

RAPPORT D'ENQUÊTE SUR UN ACCIDENT DE PIPELINE

RUPTURE D'UN GAZODUC

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED  
CANALISATION 100-3, VANNE DE CANALISATION  
PRINCIPALE 5-3 + 15,049 KILOMÈTRES  
PRÈS DE CABRI (SASKATCHEWAN)  
2 DÉCEMBRE 1997

RAPPORT NUMÉRO P97H0063

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

## Rapport d'enquête sur un accident de pipeline

### Rupture d'un gazoduc

TransCanada PipeLines Limited  
Canalisation 100-3, vanne de canalisation  
principale 5-3 +15,049 kilomètres  
Près de Cabri (Saskatchewan)  
2 décembre 1997

Rapport numéro P97H0063

### *Résumé*

Le 2 décembre 1997 à 7 h 42, heure normale du Centre, la canalisation 100-3 de 914 millimètres de diamètre extérieur de la TransCanada PipeLines Limited s'est rompue à un endroit où elle était affectée par la corrosion extérieure, à la hauteur de la vanne de canalisation principale 5-3 + 15,049 kilomètres, près de Cabri (Saskatchewan). Environ  $3\,252 \times 10^3$  mètres cubes de gaz naturel se sont échappés par suite de la rupture. Le gaz s'est enflammé immédiatement et a causé des dommages au sol et à la végétation environnante. L'incendie principal s'est éteint de lui-même dans les 20 minutes qui ont suivi la rupture de la canalisation.

*This report is also available in English.*

## *Autres renseignements de base*

Environ trois minutes après avoir aperçu une boule de feu à l'est de la station de compression 5, près de Cabri (Saskatchewan), le personnel de la TransCanada PipeLines Limited (TCPL) en poste à cette station commande un isolement de toutes les canalisations en aval de la station, conformément au manuel des procédures d'urgence de la TCPL. Dans les 12 minutes suivant la rupture, la pression dans la canalisation 100-3 diminue à un point tel que le dispositif de fermeture en cas de chute de pression de la vanne de canalisation principale (VCP) 6-3 s'active. Comme toutes les soupapes de raccordement entre les stations 5 et 9 sont fermées, en l'occurrence dans leur position normale de fonctionnement, la fermeture de la VCP 6-3 a pour effet d'isoler le tronçon touché de la canalisation principale.

Au cours des 12 minutes suivant la rupture, le service local de police et le personnel de la TCPL érigent des barrages sur les deux routes qui donnent accès au lieu de la rupture. Vingt minutes après la rupture, l'incendie principal s'éteint de lui-même et il ne reste plus que des feux de résidus végétaux. Le service des incendies local reste sur place pour surveiller ces incendies et pour intervenir en cas de besoin.

La TCPL excave la canalisation 100-3 en amont et en aval du lieu de la rupture. Elle détermine que, même si la rupture et l'incendie n'ont affecté qu'un bout de 25 mètres (m) de la canalisation, la corrosion relevée à d'autres endroits de la conduite l'incite à en remplacer un tronçon plus long. Par conséquent, la compagnie installe environ 73 m de nouvelles conduites pré-testées. Après l'accident du 2 décembre 1997, mais avant le 19 décembre 1997, la canalisation 100-3, entre la VCP 5 et la VCP 6, est initialement remise en service à une pression réduite de 5 380 kilopascals (kPa). Le 19 décembre 1997, on fait passer dans la canalisation 100-3 un outil d'inspection interne pour déceler les pertes de flux magnétique entre la VCP 2 et la VCP 17, afin de s'assurer de l'intégrité de ce tronçon du gazoduc. Après la fin des activités d'inspection interne entre la VCP 2 et la VCP 17, le tronçon de gazoduc situé entre les VCP 3 et 17 est remis en service. Plusieurs excavations de recherche effectuées après la découverte des anomalies révélées par cette inspection amènent la compagnie à remplacer deux bouts de conduite et à faire une réparation. Après ces réparations, le tronçon de la canalisation 100-3 allant de la VCP 2 à la VCP 3 est remis en service le 22 décembre 1997.

Dans le secteur de la rupture, la TCPL compte six gazoducs parallèles, les canalisations 100-1, 100-2, 100-3, 100-4, 100-5 et 100-6, lesquelles reposent sur une emprise de 67 m. Un relevé initial de l'emplacement, réalisé après la rupture, indique que la canalisation 100-2 s'est déplacée sur une distance maximale de 10 centimètres (cm) dans le plan horizontal et de 8 cm latéralement. Par mesure de précaution, après avoir excavé la canalisation 100-2 pour l'inspecter, la TCPL remplace environ 30 m de conduite et remet la canalisation en service le 8 décembre 1997. Avant le 2 décembre 1997, la canalisation 100-2 avait été excavée dans le secteur de la rupture, à l'occasion d'excavations de recherche menées après une inspection interne pour déceler les pertes de flux magnétique de cette canalisation. Après cette inspection, le revêtement avait été refait, et la canalisation avait été remblayée et remise en service. La TCPL estime que le déplacement de la canalisation 100-2 que l'équipe a relevé au moment de l'accident résulte de l'opération de remblayage antérieure.

Après la rupture, on excave aussi les canalisations 100-1 et 100-4 près du lieu de la rupture afin de les inspecter. Comme il n'y a pas de dommages, les canalisations sont remblayées et remises en service le 10 décembre 1997.

Sur la même emprise que celle où la canalisation s'est rompue, il y a un court tronçon de conduite qu'on a abandonné en 1969 en raison d'une grave corrosion par piqûres attribuable à la mauvaise qualité du revêtement et à la présence de bactéries réductrices de sulfates.

Le 27 janvier 1998, la TCPL a tenu une journée portes ouvertes à Cabri. À cette occasion, pour susciter l'intérêt de la population locale et pour répondre à ses préoccupations, la compagnie a installé des présentoirs portant sur le programme d'entretien des pipelines de la TCPL, sur ses plans de construction pour 1998, sur la rupture du 2 décembre 1997 et sur l'outil d'inspection interne pour déceler les pertes de flux magnétique. Des membres du personnel de la TCPL répondaient aux questions et aux préoccupations et signalaient les points dignes d'intérêt. Trois cent-cinquante membres de la collectivité ont répondu à l'invitation.

Le Laboratoire technique du BST a déterminé que la rupture du gazoduc avait fait suite à un amincissement ponctuel de la paroi de la canalisation par suite d'une corrosion externe, et que cette corrosion s'était produite à un endroit où le revêtement de la conduite avait été endommagé ou s'était détaché (rapport du Laboratoire technique n° LP 187/97 du BST). La paroi avait perdu de 68 à 72 p. 100 de son épaisseur originale de 8,7 mm, en raison de la corrosion. Le Laboratoire technique du BST a aussi déterminé que la présence de bactéries réductrices de sulfates, qui avait amené la TCPL à décider d'abandonner le court tronçon situé près du lieu de la rupture, n'était pas en cause dans la rupture du 2 décembre 1997.

Le tronçon de la canalisation 100-3 où la rupture s'est produite avait été installé en 1969 sur un sol alcalin situé dans une dépression entourée de pâturages. Le terrain était constitué d'un mélange de sol argileux lourd et de limon. Le secteur était mouillé au printemps et séchait au cours de l'été. Une évaluation géotechnique préliminaire a révélé qu'il était improbable que l'instabilité de la pente ou le tassement du sol aient contribué à la rupture.

Au moment de la construction, la canalisation 100-3 a été recouverte d'email asphalté, d'un revêtement pour tuyauterie en feutre, de papier kraft ainsi que d'une couche extérieure. Le revêtement extérieur était complètement arraché dans le secteur de l'accident, que ce soit par suite de la rupture initiale ou de l'incendie qui a suivi. En aval de la rupture, le revêtement était en mauvais état et était presque complètement séparé de la circonférence de la conduite. En amont de la rupture, le revêtement était en mauvais état et ne recouvrait que le dessus de la conduite. Actuellement, le revêtement époxyde appliqué par fusion est celui que l'industrie canadienne préconise pour le recouvrement des canalisations transcanadiennes de grand diamètre; on a constaté que ce produit favorise la résistance du pipeline à la corrosion et à la fissuration par corrosion sous tension.

Après l'essai hydrostatique original effectué en 1969, la canalisation 100-3 a été homologuée pour une pression manométrique maximale de service de 6 065 kPa. Ce tronçon de la canalisation 100-3 n'avait fait l'objet d'aucun autre essai hydrostatique depuis lors et n'avait pas subi d'inspection interne, étant donné qu'on lui avait attribué une cote de priorité faible pour ce

qui est des risques de corrosion et qu'il n'était pas équipé d'appareils de lancement ou de réception pour l'inspection interne. Au cours des 10 dernières années, aucune réparation n'a été effectuée sur la canalisation 100-3 dans le secteur touché par la rupture.

En 1969, la canalisation 100-3 a été reliée au système existant de protection cathodique à l'aide d'anodes à courant imposé faisant appel à un système de mise à la terre à distance. Depuis, on a installé des anodes continues suivant les besoins. Des anodes continues ont été installées entre la VCP 5 et la VCP 6 en 1996. La TCPL conçoit ses systèmes de mise à la terre à distance pour une durée de vie utile minimale de 20 ans. Dans 9 des 13 emplacements de mise à la terre qui se trouvaient entre la VCP 5 et la VCP 6, le délai de remplacement de 20 ans était échu depuis des périodes allant d'un an à huit ans. Les redresseurs associés au système de protection cathodique avaient fonctionné de façon continue, sauf pendant des périodes d'arrêt dues aux travaux de construction, aux essais de dépolarisation ou aux travaux d'amélioration du système existant. Les interruptions imprévues étaient détectées par la TCPL dans le cadre du programme mensuel de surveillance, et les réparations étaient entreprises dès que possible. Les délais de réparation pouvaient aller d'un à trois mois, selon qu'on avait besoin ou non de pièces neuves.

Au cours des 10 dernières années d'exploitation, la TCPL a effectué des vérifications du système cathodique par points fixes rapprochés (close pipe-to-soil surveys) entre les VCP 5 et 6, au cours des étés 1988, 1989, 1990, 1991, 1994, 1995 et 1997. On recommandait des correctifs dès qu'on relevait une protection cathodique insuffisante. La TCPL compte faire l'évaluation d'autres critères de l'industrie, qui sont énumérés dans la norme OCC-1 de l'Association canadienne du gaz, intitulée *Recommended Practice for the Control of External Corrosion on Buried or Submerged Metallic Structures and Piping Systems (1985)* (ci-après l'OCC-1). Cette évaluation des critères de remplacement vise à déterminer si la protection cathodique est efficace. Les correctifs pourraient inclure le remplacement des systèmes de mise à la terre, l'installation d'anodes continues ou un accroissement du débit du redresseur. Suivant les correctifs recommandés, il pouvait se passer jusqu'à deux ans entre la détection d'un problème et la mise en oeuvre des correctifs. Toutefois, ces recherches n'ont pas toujours porté sur l'ensemble de la canalisation. Le tronçon du pipeline où la rupture s'est produite n'a pas été examiné lors des inspections de 1988, de 1990 et de 1995. Lors des inspections de 1989, de 1991 et de 1997, les lectures faites près des lieux touchés par la rupture ont indiqué des niveaux insuffisants de protection cathodique, par rapport à ceux que la TCPL voulait atteindre. L'OCC-1 suggère d'inspecter le système de protection cathodique d'un pipeline une fois par année, mais la fréquence à laquelle la TCPL a inspecté son système de protection cathodique n'était pas conforme à ces directives.

Les vérifications du système cathodique par points fixes rapprochés que la TCPL a effectuées ont été faites pendant l'été, dans des conditions sèches. D'après la compagnie, une vérification menée dans de telles conditions permet de faire une évaluation prudente de l'état du système de protection cathodique. La TCPL a indiqué que, le sol étant sec, le courant de protection produit par les anodes était moindre, si bien que les niveaux de protection cathodique étaient moins élevés qu'à tout autre moment de l'année. D'après la TCPL, la décision d'ajouter des installations nouvelles ou additionnelles a été basée sur des estimations prudentes. Même s'il est vrai que les variations saisonnières influent sur la vitesse de corrosion et sur le rendement de la protection cathodique, la compagnie a indiqué que le programme mis en place par la TCPL pour surveiller le redresseur chaque mois permet de s'assurer que les redresseurs sont toujours alimentés et que les ajustements voulus sont apportés pour assurer les niveaux de protection voulus.

La TCPL avait installé un nouveau redresseur sur le lieu de l'accident en 1996 et avait vérifié les effets de l'installation en août 1997. Toutefois, au moment de l'accident, aucune mesure spécifique n'avait été précisée pour cet emplacement.

Avant l'accident, la dernière inspection à pied de la canalisation 100-3 entre les VCP 5 et 6 avait eu lieu en mai 1996 et n'avait relevé aucune fuite. La prochaine visite à pied de ce tronçon doit avoir lieu au cours de 1999, conformément au code de pratique de la TCPL concernant ces inspections. La TCPL a retenu les services d'une entreprise de détection de fuites en octobre 1996 pour procéder à une détection aérienne au-dessus de la canalisation 100-3, entre la VCP 2 et la VCP 41. L'inspection n'a révélé aucune fuite.

Ce tronçon de la canalisation est patrouillé du haut des airs une fois par semaine. La dernière patrouille avant l'accident a été faite au cours de la semaine qui s'est terminée le 28 novembre 1997, et n'a pas révélé d'anomalies.

En 1994, la TCPL a mis au point un plan d'atténuation de la corrosion de ses canalisations qui se fondait sur trois grandes stratégies :

- prévention de la corrosion grâce à une combinaison de travaux de revêtement et de mesures de protection cathodique;
- évaluation de l'intégrité de la canalisation pour identifier les endroits où des correctifs sont nécessaires;
- remise en état de la canalisation (renforcements, réparation du revêtement ou remplacement).

En 1996, la TCPL a entrepris un programme triennal de contrôle de l'intégrité des pipelines qui se fondait sur le plan d'atténuation de la corrosion. Le programme comprenait les éléments suivants :

- installation d'appareils de protection cathodique;
- inspections internes des pertes en métal afin de déterminer l'étendue et la progression de la corrosion;
- installation d'appareils de lancement et de réception pour faciliter le programme d'inspections internes des pertes en métal;
- excavations de recherche d'après les résultats des inspections internes;
- réparation du revêtement de la conduite ou remplacement de la conduite d'après les résultats des inspections internes et des excavations de recherche.

Pour faciliter la mise au point du plan d'atténuation de la corrosion, la TCPL a entrepris d'élaborer un modèle d'évaluation des risques dans tout son réseau. Le modèle doit être mis à jour à mesure que de nouveaux renseignements sont disponibles et, au minimum, doit être revu

une fois par année. La TCPL entend se servir de l'information provenant des inspections internes pour peaufiner le modèle d'évaluation des risques de corrosion et pour commander des correctifs, p. ex. la réfection de revêtements et le remplacement de conduites.

Après un accident qui a affecté le réseau de pipelines en 1996, 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. Avant la rupture de Cabri, les tronçons du réseau de la TCPL qui étaient situés à l'ouest de la station de compression 13, près de Caron (Saskatchewan), n'étaient pas visés par le programme triennal de contrôle de l'intégrité des pipelines. Lors de la mise en oeuvre du programme accéléré, en 1996, on a considéré que le tronçon ouest ne présentait pas de risques de dommages dus à la corrosion.

En juillet 1996, la TCPL a entrepris une vérification de ses pratiques de contrôle de la corrosion. La vérification a révélé qu'on ne tenait pas toujours compte des conditions propres à chaque site dans la conception des correctifs, qu'on appliquait les correctifs en se fondant sur l'expérience passée et que, si les résultats souhaités n'étaient pas atteints, on appliquait des correctifs d'un autre type. La vérification a également révélé qu'en raison du recours à ce processus itératif pour la mise en oeuvre des correctifs, il pouvait s'écouler jusqu'à deux ans entre la détection et la correction d'un problème.

En réponse à cette vérification, la TCPL a mis au point 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 oeuvre des correctifs. La mise en oeuvre du programme a commencé en février et mars 1998, le printemps qui a suivi la rupture.

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, à l'élaboration et à la mise en oeuvre de plans adaptés à chaque emplacement. Le programme comprendra aussi :

- i) l'installation de coupons dans des emplacements choisis afin d'obtenir des renseignements sur les niveaux de protection cathodique dans la partie inférieure de la conduite;
- ii) l'installation de coupons dans des emplacements choisis afin d'obtenir des données en vue du calcul de la vitesse de corrosion de l'acier au carbone dans des environnements spécifiques;
- iii) des levés géologiques afin d'obtenir des données permettant de calculer les vitesses moyennes de corrosion dans tout le réseau de la TCPL;
- iv) des essais de conductance des revêtements, destinés à évaluer la qualité des revêtements;

- v) des évaluations des valeurs d'atténuation afin de déterminer le secteur d'influence des anodes sur le gazoduc.

## *Analyse*

L'étendue de la corrosion à la surface de la conduite indique que le revêtement extérieur du gazoduc avait subi des dommages ou s'était détaché et que la protection cathodique du gazoduc n'était pas adéquate. La canalisation s'est rompue après que la corrosion a aminci la paroi à un point tel que cette dernière ne pouvait plus supporter l'effort normal d'exploitation. Un programme d'inspections internes visant à révéler les pertes en métal aurait permis d'identifier les secteurs où les pertes en métal avaient atteint des niveaux inacceptables.

Des insuffisances de la protection cathodique ont pu coïncider avec chaque panne des redresseurs ou découler de la réduction de l'efficacité des redresseurs qui a fait suite aux périodes d'arrêt du système de protection cathodique pendant les travaux de construction, pendant la dépolarisation ou pendant les travaux d'amélioration du système de protection cathodique. La présence d'un tronçon abandonné de gazoduc à proximité du lieu de la rupture a pu altérer la protection cathodique de la conduite qui s'est rompue. Une interruption de la protection cathodique, si brève soit-elle, aurait rendu possible la détérioration du film protecteur formé par la protection cathodique sur le métal non recouvert de la conduite. La corrosion a dû s'installer par suite de la détérioration du film protecteur.

En théorie, l'acier qui repose sur un sol sec, bien compacté et peu aéré, comme le sol qu'on trouve sous un gazoduc, serait soumis à une vitesse de corrosion moins grande et exigerait un courant de protection cathodique moins grand que s'il était placé dans un sol plus humide qui est alimenté en oxygène par les eaux souterraines. Comme le sol entourant le lieu de la rupture était tantôt sec, tantôt mouillé, suivant les saisons, les tronçons mal recouverts de la conduite ont dû être soumis à des variations de la vitesse de corrosion et de la quantité de courant nécessaire à une protection adéquate. Même s'il y avait une protection cathodique, il se peut que son niveau ait été insuffisant en raison des changements saisonniers des conditions environnementales.

De plus, les vérifications du système cathodique par points fixes rapprochés entre la VCP 5 et la VCP 6 ont été faites pendant les mois secs de l'été, époque à laquelle la résistivité du sol devait être plus grande, la vitesse de corrosion devait être moins grande et le courant nécessaire pour assurer une protection cathodique adéquate devait être moindre. Au cours de la période plus humide de l'année, le sol devait avoir une résistivité inférieure, la vitesse de corrosion devait être supérieure, et la quantité de courant nécessaire à une protection cathodique adéquate devait être accrue. Il se pourrait donc que les vérifications du système cathodique par points fixes rapprochés n'aient pas reflété fidèlement l'état du gazoduc.

Même si la TCPL mettait en oeuvre des correctifs dès qu'elle détectait des problèmes dans son système de protection cathodique, les mesures qu'elle a prises n'ont pas toujours donné les résultats escomptés puisqu'on ne tenait pas toujours compte des conditions locales pour déterminer les mesures à prendre. Avant la rupture, la TCPL avait commencé à évaluer ses pratiques de contrôle de la corrosion mais elle n'avait pas entrepris la mise en oeuvre d'un programme approprié qui tienne compte de tous les défauts. Même si l'on a entrepris la mise en oeuvre d'un programme au cours du printemps qui a suivi la rupture, il est encore trop tôt pour se prononcer sur son succès.

Avant que la canalisation 100-2 soit exposée, un examen sur place a montré que la canalisation 100-2 s'était écartée latéralement de la canalisation 100-3 qui s'est rompue. Le déplacement de la canalisation s'est produit dans le secteur général où s'est produite la rupture de la canalisation 100-3. Toutefois, une fois excavée, la canalisation 100-2 a repris une position neutre. Il a été impossible de déterminer de façon concluante si le déplacement de la canalisation 100-2 a été en fait dû à la rupture de la canalisation 100-3, à des travaux de construction antérieurs effectués près de la canalisation 100-2 et au remblayage qui a suivi, ou aux effets combinés de la rupture et de travaux d'entretien antérieurs.

### *Faits établis*

1. La rupture de la canalisation a été causée par l'amincissement de la paroi de la conduite, dû à la corrosion qui avait touché un endroit où le revêtement de la conduite était endommagé ou détaché.
2. 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 dépolarisation ou des travaux d'amélioration du réseau.
3. 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.
4. Les vérifications annuelles du système cathodique par points fixes rapprochés, 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.
5. 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 oeuvre des correctifs.
6. On n'avait pas fait passer d'outil d'inspection interne des pertes en métal dans ce tronçon, étant donné qu'on lui avait attribué une cote de priorité faible quant aux risques de corrosion et qu'il n'était pas équipé d'appareils de lancement ou de réception pour l'inspection interne.
7. Le réseau de la TCPL à l'ouest de Caron n'avait pas été inclus dans le programme triennal de contrôle de l'intégrité des pipelines, mis au point par la TCPL en 1996.

### *Causes et facteurs contributifs*

La rupture du gazoduc a été le résultat d'un amincissement ponctuel de la paroi de la conduite, attribuable à la corrosion externe. La corrosion s'est produite à un endroit où le revêtement de la conduite était endommagé ou s'était détaché. La corrosion s'est manifestée pendant des périodes où la protection cathodique était insuffisante à l'endroit où la rupture a eu lieu.

## *Mesures de sécurité prises*

À partir de janvier 1997, la TCPL a lancé son programme triennal accéléré de vérification de l'intégrité de ses canalisations. Dans le cadre du programme de 1997, on devait faire, avant la fin de 1999, une inspection interne de toutes les canalisations du réseau de la TCPL qui n'étaient pas recouvertes d'un revêtement époxyde appliqué par fusion. Conformément à cet objectif, une inspection interne a été réalisée sur environ 3 000 kilomètres du réseau de la TCPL en 1997, à l'aide d'installations temporaires et permanentes de lancement et de réception de dispositifs d'inspection interne. Après l'accident de Cabri, la TCPL a révisé le programme accéléré d'inspection interne, et a accéléré encore davantage le programme d'inspection interne pour les tronçons situés à l'ouest de la VCP 41. La TCPL a précisé qu'en mars 1998, les canalisations 100-1, 100-2, 100-3 et 100-4, entre la VCP 2 et la VCP 9, avaient toutes été inspectées. Dans certains cas, la TCPL a facilité l'inspection interne de tronçons de son réseau à l'aide d'appareils temporaires de lancement et de réception, étant donné que des appareils permanents n'auraient pas été disponibles avant quelque six mois. La TCPL a inclus l'inspection de ces autres tronçons de la canalisation 100-1 entre la VCP 2 et la VCP 41, qui devait être réalisée en 1999. À la fin de 1998, la TCPL avait terminé la vérification de l'intégrité de tous les tronçons des canalisations 100-1, 100-2, 100-3 et 100-4 entre la VCP 2 et la VCP 41.

La TCPL poursuit son programme d'amélioration des pratiques de contrôle de la corrosion, dont il a été question précédemment et dont elle a entrepris la mise en oeuvre en mars 1998 par suite de la rupture.

La TCPL a commencé à étendre la portée de son programme de sensibilisation du public afin de rejoindre non seulement les propriétaires des terrains adjacents mais aussi ceux des terrains voisins, le grand public, les organismes de réglementation, les fonctionnaires provinciaux et fédéraux, les dirigeants des municipalités et des collectivités, et les médias. Elle a aussi préparé une nouvelle documentation de sensibilisation du public ainsi qu'une brochure sur la sécurité personnelle, dans laquelle on apprend ce qu'on doit faire lorsqu'on est confronté à une situation d'urgence dans un gazoduc.

*Le présent rapport met fin à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports sur cet accident. La publication de ce rapport a été autorisée le 24 mars 1999 par le Bureau, qui est composé du président, Benoît Bouchard, et des membres Maurice Harquail, Charles Simpson et W.A. Tadros.*