



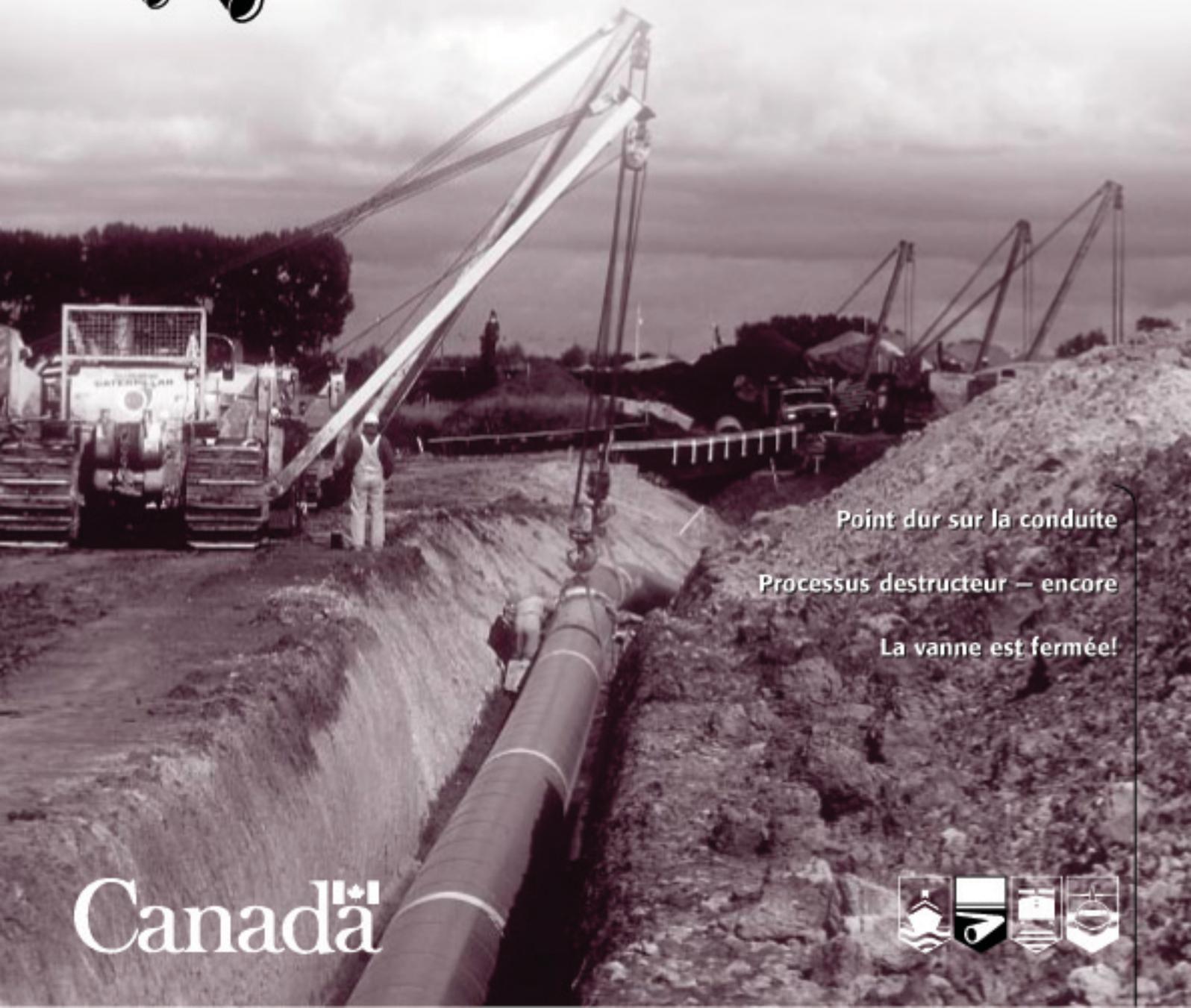
P I P E L I N E

RÉFLEXIONS

Numéro 3 - Juillet 2002



SUR LA SÉCURITÉ DES TRANSPORTS



Point dur sur la conduite

Processus destructeur – encore

La vanne est fermée!

Canada



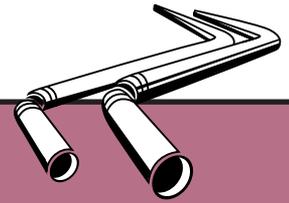


Table des matières

Point dur sur la conduite.	1
Processus destructeur — encore	3
La vanne est fermée!	6
Lacunes du système de fermeture d'urgence	9
Instabilité d'un franchissement d'une rivière.	12
Statistiques.	15
Résumés.	16
Enquêtes	19
Rapports finals.	20



1
**Point dur sur
la conduite**



3
**Processus
destructeur — encore**



6
**La vanne
est fermée!**

www.bst.gc.ca
Pour en savoir plus...
Visitez le site. Vous y
trouverez des renseigne-
ments sur le BST et ses
activités, ainsi que des
rapports et des statis-
tiques publiés par le
BST.

RÉFLEXIONS est publié
pour l'information du
monde des transports
et fait état des enseigne-
ments qui se dégagent
des accidents et des
incidents. Les textes
relatent les circons-
tances entourant
les événements et
présentent les résultats
d'enquête du BST.

Faites circuler
RÉFLEXIONS! Le docu-
ment peut être repro-
duit, au complet ou en
partie, pour permettre à
d'autres personnes de
prendre connaissance
des messages de sécurité
qu'il contient. Il peut
être publié librement
sous réserve que son
origine soit précisée.

Remerciements

Les articles de ce numéro de
RÉFLEXIONS ont été rédigés par
Daphne Snelgrove à partir des
textes officiels des rapports du BST.

Photo de la page couverture :
Chris Beeger

Also available in English

ISSN 1499-2485



Point dur sur la conduite

Le 7 août 2000, une rupture s'est produite dans la canalisation principale de la Westcoast Energy Inc. (Westcoast) dans une zone de plus grande dureté, appelée point dur, sur la surface extérieure de la conduite. Il est probable que l'apparition du point dur a résulté d'un refroidissement rapide survenu par inadvertance au cours du processus de fabrication. La rupture s'est produite à environ 9 km au sud du poste de péage de l'autoroute de Coquihalla et presque au milieu des stations de compression 8A et 8B de la Westcoast. — Rapport n° P00H0037

Intervention par suite de la rupture

Par suite de la rupture, le changement de pression était inférieur à 207 kilopascals (kPa) par minute et a été enregistré à la station de compression 8B par le réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) comme étant un événement. Des taux de changement de pression inférieurs à 207 kPa par minute peuvent survenir pendant l'exploitation normale et, par conséquent, sont enregistrés par le système SCADA comme étant des événements. À moins que ces changements ne fassent partie d'une suite d'alarmes, ils n'indiquent pas normalement une rupture de la canalisation. Quand le contrôleur de l'acheminement du gaz a pris

connaissance du message relatif à l'événement, il a commencé à en rechercher la cause.

Au moment où le contrôleur de l'acheminement du gaz a entrepris son enquête, le commis du poste de péage a appris qu'une explosion s'était produite près de la halte routière de Zopkios. Le commis du poste de péage a décidé d'interrompre la circulation en direction sud au poste de péage et a averti le détachement de la Gendarmerie royale du Canada (GRC) à Hope (Colombie-Britannique). En plus de l'information reçue grâce au système SCADA, les renseignements provenant d'une source extérieure peuvent souvent confirmer au contrôleur de l'acheminement du gaz qu'une rupture s'est

Le système de détection des ruptures de canalisations de la Westcoast n'était pas configuré de façon à signaler une rupture en fonction des fluctuations du débit.

produite. Cependant, le personnel du poste de péage n'était pas suffisamment informé au sujet du réseau de la Westcoast et du fait que la canalisation passait à proximité de l'autoroute de Coquihalla, de sorte qu'il n'a pas pu aviser le contrôleur de l'acheminement du gaz dès qu'il a pris connaissance de l'explosion qui s'était produite près de la halte routière.

Une rupture aurait dû entraîner un changement de pression égal ou supérieur à 207 kPa par minute, mais le taux qui a été relevé à la station de compression 8B n'a jamais atteint ce niveau d'alarme. Cela est probablement attribuable à une combinaison de facteurs, dont la configuration du gazoduc entre les stations de compression 8A et 8B, la puissance encore disponible à la station de compression 8A, le fait que la station de compression 8B était isolée, et le lieu où la rupture s'est produite. Les deux premiers facteurs ont probablement donné lieu à une forte inversion de débit dans la canalisation principale à la station de compression 8B et à une forte augmentation du débit dans la boucle de canalisation principale. Au moment de la rupture, le système de détection des ruptures de canalisations de la Westcoast n'était pas configuré de façon à signaler une rupture en fonction des fluctuations du débit. Le système de détection des ruptures de canalisations n'était configuré que pour détecter une rupture à partir d'un

changement de pression rapide ou d'une basse pression; or, aucune de ces deux situations ne s'était produite au moment de la rupture.

Événement précédent

Environ quatre ans avant la rupture qui nous intéresse, une fuite s'était produite à un autre endroit dans la canalisation principale à un point dur créé lors de la fabrication de la conduite. Après l'événement de 1996, la Westcoast a procédé à une inspection interne de la canalisation principale pour trouver des points durs entre la station de compression 9 et Huntingdon (Colombie-Britannique). Elle a identifié cinq endroits où elle a procédé à des excavations et inspecté la canalisation à la recherche de points durs anormaux et de fissures. Elle n'a détecté ni dureté anormale ni fissures à ces endroits. Avant la rupture en août 2000, aucune autre section de la canalisation principale n'avait fait l'objet d'inspections internes visant à trouver des points durs. La Westcoast avait un programme d'inspection interne de la canalisation principale, mais ce programme avait été conçu pour détecter les pertes en métal, et non pas pour détecter les anomalies attribuables à des points durs.

Mesures prises

Après la rupture survenue en août 2000, la Westcoast a pris les mesures suivantes :

- elle a terminé les inspections internes visant à trouver des points durs dans les sections de la canalisation principale;
- elle a effectué une patrouille aérienne au-dessus de la canalisation principale et de la boucle de canalisation principale à l'aide d'une technologie d'imagerie infrarouge pour déterminer s'il y avait des fuites dans la canalisation;

- elle a révisé ses procédures en cas de rupture pour aider les contrôleurs de l'acheminement du gaz à diagnostiquer les situations liées à des ruptures de canalisations;
- elle a présenté des exposés au personnel du poste de péage au sujet de son réseau de canalisations;
- elle a amélioré le système SCADA de façon qu'il soit impossible de désactiver la tonalité d'alerte relative aux alarmes de priorité élevée.

En outre, la Westcoast entend poursuivre la mise en œuvre des mesures correctives suivantes :

- terminer les inspections internes visant à trouver des points durs dans les trois autres sections de sa canalisation principale qui contiennent des conduites fabriquées par l'A.O. Smith Corporation;
- créer des procédures en cas de rupture qui portent sur des endroits spécifiques et les afficher dans le centre de contrôle de l'acheminement du gaz et dans chaque station;
- améliorer ses méthodes de détection des ruptures en utilisant les fluctuations de débit.

RÉFLEXION

Un programme d'inspection interne est aussi efficace que l'outil utilisé pour l'effectuer.



**Le gaz qui
s'échappait
a pris feu.**

Processus destructeur — encore

Par suite de deux ruptures antérieures sur le réseau de la TransCanada PipeLines Limited (TCPL) (rapports P94H0036 et P94H0049 du BST), la TCPL a élaboré un plan d'atténuation de la corrosion et, en 1996, a entrepris un programme triennal de contrôle de l'intégrité de ses pipelines fondé sur ce plan. Le programme comprenait plusieurs volets :

- installation de moyens de protection cathodique;
- inspections internes des pertes en métal pour évaluer l'ampleur et le taux de progression de la corrosion;
- installation de dispositifs de départ et de réception pour les besoins des inspections internes des pertes en métal;
- excavations de recherche en fonction des résultats des inspections internes;
- restauration du revêtement ou remplacement des conduites à la lumière des résultats des inspections internes et des excavations de recherche.

Cependant, la canalisation 100-1 de la TCPL s'est rompue dans une zone affaiblie par la corrosion externe près de Stewart Lake (Ontario) le 11 décembre 1996. La paroi avait perdu jusqu'à 76 p. 100 de son épaisseur originale à cause de la corrosion. Cette section de la canalisation 100-1 devait faire partie du programme d'inspection interne de 1997. — **Rapport n° P96H0049**

La canalisation n'était pas suffisamment protégée par la protection cathodique.

Pendant l'isolement de la station 52, la station en amont de la rupture, plusieurs problèmes sont ressortis : il n'y avait pas de système de sécurité de transmission des données du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) à la station 52, les vannes de déclenchement qui devaient fermer les vannes de canalisation principale 52-2 et 52-3 par suite d'une basse pression n'ont pas fonctionné parce qu'elles étaient bloquées par du givre dans leurs conduites sensibles à la pression, et la vanne de canalisation principale 52-1 ne s'est pas fermée hermétiquement. Donc, après la rupture, la TCPL a remplacé la vanne de canalisation principale 52-1, a mis en place différents canaux afin que la station 52 bénéficie d'un système de sécurité de transmission des données du SCADA, et a révisé ses consignes d'entretien des mécanismes de commande des vannes afin d'éviter que l'humidité ne crée des problèmes. En outre, elle a amélioré davantage sa capacité d'intervention d'urgence en installant des moyens de commande à distance et de surveillance de la pression aux terminus de boucle éloignés et à d'autres endroits-clés, en organisant des séances de planification des mesures d'urgence avec les organismes de première intervention et en améliorant ses communications avec le public.

L'ampleur de la corrosion sur la surface de la conduite a indiqué que le revêtement de la conduite était usé ou s'était détaché et que la canalisation n'était pas suffisamment protégée par la protection cathodique. L'assise rocheuse sur laquelle reposait le gazoduc n'était pas conductrice et peut avoir neutralisé, totalement ou en partie, la protection cathodique.

En réponse aux inquiétudes exprimées par les participants à une journée d'accueil organisée par la TCPL à Vermillion Bay (Ontario), la TCPL a pris les engagements suivants :

- installer des conduites à paroi épaisse dans la section de la canalisation 100-1 située à l'intérieur de la ville de Vermilion Bay;
- accélérer le programme d'inspections internes de la canalisation 100-1 entre les sections de vannes de canalisation principale 52 et 58;
- réduire la pression manométrique maximale de service de la canalisation 100-1 à 95 p. 100 de la pression manométrique maximale de service autorisée entre les sections de vannes de canalisation principale 51 et 55 jusqu'à ce que les inspections internes et les remplacements de conduites nécessaires aient été réalisés.

En outre, la TCPL a condensé sur trois ans le déroulement du programme de contrôle de l'intégrité des pipelines, qui a débuté en janvier 1997. Dans le cadre de ce programme accéléré, on devait faire pour la fin de 1999 une inspection ou une vérification interne de tous les pipelines du réseau de la TCPL qui ne sont pas recouverts d'un revêtement époxyde appliqué par fusion.

Par suite de la rupture de décembre 1996, le 2 décembre 1997, la canalisation 100-3 de la TCPL s'est aussi rompue à un endroit où elle était affectée par la corrosion extérieure près de Cabri (Saskatchewan). La rupture du gazoduc a fait suite à un amincissement ponctuel de la paroi de la canalisation par suite d'une corrosion externe, et cette corrosion s'est produite à un endroit où le revêtement de la conduite avait été endommagé ou s'était détaché. La paroi avait perdu de 68 à 72 p. 100 de son épaisseur originale en raison de la corrosion.

— Rapport n° P97H0063

Lors de la mise en œuvre du programme de contrôle de l'intégrité des pipelines en 1996, on a considéré que les sections du réseau de la TCPL qui étaient situées à l'ouest de la station de compression 13 ne présentaient pas de risques de dommages dus à la corrosion et n'étaient pas visées par le programme triennal. On n'avait donc pas fait passer d'outil d'inspection interne des pertes en métal dans cette section, étant donné qu'on lui avait attribué une cote de priorité faible quant aux risques de corrosion et qu'elle n'était pas équipée de dispositifs de départ ou de réception pour l'inspection interne.

Les vérifications annuelles du système cathodique par points fixes rapprochés par la TCPL n'ont peut-être pas reflété exactement les variations saisonnières de l'état du sol.

Le Bureau a constaté que la corrosion s'est manifestée pendant des périodes où la protection cathodique du gazoduc était insuffisante, compte tenu des niveaux que la TCPL voulait atteindre, notamment au cours des périodes d'arrêt du système de protection cathodique à l'occasion des travaux de construction, de la dépoliarisation ou des travaux d'amélioration du réseau. Les variations saisonnières de l'état du sol ont dû influencer sur la vitesse de corrosion et sur la quantité de courant nécessaire pour assurer une protection cathodique adéquate.

Les vérifications annuelles du système cathodique par points fixes rapprochés par la TCPL, qui avaient habituellement lieu pendant les mois d'été, quand le sol était plus sec, n'ont peut-être pas reflété exactement les variations saisonnières de l'état du sol sur lequel reposait le gazoduc. En outre, les pratiques de contrôle de la corrosion de la TCPL n'ont

pas toujours corrigé le problème de protection cathodique insuffisante à la satisfaction de la TCPL, car on n'a pas toujours tenu compte des conditions locales du sol lors de la conception et de la mise en œuvre des correctifs.

Après l'accident survenu à Cabri, la TCPL a révisé le programme accéléré d'inspection interne. Par conséquent, la TCPL a accéléré encore davantage le programme d'inspection interne pour les sections situées à l'ouest de la vanne de canalisation principale 41. En outre, au printemps 1998, la TCPL a commencé à mettre en œuvre un programme visant à améliorer ses pratiques de contrôle de la corrosion, notamment en adoptant des correctifs qui conviennent le mieux

possible à chaque emplacement et en abrégant les délais entre la détection des problèmes et la mise en œuvre des correctifs. Le nouveau programme fera appel à des vérifications du système cathodique par points fixes rapprochés, à des essais diagnostiques destinés à fournir des données relatives à chaque emplacement, et à l'élaboration et la mise en œuvre de plans adaptés à chaque emplacement.

RÉFLEXION

Parfois, les problèmes qu'on pense réglés peuvent se manifester de nouveau.



Conduite rompue de la canalisation 100-3 près de Cabri (Saskatchewan).



La vanne est fermée!

Le gazoduc Kobes Creek de la Westcoast Energy Inc. (Westcoast), situé dans le nord de la Colombie-Britannique, s'est rompu au poteau milliaire 10,72 le 8 décembre 1998 par suite d'une augmentation continue de la pression interne attribuable à une accumulation de gaz acide humide dont la pression a excédé la pression manométrique maximale de service. — Rapport n° P98H0044

Raclage

Dans l'après-midi du 8 décembre, le personnel de l'exploitation de la Westcoast a lancé un appareil de nettoyage interne (racleur) d'un sas de départ situé au poteau milliaire 0,0 du gazoduc Kobes Creek, à destination d'un sas de réception situé au poteau milliaire 18,88 de la station de compression de Kobes. Après le raclage, le personnel de la station a commencé à replacer les vannes à leur position normale d'acheminement du gaz. Grâce au réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) du centre de contrôle de l'acheminement du gaz de Fort St. John (CCAGFSJ), on avait confirmé que la vanne motorisée

0410 était en position ouverte, soit sa position normale d'acheminement du gaz, mais la vanne a reçu une commande de fermeture non sollicitée quelques minutes plus tard et a commencé à se fermer. Le personnel du CCAGFSJ et celui de la station de Kobes n'étaient pas au courant du changement d'état de la vanne, qui est passée de la position d'ouverture complète à celle de fermeture complète.

Le gazoduc

Le gazoduc de Kobes Creek mesurait 30,38 km (18,87 milles) de longueur et servait exclusivement au transport de gaz acide humide brut, pour le compte des expéditeurs. Des sources

La Westcoast a exigé que des dispositifs de régulation de la pression soient installés dans toutes les canalisations du réseau de la Westcoast.

de production de gaz humide étaient reliées à sept points de réception différents du gazoduc à la station de compression de Kobes au poteau milliaire 18,88. Au poteau milliaire 0,0, des installations d'opérateurs de point de réception étaient reliées au réseau de canalisations et livraient du gaz acide au gazoduc de Kobes Creek à une pression au point de réception de 4 862,5 kilopascals (kPa) (700 livres au pouce carré [lb/po²]). La pression à la sortie de production du gazoduc pour livrer du gaz acide au point de réception 2612 était normalement de 8 274 kPa (1 200 lb/po²). Le plus récent raccordement d'un point de réception remontait au 26 octobre 1998, lorsque du gaz naturel acide a été reçu du point de réception 2612 au poteau milliaire 0,0. La pression de refoulement de ce gazoduc au gazoduc de Kobes Creek était supérieure à celle des gazoducs qui alimentaient les trois autres points de réception raccordés au poteau milliaire 0,0.

Dans le cadre d'une condition contractuelle d'acheminement de gaz par ses canalisations, la Westcoast a exigé que des dispositifs de régulation de la pression soient installés dans toutes les canalisations du réseau de la Westcoast qui sont reliées à une source de production de gaz naturel dont l'exploitation ou la production se font à une pression supérieure à la pression manométrique maximale de service de la canalisation respective de la Westcoast. Toutefois, avant la mise en service du point de réception 2612 au poteau milliaire 0,0,

aucun dispositif de régulation de la pression n'a été installé. En outre, la Westcoast avait une procédure officielle consistant à inspecter sur place les installations des opérateurs de point de réception pour s'assurer qu'ils se conformaient à ses exigences, mais la Westcoast n'a pas suivi ces procédures relativement aux installations des opérateurs du point de réception 2612.

Réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA)

Dans le cadre de l'exploitation normale de son réseau collecteur, la Westcoast a installé un système SCADA exhaustif et perfectionné. Le système SCADA assure la communication nécessaire entre les installations, les vannes et l'équipement du réseau de canalisations et les différents centres locaux d'acheminement du gaz, comme le CCAGFSJ et le centre principal, le centre de contrôle de l'acheminement du gaz de Vancouver (CCAGV). Le CCAGV est en mesure de superviser l'ensemble des installations d'exploitation du gazoduc de la Westcoast. À la hauteur de la vanne motorisée 0410, il y avait trois transmetteurs de pression qui envoyaient des signaux au système SCADA — un transmetteur de chaque côté de la vanne motorisée 0410 et un transmetteur placé sur la boucle de succion de la station de relève. Toutefois, les trois transmetteurs de pression étaient réglés pour donner une lecture maximale de 6 895 kPa (1 000 lb/po²) et n'ont donc pas indiqué de lecture supérieure à cette valeur. Un manomètre a été installé au poteau milliaire 0,0, mais on ne pouvait obtenir ses lectures qu'en le consultant sur place. Le manomètre placé au poteau milliaire 0,0 ne pouvait pas fournir de lectures de pression directement au système SCADA.

Surpression

Par suite du racleage, puisque la vanne motorisée 0410 avait reçu une commande de fermeture non sollicitée et s'était fermée complètement, la pression dans le gazoduc a continué d'augmenter en amont de cette vanne. Tandis que la pression continuait d'augmenter, le gaz naturel en provenance du gazoduc en amont du point de réception 2612 continuait d'arriver dans le gazoduc de Kobes Creek. Étant donné que la pression de refoulement au point de réception 2612 était supérieure à celle des pipelines qui alimentaient les trois autres points de réception au poteau milliaire 0,0, l'écoulement de tout le gaz naturel venant des trois autres points de réception a cessé. Quand le gazoduc de Kobes Creek a atteint sa pression manométrique maximale de service, seul le point de réception 2612 transportait du gaz naturel, lequel a continué de s'écouler jusqu'au moment de la rupture.

Alarmes SCADA

Une vingtaine de minutes après que le personnel de la station a confirmé avec le CCAGFSJ que la vanne motorisée 0410 était en position ouverte (normale), le CCAGFSJ a reçu une alarme générée par le SCADA, indiquant une pression élevée de 4 606 kPa (668 lb/po²) en amont de la vanne motorisée 0410. Les pressions normales en amont de la vanne motorisée 0410 sont habituellement de l'ordre de 4 137 à 4 482 kPa (de 600 à 650 lb/po²). Le personnel du CCAGFSJ n'a cependant pas immédiatement pris des mesures correctives. Environ deux heures et demie plus tard, à 20 h 10, le CCAGFSJ a reçu un autre message d'alarme généré par le SCADA, avertissant que la pression avait dépassé les 6 895 kPa (1 000 lb/po²) en amont de la vanne motorisée 0410.

Le CCAGFSJ a communiqué avec le CCAGV pour vérifier la lecture de surpression du gazoduc. Après avoir obtenu confirmation du CCAGV, le CCAGFSJ a communiqué avec l'opérateur de soirée de la station de Kobes pour l'aviser de la surpression dans le gazoduc. L'opérateur de la station s'est rendu à la station de compression et a constaté une indication d'une fuite dans le bâtiment d'épuration de la station. Étant donné les risques extrêmes que la fuite de H₂S représente pour la santé publique, l'opérateur de la station a fait savoir au CCAGFSJ qu'il fallait en priorité enquêter sur la fuite de H₂S et exécuter les réparations nécessaires pour faire cesser la fuite de H₂S, avant d'enquêter sur les causes de la surpression.

L'opérateur de la station a ordonné un arrêt de premier ordre, ce qui a entraîné un arrêt effectif de toutes les installations de la station de compression.

À 20 h 55, le CCAGFSJ a appris que la fuite de H₂S avait été localisée sur un raccord à brides situé du côté aval d'une soupape de sûreté d'un réservoir de l'épurateur. Cinq minutes plus tard, l'opérateur de la station a ordonné un arrêt de premier ordre, ce qui a entraîné un arrêt effectif de toutes les installations de la station de compression. Presque en même temps, le CCAGFSJ et le panneau de contrôle de la station de Kobes ont perdu la communication avec la vanne motorisée 0410, si bien que le système SCADA n'était plus en mesure d'actualiser les lectures

de pression à l'intérieur du gazoduc. Le système de secours n'a pas fonctionné en raison d'un élément d'accumulateur défectueux.

La rupture

Entre 22 h et 22 h 30, le gazoduc s'est rompu en raison d'une contrainte excessive occasionnée par une augmentation continue de la pression interne supérieure à la pression manométrique maximale de service autorisée. À ce moment, le personnel de la Westcoast ignorait tout de la rupture, ayant perdu la communication avec la station à 21 h. Cependant, vers 22 h 30, le personnel du CCAGFSJ avait été avisé à deux reprises qu'un incendie faisait rage dans le secteur général de l'emprise du gazoduc de Kobes Creek, mais il n'a pas pris les mesures appropriées pour mettre en oeuvre le plan d'intervention d'urgence de la Westcoast.

Le 9 décembre 1998 à 0 h 5, on a confirmé la rupture après avoir installé à la main un second manomètre en amont de la vanne motorisée 0410, qui a indiqué que la pression interne du gazoduc était de 0 kPa. On a ensuite demandé aux producteurs d'arrêter la production.

Mesures prises

Par suite de l'accident, la Westcoast a pris les mesures suivantes relativement à la protection contre les surpressions : inspection des nouveaux points de réception pour s'assurer que des dispositifs de régulation de la pression sont installés et fonctionnent correctement; vérification des points de réception existants pour

identifier les points de réception où un dispositif de régulation de la pression est nécessaire et pour déterminer si les dispositifs voulus de protection sont en place et fonctionnent correctement; un programme sur les vérifications futures relativement aux dispositifs de régulation de la pression des points de réception.

La Westcoast a aussi apporté d'autres changements, notamment au système SCADA du réseau collecteur de Fort St. John, aux méthodes d'intervention d'urgence, surtout en ce qui a trait aux zones de planification d'urgence, et à la formation relative à l'acheminement du gaz et aux interventions d'urgence.

RÉFLEXION

Un accident est rarement causé par un seul événement. Combien d'occasions le personnel a-t-il eu pour éviter ou minimiser l'augmentation continue de pression?



Lacunes du système de fermeture d'urgence

Par suite de son enquête sur la rupture et l'incendie de deux gazoducs survenus près de Rapid City (Manitoba), le BST a constaté des lacunes au sujet du système de fermeture d'urgence des canalisations. Le Bureau a publié deux recommandations en matière de sécurité en vue de corriger la situation et s'est dit préoccupé par l'espacement horizontal entre les canalisations.

Une rupture et un incendie sont survenus dans la canalisation 100-4 de la TransCanada PipeLines Limited (TCPL) le 29 juillet 1995, à une station de compression de la TCPL située à quelque 3 km au sud-est de Rapid City. La rupture a été causée par une fissure par corrosion sous tension préexistante dans une section de conduite en aval de la station de compression. La section de conduite avait été fabriquée sur place et avait été recouverte d'un ruban de polyéthylène.

Il a été difficile d'interrompre l'arrivée de gaz naturel à la canalisation 100-4 parce qu'une bonne partie du système de communication de la station de compression a été détruite par l'explosion et l'incendie. Sous l'action de l'incendie, la canalisation 100-3 de la TCPL qui est adjacente à la canalisation 100-4 a subi des dommages qui l'ont affaibli; la canalisation 100-3 s'est aussi rompue et a pris feu. Le revêtement de la canalisation 100-5 de la TCPL, canalisation qui passait sous les canalisations 100-3 et 100-4, a été légèrement endommagé par le feu.

— Rapport n° P95H0036

Les systèmes de fermeture d'urgence devraient être capables d'interrompre automatiquement l'arrivée de produit sur le lieu de l'accident.

Problèmes du système de fermeture d'urgence des canalisations

L'enquête du BST a également révélé un problème au niveau du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA). C'est ce problème qui a retardé la fermeture et l'isolement des canalisations 100-4 et 100-3. Bien que le contrôleur des opérations régionales (COR) de Winnipeg ait réagi immédiatement aux indications simultanées de perte de pression et de rupture du gazoduc, il a essayé à plusieurs reprises, pendant deux heures, de commander une fermeture d'urgence assistée par ordinateur de la station de compression de Rapid City, en vue d'interrompre l'arrivée de gaz naturel sur le lieu de l'accident, mais il n'a pas réussi en raison de l'action de l'explosion et de l'incendie sur l'équipement local de fermeture d'urgence dont dépendait l'exécution de ces commandes transmises par ordinateur, et en raison des erreurs de programmation du système SCADA. De plus, le COR de Winnipeg a dû envoyer des commandes de fermeture toutes les 15 minutes parce que, lors d'une fermeture d'urgence, le système SCADA n'avait pas priorité sur le dispositif de fonctionnement aux 15 minutes lié à la commande de fermeture. Au cours de l'enquête sur cet accident, la TCPL a fait savoir qu'elle avait corrigé les problèmes relatifs aux commandes de fermeture et d'isolement qui ont été relevés.

Le BST était préoccupé par le fait que le COR, malgré tous les efforts qui ont été déployés, n'est pas arrivé à fermer rapidement le réseau, ce qui a occasionné des dommages indirects considérables à la station de compression et à proximité, et a également provoqué la rupture de la canalisation 100-3.

Le Bureau croit que les systèmes de fermeture d'urgence devraient être renforcés contre les explosions et les incendies et être capables d'interrompre automatiquement l'arrivée de produit sur le lieu de l'accident, en se substituant à d'autres commandes au besoin, jusqu'à ce qu'on ait vérifié si l'exploitation normale peut reprendre sans danger. À cette fin, dans son rapport final d'enquête sur cet accident, le Bureau a recommandé que :

L'Office national de l'énergie réévalue la conception du dispositif de fermeture d'urgence, partout dans le réseau de canalisations, pour permettre une interruption rapide de l'arrivée du produit, en cas de rupture d'une canalisation. P97-01

En plus du problème au niveau du système de fermeture commandé à distance, l'enquête du BST a décelé un problème relatif au système de fermeture commandé sur place. Le BST reconnaît qu'il arrive souvent qu'il n'y ait pas de personnel dans les stations de compression. Toutefois, en guise de relève aux systèmes de fermeture d'urgence commandés à distance, des employés de la compagnie devraient être capables de réaliser la fermeture d'urgence de la station sur place. Cela suppose non seulement la mise en place de l'équipement nécessaire et la formation des employés concernés, mais aussi l'installation d'un dispositif qui permettrait à l'employé de savoir si la fermeture a bel et bien été amorcée. Par conséquent, le Bureau

a recommandé, dans le cadre de l'examen de conception proposé dans la recommandation P97-01 qui précède, que :

L'Office national de l'énergie réévalue le caractère adéquat des systèmes de fermeture d'urgence dans les stations de compression, pour permettre aux opérateurs d'être au courant de l'état de fonctionnement du réseau lors d'une situation d'urgence. P97-02

En réponse à ces recommandations, l'Office national de l'énergie (ONÉ), l'organisme de réglementation, a fait savoir qu'il acceptait, en principe, les deux recommandations et qu'il avait envoyé une demande d'information aux compagnies qu'il réglemente afin de mieux comprendre les facteurs pertinents à ces recommandations.

Il se peut que les normes actuelles en matière d'espace-ment ne soient pas adéquates, notamment dans les régions à forte densité de population.

Espacement horizontal des canalisations

Par suite de son enquête, le Bureau a aussi constaté que l'Association canadienne de normalisation impose déjà des exigences en matière d'espacement vertical des canalisations au Canada. Ces exigences traitent de la sécurité des canalisations qui se croisent à la verticale. Il n'existe toutefois pas d'exigences similaires concernant l'espacement horizontal des canalisations. Le Bureau s'est dit préoccupé par le fait

qu'il se peut que les normes actuelles en matière d'espacement ne soient pas adéquates, compte tenu des conséquences catastrophiques que pourrait entraîner une rupture de gazoduc, notamment dans les régions à forte densité de population.

En ce qui a trait à cette préoccupation liée à la sécurité, l'ONÉ est d'avis que, comparativement à d'autres facteurs, l'espacement horizontal entre des canalisations parallèles n'a pas été un facteur considérable de risques de dommages indirects. L'ONÉ a énuméré les conditions qui devraient être prises en considération lorsqu'on impose des normes sur l'espacement horizontal des réseaux de pipelines :

- il est préférable, surtout dans des environnements sensibles, que l'emprise soit la plus étroite possible;
- si on augmente l'espacement horizontal, on risque de faire augmenter les dommages à des tiers et l'empiètement par des tiers;
- il s'avère difficile de suivre un espacement horizontal établi d'avance entre les canalisations aux stations de compression ou à proximité, aux endroits occupés, comme les villes, ou à d'autres endroits comme les croisements de rivière.



Canalisations 100-3 et 100-4 rompues.

Le programme continu d'examen de la conception de l'ONÉ devrait suffire à surveiller la conformité aux exigences d'espacement des futures canalisations.

Mesures prises

Par suite de la rupture du gazoduc près de Rapid City, la TCPL a élargi son programme de gestion de la fissuration par corrosion sous tension en procédant à de nouveaux essais hydrostatiques, à des modélisations de sols afin de trouver des endroits où la fissuration par corrosion sous tension pourrait apparaître, à des excavations de recherche et au remplacement de canalisations. De

plus, peu après l'accident, l'ONÉ a ordonné la tenue d'une enquête publique sur les cas de fissuration par corrosion sous tension dans les réseaux d'oléoducs et de gazoducs du Canada. Le rapport, qui a été rendu public le 19 décembre 1996, renferme 27 recommandations ayant pour objet d'améliorer la sécurité du public relativement aux oléoducs et aux gazoducs enfouis au Canada.

RÉFLEXION

Les risques de dommages indirects seraient beaucoup moindres si le système pouvait être fermé rapidement.



Un fragment a abouti à cet endroit (rivière La Salle en arrière-plan).

Instabilité d'un franchissement d'une rivière

La plupart des compagnies de pipelines effectuent régulièrement une surveillance aérienne de leurs réseaux dans le but de déceler des conditions qui pourraient compromettre la sécurité et l'exploitation de leurs canalisations. Cependant, certains types d'événements géotechniques pourraient nécessiter des techniques de surveillance spécialisées en plus des patrouilles aériennes.

La canalisation 100-2 de la TransCanada PipeLines Limited (TCPL) s'est rompue à la hauteur d'un franchissement de la rivière La Salle, à 10 km au sud-ouest de Winnipeg, près de la ville de St. Norbert (Manitoba) le 15 avril 1996. La rupture a été suivie d'une explosion et d'un incendie. La rupture de la canalisation a été causée par des contraintes externes élevées qui ont été imposées à la surface de la canalisation par le mouvement de la pente dans laquelle la conduite était enfouie. La rupture s'est amorcée à la hauteur d'un défaut préexistant sur le bord de la soudure circonférentielle. — Rapport n° P96H0012

Intervention par suite de la rupture

Quelques minutes après la rupture, un résidant des environs a informé le centre de secours de Winnipeg (911) qu'un incident s'était produit sur la rivière La Salle. Environ 14 minutes après la rupture, un résidant des environs a appelé le numéro d'urgence 24 heures de la TCPL. Il s'agissait du premier avis reçu par la TCPL concernant une rupture de

la canalisation. À ce moment-là, le gaz naturel s'est enflammé, coupant les lignes de transport de l'électricité et les lignes téléphoniques dans les environs immédiats du lieu de l'accident.

Vingt minutes après la rupture, le contrôleur des opérations régionales (COR) de Winnipeg a avisé le contrôleur de l'acheminement du gaz de Calgary (contrôleur de Calgary) de

La TCPL n'a pas été avisée tout de suite de l'accident.

la TCPL de l'événement. Cependant, quelques minutes plus tard, ce dernier a informé le COR que le centre de contrôle de l'acheminement du gaz de Calgary (centre de Calgary) était dans l'impossibilité de vérifier la véracité de l'information en raison d'une panne de télémesure au niveau de la station de compression 41 de la TCPL, en aval de la rupture. Cette panne n'était pas liée à la rupture. Alors que le COR était en communication directe avec l'émetteur de télémesure de la station 41 et recevait des données du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA), le centre de Calgary ne recevait aucune donnée du système SCADA. Le contrôleur de Calgary devait communiquer toutes ses instructions verbalement au COR qui, par la suite, devait mettre ces instructions à exécution.

Trente minutes après le premier avis de l'événement au 911, le contrôleur de Calgary a ordonné au COR d'isoler les canalisations 100-1 et 100-2 entre la station 34, en amont de la rupture, et la station 41.

Avis d'urgence

La TCPL est un participant actif au plan d'urgence en cas de catastrophe de la ville de Winnipeg, mais elle n'a pas été avisée tout de suite quand l'accident a été signalé au centre d'urgence de Winnipeg. La TCPL n'a été avisée de ce qui se passait au franchissement que par un résidant des environs qui l'a appelée et par un employé de la TCPL qui a vu un bulletin de nouvelles en direct à la télévision.

Procédure d'arrêt d'urgence de la TCPL

En vertu du manuel des procédures d'urgence de la compagnie et après avoir vérifié qu'une conduite s'était

bien rompue ou qu'une situation d'urgence menaçait la sécurité du réseau de canalisations, le COR doit immédiatement isoler toutes les canalisations entre les stations de compression, de chaque côté du lieu de l'événement. Lors de l'événement dont il est question, et en dérogation des procédures d'isolation de la compagnie, ce ne sont pas toutes les sections du réseau qui ont été isolées entre les stations. Dans le cas à l'étude, les responsables disposaient des renseignements nécessaires qui les justifiaient de s'écarter quelque peu des procédures établies.

Particularités du gazoduc

À l'endroit où s'est produit l'accident, la TCPL possède six canalisations disposées en parallèle enfouies à des profondeurs variant entre 1,5 m et 4,0 m dans du sol présentant un degré de perméabilité variant de bas à modéré. La rupture de la canalisation 100-2 n'a pas endommagé les autres canalisations, mais on a quand même remplacé la canalisation 100-1 puisqu'elle traversait la même zone que la canalisation 100-2 où la pente était instable et mouvante. Quand on a découvert que la section de la canalisation 100-3, voisine de la canalisation 100-2 dans le franchissement, s'était déplacée, la canalisation 100-3 a été excavée et remise en position neutre pour réduire les contraintes. Rien n'indique que la surface de la conduite de la canalisation 100-3 a été endommagée par ces travaux.

La section de la canalisation 100-2 qui s'est rompue avait un diamètre extérieur de 864 mm, sa paroi avait une épaisseur nominale de 12,7 mm, et sa limite élastique minimale spécifiée était de 359 mégapascals. La conduite avait été fabriquée en 1962 par l'A.O. Smith Corporation. Les bourrelets longitudinaux avaient été soudés selon le procédé de soudage par étincelage. Lors de sa construction en 1962, la canalisation 100-2 avait été recouverte d'un revêtement

extérieur comprenant trois couches enroulées au-dessus de mastic humide pour former un isolant électrique laminaire appliqué à froid et un revêtement à renfort mécanique. Pour empêcher la conduite de flotter vers la surface, on avait décidé lors de la conception initiale d'installer neuf lestages en béton de 34 pouces pesant 2 800 kg (6 200 livres) et boulonnés à la conduite.

La rupture

La rupture s'est amorcée au niveau d'un défaut préexistant important, localisé sur le bord de la soudure circumférentielle. Il se peut que la fissure initiale se soit trouvée à cet endroit depuis la construction de la canalisation en 1962. Le principal effort de mise en charge ayant entraîné la rupture provenait d'un fléchissement de la conduite causé par le mouvement de la pente dans laquelle la conduite était enfouie.

Pente de la rivière

Un examen géotechnique du franchissement après la rupture a permis de découvrir que la canalisation avait été construite dans un secteur où l'instabilité de la pente était une condition préexistante. On a trouvé que la pente se déplaçait vers le bas de façon saisonnière, quand le niveau d'eau était élevé. Ces épisodes de mouvements de pente ont entraîné un accroissement monotone des charges sur la canalisation 100-2 qui, de façon prévisible, aurait donné

L'instabilité du terrain à la hauteur du franchissement avait déjà été constatée lors de travaux de construction antérieurs effectués sur la rive est de la rivière La Salle.

lieu à des contraintes de flexion sur la conduite au point de la rupture.

Le secteur entourant le franchissement de la rivière La Salle de la TCPL est connu pour ses glissements de pente, et l'instabilité du terrain à la hauteur du franchissement avait déjà été constatée lors de travaux de construction antérieurs effectués sur la rive est de la rivière La Salle. Pendant l'installation de la canalisation 100-4, un important effondrement s'est produit quand la paroi de la tranchée de la canalisation 100-4 s'est effondrée, exposant la canalisation 100-3. Pendant l'installation de la canalisation 100-5 en 1991, du sol de déblai était amoncelé temporairement sur la pente au-dessus de la canalisation 100-2. On a observé un mouvement de sol sous le déblai. Aucun dossier antérieur à la rupture ne mentionnait que des excavations de contrôle, des vérifications ou des inspections de la surface de la conduite avaient été effectuées sur l'une ou l'autre des six canalisations pour examiner les mouvements de terrain à la hauteur du franchissement.

Surveillance des franchissements

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* (SOR/DORS/89-303) de l'Office national de l'énergie (ONÉ) exige que les programmes de contrôle et de surveillance des réseaux de canalisations fassent partie intégrante des manuels d'exploitation et d'entretien des compagnies. La TCPL effectue régulièrement des reconnaissances aériennes de son réseau de pipelines pour satisfaire aux exigences du *Règlement sur les pipelines terrestres* et les pilotes qui travaillaient pour la TCPL avaient reçu la formation nécessaire pour détecter les instabilités de sol, les subsidences de sol ou les signes d'envasement de sol, mais le pilote qui a effectué la patrouille aérienne n'avait pas reçu de formation qui lui aurait permis d'identifier des événements géotechniques inhabituels (comme ceux

qui se sont produits au franchissement de la rivière La Salle) indicatifs de mouvements de pente. De toute façon, même si une reconnaissance aérienne avait permis d'identifier une défaillance de pente catastrophique, elle n'aurait pas permis de détecter ce genre de mouvement de pente. L'enquête a permis de découvrir que, même si, le 26 novembre 1993, l'ONÉ avait envoyé à toutes les compagnies de pipelines de compétence fédérale un rappel indiquant que les exigences réglementaires de l'ONÉ relatives aux programmes de contrôle et de surveillance comprenaient la surveillance des pentes susceptibles de s'effondrer ou de se déplacer, la TCPL n'avait installé aucun instrument au franchissement de la rivière La Salle pour surveiller les mouvements de pentes.

Mesures prises

La TCPL a modifié comme suit la portée et l'étendue de ses pratiques et procédures d'exploitation :

- la connexion de télémétrie SCADA a été modifiée pour permettre de rétablir les communications avec une station de compression en cas de perte temporaire du signal de télémétrie primaire;
- le manuel des procédures d'urgence a été remanié pour permettre de s'écarter des procédures établies concernant la mise hors service complète du réseau;
- les procédures de la compagnie ont été modifiées pour que les équipes de gestion soient avisées plus rapidement;
- un programme à long terme a été élaboré pour assurer le succès du projet de stabilisation et de surveillance du terrain mis en œuvre au franchissement de la rivière La Salle;



Un deuxième fragment récupéré dans le fond de la rivière.

- un programme géotechnique a été mis en marche à l'échelle du réseau pour trouver tout signe de mouvement de pente sur les emprises des canalisations et pour collationner des données sur les types de sol, le revêtement des conduites et les caractéristiques géotechniques et géographiques de tous les franchissements de rivière du réseau.

Le manuel des procédures d'urgence de la TCPL, qui renferme le plan d'intervention d'urgence, a été modifié de façon à ce que les COR de la TCPL mettent immédiatement en branle la procédure régionale d'appel automatique dès qu'ils soupçonnent une urgence au niveau du réseau de canalisations. Dans le cadre d'une initiative au sein de la compagnie, les bureaux régionaux de la TCPL ont tenu des séances de planification des interventions d'urgence avec tous les services des incendies le long de tout le réseau de canalisations de la TCPL. Au cours des séances de planification des interventions d'urgence, on a discuté des communications, de la coordination et du besoin de maintenir un périmètre de sécurité autour des lieux des événements.

RÉFLEXION

Les avantages d'installer des instruments pour surveiller les mouvements de pentes l'emportent de loin sur les coûts.

Statistiques sur les événements de pipeline

	2001	2000	1996-2000 Moyenne
Accidents			
Canalisation	10	6	8
Dommages à des tiers et fuite	1	0	0
Mouvements du sol et fuite	1	0	1
Corrosion / Fissuration causée par l'environnement	1	0	3
Incendie / Inflammation / Explosion	2	1	1
Autres dommages et fuite	5	5	3
Autres installations*	13	16	13
Dommages à des tiers	1	0	0
Mouvements du sol et fuite	0	0	0
Corrosion / Fissuration causée par l'environnement	2	0	2
Incendie / Inflammation / Explosion	7	7	5
Autres dommages et fuite	3	9	6
Incidents			
Canalisation	7	11	8
Dommages à des tiers / Aucune fuite	2	2	1
Mouvements du sol / Aucune fuite	0	0	0
Fuite non confinée	4	7	6
Autres	1	2	1
Autres installations*	27	26	26
Dommages à des tiers / Aucune fuite	0	0	0
Mouvements du sol / Aucune fuite	0	0	0
Fuite non confinée	24	25	24
Autres	3	1	2

* Comprend les stations de compression, les stations de pompage, les stations de comptage, les usines de traitement du gaz et les autres installations connexes.

Les données, en date du 14 janvier 2002, sont préliminaires.



Résumés

d'événements de PIPELINE

Les résumés suivants donnent des renseignements importants en matière de sécurité. Les données proviennent des rapports d'enquête du BST.

DÉLAIS COÛTEUX

La bague filetée d'un raccord de piquage non enfoui au poteau milliaire 23,5 de l'embranchement Ottawa de la Trans-Northern Pipelines Inc. (TNPI) s'est rompue le 10 février 1997 à cause de la présence d'une charge considérable de glace qui exerçait une pression sur le raccord de piquage.

— Rapport n° P97H0007

Dans le cadre de son programme continu de contrôle de l'intégrité, la compagnie avait précédemment procédé à une inspection interne de l'embranchement pour y trouver d'éventuels défauts ou anomalies. En juin 1996, on a identifié le lieu de l'accident comme étant un endroit où il fallait évaluer une anomalie indiquée dans le cahier d'inspection interne. Après avoir excavé la canalisa-

tion, on a installé un manchon de renfort à cet endroit de la canalisation afin de renforcer la canalisation à la hauteur du joint longitudinal. La TNPI aurait pu remblayer le pipeline réparé à ce moment, mais la compagnie a choisi de prévoir le démontage du bout de conduite où se trouvait le manchon, pour le soumettre à un examen métallurgique afin de mieux comprendre la nature du défaut. En vue de l'enlèvement du bout de conduite, on a installé deux raccords de piquage afin de faciliter l'assèchement de la conduite pendant les travaux d'entretien. À cause de retards dans le calendrier de travail, les deux raccords de piquage non enfouis ont été laissés en place pendant huit mois, alors que, dans des situations similaires, ils auraient été habituellement laissés en place pendant 24 à 48 heures.



Raccord de piquage.

Au cours de la période de huit mois, l'excavation s'est remplie d'eau, de glace et de neige, et les raccords filetés pouvaient être considérés comme étant devenus une structure enfouie au fond de l'ouverture. Même si le personnel de la TNPI a procédé à des inspections périodiques du fossé découvert, il n'a pas veillé à ce que l'évolution de la situation à l'intérieur ou aux alentours du pipeline exposé ne menace pas la sécurité du réseau. Le personnel de la TNPI n'avait pas reçu d'instructions précises qui dénotaient les préoccupations de la compagnie au sujet de la conduite laissée exposée dans le fossé ouvert. Au cours des huit mois pendant lesquels le pipeline est resté exposé, le lieu de l'accident a fait l'objet de 32 inspections motorisées menées par le personnel de la TNPI et a été survolé une fois par semaine à l'occasion d'inspections aériennes.

Toutefois, ces inspections n'ont pas signalé le risque découlant de l'accumulation de glace et de neige au fond du fossé.

La charge de glace considérable qui appuyait sur les deux raccords de piquage a causé la rupture de la bague. La bague était faite d'acier ordinaire au carbone dont la résistance était relativement faible et qui montrait une microstructure de gros grains de ferrite-perlite, des conditions qui favorisent toutes deux une rupture fragile en cas de surcharge par temps froid. Le fait que le personnel d'inspection n'a pas reçu d'instructions précises sur ce qu'il devait surveiller et sur les mesures qu'il devait prendre a contribué à l'accident.

RÉFLEXION

Une inspection est aussi bonne que les instructions qui l'ont précédée.

GLISSEMENT DE TERRAIN SOUDAIN

Une rupture s'est produite dans le gazoduc Monias de la Westcoast Energy Inc. (Westcoast) le 30 avril 1997, près de Fort St. John (Colombie-Britannique) à la hauteur d'une torsion qui s'était formée dans le gazoduc en raison de la compression longitudinale causée par l'interaction de la conduite et du sol lors du déplacement rapide et soudain du terrain formé par un glissement existant. La vanne d'arrêt de la conduite de réception Monias, la seule vanne d'arrêt activée par la chute de pression sur le gazoduc Monias, s'est fermée automatiquement comme prévu. Cependant, la vanne de raccordement et la vanne de sectionnement qu'il fallait fermer pour que la section endommagée soit séparée des installations des producteurs devaient être fermées manuellement. Il s'est passé plus d'une heure entre la découverte de la rupture et l'isolement de la section endommagée. — Rapport n° P97H0024



Bague filetée rompue.

Emplacement du gazoduc

Le gazoduc Monias franchit la rivière de la Paix à 1 km en aval du secteur Old Fort St. John, tourne vers l'ouest et suit le pied du versant nord de la vallée riveraine sur une distance de 0,5 km environ. Ensuite, le gazoduc bifurque et suit un parcours diagonal dans le sens nord-est jusqu'au sommet de la pente. Le 30 avril 1997, cette partie du versant nord de la vallée riveraine a subi un glissement latéral d'au moins 7 m.

Le glissement de terrain

Une étude géotechnique effectuée dans le secteur après la rupture a révélé que le terrain déplacé faisait partie d'une étendue de terrain formée par un ancien glissement de grande profondeur qui a peut-être subi de petits glissements au ralenti. Cependant, l'étendue de terrain où s'est produit le glissement de terrain n'avait accusé aucun mouvement important depuis la mise en place du gazoduc.

Le nouveau glissement qui s'est produit dans l'étendue de terrain formée par un ancien glissement de grande profondeur a probablement été causé par l'élévation des eaux souterraines par suite des fortes précipitations des trois années précédentes et par la forte accumulation de neige associée à un faible gel du sol. Il se peut que des mouvements plus fréquents dans la pente aient ouvert plusieurs fissures déjà causées par la tension et que celles-ci aient été infiltrées par l'eau. Puisque l'argile de surface dans cette zone a tendance à remplir elle-même les fissures sans intervention, il se peut que les fissures causées par la tension se soient obturées en emprisonnant un volume excédentaire d'eau et en empêchant la détection des fissures. L'eau emprisonnée aurait alors accru la pression en provoquant d'autres mouvements rapides.

Le programme de surveillance géotechnique que la Westcoast consacre au gazoduc Monias, lequel avait compris une patrouille aérienne la journée avant la rupture, ne pouvait pas permettre de prévoir ce type de glissement de terrain rapide et soudain.

Mesures prises

Par suite de cet événement, pour son gazoduc Monias, la Westcoast a installé des indicateurs de pente au sommet et au pied de la pente et au milieu de la zone du glissement de terrain, et a installé trois vannes d'arrêt activées par la chute de pression près du lieu de franchissement de la rivière de la Paix afin de limiter les émissions de gaz naturel dans la région de Old Fort St. John en cas de rupture du gazoduc.

En outre, en ce qui a trait à son programme de surveillance géotechnique, la Westcoast a augmenté la surveillance aérienne des zones de glissement connues et a installé des instruments de surveillance géotechnique à certains nouveaux endroits et des instruments supplémentaires à certains endroits où il y en avait déjà.

Enquêtes

Les données ci-après sont des données *préliminaires* sur tous les événements qui ont été signalés au BST entre le 1^{er} novembre 1996 et le 28 février 2002 et qui font l'objet d'une enquête. Dans tous les cas, il faudra attendre la fin de l'enquête du BST pour déterminer quels événements ont mené à l'accident.

DATE	COMPAGNIE	ENDROIT	ÉVÉNEMENT	N° DE DOSSIER
DÉCEMBRE 1996 11	TransCanada PipeLines Ltd.	Stewart Lake (Ont.)	Rupture d'un gazoduc	P96H0049
FÉVRIER 1997 10	Trans-Northern Pipelines Inc.	Vernon (Ont.)	Fuite dans un pipeline	P97H0007
AVRIL 30	Westcoast Energy Inc.	Fort St. John (C.-B.)	Rupture d'un gazoduc	P97H0024
DÉCEMBRE 2	TransCanada PipeLines Ltd.	Cabri (Sask.)	Rupture d'un gazoduc	P97H0063
DÉCEMBRE 1998 8	Westcoast Energy Inc.	Kobes Creek (C.-B.)	Rupture d'un gazoduc de gaz acide humide	P98H0044
MAI 1999 20	Enbridge Pipelines Inc. (anciennement IPL)	Regina (Sask.)	Rupture d'un oléoduc	P99H0021
AOÛT 2000 7	Westcoast Energy Inc.	Autoroute de Coquihalla (C.-B.)	Rupture d'un gazoduc	P00H0037
DÉCEMBRE 28	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Hereford (Qc)	Incendie/explosion à une station de compression	P00H0061
JANVIER 2001 17	Enbridge Pipelines Inc. (anciennement IPL)	Hardisty (Alb.)	Rupture d'un oléoduc	P01H0004
SEPTEMBRE 29	Enbridge Pipelines Inc. (anciennement IPL)	Stoney Creek (Ont.)	Domages à une canalisation et fuite	P01H0049

Rapports finals

Les rapports d'enquête sur les événements suivants ont été approuvés entre le 1^{er} novembre 1996 et le 28 février 2002.

* Les rapports suivis d'un astérisque font l'objet d'un article ou d'un résumé dans ce numéro de *Réflexions*.

DATE	COMPAGNIE	ENDROIT	ÉVÉNEMENT	N° DU RAPPORT
95-07-29	TransCanada PipeLines Ltd.	Rapid City (Man.)	Ruptures de gazoducs	P95H0036*
96-02-27	Interprovincial Pipe Line Inc.	Glenavon (Sask.)	Rupture d'un oléoduc	P96H0008
96-04-15	TransCanada PipeLines Ltd.	St. Norbert (Man.)	Rupture d'un gazoduc	P96H0012*
96-12-11	TransCanada PipeLines Ltd.	Stewart Lake (Ont.)	Rupture d'un gazoduc	P96H0049*
97-02-10	Trans-Northern Pipelines Inc.	Vernon (Ont.)	Fuite dans un pipeline	P97H0007*
97-04-30	Westcoast Energy Inc.	Fort St. John (C.-B.)	Rupture d'un gazoduc	P97H0024*
97-12-02	TransCanada PipeLines Ltd.	Cabri (Sask.)	Rupture d'un gazoduc	P97H0063*
98-12-08	Westcoast Energy Inc.	Kobes Creek (C.-B.)	Rupture d'un gazoduc de gaz acide humide	P98H0044*
00-08-07	Westcoast Energy Inc.	Autoroute de Coquihalla (C.-B.)	Rupture d'un gazoduc	P00H0037*

RÉFLEXIONS



SUR LA SÉCURITÉ DES TRANSPORTS

Numéro 3 – Avril 2002

Abonnement

RÉFLEXIONS est distribué gratuitement. Pour vous abonner, faites-nous parvenir votre nom, votre occupation et le nom de l'organisme, votre adresse et le code postal. Indiquez le nombre d'exemplaires que vous désirez recevoir et dans quelle langue (français ou anglais). Indiquez également le nombre probable de lecteurs par exemplaire.

Les commentaires, questions et demandes d'abonnement doivent être adressés au :

BST, Division des communications

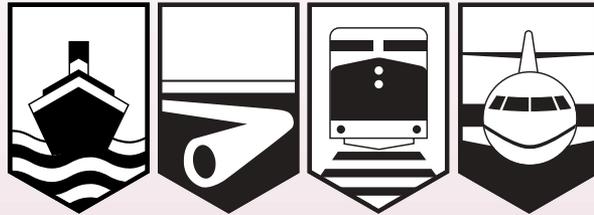
Place du Centre
200, promenade du Portage
4^e étage
Hull (Québec) K1A 1K8

Téléphone : (819) 994-3741
Télécopieur : (819) 997-2239
Adresse électronique :
communications@bst.gc.ca

Campagne de recrutement du BST

Si l'amélioration de la sécurité des transports vous intéresse et si vous désirez une carrière dans ce domaine avec possibilité d'avancement, visitez le www.emplois.gc.ca. Le BST recherche parfois des enquêteurs et du personnel technique.

Mission du BST



La Loi sur le Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports établit les paramètres juridiques qui régissent les activités du BST.

La mission du BST consiste à promouvoir la sécurité des transports :

- en procédant à des enquêtes indépendantes, y compris des enquêtes publiques, sur les accidents de transport choisis, afin d'en dégager les causes et les facteurs;
- en constatant les manquements à la sécurité;
- en faisant des recommandations sur les moyens d'éliminer ou de réduire ces manquements;
- en publiant des rapports rendant compte de ses enquêtes et présentant les conclusions qu'il en tire.

Le Bureau n'est pas habilité à attribuer ni à déterminer les responsabilités civiles ou pénales.

Indépendance

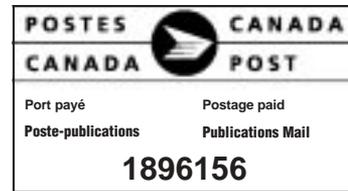
Pour favoriser la confiance du public à l'endroit du processus d'enquête sur les accidents de transport, l'organisme d'enquête doit non seulement être objectif, indépendant et libre de tout conflit d'intérêts, mais aussi perçu comme tel. Le BST se démarque donc avant tout par son indépendance. Le Bureau relève du Parlement par l'intermédiaire du président du Conseil privé de la Reine pour le Canada et il est indépendant des autres organismes gouvernementaux et des ministères. Son indépendance assure la parfaite objectivité de ses conclusions et de ses recommandations. Elle repose sur sa compétence, sa transparence et son intégrité ainsi que sur l'équité de ses méthodes.



Bureau de la sécurité des transports
du Canada

Transportation Safety Board
of Canada

1770, chemin Pink
Aylmer (Québec) K1A 1L3



Bureau de la sécurité des transports Déclaration des événements de pipeline

**Voici une liste des bureaux régionaux (pipeline) du BST.
On peut joindre ces bureaux pendant les heures d'ouverture (heure locale).**

**ADMINISTRATION CENTRALE
GATINEAU (Québec)***
Téléphone : (819) 994-3741
Télécopieur : (819) 997-2239

**GRAND HALIFAX
(Nouvelle-Écosse)***
Téléphone : (902) 426-2348
Télécopieur : (902) 426-5143

MONTRÉAL (Québec)*
Téléphone : (514) 633-3246
Télécopieur : (514) 633-2944

QUÉBEC (Québec)*
Téléphone : (418) 648-3576
Télécopieur : (418) 648-3656

GRAND TORONTO (Ontario)
Téléphone : (905) 771-7676
Télécopieur : (905) 771-7709

WINNIPEG (Manitoba)
Téléphone : (204) 983-5548
Télécopieur : (204) 983-8026

EDMONTON (Alberta)
Téléphone : (780) 495-3865
Télécopieur : (780) 495-2079

CALGARY (Alberta)
Téléphone : (403) 299-3911
Télécopieur : (403) 299-3913

**GRAND VANCOUVER
(Colombie-Britannique)**
Téléphone : (604) 666-4949
Télécopieur : (604) 666-7230

Pour signaler un événement
après les heures d'ouverture :
(819) 997-7887

*Services disponibles en
français et en anglais.

Services en français ailleurs
au Canada :
1-800-387-3557

