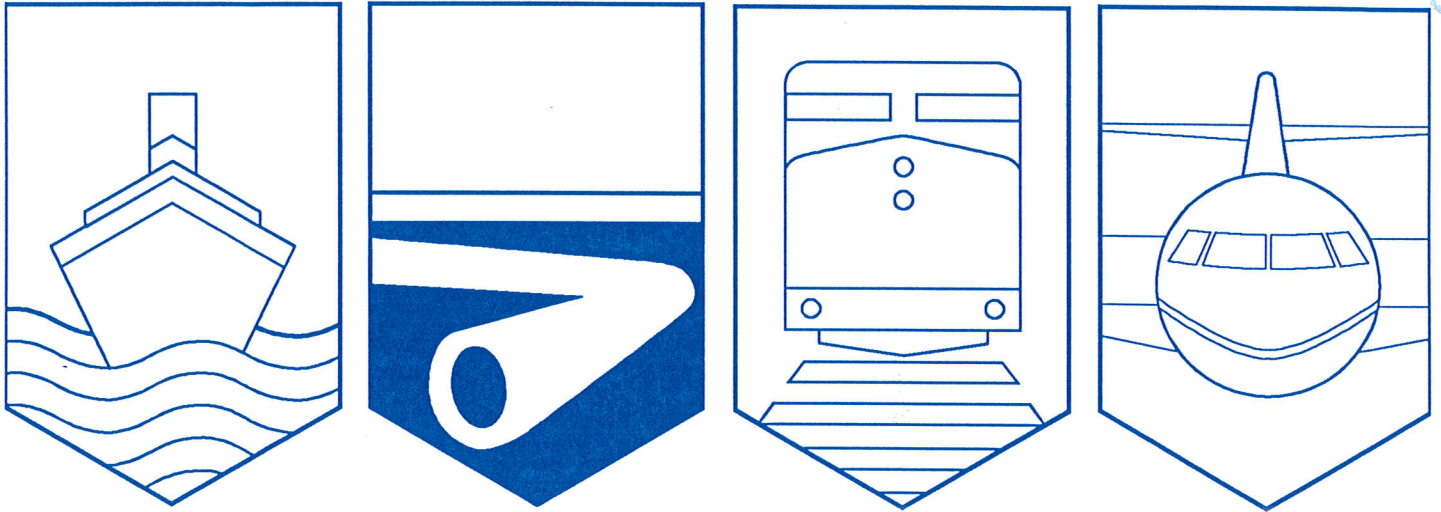




P94H0003



RAPPORT D'ENQUÊTE SUR ACCIDENT DE PRODUCTODUC

RUPTURE D'UN GAZODUC DE GAZ NATUREL

FOOTHILLS PIPE LINES (SASK.) LTD.
CANALISATION PRINCIPALE EST DE
1 067 MILLIMÈTRES (42 POUCES)
POTEAU KILOMÉTRIQUE 66 + 041
MAPLE CREEK (SASKATCHEWAN)
15 FÉVRIER 1994

RAPPORT NUMÉRO P94H0003

Canada

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 légaux qui régissent les activités du BST. La mission du BST consiste essentiellement à promouvoir la sécurité du transport maritime, par productoduc, ferroviaire et aérien:

- en procédant à des enquêtes indépendantes et, au besoin, à des enquêtes publiques sur les événements de transport, afin d'en dégager les causes et les facteurs;
- en publiant des rapports rendant compte de ses enquêtes, publiques ou non, et en présentant les conclusions qu'il en tire;
- en constatant les manquements à la sécurité mis en évidence par de tels accidents;
- en formulant des recommandations sur les moyens d'éliminer ou de réduire ces manquements;
- en menant des enquêtes et des études spéciales en matière de sécurité des transports.

Le Bureau n'est pas habilité à attribuer ni à déterminer les responsabilités civiles ou pénales. Ses conclusions doivent toutefois être complètes, quelles que soient les inférences qu'on puisse en tirer à cet égard.

INDÉPENDANCE

Pour que le public puisse faire confiance au processus d'enquête sur les accidents de transport, il est essentiel que l'organisme d'enquête soit indépendant et libre de tout conflit d'intérêt et qu'il soit perçu comme tel lorsqu'il mène des enquêtes sur les accidents, constate des manquements à la sécurité et formule des recommandations en matière de sécurité. La principale caractéristique du BST est son indépendance. Il relève du Parlement par l'entremise du président du Conseil privé de la Reine pour le Canada et il est indépendant de tout autre ministère ou organisme gouvernemental. Cette indépendance assure l'objectivité de ses conclusions et recommandations.



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 accident de productoduc

Rupture d'un gazoduc de gaz naturel

Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.

Canalisation principale est de 1 067 millimètres
(42 pouces)

Poteau kilométrique 66 + 041

Maple Creek (Saskatchewan)

15 février 1994

Rapport numéro P94H0003

Résumé

Vers 19 h 40, heure normale des Rocheuses (HNR), le 15 février 1994, une rupture du gazoduc de gaz naturel de 1 067 millimètres (42 pouces) de la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. ainsi qu'un incendie se sont produits à la hauteur du poteau kilométrique 66 + 041, près de Maple Creek (Saskatchewan).

Le Bureau a déterminé que la rupture a été causée par la rupture ductile d'un délaminage à mi-paroi de la conduite. Le délaminage a été causé par la diffusion d'hydrogène atomique dans des inclusions de l'acier de la conduite durant le fonctionnement normal du gazoduc.

This report is also available in English.



Table des matières

	Page
1.0 Renseignements de base	1
1.1 L'accident	1
1.2 Victimes	2
1.3 Dommages au matériel et fuite de produit	2
1.4 Conditions météorologiques	3
1.5 Exploitation du productoduc	3
1.6 Particularités du gazoduc rompu	3
1.7 Essais métallurgiques	5
1.8 Fissuration induite par l'hydrogène	6
1.9 Autres facteurs associés à la fissuration induite par l'hydrogène	6
1.10 Suivi	7
1.11 Accidents antérieurs de nature similaire	8
2.0 Analyse	9
2.1 Introduction	9
2.2 Examen des faits	9
2.2.1 Mesures d'urgence	9
2.2.1.1 Vannes d'isolement	9
2.2.1.2 Intervention d'urgence	10
2.2.2 Fissuration induite par l'hydrogène	10
2.2.2.1 Revêtement en polyéthylène	11
2.2.2.2 Source d'hydrogène	11
2.2.2.3 Composition de la selle de lestage	11
2.2.2.4 Protection cathodique (PC)	12
2.2.2.5 Emplacement du gazoduc	12
2.2.2.6 Bactéries anaérobies	12
2.2.2.7 Métallurgie de la conduite	13

3.0	Conclusions	15
3.1	Faits établis	15
3.2	Cause	16
4.0	Mesures de sécurité	17
4.1	Mesures prises	17
4.1.1	Suivi assuré par la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. (FPL)	17
4.2	Mesures à prendre	18
4.2.1	Fissuration induite par l'hydrogène dans les conduites en acier	18
5.0	Annexes	
	Annexe A - Sigles et abréviations	21

1.0 Renseignements de base

1.1 L'accident

Le 15 février 1994, vers 19 h 40, heure normale des Rocheuses (HNR), le personnel de la TransCanada PipeLines Limited (TCPL) se trouvant à la station de compression n° 2 de la TCPL, située à Burstall (Saskatchewan), a observé une grosse boule de feu au loin, au sud-est de la station.

Un peu après, le personnel du centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA Gas Transmission (NOVA), basé à Calgary (Alberta), a décelé une perte constante de pression dans le gazoduc de la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. (FPL). Le réseau de la FPL est exploité par la TCPL, et le débit de gaz naturel dans le réseau de la FPL est contrôlé par le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA.

À 19 h 55 HNR, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA a activé le programme de surveillance d'urgence de la NOVA pour déterminer s'il y avait une situation d'urgence dans le réseau de la FPL. Peu après, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA a confirmé qu'une rupture de la canalisation s'était produite dans le réseau de la FPL.

À peu près au même moment, et conformément au manuel d'intervention d'urgence de la FPL, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA a demandé que l'Amoco Canada Petroleum Company Ltd. réachemine tout le gaz naturel du réseau de la FPL vers celui de la TCPL, à Empress (Alberta). À 20 h 6 HNR, la NOVA a aussi demandé à la TransGas Ltd. d'interrompre les livraisons de gaz naturel du lac Crane. Des mesures ont été immédiatement prises pour déterminer la nature du problème et, au besoin, pour réacheminer le gaz naturel circulant dans le réseau de la FPL.

Au moment de l'incident, la station de compression n° 392 de la FPL, située au poteau kilométrique 112 près de Piapot (Saskatchewan), a été isolée du réseau, et les vannes d'aspiration et de refoulement de la station ont été fermées. Vers 20 h 17 HNR, la station de compression n° 391, située au poteau kilométrique 22, a été fermée par le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA. On a laissé fonctionner la station de compression n° 394, située au poteau kilométrique 260, jusqu'à ce qu'elle s'arrête par suite de la diminution de la pression d'aspiration, de façon à extraire le plus de gaz possible de la canalisation et à empêcher qu'il revienne vers le lieu de la rupture.

Vers 20 h 14 HNR, la NOVA a signalé à la FPL qu'il y avait une rupture de la canalisation du réseau de la FPL et lui a indiqué qu'elle avait déjà mis en branle le plan d'intervention d'urgence de la FPL. À ce moment, et conformément aux méthodes d'urgence de la compagnie, le personnel de la station n° 392 de la TCPL a été envoyé à la station n° 391, à la

dérivation commerciale de Golden Prairie au poteau kilométrique 61, et aux vannes d'isolement de la canalisation principale, situées aux poteaux kilométriques 52 et 82. Les dispositifs d'arrêt en cas de basse pression situés aux poteaux kilométriques 52 et 82 ont commandé l'arrêt de ces deux vannes de canalisation principale lorsque la pression interne a chuté à 2 800 kilopascals (kPa) (406 livres au pouce carré (lb/po²)). À partir de simulations sur ordinateur, on estime que ces vannes se sont fermées automatiquement vers 20 h 23 et 20 h 39 HNR, respectivement.

Vers 21 h 15 HNR, le personnel de la TCPL est arrivé dans le secteur de la rupture, où il y avait encore un incendie, et a confirmé que la rupture était au poteau kilométrique 66 + 041, environ 35 kilomètres (km) au nord de Maple Creek (Saskatchewan), dans un pâturage collectif situé à environ 4,7 km de la résidence la plus proche.

Vers 21 h 25 HNR, le personnel de la TCPL a déterminé que la vanne de dérivation de la canalisation principale située au poteau kilométrique 82 laissait toujours passer le gaz naturel, ce qui alimentait l'incendie. La vanne à robinet sphérique Grove de 323,9 millimètres (mm), modèle B-5 (vanne B-5) (diamètre nominal de conduite de 12 pouces) n'était pas complètement scellée. À 2 h 20 HNR, le 16 février 1994, le personnel de la TCPL a réussi à sceller complètement la vanne B-5 en injectant de la graisse pour hautes pressions dans le siège de la vanne pour lui permettre de se refermer complètement. À 2 h 25 HNR, le 16 février 1994, l'incendie s'est éteint de lui-même.

La canalisation a été réparée à l'aide d'une section de conduite qui avait été soumise à des essais préalables, les soudures de raccordement ont été entièrement radiographiées, et la canalisation a été remise en service le 18 février 1994.

1.2 *Victimes*

Personne n'a été blessé.

1.3 *Dommmages au matériel et fuite de produit*

La canalisation s'est rompue longitudinalement sur environ 21,9 mètres (m) (71,9 pieds) avant d'être projetée sur une distance d'environ 125 m (410 pieds). Un incendie s'est déclaré à la suite de la rupture et a brûlé un pâturage sur une surface d'environ 8,50 hectares (21,0 acres), situé à l'est et en aval de la rupture.

On estime que l'incendie a brûlé 9 915 000 mètres cubes (m³) (352 000 000 de pieds cubes standard) de gaz naturel non corrosif. De plus, 368 000 m³ (13 000 000 de pieds cubes standard) de gaz naturel non corrosif ont été relâchés dans l'atmosphère sans être brûlés, après avoir été utilisés pour purger la canalisation de l'air et de l'eau qui y étaient entrés pendant la réparation.

Comme des tronçons de la canalisation non endommagée ont été enlevés aux fins d'analyse, le gazoduc a été réparé au moyen de cinq joints de conduite totalisant une longueur de 56 m (183,73 pieds).

1.4 Conditions météorologiques

Les vents soufflaient de l'ouest à environ 30 à 50 km/h, le ciel était dégagé, et la température était d'environ moins deux degrés Celsius.

1.5 Exploitation du productoduc

La rupture s'est produite sur la branche est du tronçon préfabriqué de l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS). Ce tronçon de l'ANGTS, désigné sous le nom de FPL, a été construit en 1981-1982 et a été mis en service le 1^{er} septembre 1982. Des stations de compression se trouvent le long de ce tronçon, aux poteaux kilométriques 22, 112, 198 et 258. Le débit de gaz naturel dans le gazoduc est contrôlé par le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA, à Calgary, et la NOVA agit à titre d'agent de la FPL en Alberta. Depuis sa mise en service, ce gazoduc transporte du gaz naturel non corrosif (exempt de sulfure d'hydrogène gazeux).

Le réseau de la FPL mesure 259 km (160,9 milles) de longueur et s'étend de la frontière de l'Alberta, près de Burstall, jusqu'à la frontière canado-américaine, à la hauteur de Monchy (Saskatchewan).

Le jour de l'accident, le gazoduc transportait du gaz naturel non corrosif selon un débit quotidien d'environ 36 600 000 m³ (1,3 milliard de pieds cubes), à une pression de 8 690 kPa (1 260 lb/po²), à la station de compression et à une température d'écoulement du gaz de 17,7 degrés Celsius (63,9 degrés Fahrenheit). On estime que la pression dans le gazoduc au moment et à l'endroit de l'événement était de 8 322 kPa (1 207 lb/po²).

1.6 Particularités du gazoduc rompu

La rupture s'est amorcée dans un tronçon du réseau de la FPL à environ 1 m en amont d'une soudure annulaire de chantier. La rupture s'est propagée en amont sur une distance d'environ 10 m avant de s'arrêter au début du joint de la conduite. La rupture s'est aussi propagée en aval, traversant la soudure annulaire et s'arrêtant à environ 10 m dans le prochain joint de conduite. Des fragments d'une selle de lestage ont été retrouvés sur le sol dans les environs du lieu de la rupture.

La conduite avait été conçue pour satisfaire aux exigences de la spécification technique P-100 de la FPL, intitulée *Specification for High Strength Steel Line Pipe 457 mm and Larger in Diameter* et datée du 22 août 1980. La conduite était en acier ayant une limite élastique minimale

spécifiée de 483 mégapascals (MPa) (nuance X70), avait une soudure longitudinale automatique sous flux, une paroi de 12 mm (0,427 pouce) et un diamètre extérieur de 1 067 mm (diamètre nominal de conduite de 42 pouces). La conduite avait été fabriquée pour être conforme aux normes CAN/CSA-Z245.1 et CAN/CSA-Z245.2 de l'Association canadienne de normalisation. D'autres exigences de qualité, comme des restrictions au niveau de la composition chimique ainsi que des essais thermiques et mécaniques additionnels, avaient été imposées au fabricant de la conduite selon la spécification technique P-100 de la FPL. Le fabricant de la conduite en acier avait laminé quatre joints de conduite de chaque lingot en 1981. La canalisation était recouverte d'un apprêt et d'une double couche de ruban de polyéthylène.

Ce tronçon de canalisation était enfoui à 1,5 m dans un sol très sablonneux. À cet endroit, qui était un ancien fond marin, la nappe phréatique était peu profonde. Bien qu'on n'ait relevé sur le lieu de l'accident aucune preuve directe montrant que les lieux aient été un ancien lac salé ou une mer, on signale que les sédiments du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien se sont déposés dans une ancienne mer salée.

À cause de la nappe phréatique peu profonde, la canalisation devait être supportée par des selles de lestage. Les selles étaient disposées à des intervalles de 8 m (26,25 pieds) à cet endroit. Chaque selle mesurait environ 1,7 m de largeur sur 1,8 m de longueur sur 1,4 m de hauteur et pesait 5 150 kilogrammes (kg) (11 354 livres). Les selles de lestage étaient constituées d'un mélange de soufre fondu liquide, d'agrégats de béton et d'un polymère de liaison. La surface intérieure de la selle entourant la canalisation était recouverte d'un rembourrage en feutre.

Après son installation en 1982, la canalisation avait fait l'objet d'un essai hydrostatique, et la pression manométrique maximale de service de 8 690 kPa (1 260 lb/po²) lui avait été accordée.

Environ 32 m (105 pieds) de la double couche de ruban protecteur en polyéthylène ont été perdus à cause de la force de l'explosion et de l'incendie qui s'en est suivi. Le revêtement des parties voisines du point de rupture présentait une bonne adhérence à la conduite, et l'on a examiné la qualité du revêtement qui restait sur la partie intacte de la conduite. Des défaillances de revêtement de trois types ont été relevées :

1. défauts d'enrobage (amincissement ou trous microscopiques);
2. zones de décollement général;
3. plis, perforations ou déchirures.

Quatre zones de décollement général du ruban présentant des défauts d'enrobage ont été identifiées à intervalles réguliers le long du reste de la conduite, près de la zone de rupture. Ces zones se trouvaient à l'emplacement des selles de lestage de la conduite.

Au cours d'essais en 1990 au poteau kilométrique 66, la protection cathodique (PC) s'établissait sur une plage moyenne comprise entre moins 1 180 millivolts (mV) et moins 1 500 mV. Toutefois, au cours de la même période, des fluctuations de PC ont été relevées en amont, au poteau kilométrique 52. La cause exacte de ces fluctuations n'a jamais été déterminée, mais un technicien en corrosion de la FPL a déclaré que des fluctuations dans l'humidité du sol pouvaient perturber les valeurs de PC jusqu'à 200 mV.

Parmi les opérations qu'elle a effectuées en 1991, la FPL a mené une inspection interne de son gazoduc au moyen d'un détecteur des pertes en métal pour relever la corrosion extérieure. Les résultats de cette inspection ont révélé qu'il n'y avait aucun problème de corrosion à ce moment.

1.7 Essais métallurgiques

Une analyse métallurgique de la zone rompue de la conduite a permis de constater que la rupture s'était amorcée à mi-paroi, sous une selle de lestage ou près de celle-ci. La fissuration induite par l'hydrogène a été identifiée comme étant le mécanisme qui a causé l'apparition d'un vide à mi-paroi de la conduite qui, combiné à une fragilisation ponctuelle par l'hydrogène, a conduit à la rupture (rapport technique LP 25/94 du BST).

Outre le vide à mi-paroi qui a conduit à la rupture, l'analyse métallurgique a permis de découvrir les autres défaillances suivantes sur la conduite :

- a) deux petites zones de fissuration induite par l'hydrogène à mi-paroi de la conduite;
- b) plusieurs cloques d'hydrogène à la surface de la paroi de la conduite.

L'examen métallurgique a aussi révélé des inclusions allongées de sulfure de manganèse de type II. L'analyse chimique a confirmé que la conduite satisfaisait à toutes les exigences applicables en matière de matériaux. Toutefois, la quantité de calcium ajoutée pour obtenir les qualités de dureté voulues n'a pas été suffisante pour permettre la sphéroïdisation complète de ces inclusions. Il convient de signaler qu'à l'heure actuelle, il n'y a aucune exigence quant à une sphéroïdisation complète des inclusions des conduites en acier répondant à la norme CAN/CSA-Z245.1 et destinées au transport de gaz naturel non corrosif.

1.8 Fissuration induite par l'hydrogène

La fissuration induite par l'hydrogène nécessite une source d'hydrogène atomique et un mécanisme pour véhiculer les atomes d'hydrogène de façon à ce qu'ils puissent pénétrer l'acier. Les atomes d'hydrogène se diffusent à travers la paroi de la conduite et sont emprisonnés en divers endroits de l'acier, ce qui cause de la fissuration induite par l'hydrogène à mi-paroi et des cloques d'hydrogène à la surface de la paroi de la conduite. L'apparition de cloques de fissuration induite par l'hydrogène et des fissures qui y sont associées, à la surface de la paroi de la conduite, sont des signes de la présence d'hydrogène. La susceptibilité à la fissuration induite par l'hydrogène des aciers destinés aux conduites, aussi appelée fissuration étagée, dépend de plusieurs facteurs environnementaux et métallurgiques. Ces facteurs doivent se produire en même temps pour entraîner la propagation d'une fissuration induite par l'hydrogène jusqu'à ce que se produise une rupture. Ces facteurs sont les suivants :

- i) le revêtement externe en polyéthylène doit être endommagé;
- ii) de l'hydrogène atomique doit être produit à la surface de la conduite par le système de PC ou par l'activité bactérienne, ou les deux;
- iii) de l'hydrogène atomique doit se diffuser continuellement dans l'acier, en raison de la présence d'un «agent toxique» de surface;
- iv) la microstructure de l'acier doit être propice à l'emprisonnement de l'hydrogène; en l'occurrence, la microstructure de l'acier doit montrer des particularités hétérogènes, telles que des inclusions allongées de sulfure de manganèse de type II et des bandes de matière à forte teneur en carbone;
- v) des molécules d'hydrogène gazeux doivent se former et s'accumuler le long de ces particularités hétérogènes;
- vi) pour qu'il y ait rupture, la fissure à mi-paroi doit se propager jusqu'à la surface interne ou externe de la conduite, et la longueur de cette défaillance de surface doit être supérieure à la taille critique d'une défaillance de ce genre, compte tenu de la pression de fonctionnement et de la résistance de la canalisation.

1.9 Autres facteurs associés à la fissuration induite par l'hydrogène

Les autres facteurs qui peuvent accélérer l'apparition et la propagation de la fissuration induite par l'hydrogène sont les suivants :

- i) des ions agressifs, comme les chlorures, laissés par des dépôts de sel se combinant avec l'eau pour former de l'hydrogène atomique;

- ii) un courant électrique provenant du système de PC dans la zone où le revêtement est endommagé;
- iii) la présence d'un agent «toxique», comme le sulfure, produit par des bactéries anaérobies qui permettent à l'acier de la conduite d'absorber plus facilement l'hydrogène atomique;
- iv) l'importance du décollement ou des dommages au ruban du revêtement.

1.10 *Suivi*

La FPL a retiré 150 m de conduite et 17 selles de lestage immédiatement en aval du lieu de l'événement. Ce travail additionnel avait pour objet d'assurer l'intégrité structurale du gazoduc. De nombreux échantillonnages et des examens approfondis des éléments suivants ont été effectués :

- i) les sols près de la conduite;
- ii) les eaux souterraines près de la conduite;
- iii) les dépôts de corrosion à la surface de la conduite;
- iv) l'électrolyte sous le revêtement de polyéthylène;
- v) le revêtement intact et décollé;
- vi) un produit jaune suintant des selles de lestage en béton au soufre.

Les examens ont révélé les éléments suivants :

- i) 350 indications de cloques de fissuration induite par l'hydrogène à la surface de la paroi de la conduite;
- ii) un emplacement de fissuration par corrosion sous tension;
- iii) décollement général du revêtement en polyéthylène sous les selles de lestage, le décollement le plus grave étant relevé où la nappe phréatique est peu profonde;
- iv) de la pyrite dans le sol, près des selles de lestage et sous le revêtement en polyéthylène décollé;
- v) des ions chlorure dans les eaux souterraines entourant la conduite et les selles de lestage;

- vi) une odeur marquée de sulfure d'hydrogène près des selles de lestage ou sous celles-ci;
- vii) des concentrations élevées de bactéries anaérobies réduisant le soufre près de la conduite et des selles de lestage;
- viii) un liquide jaune s'écoulant des selles de lestage a été identifié ultérieurement comme étant un produit à base de polysulfure.

1.11 *Accidents antérieurs de nature similaire*

La fissuration induite par l'hydrogène est depuis longtemps un problème de manutention du gaz naturel corrosif (c'est-à-dire à haute teneur en sulfure d'hydrogène). À cause des réactions chimiques mettant en présence du sulfure d'hydrogène dans les canalisations de gaz naturel corrosif, l'hydrogène atomique traverse la paroi de la conduite à partir de l'intérieur pour donner naissance à des zones de fissuration induite par l'hydrogène. Toutefois, ce n'est qu'en de très rares occasions que la fissuration induite par l'hydrogène a eu un effet sur la structure de la paroi de la conduite lorsque du gaz naturel non corrosif (c'est-à-dire du gaz naturel exempt de sulfure d'hydrogène gazeux) est transporté.

En 1991, le gazoduc de la NOVA en Alberta a subi une fuite causée, en partie, par le même type de fissuration induite par l'hydrogène qui a été découvert sur la canalisation de la FPL. Cette fuite s'est produite sur le gazoduc NOVA Gas Western Alberta, qui a un diamètre de 914 mm (36 pouces), dont l'acier de la conduite peut résister à 483 MPa et qui est revêtu de ruban en polyéthylène. Au moment de la fuite, ce tronçon du gazoduc avait été en service depuis 15 ans. L'examen métallurgique a révélé que la fissuration induite par l'hydrogène s'était produite sous une selle de lestage et qu'il y avait des cloques de fissuration induite par l'hydrogène à la surface de la paroi de la conduite.

On a signalé deux autres ruptures similaires dans des réseaux en Amérique du Nord. Dans chaque cas, la rupture avait été le résultat d'une combinaison de plusieurs facteurs qui différaient d'un cas à l'autre. Bien que certaines preuves préliminaires indiquent que les selles de lestage en béton au soufre utilisées dans le réseau de la FPL ont pu contribuer à la rupture, il convient de signaler que d'autres réseaux dont les selles de lestage sont faites du même matériau sont en service depuis plus longtemps que le gazoduc de la FPL et n'ont connu aucune fissuration similaire. Aucune des trois autres ruptures mentionnées n'ont mis en cause le béton au soufre.

2.0 Analyse

2.1 Introduction

L'examen métallurgique a révélé que la fissuration induite par l'hydrogène avait causé l'affaiblissement de la canalisation qui a occasionné la rupture. La rupture et la perte de pression de service interne ont immédiatement été décelées, ce qui a déclenché une série de mesures d'urgence. Dès que l'on a reçu confirmation de la rupture, les mesures d'intervention d'urgence de la FPL ont été mises en oeuvre. Toutefois, il y a eu un délai avant le déclenchement des mesures d'urgence, de sorte que l'écoulement de gaz sur le lieu de l'événement n'a pas été interrompu immédiatement, en raison de difficultés mécaniques avec les sièges de la vanne de dérivation située au poteau kilométrique 82.

L'analyse portera sur les systèmes et les méthodes utilisés par la TCPL et la FPL en réponse à la brusque chute de pression dans le gazoduc ainsi que sur les conditions métallurgiques et environnementales qui ont mené à la détérioration de la conduite.

2.2 Examen des faits

2.2.1 Mesures d'urgence

2.2.1.1 Vannes d'isolement

L'interruption de l'écoulement de gaz naturel a été retardée d'environ 3,5 heures en raison de difficultés mécaniques avec les sièges de la vanne de la conduite de dérivation située au poteau kilométrique 82. Même si l'on avait envoyé un employé de la TCPL au poteau kilométrique 82 pour qu'il s'assure de la fermeture complète des vannes, conformément à la procédure établie à la FPL, il a fallu renvoyer une équipe de la TCPL environ trois heures plus tard pour réparer la vanne de dérivation. Comme la pression différentielle à l'intérieur des vannes du poteau kilométrique 82 n'était pas suffisamment grande pour causer un écoulement détectable de gaz dans la vanne de dérivation, l'employé du début a été affecté à d'autres tâches et a quitté l'emplacement de la vanne située au poteau kilométrique 82. Après un certain temps, toutefois, le personnel de la TCPL, observant l'incendie sur le lieu de l'accident, a déterminé que du gaz naturel fuyait en aval des vannes d'isolement du poteau kilométrique 82 et a dépêché une équipe, laquelle a scellé la vanne de dérivation dès qu'elle est arrivée au poteau kilométrique 82. Les mesures d'intervention d'urgence de la FPL mettent en relief le besoin de s'assurer que les vannes de canalisation principale et les vannes de dérivation se ferment complètement en cas d'urgence. Les vannes d'isolement servent à assurer que l'écoulement du produit est effectivement coupé et que les environs immédiats sont protégés efficacement et en toute sécurité des dangers liés à tout déversement de produit.

Toutefois, les mesures d'urgence de la FPL ne comportaient pas une politique d'ensemble exigeant que le premier employé arrivé à une vanne d'isolement reste sur place pour s'assurer que les vannes d'isolement sont fermées complètement, avant de quitter les lieux pour s'acquitter d'autres fonctions. La nécessité d'une telle politique est particulièrement importante pendant une situation d'urgence, alors que les vannes d'isolement sont exposées à une pression différentielle extrême au moment où elles servent de barrière pour empêcher le gaz naturel de causer une surpression sur le lieu de l'accident et réduire l'ampleur de la fuite de produit. Si l'employé de la TCPL était resté à l'emplacement de la vanne d'isolement, la vanne de dérivation mal scellée aurait été détectée plus tôt et on aurait pu remédier à la situation plus rapidement. Lorsqu'on a découvert que la vanne de dérivation ne se fermait pas de la façon voulue, les équipes d'urgence ont dû fermer la vanne de dérivation. Ce surcroît de travail aurait pu être évité si l'on avait mieux entretenu la vanne de dérivation de façon à prévenir les problèmes de ce genre. Le danger serait moins grand après une rupture si les compagnies de pipelines avaient des méthodes d'entretien et d'intervention d'urgence qui permettent d'isoler rapidement et complètement le tronçon de conduite rompu.

2.2.1.2 *Intervention d'urgence*

Bien que la perte de pression révélant une rupture ou une fuite ait été décelée assez tôt, les employés de la TCPL chargés d'intervenir en cas d'urgence sur le gazoduc de la FPL n'ont été avisés de la rupture que 24 minutes après que celle-ci s'est produite, et 4 minutes après la confirmation de la rupture par le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA. Il est essentiel que le personnel de la compagnie soit avisé le plus tôt possible. Ce retard, même s'il n'a pas retardé la lutte contre l'incendie sur le lieu de l'événement et aux environs, a occasionné un délai dans le déclenchement du plan d'intervention d'urgence de la FPL. Les registres signalent que, dès la confirmation de la rupture, et conformément aux mesures d'intervention d'urgence, le centre de contrôle d'acheminement du gaz de la NOVA a réacheminé tout le gaz naturel qui s'écoulait dans la conduite rompue, a avisé le bureau de la TCPL à Shaunavon d'entreprendre la mobilisation du personnel sur place, et a avisé le personnel de l'Administration centrale de Foothills. Néanmoins, pour des raisons de sécurité, les premières indications de perte de pression dans le réseau de la FPL, combinées au fait que le personnel de la TCPL avait observé une explosion, auraient dû entraîner une mobilisation immédiate du personnel sur place de la TCPL, posté à Burstall (Saskatchewan). Par conséquent, ce délai a entraîné un retard quant aux conseils et indications à donner aux premiers intervenants arrivés sur place, et il s'est écoulé plus de temps encore avant qu'on se soit assuré que l'écoulement de gaz naturel sur le lieu de l'événement était effectivement interrompu.

2.2.2 *Fissuration induite par l'hydrogène*

La présence de fissuration induite par l'hydrogène et sa propagation sont fonction des facteurs énoncés dans la section 1.8. Tous ces facteurs ont été découverts sur le lieu de la rupture.

2.2.2.1 Revêtement en polyéthylène

Le revêtement en ruban de polyéthylène, qui constituait la norme en vigueur au moment de la construction du gazoduc de la FPL, était endommagé et il présentait de nombreuses zones de décollement. Ces revêtements sont réputés être propices au décollement et au bris aux endroits soumis à des contraintes extérieures élevées. Dans les environs immédiats de la rupture, le revêtement était endommagé et présentait de nombreuses zones de décollement. La plupart des dommages au revêtement étaient concentrés autour des selles de lestage ou près de celles-ci. Les fluctuations saisonnières de la nappe phréatique, les oscillations de fonctionnement normal du gazoduc ainsi que les contraintes extérieures élevées attribuables à l'interaction entre la conduite, les selles de lestage et le sol ont suffi à causer le décollement et la rupture du revêtement extérieur.

2.2.2.2 Source d'hydrogène

De l'hydrogène, tant atomique que moléculaire, se retrouve en quantités abondantes dans les eaux souterraines dans lesquelles ce tronçon de gazoduc était continuellement immergé. Le système de PC a tendance à concentrer l'hydrogène atomique tant dans les zones de rupture de revêtement que dans les zones de décollement, ce qui permet à l'hydrogène de venir librement en contact avec la surface de la conduite. L'hydrogène atomique peut aussi être produit par des procédés électrochimiques liés aux systèmes de PC, que ce soit directement ou indirectement par suite d'une action bactérienne, ou les deux. Lorsque le potentiel conduite-sol du système de PC excède un niveau connu habituellement comme la surtension d'hydrogène (habituellement un potentiel «négatif» de PC d'environ moins 1 200 mV), le niveau de production d'hydrogène atomique peut donner lieu à une introduction d'hydrogène dans l'acier. Les niveaux de PC dans le gazoduc de la FPL étaient d'environ moins 1 185 mV. Quoi qu'il en soit, l'action bactérienne produit du sulfure d'hydrogène, lequel réagit à son tour pour former de l'hydrogène atomique. Le revêtement de polyéthylène utilisé sur ce gazoduc est imperméable au courant de PC. La présence de selles de lestage sur la canalisation peut aussi bloquer le courant de PC, limitant ainsi les endroits où le courant de PC pourrait constituer une source d'hydrogène aux défauts d'enrobage (plis, perforations ou déchirures) situés entre les selles ou sous celles-ci, mais près de l'arête de la selle. La présence d'une structure, comme une selle de lestage, près d'une rupture de revêtement protecteur peut aussi se traduire par une différence dans le potentiel électrochimique entre l'interface conduite-structure et l'interface conduite-sol, ce qui pourrait mener à la production d'hydrogène atomique. Par conséquent, après examen de toutes les sources, l'action bactérienne est une source plus probable, compte tenu de la quantité d'hydrogène atomique nécessaire pour qu'un tel accident se produise.

2.2.2.3 Composition de la selle de lestage

Les problèmes liés aux composés sulfurés et leurs effets sur les structures enfouies sont bien connus. Les «composés sulfurés» comprennent les sulfures, les sulfites et les thiosulfates.

Les composés sulfurés agissent comme un agent «toxique» pour faciliter la diffusion d'hydrogène atomique dans l'acier de la conduite et pour accélérer l'apparition et la propagation de fissuration induite par l'hydrogène dans l'acier. Sur le lieu de l'événement, il y avait une grande quantité de composés sulfurés. Les selles de lestage en béton au soufre, qui laissaient fuir du soufre, sont une source évidente de ces composés sulfurés. Ces selles sont différentes des selles en mélange de béton utilisées par l'industrie des pipelines. Ainsi, la composition des selles de lestage a pu contribuer à la présence d'agents toxiques qui ont accéléré le rythme de propagation de la fissuration induite par l'hydrogène.

2.2.2.4 Protection cathodique (PC)

La FPL procédait à des vérifications annuelles du gazoduc pour assurer qu'il avait une PC suffisante. Malgré des fluctuations des niveaux de PC d'une année à l'autre et d'un endroit à l'autre, toutes les valeurs consignées étaient conformes au critère minimal de la National Association of Corrosion Engineers (NACE), soit moins 850 mV, et la FPL affirme que les fluctuations étaient en deçà de la gamme prévue, compte tenu des changements saisonniers et annuels de l'humidité du sol. C'est pourquoi la FPL n'a assuré aucun suivi relativement au système de PC. L'emplacement du gazoduc, dans une zone où la nappe phréatique était peu profonde, le déplacement de la conduite qui en a résulté et les contraintes normales exercées sur le revêtement protecteur par les variations saisonnières et les changements de l'exploitation, auraient été des raisons suffisantes pour que la FPL assure un suivi dans les meilleurs délais en vue de déterminer la raison des changements à la PC.

2.2.2.5 Emplacement du gazoduc

Le lieu de l'événement est situé dans un ancien fond marin. On a découvert que cet emplacement renfermait des ions chlorure qui peuvent accélérer la production d'hydrogène et la propagation de la fissuration induite par l'hydrogène.

2.2.2.6 Bactéries anaérobies

La présence de fortes concentrations de bactéries anaérobies sur le lieu de l'événement peut en partie être attribuée à des activités agricoles au-dessus et autour du gazoduc et en partie à la fuite de soufre provenant des selles de lestage, comme l'a prouvé la découverte de pyrite et du sulfure d'hydrogène dans le sol autour de la conduite. Les bactéries anaérobies peuvent amorcer et accélérer les réactions chimiques qui dégagent de l'hydrogène comme sous-produit. Elles peuvent aussi contribuer directement à amorcer des réactions corrosives qui attaquent la surface de la conduite et facilitent l'absorption d'hydrogène par l'acier. Cet effet bactérien peut aussi se produire sous les revêtements décollés, ce qui signifie que la surface de la conduite située sous le revêtement ne serait pas soumise à la PC.

2.2.2.7 Métallurgie de la conduite

L'examen métallurgique de l'acier de la canalisation a permis de découvrir, sur le lieu de l'accident et immédiatement en aval de celui-ci, trois fissures induites par l'hydrogène à mi-paroi de la conduite ainsi que de nombreuses zones de cloques d'hydrogène à la surface de cette dernière. La susceptibilité de la conduite à ces deux types de fissuration induite par l'hydrogène dépend de plusieurs facteurs métallurgiques et environnementaux, lesquels doivent se produire en même temps. Toutefois, le plus important de ces facteurs demeure la microstructure de l'acier qui est propice à emprisonner l'hydrogène. En effet, l'acier agit comme un filtre qui permet d'emprisonner l'hydrogène atomique dans les inclusions et les bandes qu'il renferme.

L'examen métallurgique a révélé la présence d'inclusions allongées de sulfure de manganèse de type II ainsi que des bandes de matière à forte teneur en carbone, dans la conduite qui s'est rompue. Une analyse chimique de l'acier a indiqué que du calcium avait été ajouté en quantité insuffisante à l'acier. Toutefois, une analyse chimique postérieure à la rupture a révélé que, même si la conduite était conforme aux normes applicables au moment de l'achat, la quantité de calcium ajoutée n'était pas suffisante pour modifier complètement la forme des inclusions de sulfure de manganèse et des bandes de matière à forte teneur en carbone. Lors de la fabrication de la conduite, des inclusions de sulfure de manganèse et des bandes de matière à forte teneur en carbone avaient été produites. La présence de ce type de bandes et d'inclusions peut avoir directement contribué à l'emprisonnement de l'hydrogène atomique et moléculaire à ces endroits.

Dans le cas des nouvelles pièces fabriquées en acier, on peut corriger ce type de problème en agissant sur la microstructure afin d'en produire une qui soit plus uniforme et en réduisant la teneur en soufre de l'acier. Cependant, ces solutions ne peuvent être appliquées à une canalisation existante qui présente ce type de microstructure. À l'heure actuelle, une compagnie de pipelines doit plutôt lancer un programme d'inspection approfondie qui réduit ou élimine toutes les sources possibles d'hydrogène risquant d'être emprisonné dans la paroi de la conduite.

Les premiers signes de la présence d'hydrogène dans l'acier pourraient être la présence de cloques d'hydrogène à la surface de la conduite. La présence de telles cloques dans un tronçon de conduite donné devrait inciter les responsables à procéder à une inspection aux ultrasons ou à d'autres essais non destructifs destinés à découvrir des signes éventuels de fissuration induite par l'hydrogène à mi-paroi de la conduite. Dès qu'on disposera de dispositifs d'inspection perfectionnés pour mener à bien ce type d'inspection interne, on devrait s'en servir pour des raisons de sécurité. L'identification d'une seule fissure induite par l'hydrogène ou de plusieurs fissures du genre sur une partie donnée d'une canalisation justifie le remplacement immédiat de ce tronçon de conduite, par mesure de sécurité.



3.0 Conclusions

3.1 Faits établis

1. La rupture de la canalisation s'est amorcée à mi-paroi de l'acier de la conduite, sous une selle de lestage ou près de celle-ci.
2. La fissuration induite par l'hydrogène a été identifiée comme étant le mécanisme qui a produit ce vide à mi-paroi.
3. Une zone de fissuration induite par l'hydrogène à mi-paroi, consistant en deux fissures distinctes, a été relevée dans le joint où la rupture a pris naissance, et une zone additionnelle de fissuration induite par l'hydrogène à mi-paroi a été relevée en amont, dans le joint où la rupture s'est arrêtée.
4. La propagation de la fissuration induite par l'hydrogène à mi-paroi peut être accélérée par la présence d'un grand nombre de cloques de fissuration induite par l'hydrogène du genre de celles qu'on a relevées à la surface de la paroi de la conduite, à l'endroit de la rupture.
5. Il y a eu un retard de 24 minutes avant que soit déclenché le plan d'intervention d'urgence de la FPL et que soient alertées les équipes d'urgence au sujet de la rupture, même si les équipes pouvaient observer l'incendie sur le lieu de l'accident à partir de leur base d'entretien, située à 80 km de là.
6. En raison de difficultés mécaniques avec le siège de la vanne de dérivation de la canalisation principale du poteau kilométrique 82, l'interruption de l'écoulement de gaz naturel a été retardée d'environ trois heures et demie.
7. Le ruban protecteur de polyéthylène s'est décollé de la conduite et a été perforé par suite des mouvements de la conduite, de sorte que de l'hydrogène libre est entré en contact avec la surface de la conduite.
8. De l'hydrogène a été produit à la surface de la conduite, soit à cause du système de protection cathodique, soit à cause de l'activité de bactéries anaérobies.
9. La diffusion de l'hydrogène dans l'acier a été continue, et divers éléments «toxiques», possiblement occasionnés par les selles de lestage en béton au soufre, ont accéléré l'apparition et la propagation de la fissuration induite par l'hydrogène.

10. La microstructure de l'acier renfermait des inclusions allongées de sulfure de manganèse de type II et des bandes de matière à forte teneur en carbone qui ont rendu la microstructure de l'acier propice à l'emprisonnement d'hydrogène.
11. L'analyse chimique de l'acier de la conduite a indiqué qu'une quantité insuffisante de calcium avait été ajoutée à l'acier fondu avant la fabrication de la conduite pour sphéroïdiser les inclusions de sulfure de manganèse.
12. De la fissuration par corrosion sous tension a été relevée en aval sur une partie voisine de la conduite.

3.2 Cause

La rupture a été causée par la rupture ductile d'un délaminage à mi-paroi de la conduite. Le délaminage a été causé par la diffusion d'hydrogène atomique dans des inclusions de l'acier de la conduite durant le fonctionnement normal du gazoduc.

4.0 Mesures de sécurité

4.1 Mesures prises

4.1.1 Suivi assuré par la Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd. (FPL)

La FPL a indiqué que les mesures suivantes avaient été prises :

- la modélisation d'environnements propices à la fissuration induite par l'hydrogène, d'après une analyse du sol, les gaz du sol, des échantillons des eaux souterraines de même que les niveaux de saturation de celles-ci, de façon à évaluer tous les aspects et les interrelations des mécanismes électriques, chimiques et bactériologiques qui ont abouti à la rupture de la conduite au poteau kilométrique 66;
- l'enlèvement de 450 m de conduite à trois endroits en Alberta où les conditions étaient similaires à celles du poteau kilométrique 66, lieu de la rupture. Jusqu'ici, on n'a pas décelé de signes de fissuration induite par l'hydrogène du genre qu'on a observé à l'endroit de la rupture; toutefois, on a découvert quelques petites cloques superficielles;
- des recherches sur le mécanisme par lequel de l'hydrogène est introduit dans l'acier, l'élaboration d'une «analyse de l'arbre de défaillance» pour prédire la susceptibilité à la fissuration induite par l'hydrogène en se fondant sur des paramètres environnementaux, et la détermination des coefficients de perméance de l'acier à l'hydrogène dans les conditions environnementales réunies (y compris la protection cathodique (PC) fournie, le pH, la présence de soufre et d'anaérobies);
- des recherches sur la diffusion de l'hydrogène dans une fissure à mi-épaisseur dans l'acier et la croissance de la fissure en fonction de l'activité de l'hydrogène en surface, de la ténacité du métal et de la température (les résultats ont finalement été intégrés aux travaux en cours pour l'élaboration d'un modèle tridimensionnel de fissuration induite par l'hydrogène dans une université canadienne);
- l'élaboration d'un modèle d'évaluation des risques basé sur le modèle mécaniste de dommages par l'hydrogène, afin de décider de l'ordre dans lequel on soumettrait à des essais de fissuration induite par l'hydrogène des zones à proximité de selles de lestage;
- la participation à des discussions avec l'industrie sur l'élaboration d'un outil d'inspection interne de la conduite afin de déceler les fissures d'hydrogène.

4.2 Mesures à prendre

4.2.1 Fissuration induite par l'hydrogène dans les conduites en acier

La fissuration induite par l'hydrogène est depuis toujours associée au transport du gaz corrosif. Or, la norme de fabrication des conduites destinées à acheminer du gaz corrosif exige la sphéroïdisation complète des inclusions non métalliques afin que la conduite soit résistante à la fissuration induite par l'hydrogène. Les conduites destinées à être employées pour le transport du gaz non corrosif n'ont pas à passer par le même procédé de fabrication.

La conduite qui s'est rompue dans le cas à l'étude satisfaisait à la norme de l'Association canadienne de normalisation applicable pour les gaz non corrosifs (norme CAN/CSA-Z245.2-M1979, nuance 483, catégorie II) au moment de la fabrication. Les essais effectués sur la conduite après l'événement ont révélé que le niveau de calcium était trop bas pour assurer la sphéroïdisation et modifier les sulfures afin d'empêcher les inclusions dans la conduite. En conséquence, les sulfures ont catalysé la surface extérieure de la conduite, favorisant l'absorption d'hydrogène atomique dans la paroi en acier de la conduite. L'hydrogène a ensuite été emprisonné dans les inclusions.

Il semble qu'on a établi des normes de fabrication différentes pour les conduites en acier destinées à acheminer du gaz corrosif et celles destinées à acheminer du gaz non corrosif parce qu'on croyait que la fissuration induite par l'hydrogène dépendait principalement des caractéristiques chimiques du produit transporté dans la conduite. Or, il appert maintenant que certaines conditions ambiantes sous la surface peuvent aussi amener des réactions corrosives sur la surface de la conduite, permettant à l'hydrogène atomique d'être absorbé par la paroi extérieure de la conduite si le revêtement protecteur de cette dernière est endommagé.

Étant donné qu'il est toujours possible que des conduites en acier soient fabriquées au Canada selon une norme qui n'assure pas une résistance adéquate à la fissuration induite par l'hydrogène, le Bureau recommande que :

L'Office national de l'énergie, de concert avec l'Association canadienne de normalisation, réévalue les normes régissant la fabrication des conduites en acier afin de prévenir l'emprisonnement d'hydrogène dans la paroi des conduites.

P95-01

La FPL a trouvé d'autres endroits dans son réseau où les conditions de sol étaient similaires à celles observées sur le lieu de l'événement en question et où la conduite pouvait aussi être propice à la fissuration induite par l'hydrogène. Comme on associait principalement la fissuration induite par l'hydrogène au transport du gaz corrosif, il se peut que d'autres compagnies dont les conduites acheminent du gaz non corrosif aient aussi installé des conduites fabriquées selon la norme CAN/CSA-Z245.2-M1979, nuance 483, catégorie II, et

construit des canalisations dans des environnements où il y a un risque de fissuration induite par l'hydrogène. Par conséquent, le Bureau recommande que :

L'Office national de l'énergie trouve et mette en oeuvre des mesures correctives pour les canalisations fabriquées selon la norme CAN/CSA-Z245.2-M1979, nuance 483, catégorie II et exploitées dans des environnements où il y a un risque de fissuration induite par l'hydrogène.

P95-02

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 23 août 1995 par le Bureau, qui est composé du Président, John W. Stants, et des membres Zita Brunet et Hugh MacNeil.



Annexe A - Sigles et abréviations

ANGTS	Alaska Natural Gas Transportation System
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
FPL	Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.
HNR	heure normale des Rocheuses
kg	kilogramme(s)
km	kilomètre(s)
kPa	kilopascal(s)
lb/po ²	livre(s) au pouce carré
m	mètre(s)
m ³	mètre(s) cube(s)
mm	millimètre(s)
MPa	mégapascal(s)
mV	millivolt(s)
NACE	National Association of Corrosion Engineers
NOVA	NOVA Gas Transmission
PC	protection cathodique
Sask.	Saskatchewan
TCPL	TransCanada PipeLines Limited



BUREAUX DU BST

ADMINISTRATION CENTRALE

HULL (QUÉBEC)*

Place du Centre
4^e étage
200, promenade du Portage
Hull (Québec)
K1A 1K8
Tél. (819) 994-3741
Télécopieur (819) 997-2239

INGÉNIERIE

Laboratoire technique
1901, chemin Research
Gloucester (Ontario)
K1A 1K8
Tél. (613) 998-8230
24 heures (613) 998-3425
Télécopieur (613) 998-5572

BUREAUX RÉGIONAUX

ST. JOHN'S (TERRE-NEUVE)

Marine
Centre Baine Johnston
10, place Fort William
1^{er} étage
St. John's (Terre-Neuve)
A1C 1K4
Tél. (709) 772-4008
Télécopieur (709) 772-5806

LE GRAND HALIFAX (NOUVELLE-ÉCOSSE)*

Marine
Place Métropolitain
11^e étage
99, rue Wyse
Dartmouth (Nouvelle-Écosse)
B3A 4S5
Tél. (902) 426-2348
24 heures (902) 426-8043
Télécopieur (902) 426-5143

MONCTON (NOUVEAU-BRUNSWICK)

Productoduc, rail et aviation
310, boulevard Baig
Moncton (Nouveau-Brunswick)
E1E 1C8
Tél. (506) 851-7141
24 heures (506) 851-7381
Télécopieur (506) 851-7467

LE GRAND MONTRÉAL (QUÉBEC)*

Productoduc, rail et aviation
185, avenue Dorval
Pièce 403
Dorval (Québec)
H9S 5J9
Tél. (514) 633-3246
24 heures (514) 633-3246
Télécopieur (514) 633-2944

LE GRAND QUÉBEC (QUÉBEC)*

Marine, productoduc et rail
1091, chemin Saint-Louis
Pièce 100
Sillery (Québec)
G1S 1E2
Tél. (418) 648-3576
24 heures (418) 648-3576
Télécopieur (418) 648-3656

LE GRAND TORONTO (ONTARIO)

Marine, productoduc, rail et aviation
23, rue Wilmot est
Richmond Hill (Ontario)
L4B 1A3
Tél. (905) 771-7676
24 heures (905) 771-7676
Télécopieur (905) 771-7709

PETROLIA (ONTARIO)

Productoduc et rail
4495, rue Petrolia
C.P. 1599
Petrolia (Ontario)
N0N 1R0
Tél. (519) 882-3703
Télécopieur (519) 882-3705

WINNIPEG (MANITOBA)

Productoduc, rail et aviation
335 - 550, rue Century
Winnipeg (Manitoba)
R3H 0Y1
Tél. (204) 983-5991
24 heures (204) 983-5548
Télécopieur (204) 983-8026

EDMONTON (ALBERTA)

Productoduc, rail et aviation
17803, avenue 106 A
Edmonton (Alberta)
T5S 1V8
Tél. (403) 495-3865
24 heures (403) 495-3999
Télécopieur (403) 495-2079

CALGARY (ALBERTA)

Productoduc et rail
Édifice Sam Livingstone
510 - 12^e avenue sud-ouest
Pièce 210, C.P. 222
Calgary (Alberta)
T2R 0X5
Tél. (403) 299-3911
24 heures (403) 299-3912
Télécopieur (403) 299-3913

LE GRAND VANCOUVER (COLOMBIE-BRITANNIQUE)

Marine, productoduc, rail et aviation
4 - 3071, rue Number Five
Richmond (Colombie-Britannique)
V6X 2T4
Tél. (604) 666-5826
24 heures (604) 666-5826
Télécopieur (604) 666-7230

*Services disponibles dans les deux langues officielles

o Services en français (extérieur de la RCN) : 1-800-387-3557



Bureau de la sécurité des transports
du Canada

Transportation Safety Board
of Canada

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

POSTE MAIL

Société canadienne des postes / Canada Post Corporation

Port payé

Postage paid

Nbre

Bik

04771397