidents ne justifiant pas un avis et qui sont rejetés.

Vers 23 h 3, l'application de détection de rupture de canalisation de TransCanada a détecté la « première onde transitoire », ce qui indique la possibilité d'une rupture de canalisation. L'échelle et le nombre d'ondes transitoires alors identifiées et enregistrées par le système-conseil, à la station 30, étaient très faibles. Au même moment, le système-conseil a enregistré une chute de pression de quelque moins 60 kilopascals (kPa), sur une période de trois minutes. À ce moment-là, le système-conseil n'a pas transmis de niveau « léger » au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary, ce qui aurait indiqué à ce dernier qu'une première onde de rupture de canalisation avait été identifiée. Quelques secondes après l'identification de cette onde transitoire de rupture de canalisation et sans avertir le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary, le système-conseil a automatiquement augmenté la fréquence à laquelle il réévalue l'état courant du gazoduc, peu après l'indication de la première onde transitoire. Cependant, même si l'onde transitoire a été identifiée, l'échelle et le nombre de transitoires ne

¹ Toutes les heures sont exprimées en heure avancée du Centre (temps universel coordonné moins cinq heures), sauf indication contraire.

respectaient pas les critères préétablis pour que le système-conseil avertisse les opérateurs du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary de la possibilité d'une rupture de canalisation, car il n'y avait aucun signe qui indiquait la présence de transitoires en aval de la station 34.

Vers 23 h 4, le système-conseil a identifié à la station 34 des indications d'onde transitoire, étayant la thèse de la rupture de canalisation. Le système-conseil a élevé le niveau de priorité à « marginal », mais le programme considérait toujours qu'il s'agissait là d'un signe insuffisant pour aviser ou avertir les opérateurs du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary de la possibilité d'une rupture de canalisation ou les mobiliser. Les ondes transitoires de pression étaient alors négatives (c'est-à-dire qu'elles diminuaient), mais pas au point de se trouver en-dehors de la plage des taux de réduction de fonctionnement normal à la station 30. Puisque certains compresseurs tentaient de maintenir une pression de refoulement à la station, l'augmentation de la consommation de puissance aux stations constituait une explication raisonnable à l'augmentation du débit et un argument contre la possibilité d'une rupture de canalisation. Cette analyse a été effectuée par le système-conseil indépendamment des opérateurs du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary.

Vers 23 h 9, six minutes après l'identification à la station 30 de la « première onde transitoire » par le système-conseil, ce dernier a transmis le premier avis au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary, lequel a reçu un avis de niveau « faible » du système-conseil indiquant une rupture de canalisation. Le premier avis indiquait la présence d'une onde transitoire de pression de moins 109 kPa sur la canalisation 100-3, à la station 30, et d'une onde transitoire de pression de moins 300 kPa sur la canalisation 100-3, à la station 34. Même s'il n'est pas programmé pour signaler à l'opérateur de la salle de commande toute modification inexplicquée du débit surveillé, le système-conseil a également indiqué une augmentation de 54 millions de mètres cubes par jour, ou 27 %, des débits de gaz naturel à la station 30, ce qui indique que le compresseur de la station tentait de maintenir la pression de refoulement, alors qu'au même moment, il subissait une résistance de frottement inférieure de la part de la canalisation 100-3. Le nombre et l'importance des transitoires de pression décroissantes aux deux stations étaient supérieurs à ceux que pouvait expliquer l'augmentation de débit et de puissance, mais le système-conseil a tout de même transmis un avis de niveau « faible ».

Vers 23 h 10, le premier rapport verbal provenant du public indiquait qu'il y avait eu une explosion et un incendie sur le pipeline de TransCanada, près de Brookdale, à quelque 1,2 km de la route rurale 464. Au même moment, le SCADA de TransCanada a transmis au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary de fortes indications visuelles et graphiques de la possibilité d'une rupture de canalisation entre les stations 30 et 34. À partir de ce moment, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a reçu plusieurs appels du public et d'organismes de services d'urgence concernant l'explosion et l'incendie.

Vers 23 h 11, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a reçu du système-conseil un avis de rupture de canalisation de niveau « modéré », suivi d'un avis de niveau « important », à 23 h 14. Entre 23 h 16 et 23 h 17, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a lancé une série de commandes SCADA pour fermer ou isoler toutes les VCP et les vannes de raccordement aux stations 30 et 34 pour les canalisations 100-1, 100-2, 100-3 et 100-4.

La fermeture des vannes a été confirmée par le SCADA avant 23 h 18. Des employés de TransCanada ont été dépêchés à l'emplacement de chaque vanne pour vérifier et confirmer la fermeture de chaque vanne.

Vers 23 h 17, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a reçu du système-conseil un avis de niveau « fort » qui indiquait la présence à la station 30 d'un transitoire de moins 732 kPa et à la station 34, celle d'un transitoire de moins 527 kPa. Le système-conseil indiquait une augmentation identique de 54 millions de mètres cubes par jour, ou 27 %, des débits de gaz naturel à la station 30.

Vers 23 h 18, TransCanada a avisé la Gendarmerie royale du Canada (GRC) de la possibilité d'une rupture de canalisation près de Brookdale et du fait que du personnel de TransCanada avait été dépêché sur les lieux de la rupture. La GRC a avisé TransCanada qu'elle établirait une zone d'évacuation dans un rayon de 4 km autour des lieux de la rupture et qu'elle évacuerait les résidents locaux se trouvant à l'intérieur du périmètre ainsi défini.

Vers 23 h 21, le système-conseil a généré un avis de niveau « très fort » en se basant sur un transitoire de moins 1 652 kPa à la station 30, sur un transitoire de moins de 879 kPa à la station 34 et sur une diminution des débits de gaz naturel à la station 30.

Vers 23 h 22, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a lancé une série de commandes SCADA qui a fermé de façon efficace toutes les soupapes d'aspiration en amont de la station 30 et il a immédiatement remarqué une chute de pression dans la canalisation 100-3, ce qui indiquait qu'il y avait eu rupture de la canalisation 100-3.

Vers 23 h 26, à l'exception de quelques vannes de raccordement associées aux canalisations 100-6 et 100-7, toutes les vannes de raccordement situées à la VCP 31, laquelle se trouve à quelque 5,539 km en amont des lieux de l'événement, ont reçu des commandes de fermeture qui ont été exécutées tel que demandé au moyen du SCADA. La fermeture complète a été confirmée par une vérification visuelle qu'ont effectuée des employés de TransCanada.

À 23 h 33, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a de nouveau transmis une commande d'arrêt au compresseur 30D situé à la station 30, lequel avait antérieurement refusé de s'arrêter lorsque le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary lui en avait transmis la commande, à 23 h 17. Le compresseur 30D s'est ensuite arrêté.

Le 15 avril 2002, vers 1 h 30, l'isolation de la canalisation principale était terminée grâce à la fermeture des vannes de sectionnement principales en amont et en aval ainsi que de toutes les vannes de raccordement reliant la canalisation rompue aux canalisations adjacentes, qui avait arrêté de façon efficace la circulation de gaz naturel additionnel dans la partie isolée où il y avait eu rupture. La pression dans la partie de la canalisation principale où il y avait eu rupture était alors égale à la pression atmosphérique.

Vers 2 h 30, le gros incendie qui faisait rage sur les lieux de la rupture s'est éteint de lui-même, grâce aux mesures qui avaient été prises à 1 h 30. L'isolation des lieux de la rupture s'est effectuée par la fermeture automatique de quatre VCP et de différentes vannes de raccordement à des canalisations adjacentes, au moyen de dispositifs de coupure basse pression ainsi que par la fermeture à distance de 22 vannes à partir du centre de contrôle d'acheminement du gaz de

Calgary, par l'intermédiaire du SCADA. Par mesure de précaution, on a temporairement réduit les pressions d'exploitation des canalisations 100-2 et 100-4 à 1 000 kPa, jusqu'à ce que l'on puisse confirmer l'intégrité de ces deux canalisations principales adjacentes. Au moment de la rupture, on estime que la pression là où il y a eu rupture était de 6 010 kPa. On a estimé à 6 812 600 mètres cubes le volume total de gaz naturel qui a été consommé dans l'incendie et perdu dans l'atmosphère.

La rupture et l'incendie n'ont fait aucun blessé, aucune victime ni aucun dommage aux foyers, aux bâtiments ou aux installations d'un tiers. Une centaine de personnes dans un rayon de 4 km ont été évacuées par la GRC. Un centre d'évacuation a été mis sur pied à Carberry (Manitoba). La zone d'évacuation comportait 30 familles, 3 entreprises et 1 école secondaire publique. Le 15 avril 2002, à 15 h, les évacués ont reçu l'autorisation de rentrer chez eux. Le 25 avril 2002, TransCanada a terminé les réparations du gazoduc endommagé. La canalisation 100-3 a été complètement remise en service normal le 5 juillet 2002.

Le Laboratoire technique du BST (rapport LP 025/2002) a établi que le gazoduc s'était rompu en raison du prolongement de fissures préexistantes à cause d'une contrainte excessive. Ces fissures avaient pris naissance sur la surface extérieure de la conduite et elles s'étaient propagées selon un mode de défaillance connu comme fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible). Ce type de fissuration par corrosion sous tension est également appelé fissuration par corrosion transgranulaire sous tension, ce qui signifie que la fissure se propage dans la structure des grains et non entre les limites des grains.

Puisque la pression d'exploitation a dépassé la pression de rupture de la première série de fissures, les fissures ont commencé à s'étendre de façon axiale et dans le reste des ligaments par déchirure ductile. La rupture de la conduite est survenue de façon complètement ductile. Même s'il y avait des piqûres de corrosion dans la zone où la rupture avait pris naissance, elles étaient superficielles et n'avaient pas réduit de façon importante l'épaisseur de la paroi de la conduite. Cependant, ces piqûres de corrosion constituaient des lieux de concentration de contrainte potentiels où des fissures ont pu prendre naissance. La présence de piqûres mineures de corrosion indique que la protection cathodique a été localement inefficace pendant un certain temps au cours de l'exploitation du gazoduc, condition également requise à la prolifération de la fissuration par corrosion sous tension. L'analyse métallurgique n'a permis de détecter aucune trace de dommages mécaniques préexistants dans la zone où la rupture a pris naissance.

La conduite d'origine utilisée dans la construction de la partie des VCP 31 et 32 avait été fabriquée par Stelco en 1970. La conduite à joint droit soudée double à l'arc sous flux en poudre avait été fabriquée conformément aux exigences de la spécification 5L de l'American Petroleum Institute (API), nuance X65. La section de conduite où s'est amorcée la rupture avait un diamètre extérieur nominal de 914,4 mm, une paroi d'une épaisseur nominale de 8,08 mm et une limite élastique minimale spécifiée de 448 mégapascals (MPa). Les propriétés mécaniques du matériau dont est fait la conduite ont été vérifiées, et il a été établi qu'elles respectaient les exigences du code pour cette conduite. On a observé des colonies additionnelles de fissuration par corrosion sous tension sur des segments de conduite récupérés sur les lieux, mais elles ont été jugées de faibles dimensions, et tous les segments de ces conduites auraient été soumis à un essai de pression hydrostatique jusqu'à 125 % de la pression manométrique maximale de service.

Le système de revêtement extérieur de la canalisation 100-3 était un revêtement en email asphaltique « par-dessus le fossé » appliqué à chaud (ce qui signifie qu'il est coulé à chaud sur le gazoduc), avec une enveloppe extérieure en spirale. Le revêtement était en email asphaltique de marque Lion 5A60 et l'enveloppe extérieure était faite d'un feutre d'amiante n° 15 imprégné d'asphalte. L'enveloppe extérieure était constituée de 10 à 20 % de fibres d'amiante en serpentine (chrysotile), de 5 à 15 % de fibre de verre et de 65 à 85 % d'un matériau de remplissage non fibreux.

Il a été établi que l'épaisseur moyenne du revêtement en email asphaltique appliqué à chaud était de 2 à 3 mm sur le dessus de la conduite et de 7 à 10 mm sous la conduite. Dans certaines régions le long du dessous de la conduite, l'épaisseur du revêtement atteignait 20 mm, ce qui indiquait que l'asphalte chaud avait coulé sous la conduite lors de son application d'origine. Sous les charges en béton utilisées aux fins de contrôle de la flottabilité, une couche additionnelle d'asphalte avait été appliquée. Certaines régions isolées du revêtement, le long de la surface supérieure de la conduite, comportaient des bulles et, dans l'une de ces régions, le revêtement s'effritait très facilement.

On a observé un frisage du revêtement extérieur sur certaines parties de la conduite, mais, en général, le revêtement extérieur en asphalte semblait bien adhérer à la conduite. Les essais d'impédance effectués ont permis d'établir que la résistance de la protection cathodique contre la corrosion du revêtement variait d'intermédiaire à bonne, et que le revêtement ne blindait pas la conduite contre la protection cathodique. Aux endroits où le revêtement était intact, on a découvert que la vitesse de corrosion respectait les limites de la plage de faible corrosion, ce qui signifie une légère corrosion superficielle. Lors de la dépose du revêtement, on a observé des signes de décollement ou de manque d'adhérence sur la partie inférieure de l'extrémité en aval de l'un des joints de la conduite.

La rupture de la canalisation 100-3 a eu un effet direct sur quelque 93 mètres (m) de conduite de la canalisation principale. Après cette rupture, huit fragments de conduite constituant la totalité de la longueur de la conduite endommagée ont été trouvés dans un rayon de 264 m des lieux de la rupture. Sur les lieux de la rupture, où 7,2 m séparaient les canalisations 100-3 et 100-4, deux masses amphibies se trouvant sur la canalisation 100-4 étaient partiellement exposées en raison de l'événement.

Les huit fragments de conduite trouvés sur les lieux de l'événement ont été réassemblés au centre de service de TransCanada, à Airdrie (Alberta), les fragments pointant dans le sens du débit du gaz naturel. Il a été établi que la rupture s'était produite à la position 5 h 15 sur la conduite. Les huit fragments de conduite et les joints additionnels en amont et en aval de la conduite ont été nettoyés au jet d'eau, et la surface extérieure de la conduite a été inspectée par contrôle magnétoscopique fluorescent. La section examinée de 118 m a permis de déceler au total 159 colonies de fissures alignées de façon axiale typiques de la fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible). Ces colonies étaient uniformément réparties sur la longueur de la conduite, mais un plus grand nombre de colonies ont été observées à moins de 15 m des lieux où la rupture avait pris naissance. Ces colonies de fissures par corrosion sous tension avaient tendance à se trouver le long de la partie inférieure de la conduite ou à être uniformément réparties sur la circonférence de la conduite.

Une fois tous les morceaux de conduite assemblés, les lieux où la rupture avait pris naissance ont été localisés à l'intérieur de l'une des premières colonies, près de la partie inférieure de la conduite. La plupart des autres colonies comportaient de 10 à 20 petites fissures et elles s'étendaient en moyenne sur une longueur de 40 mm, même si sept d'entre elles s'étendaient sur une longueur de plus de 100 mm. Les fissures individuelles étaient courtes; elles s'étendaient en moyenne sur une longueur de 5 mm, mais neuf d'entre elles s'étendaient sur une longueur de plus de 10 mm. Il y a eu très peu de cas de fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) de gazoducs revêtus d'émail asphaltique.

Le système de protection cathodique de la canalisation principale a été installé en 1970, lors de la construction du gazoduc. Les niveaux potentiels de protection cathodique sont vérifiés grâce à des vérifications annuelles du système de protection cathodique consistant à enregistrer les potentiels aux fils d'essais fixés au gazoduc en fonction, lesquels sont espacés de quelque 1,6 km. Les prises de terre de protection cathodique les plus près se trouvent en amont, à la VCP 30 + 24,90 km, et en aval, à la VCP 32 + 11,72 km, lesquelles ont été installées à l'origine en 1959. Une troisième prise de terre éloignée prédominante a été installée en 1986 à la VCP 30 + 21,75 km. Aux lieux de rupture (à 5,539 km), les fils d'essais les plus près se trouvent aux VCP 31 + 5,17 km et 31 + 6,76 km. Une analyse des dossiers des potentiels de protection cathodique pour cette région a démontré que TransCanada respectait de façon constante son propre critère de potentiel de fonctionnement de moins 900 millivolts (mV). L'étude des données historiques de protection cathodique de TransCanada a démontré que l'écart de polarisation de 100 mV a été conservé avec un niveau de fiabilité statistique de 95 %. Ces résultats respectent les spécifications figurant à l'article 6.2.2 concernant les conduites en acier et en fonte, élément n° 21001 de la norme RP0169-96 de la National Association of Corrosion Engineers.

Il a été établi que la région où la rupture a pris naissance coïncidait avec la jonction de deux reliefs physiographiques, laquelle semble avoir été assujettie à une fluctuation de la surface de la nappe phréatique. Même s'il a été établi qu'à cet endroit les niveaux potentiels de protection cathodique respectaient les critères de TransCanada et que le revêtement ne blindait pas la conduite contre les niveaux potentiels de protection cathodique, les fluctuations environnementales décelées à cet endroit de transition ont pu produire des variations des niveaux potentiels de protection cathodique. Les résultats des échantillons de sol et d'eau prélevés ont indiqué que les conditions anaérobies que requiert la fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) avaient prévalu aux lieux de rupture pendant un certain temps.

Les dossiers SCADA indiquent qu'au moment de la rupture, la canalisation 100-3 fonctionnait à une pression stable de quelque 6 060 kPa, ce qui correspond à 75,9 % de la limite élastique minimale spécifiée. La pression manométrique maximale de service de la canalisation 100-3 était de 6 065 kPa, ce qui correspond à 76,6 % de la limite élastique minimale spécifiée. D'après la pression de refoulement à la station 30, on a calculé que la pression sur les lieux de la rupture était de 5 880 kPa. Il a été établi qu'au moment de la rupture, la température du gaz qui circulait dans la conduite enfouie variait de 12 à 15 °C.

En vertu des décisions politiques prises à l'échelle de l'entreprise connexes au programme continu de gestion de l'intégrité de TransCanada, en 1998, on avait inspecté l'intérieur de la partie de la canalisation 100-3 située entre les VCP 25 et 41 pour vérifier s'il y avait eu pertes en

métal associées à la corrosion au moyen d'un outil d'inspection interne par perte de flux magnétique. La politique de TransCanada veut qu'après chaque inspection interne utilisant un outil de perte de flux magnétique, toutes les fissures principales et certaines fissures mineures soient inspectées et qu'elles soient revêtues ou réparées, ou encore que l'on remplace la partie de conduite dans laquelle elles se trouvent. Près du lieu de rupture, l'inspection interne de 1998 n'avait permis d'identifier aucune anomalie qui nécessitait des réparations. Il est à remarquer que les outils de perte de flux magnétique ne sont pas conçus pour identifier des zones de fissures, comme les zones de fissuration par corrosion sous tension. Ce type d'outil de perte de flux magnétique n'est conçu que pour identifier les anomalies de surface, comme les pertes en métal ainsi que la corrosion à l'extérieur et à l'intérieur de la conduite.

Le 7 avril 1989, il y a eu une fuite dans la canalisation 100-3, à la VCP 31 + 8,8 km. Une étude métallurgique de cette fuite en avait attribué la cause à une fissure par corrosion sous tension dans le corps de la conduite, sous une réparation qui avait été effectuée au moyen d'un revêtement extérieur appliqué à la main. En 1990, TransCanada avait soumis cette partie de la vanne à de nouveaux essais hydrostatiques. La pression minimale d'essais enregistrée pendant l'essai de résistance d'une durée d'une heure a été de 8 647 kPa (109,5 % de la limite élastique minimale spécifiée). Un essai d'étanchéité d'une durée de 24 heures a ensuite été effectué à une pression minimale d'essais de 7 166,4 kPa (90,5 % de la limite élastique minimale spécifiée). Tous les essais ont été réussis, ce qui indique qu'il n'y avait aucune fissure de dimensions critiques, et la canalisation 100-3 a été remise en service normal.

Le 5 avril 2002, un inventaire des fuites a été effectué en hélicoptère au-dessus du tracé, au moyen d'un appareil de détection des fuites, entre les VCP 31 et 32. On a passé en revue le dossier d'inspection d'inventaire des fuites de TransCanada, ce qui a permis d'établir qu'aucune fuite n'avait été décelée. Le même jour, en même temps, une patrouille aérienne en hélicoptère était également effectuée au-dessus du tracé sans que le pilote ne remarque rien ni qu'aucune préoccupation ne soit signalée.

Analyse

L'identification de la fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) dans des gazoducs revêtus d'émail asphaltique n'est pas un phénomène nouveau. Cependant, l'évolution en rupture d'une telle fissuration, associée à un gazoduc revêtu d'asphalte, ne survient que très rarement. On a passé en revue les travaux entrepris dans les années 1990; la vaste majorité des ruptures dues à la fissuration par corrosion sous tension étaient attribuées à des gazoducs munis d'un revêtement extérieur en ruban de polyéthylène. Même s'il y a eu un nombre limité de ruptures de gazoducs attribuées à la fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) dans des gazoducs revêtus d'asphalte, dans la majorité des cas, des attributs, comme des déformations, des égratignures et des charges en béton, ont été associés à ce type de rupture. Une évaluation plus complète des données sur les fissures par corrosion sous tension associées aux types de revêtement, effectuée par l'industrie, a révélé que la fréquence de toutes les fissures par corrosion sous tension se trouvant sous l'asphalte et le goudron de houille était presque 10 fois moindre que celle des fissures par corrosion sous tension se trouvant sous le ruban en polyéthylène. Cette étude a également permis d'établir que des attributs semblables étaient associés à la fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) des gazoducs revêtus d'asphalte.

Le schéma de répartition des fissures par corrosion sous tension des fragments de conduite de la rupture peut indiquer une zone de transition environnementale sur les lieux de l'événement. On a découvert qu'il y avait sur les lieux de l'événement une variation de nombreux facteurs environnementaux, comme le niveau des nappes d'eau souterraine, le tracé du réseau hydrographique, la teneur en oxygène, la texture et la conductivité du sol. La variation de l'un de ces facteurs peut donner naissance à des conditions qui favorisent l'apparition de fissures par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) sous le revêtement en asphalte, lesquelles conditions favoriseront par la suite la prolifération de ces fissures. On a remarqué d'importantes différences relatives aux dimensions et à la gravité entre les fissures par corrosion sous tension qui ont donné naissance à la rupture et les autres fissures par corrosion sous tension décelées sur les segments rompus de la conduite. Cependant, l'absence de revêtement extérieur, lequel avait complètement brûlé dans l'incendie, empêche toute compréhension définitive des mécanismes en place au lieu de rupture. Puisque la rupture a pris naissance dans la partie inférieure de la conduite, il est possible que le revêtement extérieur a été endommagé par des forces extérieures, comme un mouvement de la conduite. Une telle situation expliquerait les différences relatives aux dimensions et à la gravité des fissures par corrosion sous tension dans les segments de conduite.

Plusieurs conditions simultanées sont des éléments précurseurs et sont nécessaires pour donner naissance à des fissures par corrosion sous tension à la surface de la conduite et provoquer la rupture de la conduite. En plus de rendre le matériau vulnérable en exposant à l'environnement extérieur la surface de la conduite se trouvant sous le revêtement décollé, la fissuration par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible) favorise des conditions anaérobies au sol et la formation de nappes d'eau souterraine renfermant du dioxyde de carbone. La protection cathodique est généralement considérée efficace pour limiter la prolifération des fissures par corrosion sous tension presque neutre (à pH faible). Cependant, de nombreuses recherches ont permis d'établir que la prolifération des fissures par corrosion sous tension requiert soit le blindage du système de protection cathodique par le revêtement extérieur (décollement du revêtement), l'absence d'un système de protection cathodique efficace ou un système de protection cathodique dans lequel il existe des niveaux variables de protection cathodique en fonction du temps.

Même si la canalisation était protégée par un revêtement extérieur en asphalte, au fil du temps, ce revêtement peut se détériorer à un point tel que l'eau et l'humidité peuvent le traverser et réduire le potentiel de protection cathodique qu'il procure. Si les niveaux de protection cathodique sont insuffisants, l'acier sous-jacent commence à se corroder. La présence de corrosion externe superficielle indique qu'il y a eu des périodes d'exploitation de la conduite au cours desquelles l'acier se trouvant sous le revêtement a été exposé à des électrolytes et à une protection cathodique insuffisante. Cette exposition a soutenu le processus de corrosion, et les niveaux de protection cathodique de la conduite n'ont pas suffi à empêcher la progression de la corrosion. Il se peut que, de temps en temps, à cause de facteurs liés au gazoduc, les niveaux de protection cathodique aient été insuffisants; à ce moment-là, l'efficacité du système de protection cathodique a diminué ou la résistivité des conditions régionales du sol a varié.

L'analyse du sol sur les lieux de l'événement a permis d'établir que le site possédait une nappe phréatique variant de façon saisonnière qui avait contribué à créer des conditions anaérobies et un niveau variable de potentiel de protection cathodique dans le secteur général de l'événement. Puisque la région de l'événement se trouvait dans une zone de transition

environnementale, les conditions générales variaient davantage en fonction des niveaux de potentiel de protection cathodique, de l'humidité du sol et de la teneur en dioxyde de carbone du sol. Ces conditions ont permis l'apparition de fissures par corrosion sous tension à la surface de la conduite, sous le revêtement, et leur dégénération en rupture. Il se peut que les variations d'épaisseur et de qualité du revêtement extérieur aient favorisé une plus grande prolifération des fissures par corrosion sous tension à un endroit qu'à un autre. Donc, moins la qualité du revêtement extérieur est bonne et moins ce dernier est épais, plus il est possible qu'il y ait prolifération de fissures par corrosion sous tension à la surface extérieure de la conduite. En 1989, dans les environs immédiats de l'événement à l'étude, la canalisation 100-3 de TransCanada avait subi un incident de fissuration par corrosion sous tension.

Dans le cadre du programme continu de gestion de l'intégrité des gazoducs de l'entreprise, en 1998, TransCanada avait procédé à une inspection interne de la canalisation 100-3, entre les VCP 25 et 41. Les travaux d'inspection interne avaient été effectués au moyen d'un outil d'inspection par perte de flux magnétique. Pendant les travaux effectués dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité, TransCanada a inspecté toutes les fissures principales et certaines fissures mineures identifiées au moyen de l'outil d'inspection par perte de flux magnétique dans le but de revêtir ou de réparer toute conduite endommagée décelée au moyen de cet outil.

Même si l'outil d'inspection par perte de flux magnétique peut déceler les parties d'un gazoduc comportant des déformations ainsi que les fissures qui y sont associées ou les stries associées à ces fissures parce que, dans les deux cas, les fissures associées sont importantes, il n'a pas été conçu pour déceler les plus petites zones de fissures, comme les fissures par corrosion sous tension qui ont été décelées à la surface de la conduite, sur les lieux de l'événement. De plus, les outils d'inspection par perte de flux magnétique ne sont pas en mesure de déceler des fissures longitudinales. Il est à remarquer que certaines indications que fournit l'outil d'inspection par perte de flux magnétique dénotent des déformations ou d'autres types de signes, même si cet outil n'a pas été conçu pour déceler ces signes. Avant l'événement à l'étude, TransCanada avait décelé des signes de la présence de mécanismes de fissuration dus à des fissures par corrosion sous tension dans le secteur général de l'événement à l'étude, lesquelles fissures avaient provoqué une fuite dans le gazoduc. À la suite de cet événement, si TransCanada avait inspecté la canalisation 100-3 au moyen d'outils haute précision de la nouvelle génération disponibles sur le marché depuis 1999 et spécialement conçus pour déceler les fissures dans les parois en acier des gazoducs (outil d'inspection interne de détection des fissures), les zones de fissuration de la surface extérieure du gazoduc en cause dans cet événement auraient pu être décelées grâce à cet outil avancé d'inspection interne de détection des fissures, puis réparées. Mais cela n'a pas été le cas.

À de nombreux autres endroits dans son réseau, TransCanada a utilisé avec succès des outils d'inspection interne haute précision de détection des fissures de la nouvelle génération disponibles sur le marché dans le cadre des programmes continus de l'entreprise relatifs à l'intégrité des gazoducs. Même si la disponibilité d'un outil efficace de détection des fissures utilisable dans le cadre des programmes proactifs continus d'intégrité des gazoducs en exploitation est limitée, il existe des outils d'inspection interne haute précision de détection des fissures convenant à la longueur et à la profondeur des fissures par corrosion sous tension décelées sur les lieux de l'événement. Les politiques de l'entreprise en matière de gestion de

l'intégrité, que prône son programme de gestion de l'intégrité, ainsi que toute autre politique d'entreprise associée en matière d'utilisation de dispositifs d'inspection interne de détection des fissures dans les gazoducs de TransCanada peuvent donc nécessiter une étude et une révision.

Théoriquement, lorsqu'il y a rupture d'un gazoduc en exploitation, le taux de variation brusque et rapide des niveaux de pression interne de fonctionnement du gazoduc produit une indication claire et facile à identifier des incidents qui surviennent. L'application de détection de rupture de canalisation du système-conseil de TransCanada repose sur la détection de ce taux de variation brusque et rapide des pressions de fonctionnement. Comme dans toute rupture d'un gazoduc, il y a un délai associé à l'identification de la rupture du gazoduc et à la localisation exacte de cette dernière, principalement à cause de la longueur et de la complexité du gazoduc entre les stations d'exploitation. Dans nombre de cas, le public est le premier à signaler au centre de contrôle d'acheminement du gaz qu'il y a eu rupture, en particulier si une explosion et un incendie sont associés à cette rupture.

Pour signifier une rupture, il doit y avoir dépressurisation du gazoduc sur la longueur de ce dernier, entre les stations en amont et en aval. Lorsque la dépressurisation commence, le dispositif d'enregistrement automatique de la pression interne de chaque station commence à enregistrer une réduction des pressions internes de fonctionnement. Au cours de la période critique qui suit la rupture d'un gazoduc, le délai précédant la réception d'un signal de dépressurisation devient un facteur vital pour le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary, au moment de la prise de décisions clefs associées à la mise hors service du gazoduc, lors du réacheminement des approvisionnements en gaz naturel qui se déplacent habituellement dans le gazoduc et au début du processus de lancement d'une intervention d'urgence.

Au cours des 10 minutes qui ont suivi la rupture de la canalisation 100-3, il aurait dû apparaître évident au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary que des incidents que l'on ne pouvait qualifier de conditions de fonctionnement normales survenaient dans le gazoduc, étant donné l'augmentation de 27 % du débit à la sortie de la station 30 et l'augmentation de puissance qui y était associée. Cependant, le personnel du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary ne comprenait pas très bien ce qui se passait et il ignorait l'endroit exact où se situait le problème dans le réseau, entre les stations 30 et 34. Cette situation était particulièrement remarquable à la station 30, à cause de l'augmentation rapide des débits gazeux combinée à une chute de la pression de refoulement et à une augmentation automatique de la puissance. Cependant, à la station 34, les délais d'enregistrement d'une chute de la pression d'aspiration étaient masqués par la distance entre le lieu de la rupture et la station.

Fonctionnant indépendamment des renseignements de base fournis par le SCADA de TransCanada mais reposant sur ces derniers, l'application de détection de rupture de canalisation, qui fait partie du système-conseil, enregistrerait et traitait les données SCADA afin d'identifier des modèles d'incidents connus, lesquels auraient pu être détectés et signalés au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary si le système-conseil avait été conçu à cette fin. Quelques minutes après la rupture du gazoduc, le système-conseil a identifié la « première onde transitoire » d'origine inconnue indiquant qu'un premier modèle de rupture de canalisation avait été identifié par ce logiciel de contrôle et d'analyse. Quelques secondes plus tard, le système-conseil a commencé à enregistrer et a lancé des commandes contrôle logiciel associées à l'identification de la « première onde transitoire » pour déterminer s'il y avait eu

rupture du gazoduc. Cependant, le système-conseil n'a pas transmis ces renseignements d'exploitation clés au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary, car le niveau de fiabilité qu'a calculé le système-conseil était trop faible. Pendant que le système-conseil augmentait la fréquence à laquelle il réévaluait les niveaux de pression courants du pipeline associés à l'indication de la « première onde transitoire », le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary n'a reçu aucune indication des mesures prises par le système-conseil et de l'incident potentiellement grave que surveillaient les systèmes automatisés. Six minutes après la première identification de rupture de la canalisation 100-3, le système-conseil a avisé le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary de la situation d'urgence. Il l'a également avisé qu'il l'avait enregistrée et traitée, et qu'il avait conclu qu'il s'agissait d'une priorité de rupture de la canalisation 100-3 de niveau « faible ».

Au centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary, la gestion globale et le contrôle des activités reposent sur le contrôleur le plus expérimenté (gestionnaire principal ou contrôleur principal) en service. Comme le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary couvre tout le réseau de canalisations, le contrôleur principal a accès à tout le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary et il a le dernier mot en ce qui concerne les mesures qui ont un effet sur toutes les activités concernant les gazoducs. Comme le système de TransCanada est gros et très complexe, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary est structuré de façon à permettre une gestion optimale du réseau de canalisations. Chaque contrôleur doit contrôler et gérer une partie spécifique du réseau. Toutes les décisions, les mesures et les activités d'une sphère de responsabilité désignée sont contrôlées par la personne qui gère la console de contrôle des gazoducs. Dans l'événement à l'étude, le contrôleur principal pouvait téléphoner et visualiser les mesures prises par chacun des contrôleurs et était responsable des mesures prises par ces contrôleurs.

Pendant que ces incidents survenaient dans le réseau de canalisations et que le système-conseil augmentait la fréquence des signaux de contrôle associés aux niveaux de pression pour confirmer qu'il y avait eu rupture d'une canalisation, le contrôleur principal du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary était au courant de toutes les activités qui se déroulaient dans le réseau de canalisations, sauf des mesures que prenait le système-conseil. Si le contrôleur principal avait été en mesure d'observer une situation contrôlée ou avait été avisé plus tôt d'une telle situation par le système-conseil sur un écran d'ordinateur distinct, à son poste de travail, il aurait peut-être pu lancer plus tôt l'enquête et les mesures d'urgence. Neuf minutes après la rupture, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary a reçu du système-conseil un avis de niveau « faible » et, une minute plus tard, il a reçu un avis provenant du public. Dix-sept minutes après la rupture, le système-conseil a transmis un avis de rupture de canalisation de niveau « fort ». Cependant, la mise hors service et le confinement du réseau de canalisations n'ont commencé que 16 minutes après la rupture. L'intervention d'urgence aurait donc pu commencer quelque huit minutes plus tôt, si le contrôleur principal avait exécuté les premières mesures que lui a transmises le système-conseil.

Lorsque le système-conseil surveillait les niveaux de pression pour la « première onde transitoire », sa réponse globale aurait pu être améliorée si le logiciel avait été conçu pour avertir le centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary des variations du débit contrôlé et non simplement du taux de variation des niveaux de pression interne. Il est à remarquer qu'au cours des quelques premières minutes qui ont suivi le début des incidents qui sont survenus sur la canalisation 100-3, le système-conseil a enregistré une augmentation de 27 % du débit à la station

30, mais il n'était pas conçu pour avertir de façon spécifique l'opérateur du centre de contrôle des importantes variations que subissaient les débits mesurés. À cause d'un effet hydraulique naturel, une augmentation des débits est survenue au moment de la rupture. Comme les compresseurs de la station avaient un frottement moins important à contrer à cause de la longueur moins importante du gazoduc entre la station 30 et le lieu de la rupture, la même force motrice pouvait déplacer une plus grande quantité de gaz naturel.

Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs

1. L'effet combiné du revêtement extérieur décollé, des fluctuations des conditions environnementales entourant la conduite, de la présence de bactéries anaérobies, de l'utilisation d'une conduite en acier haute résistance susceptible et de la présence d'hydrogène atomique, probablement généré en réaction à la protection cathodique, en plus d'une contrainte de tension continue occasionnée par la pression interne de fonctionnement du gazoduc, ont donné lieu à l'apparition d'une zone de fissuration par corrosion sous tension presque neutre, laquelle a dégénéré en rupture.
2. Les piqûres de corrosion, lesquelles sont apparues au cours de périodes de protection cathodique insuffisante, coïncidaient avec la jonction de deux reliefs physiographiques et une fluctuation de la nappe phréatique, et il se peut qu'elles aient facilité la naissance et la prolifération des fissures.
3. Le gazoduc s'est rompu en raison du prolongement d'une contrainte excessive dans cette région qui avait des fissures préexistantes.

Fait établi quant aux risques

1. Les politiques établies dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité des gazoducs de TransCanada sont axées sur les risques. Malgré les antécédents en matière de fissuration par corrosion sous tension de cette partie du gazoduc, TransCanada n'a pas jugé que le risque justifiait l'utilisation d'un dispositif d'inspection interne de détection des fissures; donc, il peut être nécessaire d'étudier et de réviser les critères utilisés.

Autres faits établis

1. Même si le système-conseil de TransCanada était configuré pour surveiller et évaluer le risque de rupture à partir de différents paramètres, le déclenchement de l'avis ou de l'avertissement du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary n'a eu lieu que plusieurs minutes après la rupture.
2. Ni le gestionnaire principal ni le contrôleur principal du centre de contrôle d'acheminement du gaz de Calgary n'ont eu accès au processus d'évaluation suivi par le système-conseil. Une fonction d'alerte et de surveillance aurait peut-être permis plus tôt la mise hors service d'urgence du gazoduc.

3. La conception des outils de détection par perte de flux magnétique utilisés dans le cadre du programme d'inspection interne de la canalisation 100-3 de TransCanada permettait la détection des pertes en métal, mais pas la détection des zones de fissuration externe.
4. Certains outils d'inspection interne de la nouvelle génération, disponibles sur le marché depuis 1999, permettent la détection et l'évaluation des zones de fissuration par corrosion sous tension. Si de tels outils avaient été utilisés, TransCanada aurait peut-être été en mesure d'identifier les fissures dans le gazoduc, entre les stations 30 et 34.

Mesures de sécurité prises

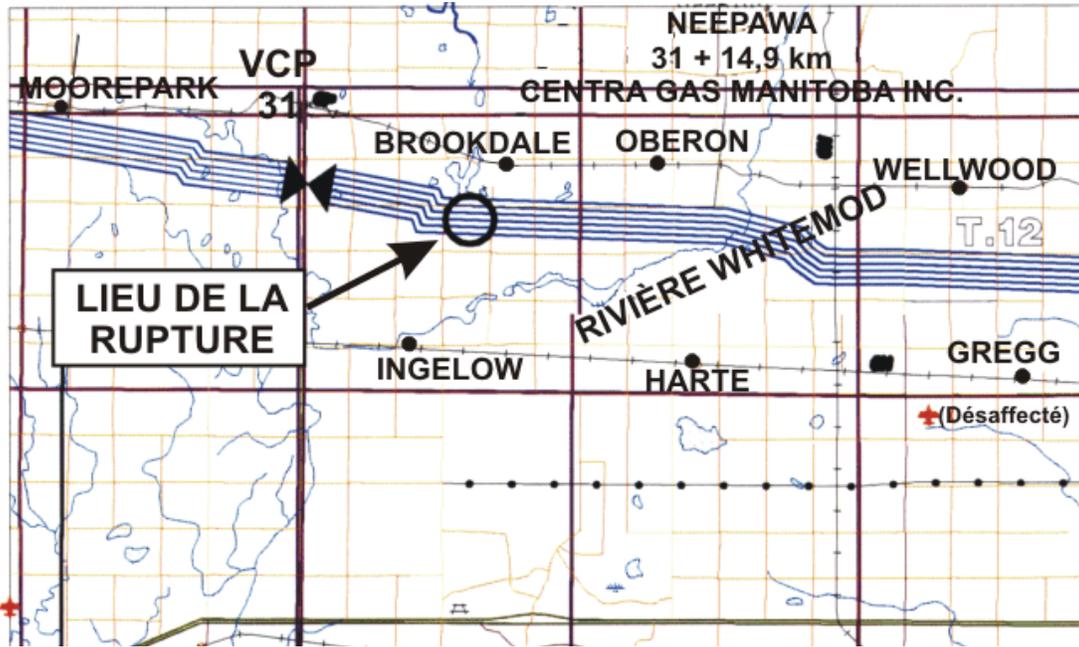
À la suite de cette rupture, TransCanada a pris les mesures suivantes :

- Au moyen d'un programme utilisant de nouveaux essais hydrostatiques, TransCanada a vérifié l'intégrité de la partie du gazoduc située entre les vannes de canalisation principale (VCP) 30 et 32.
- TransCanada a évalué complètement l'intégrité grâce à des inspections visuelles et à des évaluations des parties adjacentes des canalisations 100-2 et 100-4, tout près de la canalisation 100-3, lesquelles ont été exposées à l'érosion et aux effets thermiques de l'explosion et de l'incendie. Après la rupture, en plus d'inspecter les conduites de ces deux canalisations, en juillet et en août 2002, l'entreprise a exposé 100 m de ces deux canalisations, près du lieu de rupture, afin de vérifier si ces dernières comportaient des fissures par corrosion sous tension. Une seule colonie de fissures par corrosion sous tension a été décelée dans la canalisation 100-2, et aucune n'a été décelée dans la canalisation 100-4.
- En amont des nouveaux essais hydrostatiques prévus qui ont été effectués dans la canalisation 100-3, entre les VCP 30 et 32, une série d'inspections et de réparations ont été effectuées à des endroits où des signes de corrosion étaient présents, sur la partie de conduite qui avait été identifiée en 1998 au moyen d'un outil d'inspection interne servant à vérifier s'il y avait eu pertes en métal. À la fin du programme de fouille d'enquête de TransCanada, 29 joints individuels de conduite avaient été exposés et inspectés visuellement dans le cadre de 15 fouilles d'enquête de la canalisation 100-3, entre les VCP 30 et 32, aux fins de vérification de toute indication d'augmentation de la corrosion ou des pertes en métal décelée pendant les travaux d'inspection interne de 1998 qui avaient été exécutés au moyen d'un outil d'inspection par perte de flux magnétique. Ce programme de fouille d'enquête a donné lieu à quatre réparations permanentes de la canalisation 100-3 entre les VCP 30 et 32. Ces réparations visant à enrayer la corrosion étaient nécessaires pour empêcher la rupture induite des gazoducs aux endroits où des signes de corrosion avaient été identifiés, à cause de leur exposition aux pressions utilisées lors des nouveaux essais, lesquelles sont considérablement supérieures aux pressions de fonctionnement normal et peuvent atteindre 143 % de la pression manométrique maximale de service. Au cours de ces excavations, on a également profiter de l'occasion pour vérifier si le gazoduc

comportait des fissures par corrosion sous tension. Sur les 327 m de conduite inspectés, on n'a décelé qu'une seule colonie mineure de fissures par corrosion sous tension qui, par la suite, a été excavée. Toute la partie de la conduite qui a été inspectée a par la suite été nettoyée et revêtue sur place d'un revêtement en résine époxyde. Avant d'entreprendre des travaux de soudure, TransCanada possède une pratique selon laquelle elle inspecte les endroits où de nouvelles conduites seront soudées aux gazoducs en place (joints). Lors de la préparation des nouveaux essais hydrostatiques de la canalisation 100-3, six soudures de ce genre ont été nécessaires à l'installation temporaire des dispositifs d'essais hydrostatiques sur le gazoduc. Des inspections visant à déceler des fissures ont donc été effectuées à chacun de ces six emplacements de la canalisation 100-3. À cinq de ces emplacements, les inspections n'ont permis de déceler aucune fissure dans la conduite en place. À un endroit situé à la VCP 31 + 29,8 km, il y avait de nombreuses colonies de fissures par corrosion sous tension. À l'un de ces endroits, une fissure de jonction a été jugée de dimensions à signaler, d'après la définition de l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques, et ce, même si elle était très sous-critique. Pour accélérer les nouveaux essais, on a coupé une section de 5 m de conduite comportant des fissures avant de souder les joint.

- TransCanada a effectué la surveillance de l'excavation et des activités de collecte des données sur la canalisation 100-3, entre les VCP 30 et 32, afin de définir les conditions susceptibles de survenir qui étaient des éléments précurseurs de la naissance et de la prolifération des fissures.
- TransCanada a entrepris des travaux stratigraphiques le long de la canalisation 100-3, afin d'établir une ébauche des structures terrestres et aquatiques pour aider à l'élaboration d'une carte tridimensionnelle des horizons pédologiques et de la nappe phréatique associée.
- TransCanada a procédé à l'examen des données et des sondes le long de la canalisation 100-3 pour recueillir davantage de renseignements concernant les performances en matière de protection cathodique ainsi que la présence ou l'existence de conditions aérobies.
- Selon le programme de gestion de l'intégrité de TransCanada, après chaque inspection interne par perte de flux magnétique, TransCanada éliminera toutes les anomalies relatives aux pertes en métal qui ne respectent pas les critères d'acceptation des défauts de l'entreprise (la pression de rupture prévue est inférieure à 125 % de la pression manométrique maximale de service ou possède une profondeur maximale supérieure ou égale à 80 % de l'épaisseur nominale de la paroi). TransCanada effectue également des réparations axées sur les risques visant à éliminer des anomalies là où les critères d'acceptation des risques de l'entreprise ne sont pas respectés. TransCanada peut également procéder à des excavations de vérification pour évaluer les performances de l'outil d'inspection interne.

- Selon TransCanada, en octobre et en novembre 2002, on a procédé à deux excavations sur 77 m de conduite de la canalisation 100-3, afin de vérifier s'il y avait des fissures par corrosion sous tension dans les zones de transition environnementale, entre les VCP 30 + 2,242 km et 31 + 5,310 km. Il y avait une seule colonie mineure de fissures par corrosion sous tension, et elle a été éliminée par meulage.
- À la suite de la rupture de Brookdale, TransCanada a lancé deux programmes visant à régler le problème de fissuration par corrosion sous tension associé au gazoduc revêtu d'asphalte de deux façons : par de nouveaux essais hydrostatiques et par des excavations d'inspection. Fidèle à son programme de gestion de l'intégrité, la compagnie a entrepris une révision de ses modèles de susceptibilité aux fissures par corrosion sous tension en se basant sur les commentaires concernant les performances des gazoducs, laquelle révision a donné lieu à des modifications au modèle de susceptibilité aux dangers de la compagnie. Lorsque des données manquaient, l'entreprise a utilisé des hypothèses et des estimations prudentes. Malgré un niveau élevé de prudence et d'incertitude entourant les estimations de la fréquence des ruptures, on a procédé à une évaluation des risques relativement aux parties revêtues d'asphalte du réseau de gazoducs à la suite de laquelle de nombreuses parties de gazoduc ont été identifiées pour subir de nouveaux essais hydrostatiques. L'une de ces parties de gazoduc était longue de 23,3 km et faisait partie de la canalisation 100-3, entre les VCP 13 et 14, et elle a subi avec succès de nouveaux essais qui se sont déroulés sans incident. De plus, on a lancé une série d'inspections de surveillance de la condition sur différentes parties de gazoducs revêtus d'asphalte, afin de réduire l'incertitude concernant le modèle de susceptibilité aux fissures par corrosion sous tension de l'asphalte. On a choisi ces parties en se basant sur les transitions locales du sol, dont plusieurs reflètent les variations de types de transitions du sol signalées au lieu de rupture. TransCanada passera en revue toutes les données de performance, y compris les résultats des nouveaux essais hydrostatiques et des excavations d'inspection, afin de permettre l'amélioration continue des capacités d'évaluation des risques.
- Depuis que TransCanada a établi la nécessité d'un outil haute précision d'inspection interne efficace pour la détection des fissures spécialement conçu pour une utilisation dans le cadre de programmes proactifs courants d'intégrité des gazoducs, la compagnie participe activement au développement d'une technologie d'inspection interne de détection des fissures compatible avec les gaz qu'elle pourra un jour utiliser dans le cadre du programme de gestion des fissures par corrosion sous tension de l'entreprise.



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 22 avril 2004.

Annexe A – Sigles et abréviations

API	American Petroleum Institute
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
C	Celsius
GRC	Gendarmerie royale du Canada
km	kilomètre(s)
kPa	kilopascal(s)
m	mètre(s)
mm	millimètre(s)
MPa	mégapascal(s)
mV	millivolt(s)
SCADA	réseau de contrôle du système et d'acquisition des données
TransCanada	TransCanada PipeLines
VCP	vanne de canalisation principale
°	degré(s)