



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

## **Rapport sur un incident pipelinier**

**Rupture d'un pipeline de transport de  
gaz naturel près de Fort St. John,  
en Colombie-Britannique**

**Le 15 mai 2002**

# **Rapport sur un incident pipelinier**

**Rupture d'un pipeline de transport de  
gaz naturel près de Fort St. John,  
en Colombie-Britannique**

**Le 15 mai 2002**

## Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : [info@neb-one.gc.ca](mailto:info@neb-one.gc.ca)

## Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: [info@neb-one.gc.ca](mailto:info@neb-one.gc.ca)

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par  
l'Office national de l'énergie 2004

N° de cat. NE23-119/2004F  
ISBN 0-662-77074-9

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

### Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
Courrier électronique : [publications@neb-one.gc.ca](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Télécopieur : (403) 292-5576  
Téléphone : (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet : [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

Des exemplaires sont également disponibles à la  
bibliothèque de l'Office :  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada



© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the  
National Energy Board 2004

Cat. No. NE23-119/2004E  
ISBN 0-662-37318-9

This report is published separately in both official languages.

### Copies are available on request from:

The Publications Office  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue S.W.  
Calgary, Alberta, T2P 0X8  
E-Mail: [publications@neb-one.gc.ca](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Fax: (403) 292-5576  
Phone: (403) 299-3562  
1-800-899-1265  
Internet: [www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)

### For pick-up at the NEB office:

Library  
Ground Floor

Printed in Canada

# Table des matières

Table des matières .....	i
Liste des sigles et abréviations .....	ii
Résumé .....	iii
<b>Information factuelle .....</b>	<b>1</b>
Sommaire de l'incident .....	1
Description de l'incident .....	1
Intervention d'urgence .....	2
Gazoduc Fort St. John de 18 po .....	4
Examen en laboratoire du tronçon de gazoduc qui s'est rompu .....	4
Tableau 1 : Propriétés de l'acier constituant le tube et prescriptions des normes API 5LX (1975) et CSA Z245.4 M1979 .....	5
Exigences relatives à la résilience prescrites dans les normes CSA .....	6
Inspections internes du gazoduc .....	7
Gestion des liquides .....	7
Qualité du gaz .....	7
<b>Analyse .....</b>	<b>8</b>
Formation d'hydrates .....	8
Qualité du tube .....	9
Historique d'exploitation .....	10
Intervention d'urgence .....	11
Tenue de registres .....	11
<b>Conclusions .....</b>	<b>11</b>
Constatations .....	11
<b>Mesures de sécurité .....</b>	<b>12</b>
Mesures prises par Westcoast .....	12
<i>Reconstruction du gazoduc</i> .....	12
<i>Procédures</i> .....	12
<i>Intégrité du gazoduc</i> .....	12
Directives de l'ONÉ .....	12
<b>Annexes .....</b>	<b>13</b>
Annexe A .....	13
Figure A1 : Carte de la région de Taylor/Fort St. John .....	15
Figure A2 : Sas de départ .....	16

## Liste des sigles et abréviations

°C	degré Celsius, unité de mesure
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> (std)	million de pieds cubes standard, unité de mesure
API	American Petroleum Institute
BM	borne milliaire
CSA	Association canadienne de normalisation
DSAS	double soudure à l'arc submergé
Duke	Duke Energy Gas Transmission
FCPS	fissuration sous contrainte par le sulfure
GRC	Gendarmerie royale du Canada
H <sub>2</sub> S	sulfure d'hydrogène
J	joule, unité de mesure
klb/po <sup>2</sup>	kilolivre par pouce carré, unité de mesure
kPa	kilopascal, unité de mesure
lb/po <sup>2</sup>	livre par pouce carré, unité de mesure
m	mètre, unité de mesure
mm	millimètre, unité de mesure
po	pouce, unité de mesure
Samson	Samson Canada Ltd.
SRÉ	soudage par résistance électrique
WGC	Centre de contrôle de l'acheminement du gaz de Westcoast, situé à Charlie Lake, au nord de Fort St. John (Westcoast Gas Control)
ZPU	zone de planification d'urgence

## Résumé

Le 15 mai 2002 vers 15 h 08 (heure normale des Rocheuses), un pipeline de transport de gaz naturel de 18 po de diamètre, propriété de Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission, s'est rompu près de la route de l'Alaska, à proximité de la ville de Fort St. John, en Colombie-Britannique. La rupture s'est produite dans un sas de départ à une station de vanne. Un employé de Westcoast qui travaillait sur le sas de départ au moment de la rupture a été projeté à terre, mais n'a pas subi d'autre blessure. La rupture du pipeline a provoqué le rejet d'environ  $3,73 \times 10^6 \text{ pi}^3$  (std) de gaz naturel acide (0,41 % de  $\text{H}_2\text{S}$ ). Le gaz rejeté ne s'est pas enflammé et il a formé un panache que le vent a poussé en direction d'habitations situées à proximité et d'un parc à roulettes, jusqu'à ce qu'il se dissipe finalement. La rupture n'a pas entraîné de blessures. D'après Westcoast Energy Inc., les dommages aux biens et autres dommages ou pertes se sont élevés à 139 960 \$.

Le personnel de Westcoast a coordonné les mesures d'intervention d'urgence pour l'incident jusqu'à l'arrivée du chef du Service d'incendie de Taylor, qui a assumé le rôle de commandant local du lieu de l'incident. Westcoast a isolé immédiatement le tronçon de gazoduc touché des sources de gaz en fermant les vannes d'isolement en amont et en aval de la rupture. À titre de mesure d'urgence, la circulation a été bloquée sur la route de l'Alaska, ainsi qu'entre la route et l'aéroport et la route et l'école primaire Baldonnel. Lorsque l'aéroport a été avisé de la rupture et du panache de gaz produit, les Services de vol de l'aéroport ont imposé des restrictions de vols dans la zone en question. Le trafic ferroviaire a également été interrompu sur une ligne qui se trouvait dans la trajectoire du panache de gaz.

Westcoast s'est mise à appeler les résidents qui vivaient dans la zone de planification d'urgence pour leur dire de « s'abriter sur place », c'est-à-dire

de rester à l'intérieur de leurs domiciles jusqu'à ce que la situation se règle ou qu'on ait déterminé qu'une évacuation pouvait être faite sans danger. Ayant entendu le bruit causé par la rupture et vu le panache de gaz qui se formait, bon nombre des résidents dans le voisinage immédiat de l'incident avaient commencé à évacuer les lieux de leur propre chef. Après avoir observé la trajectoire du panache de gaz, le chef du Service d'incendie de Taylor a pris la décision d'évacuer le reste des gens qui habitaient dans la zone sous le vent par rapport au site de l'incident, ainsi que dans le parc de roulettes Edgewood et les habitations environnantes. Westcoast a cessé d'essayer de contacter les résidents dans la zone de planification d'urgence lorsqu'il est devenu apparent que tous les résidents se faisaient évacuer. Comme la journée scolaire tirait à sa fin, l'école primaire Baldonnel faisait monter les enfants dans les autobus scolaires quand la rupture est survenue. Un résident local a prévenu l'école de la rupture et avisé de ne pas aller vers l'est, en direction du site de la rupture et du panache de gaz en formation.

Lorsque les contrôles de l'air effectués sur la route de l'Alaska, dans le parc de roulettes Edgewood et à l'école Baldonnel n'ont pas révélé de niveaux mesurables de  $\text{H}_2\text{S}$ , la zone a été déclarée sécuritaire. Les barrages routiers érigés sur la route de l'Alaska ont été enlevés, les restrictions de vols dans la région ont été levées et le service a été rétabli sur la ligne ferroviaire. Il s'était écoulé environ deux heures et vingt minutes entre le moment où la rupture s'était produite et celui où le commandant local du lieu de l'incident avait déclaré qu'il n'y avait pas de danger.

Westcoast a envoyé la section de tube qui s'était rompue à un laboratoire indépendant pour faire effectuer une analyse détaillée de la défaillance métallurgique. Dans le cadre de son enquête, l'Office national de l'énergie a examiné les résultats de l'analyse faite en laboratoire, la documentation dont Westcoast disposait sur le tube atteint par la

rupture, ainsi que les procédures et les registres de Westcoast.

L'enquête de l'Office national de l'énergie a abouti aux constatations suivantes :

1. La rupture du gazoduc a vraisemblablement été provoquée par une onde de choc ou un impact qui s'est produit lorsqu'un blocage causé par un bouchon d'hydrates ou de glace a été délogé par une pression différentielle.
2. Quand l'incident est survenu, le tube du sas de départ était affaibli par la présence d'une importante « lamination » le long de l'axe central de la canalisation, dans laquelle de l'hydrogène moléculaire s'était accumulé et avait causé un renflement vers l'intérieur.
3. Le sas de départ était resté inutilisé pendant deux ans, ce qui avait permis l'accumulation de fluides.
4. Le tube qui s'est rompu ne présentait pas les propriétés de résilience requises par la norme de conception pertinente de la CSA qui était en vigueur au moment de la fabrication du tube et de la construction de l'installation.
5. Westcoast ne disposait pas de la documentation requise au sujet des matériaux de fabrication et de la conception du sas de départ.
6. Il y a eu un manque de communication entre le commandant du lieu de l'incident chez Westcoast et le commandant local du lieu de l'incident au Service d'incendie de Taylor.

Par suite de son enquête sur la rupture survenue dans le pipeline de transport de gaz naturel Fort St. John de 18 po, l'ONÉ ordonne ce qui suit à Westcoast :

#### **Directive 1**

Westcoast doit revoir son Manuel d'exploitation pour garantir l'exploitation en toute sécurité de pipelines qui transportent du

gaz brut ou du gaz résiduel, en portant une attention particulière aux éléments suivants :

- a) le programme de prévention d'hydrates;
- b) la prévention de l'accumulation de liquides;
- c) les procédures à suivre pour la manutention et l'enlèvement des hydrates en toute sécurité.

#### **Directive 2**

Westcoast doit veiller à ce que ses programmes de gestion de l'intégrité des pipelines ou des installations de surface prévoient une inspection et une évaluation régulières de la tuyauterie de surface, conformément au paragraphe 8.8.1 du rapport sur la vérification du réseau T-Centre de Westcoast, effectuée en conformité avec le RPT-99 en 2001.

#### **Directive 3**

Westcoast doit examiner les registres du réseau pipelinier relativement à l'information qu'ils contiennent sur les spécifications techniques et les propriétés de matériaux ou d'équipement qui ont été réutilisés dans le cadre de projets exécutés depuis 1999. Westcoast déterminera si ces registres sont adéquats. Westcoast doit évaluer l'importance des lacunes ou des déficiences, dresser un plan d'action pour y remédier, et le soumettre à l'approbation de l'Office dans les 60 jours suivant la délivrance de la présente directive.

#### **Directive 4**

Westcoast doit examiner son plan d'intervention en cas d'urgence avec le personnel de première intervention dans la région de Fort St. John, y compris le transfert du commandement du lieu de l'incident, pour garantir une compréhension commune de ses exigences et responsabilités.

# Information factuelle

## *Sommaire de l'incident*

Le 15 mai 2002 vers 15 h 08 (heure normale des Rocheuses), un gazoduc en acier de 18 po de diamètre, propriété de Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission (Westcoast), s'est rompu et a laissé s'échapper environ  $3,73 \times 10^6 \text{ pi}^3$  (std) de gaz naturel acide. La rupture s'est produite dans une section courbe en « S », à l'endroit où le tube descend sous terre entre un sas de départ et une vanne d'isolement. Un employé de Westcoast qui travaillait à côté du sas de départ a été projeté par terre, mais n'a pas subi d'autre blessure. Personne d'autre n'a été blessé. En décembre 2002, Westcoast avait estimé que le coût total de l'incident, comprenant les réparations, le nettoyage et la remise en état des lieux, se montait à 139 960 \$.

La rupture s'est produite dans une enceinte clôturée sur l'emprise pipelinère de Westcoast, à côté d'une station de compression exploitée par Samson Canada Ltd. (Samson). Le gaz échappé ne s'est pas enflammé, et il s'est formé un grand panache de gaz acide (0,41 % de  $\text{H}_2\text{S}$ ). Le vent dominant soufflait du sud-ouest à 19 km/h, et a poussé le panache de gaz en direction du parc de roulottes Edgewood et de la route de l'Alaska. Le parc de roulottes était situé à 300 m du lieu de l'incident. L'école primaire Baldonnel et la trajectoire de vol de l'aéroport municipal de Fort St. John se trouvaient plus loin, en aval du panache de gaz.

## *Description de l'incident*

Le 15 mai 2002, en après-midi, un employé de Westcoast a commencé des travaux d'entretien sur des vannes situées sur le site d'un dispositif de raclage, à la BM 2.47 le long du gazoduc Fort St. John de 18 po (gazoduc Fort St. John). L'entretien des vannes est une opération de maintenance périodique qui consiste à lubrifier la vanne, puis à ouvrir et fermer le mécanisme

plusieurs fois pour bien répandre le lubrifiant. Le site du dispositif de raclage est adjacent à une station de compression où travaillait un employé de Samson.

Après avoir fait l'entretien de plusieurs vannes du gazoduc adjacent Oak de 16 po, l'employé se préparait à commencer la prochaine tâche de maintenance prévue, soit l'entretien de la vanne-porte de 18 po qui isole le sas de départ de racleurs du pipeline. Lorsqu'il a commencé à travailler sur la vanne de 18 po, il s'est aperçu que le sas de départ était rempli d'un mélange d'eau et de condensats qui avait également pénétré dans la conduite d'alimentation et le moteur à gaz branché au dispositif de commande de la vanne. Pour corriger la situation, l'employé a d'abord tenté de vider le sas en ouvrant manuellement la vanne d'isolement, afin que le liquide contenu dans le sas puisse s'écouler. Cette tentative ayant échoué, il a essayé de créer une pression différentielle pour pousser le liquide vers le bas et le faire sortir du sas. Malgré ces mesures, l'employé a constaté qu'aucun fluide ne s'échappait du sas de départ.

Après avoir analysé la situation davantage et essayé de confirmer la position de la porte de la vanne en examinant la hauteur de la tige, l'employé a conclu que la tige de la vanne s'était peut-être détachée de la porte. Pour déterminer si la porte de la vanne était levée ou baissée, il a décidé de dépressuriser le sas de départ en actionnant la vanne arrière de la torche, située en amont, à côté de la vanne-porte. Ce faisant, l'employé a vu que la vanne arrière de la torche était grippée et qu'elle ne pouvait pas être utilisée pour dépressuriser le sas de départ. Examinant ensuite la vanne avant de la torche, située en avant du sas de départ près de la porte, l'employé a découvert qu'il pouvait ouvrir la vanne. Cependant, l'ouverture de la vanne avant a eu immédiatement pour effet d'éteindre la flamme de la torche, par suite de l'expulsion soudaine des liquides du sas de départ. L'employé a refermé immédiatement la vanne avant de la torche, a attendu que la torche se rallume, puis a rouvert la vanne plus doucement pour éviter d'éteindre la torche de nouveau.



Comme la pression dans le sas s'était mise à baisser graduellement, l'employé a ramassé ses outils et a commencé à raccorder les conduites d'alimentation au dispositif de commande de la vanne d'isolement. C'est à ce moment que l'employé s'est aperçu que le manomètre près de la vanne arrière de la torche indiquait 600 lb/po<sup>2</sup>. Un examen des registres de contrôle du gaz effectué après l'incident a révélé que la pression dans le gazoduc était réellement de 743 lb/po<sup>2</sup>. L'employé a vérifié le manomètre près de la vanne avant de la torche; celui-ci indiquait 100 lb/po<sup>2</sup>. Se rendant compte qu'il y avait un problème, l'employé était sur le point de retourner à la vanne d'isolement lorsque le pipeline s'est rompu à l'endroit où le tube du sas de départ descend sous terre. Le jet de gaz et de liquides qui s'est échappé du gazoduc a causé une surcharge du transformateur monté sur les lignes électriques au dessus du site, provoquant un éclair brillant que les résidents vivant à proximité ont pu voir. Quand la rupture s'est produite, l'employé se tenait juste devant la porte du sas, mais un peu en retrait de celle-ci. Au moment de la rupture, le sas de départ a avancé sur ses supports heurtant l'employé à la hauteur de l'aîne et le projetant à terre. Quand l'employé s'est relevé, le jet de gaz et de fluides sortant du gazoduc l'a poussé contre une clôture. Il a remarqué que la matière liquide projetée goûtait l'eau salée. L'employé s'est remis debout et il a constaté que le gazoduc s'était rompu à l'endroit où le tube du sas de départ descend sous terre. L'employé a ensuite grimpé par dessus la clôture pour se rendre du côté de la station de compression de Samson. Un employé de Samson a téléphoné au centre de contrôle de l'acheminement du gaz de Westcoast (WGC) et l'a avisé de la rupture et du rejet de gaz acide qui l'avait accompagné.

### ***Intervention d'urgence***

La rupture du gazoduc s'est produite autour de 15 h 08 (HNR) et l'employé de Westcoast s'est réfugié dans la station de compression de Samson adjacente au gazoduc, qui était en amont du point de rupture par rapport au vent. L'employé de

Samson a appelé le WGC, établi à Fort St. John, à 15 h 18. L'employé de Westcoast a fourni les renseignements essentiels au WGC au sujet de la nature de la rupture et de la direction dans laquelle le panache de gaz se déplaçait, et a signalé qu'aucun autre employé n'avait été blessé. Les deux employés ont alors évacué la station de compression de Samson, se rendant à l'élevage d'abeilles North Peace Apiaries Ltd., située sur la route de l'Alaska, où d'autres employés de Westcoast et de Samson les ont rejoints. À son arrivée à la ferme, l'employé de Westcoast a été transporté à l'hôpital pour se faire examiner. Deux employés de Samson ont bloqué la circulation en direction sud à cet endroit, jusqu'à ce que la GRC arrive et prenne la relève, vers 15 h 28.

À 15 h 15, le répartiteur de services d'incendie de Fort St. John a reçu un appel 911 l'avisant de l'incident. On n'a pu déterminer, après l'incident, qui avait appelé le répartiteur de services d'incendie au 911. À 15 h 17, le répartiteur avait prévenu la GRC, le Service d'incendie de Taylor et le service d'ambulance local. À 15 h 19, le répartiteur a contacté le WGC pour confirmer le lieu de l'incident et il a ensuite communiqué cette information au Service d'incendie de Taylor.

Lorsque l'incident lui a été signalé à 15 h 18, le superviseur du WGC à Charlie Lake a assumé temporairement les fonctions et les responsabilités de commandant du lieu de l'incident et a commencé à mettre en oeuvre le plan d'intervention en cas d'urgence de Westcoast. Le personnel du WGC a immédiatement isolé le tronçon où se trouvait la rupture, en fermant la vanne d'isolement de la canalisation Oak de 16 po, située à la borne milliaire 17.27, et les vannes d'isolement du gazoduc Fort St. John de 18 po, situées aux bornes milliaires 6.31 et 7.04. À 15 h 20, toutes ces vannes étaient considérées comme fermées. Le débit du jet de gaz a ralenti rapidement. À 15 h 40, les gens sur place ont confirmé au WGC que les vannes étaient fermées. Des employés de Westcoast ont été dépêchés à tous les points de réception du gaz de producteurs pour fermer les connexions.

À 15 h 18, le WGC a communiqué avec le préposé de la salle de commande au complexe McMahon de Westcoast à Taylor pour l'aviser de l'incident. Une équipe d'enquêteurs a été dépêchée du complexe McMahon sur les lieux de l'incident, y arrivant en même temps que le Service d'incendie de Taylor, soit à 15 h 33. À ce moment, le chef du Service d'incendie de Taylor a assumé le rôle de commandant local du lieu de l'incident. La circulation en direction nord sur la route de l'Alaska a été bloquée à la hauteur du parc de roulottes Edgewood. La circulation à destination de l'aéroport et de l'école primaire Baldonnel a également été bloquée. Le Service d'incendie de Taylor a alors noté une forte odeur de gaz, voyant que le vent poussait le panache de gaz en direction nord-est vers le parc de roulottes Edgewood.

À 15 h 28, la GRC est arrivée au barrage routier établi à la hauteur de la ferme North Peace Apiaries Ltd., qui bloquait la circulation en direction sud, et a pris la relève de l'employé de Samson qui le surveillait. À 15 h 30, le Service d'incendie de Taylor a demandé à la GRC de fermer complètement la route de l'Alaska. La GRC s'est alors rendue au deuxième barrage que le Service d'incendie de Taylor avait établi à la hauteur du parc de roulottes Edgewood et l'a déplacé vers le sud jusqu'au sommet de la colline North Taylor, à 15 h 40.

À 15 h 30, un centre de commandement du lieu de l'incident a été établi dans la salle d'urgence du WGC. Au même moment, une équipe de notification par téléphone, formée des agents des ressources foncières de Westcoast, a été mise sur pied pour commencer à contacter les résidents dans la zone de planification d'urgence (ZPU) pertinente. Le commandant du lieu de l'incident chez Westcoast a recommandé que les résidents dans la zone touchée « s'abritent sur place », c'est-à-dire qu'ils restent à l'intérieur de leurs domiciles jusqu'à ce que la situation se règle ou qu'on ait déterminé qu'une évacuation pouvait être faite sans danger. Après avoir établi quels résidents étaient touchés à partir du plan d'intervention d'urgence associé au site et d'une carte du secteur,

l'équipe de notification par téléphone s'est mise à appeler les résidents à 15 h 40. À 15 h 45, l'équipe n'avait rejoint qu'une seule personne, les autres appels étant restés sans réponse. Westcoast a cessé d'essayer de contacter les résidents dans la ZPU lorsqu'il est devenu apparent que tous les résidents se faisaient évacuer.

Ayant entendu le bruit causé par la rupture et vu le panache de gaz qui se formait, bon nombre des résidents dans le voisinage immédiat de l'incident avaient commencé à évacuer les lieux de leur propre chef. Comme la journée scolaire tirait à sa fin, l'école primaire Baldonnel faisait monter les enfants dans les autobus scolaires quand la rupture est survenue. Un résident local a prévenu l'école de la rupture et avisé de ne pas aller vers l'est, en direction du site de la rupture et du panache de gaz en formation. À 15 h 25, le Service d'incendie de Taylor a été informé que l'école avait été évacuée. À 15 h 50, un contrôle de l'air à l'école Baldonnel n'a permis de déceler aucune concentration de H<sub>2</sub>S. Toujours à 15 h 50, le chef des pompiers de Taylor a pris la décision d'évacuer les personnes qui se trouvaient dans la zone sous le vent par rapport au site de l'incident, ainsi que dans le parc de roulottes Edgewood et les habitations environnantes. On a demandé aux résidents des zones touchées de se rassembler à un endroit près du barrage sud sur la route de l'Alaska. À la demande du chef des pompiers de Taylor, le répartiteur de services d'incendie a prévenu l'aéroport. À 15 h 40, les services de vol ont émis un « avis aux navigants » imposant des restrictions de vol dans la zone touchée. À 15 h 50, un représentant de B.C. Rail a confirmé au chef du Service d'incendie de Taylor qu'il avait suspendu le trafic ferroviaire dans le secteur. Les registres de l'incident n'indiquent pas comment B.C. Rail a été prévenue de la situation. À 16 h 10, le chef du Service d'incendie de Taylor a informé le superviseur local de Westcoast que l'évacuation des résidents était terminée, et celui-ci a transmis le message au WGC.

À 16 h 07, le personnel de Westcoast a procédé à une première inspection visuelle du site de la

rupture. Il a confirmé qu'il n'y avait pas d'autres employés dans le secteur et que la vanne-porte la plus proche du site de la rupture n'indiquait aucune pression. À 16 h 45, le personnel de Westcoast a commencé à faire des tests exhaustifs le long de la route de l'Alaska et dans le parc de roulottes Edgewood pour contrôler la présence de H<sub>2</sub>S.

Peu après 17 h, le parc de roulottes Edgewood a été déclaré sans danger et les barrages routiers sur la route de l'Alaska ont été enlevés. On a avisé les services de vol à l'aéroport que les restrictions de vols dans la zone de la rupture pouvaient être levées. B.C. Rail a rétabli le service sur sa ligne. À 17 h 30, le chef du Service d'incendie de Taylor a déclaré la situation sans danger et a ordonné à son équipe de retourner à la caserne d'incendie. Le contrôle du site a été redonné à Westcoast.

### ***Gazoduc Fort St. John de 18 po***

Le gazoduc Fort St. John a été construit en 1957 à l'aide de tubes fabriqués par A.O. Smith suivant un procédé de soudage par résistance électrique (SRÉ) dit « soudage par étincelage ». Au fil des ans, des parties du gazoduc ont été améliorées ou modifiées; tel a été le cas du sas de départ où la rupture est survenue. D'après les dessins d'ouvrage fini de Westcoast, le sas de départ avait été déplacé ou modifié en 1979. Ces plans renferment une note indiquant « liste des matériaux non conforme à l'ouvrage fini ». Les analyses du tube rompu effectuées sur place et en laboratoire ont permis d'établir que le tube avait été fabriqué suivant un procédé de double soudage à l'arc submergé (DSAS) et ne faisait donc pas partie de l'installation initiale. Westcoast n'avait trouvé aucun registre indiquant l'origine, le type ou l'année de fabrication du tube en question.

Sur le plan de la conception, le gazoduc Fort St. John passe dans deux aires d'évaluation de la classe d'emplacement, soit une aire désignée

emplacement de classe 1 et une désignée emplacement de classe 3<sup>1</sup>. Dans les emplacements de classe 1, le gazoduc présente une épaisseur de paroi de 7,1 mm (0,280 po), a une nuance d'acier de 359 MPa (X52) et respecte la norme de fabrication de tube API 5LX-52. Dans les emplacements de classe 3, les parois du gazoduc ont 7,6 mm (0,300 po) d'épaisseur, l'acier est de nuance 414 MPa, et le tube est fabriqué suivant la norme Z245.1-M1979 de l'Association canadienne de normalisation (CSA).

La section courbe en S entre le sas et la vanne d'isolement, soit l'endroit où le tube s'est rompu, avait une épaisseur de paroi de 8,74 mm (0,344 po). Pour les fins de conception, l'emplacement du sas de départ est désigné de classe 1.

Le gazoduc Fort St. John avait une pression maximale d'exploitation de 6 895 kPa (1 000 lb/po<sup>2</sup>). Au cours des douze mois précédents, il avait été exploité à une pression normale de 4 480 kPa (650 lb/po<sup>2</sup>), une pression maximale de 6 200 kPa (900 lb/po<sup>2</sup>) et une pression minimale de 4 070 kPa (590 lb/po<sup>2</sup>).

### ***Examen en laboratoire du tronçon de gazoduc qui s'est rompu***

Le tube en question a été envoyé à un laboratoire indépendant qui a procédé à une analyse en vue de déterminer les causes métallurgiques de la défaillance. Il a d'abord procédé à un examen visuel du tube avant d'effectuer un contrôle non destructif. Il a ensuite déterminé les propriétés de l'acier en procédant à une analyse physique et chimique en laboratoire. Plus précisément, il a procédé à une analyse chimique d'échantillons de matériaux prélevés sur le tube, puis il a déterminé leur résistance à la traction, leur résilience Charpy et leur dureté. La résistance à la traction et la composition chimique indiquent que l'acier du tube est conforme aux exigences relatives à la

1. Les aires d'évaluation comprenant 10 unités d'habitation ou moins sont désignées des emplacements de classe 1. Les aires d'évaluation comprenant 46 unités d'habitation ou plus sont désignées des emplacements de classe 3. Les aires d'évaluation ont 1,6 km de longueur et s'étendent sur 200 mètres de part et d'autre de l'axe central du pipeline.

**Tableau 1 : Propriétés de l'acier constituant le tube et prescriptions des normes API 5LX (1975) et CSA Z245.4 M1979**

	Carbone	Manganèse	Phosphore	Soufre	Limite d'élasticité min.		Résistance à la traction min.		Allongement
	(%)	(%)	(%)	(%)	ksi	MPa	ksi	MPa	(% min.)
Tube rompu <sup>1</sup>	0,27	0,692	0,008	0,021	47,1 - 50	324,8 - 344,8	68,3 - 70,6	470,9 - 486,5	15 - 31,5
Acier n° 46 API 5LX	0,30 <sup>2</sup> max.	1,25 max.	0,04 max.	0,05 max.	46	317	63	434	27
Acier n° 317 CSA Z245.4	0,26 max.	0,30 min.	0,04 max.	0,04 max.	46	317	63	434	27

1. Pour déterminer les propriétés physiques de l'acier du tube, trois spécimens ont été prélevés dans les régions intactes de la zone d'arrêt (transversale et longitudinale) et dans la zone de rupture (transversale). Le tableau présente la plage des résultats d'essais obtenus avec les trois spécimens.
2. Pour tuyaux soudés en acier non mandriné (avec soudure) no X46 seulement. Pour les tuyaux soudés en acier mandriné à froid no X46, la valeur maximale admissible de la teneur en carbone est de 0,28 %.

composition chimique et à la résistance à la traction prévues par la norme API 5LX (1975) pour les tuyaux en acier no 46. Si on compare ces propriétés à celles prévues par la norme CSA Z245.4 M1979 pour les tuyaux en acier n° 317, c'est-à-dire la norme canadienne comparable qui était en vigueur à l'époque, on constate que la teneur en carbone aurait été trop élevée. L'un des trois spécimens examinés présentait un allongement inférieur à l'allongement minimum admissible. On présente au tableau 1 les exigences relatives à la résistance à la traction et à la composition chimique ainsi que les résultats des essais.

Les résultats de l'essai de Charpy réalisé sur l'acier du tube indiquent une résilience médiocre et une transition ductilité – fragilité comprise entre +30 °C et +40 °C. L'examen par microscopie

électronique à balayage a révélé que toute la fracture présentait des caractéristiques de rupture fragile dans la direction s'éloignant de la zone de formation des fractures. La norme API 5LX (1975) portant sur les tuyaux ne comporte aucune exigence relative à la résilience de l'acier de canalisations, à moins qu'une telle exigence ne soit demandée par l'acheteur. Dans la norme CSA Z245.4-M1979, les exigences relatives aux propriétés de résilience sont déterminées en fonction des conditions d'exploitation de conception de la canalisation. L'analyse métallurgique n'a révélé aucune zone de dureté le long de la zone de soudure à l'arc submergé.

L'examen visuel du tube a révélé que la rupture a pris naissance au point où se trouvait une importante « lamination »<sup>2</sup>, qui avait été créée lors du procédé de fabrication de la tôle d'origine. En

2. Les « laminations » sont des séparations internes dans le métal, qui entraînent la formation de couches généralement disposées parallèlement à la surface. Certaines « laminations » sont causées par une cavité de retrait, aussi appelée retassure, dans la partie supérieure d'un lingot. S'il y a eu formation d'oxydes sur la surface de cette cavité, les surfaces ne se souderont pas l'une à l'autre durant les opérations de laminage. Comme la cavité de retrait commence au centre d'un lingot, elle restera au centre de la brame, de la plaque ou de la tôle qui deviendra la paroi de la canalisation.

présence d'humidité, le sulfure d'hydrogène présent dans la canalisation se dissocie pour donner du sulfure de fer et de l'hydrogène atomique. Il s'agit là d'un phénomène bien connu. Avec le temps, l'hydrogène atomique s'est diffusé dans l'acier et s'est accumulé sous forme d'hydrogène élémentaire au point de « lamination » le long de l'axe central de la paroi. Au point d'origine de la rupture, le gaz accumulé avait formé une grosse cloque d'hydrogène<sup>3</sup> bombée vers l'intérieur à partir de la « lamination » et située entre la couche intérieure et la couche opposée de matériau. La couche intérieure d'acier a alors cédé, ce qui a entraîné la formation d'un renflement permanent et la création de contraintes résiduelles d'importance découlant de la présence de ce renflement. Il y avait, sur la couche intérieure d'acier, fissuration sous contrainte par le sulfure (FCPS), qui pénétrait la surface intérieure de la couche extérieure d'acier. Il y avait également FCPS superficielle sur la surface intérieure de la couche extérieure d'acier. Il y avait aussi FCPS dans la section courbe et à proximité de celle-ci, en raison de la dissociation continue du sulfure d'hydrogène et des importantes contraintes résiduelles produites par le renflement.

À la suite de l'importante FCPS, la surface intérieure de la « lamination », au niveau de la cloque, s'est finalement ouverte, ce qui a alors permis aux gaz et aux liquides de se déplacer jusqu'à la paroi extérieure. On suppose que, au moment de la rupture, la pression à l'intérieur de la cloque était égale à la pression à l'intérieur du sas de départ. Comme la couche intérieure de la cloque ne pouvait assurer le confinement du contenu sous pression, il y a eu rupture lorsque l'intensité de la contrainte exercée sur les extrémités de la fissure dans la couche extérieure a dépassé la valeur critique. Le calcul de la pression de défaillance à l'aide de modèles simulant la

mécanique de rupture et à partir de tailles mesurées de défauts préexistants a permis d'établir que la pression de rupture aurait été d'environ 1 000 lb/po<sup>2</sup>. Ce niveau de contrainte est de 30 % supérieur à celui qu'entraîne la pression signalée dans la canalisation, qui était de 743 lb/po<sup>2</sup>.

### ***Exigences relatives à la résilience prescrites dans les normes CSA***

La norme de conception des Réseaux de canalisations de gaz en vigueur au moment de la construction du sas de départ était la norme CSA Z184-M1979 ou la norme CSA Z184-M1975, selon la date de conception et de construction. Le sas de départ aurait été construit ou déplacé, croit-on, en 1979 ou en 1980. Aucun certificat d'essais en usine qui aurait pu confirmer l'origine, le type ou l'année de fabrication du tube n'a été trouvé dans les dossiers de Westcoast. On a donc utilisé les résultats des analyses métallurgiques du joint du tube qui s'est rompu pour évaluer la conception du sas de départ et pour déterminer sa conformité à la norme de conception en vigueur. L'examen des exigences de conception relatives à la résilience des canalisations révèle que le tronçon en question ne respectait ni les exigences de la norme CSA Z184-M1979 ni celles de la norme CSA Z184-M1975. Ces exigences sont données à l'annexe A.

Les valeurs d'énergie absorbée, déterminées lors des essais effectués sur le tube qui s'est rompu, correspondaient à des propriétés médiocres; ces valeurs variaient de 7 à 14 J sur une plage de températures de -5 °C à +20 °C. La valeur réelle, c'est-à-dire la valeur mesurée, de l'énergie absorbée est de beaucoup inférieure à la valeur minimale de 20 J à une température de -45 °C prescrite par la norme CSA Z184-M1979, ou à la valeur minimale de 27 J à une température de -45 °C prescrite par la norme CSA Z184-M1975. Il y a lieu de souligner que la valeur d'énergie absorbée prescrite

3. Les cloques d'hydrogène sont produites par diffusion d'hydrogène atomique dans l'acier. Normalement, l'hydrogène a tendance à diffuser dans l'acier. Toutefois, lorsque l'hydrogène atomique atteint une cavité, une « lamination », etc., il se transforme en hydrogène moléculaire. La pénétration continue d'hydrogène atomique se traduit par une quantité de plus en plus grande d'hydrogène moléculaire, ce qui augmente la pression interne et entraîne la formation d'une cloque.



est une valeur minimale et que la valeur exigée dans le cas de pipelines individuels peut être plus élevée.

Selon la norme actuellement en vigueur sur la conception des canalisations, soit la norme CSA Z662-99, Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, on peut, dans le cas de tronçons de moins de 50 m, utiliser une canalisation dont les propriétés de résilience n'ont pas été établies. Même si l'acier du tube qui s'est rompu présente des propriétés de résilience médiocres et, en conséquence, n'assure qu'une protection médiocre contre la formation et la propagation des fissures, son utilisation serait acceptable selon la norme actuellement en vigueur.

### ***Inspections internes du gazoduc***

La dernière inspection interne pour la détection de la perte de métal dans le gazoduc Fort St. John de 18 po remonte à 1998; elle a été effectuée à l'aide d'un outil de mesure de la dispersion du flux magnétique. Ce type d'outil convient bien pour la détection de la perte de métal, mais n'offre qu'une capacité limitée de détection de défauts tels que la « lamination ». Après la rupture, Westcoast a réexaminé les résultats de l'inspection et n'a trouvé aucun indice d'anomalies dans le sas de départ.

### ***Gestion des liquides***

La purge de liquides du sas de départ n'était effectuée auparavant que lorsque Westcoast constatait une accumulation de liquides. Selon le personnel d'exploitation de Westcoast, le problème ne s'était présenté qu'au début de 2000, pendant une courte période, avant qu'il fasse l'entretien de la vanne de la conduite d'impulsion (kicker line) installée sur la dérivation et des deux vannes de la torche associée au sas. À ce moment là, Westcoast avait instauré une procédure temporaire pour la purge du sas de départ parce qu'un panache de fumée se produisait lors du fonctionnement normal de la torche à la réception d'un racleur de nettoyage sur le gazoduc Oak adjacent de 16 po. On attribuait ce panache de fumée à une accumulation de liquides causée par un léger suintement des vannes.

Après l'entretien des vannes, on a considéré que le problème de l'accumulation de liquides dans le sas de départ avait été réglé puisqu'il n'y avait plus de panache de fumée à la réception des racleurs sur le gazoduc Oak. La procédure temporaire consistant à purger les liquides du sas de départ a été suspendue. Westcoast a indiqué que la dernière fois qu'elle avait purgé des liquides du sas de départ sur le gazoduc Fort St. John, avant la rupture, était en avril 2000. Le personnel d'exploitation de Westcoast a signalé que des raclages ne sont plus effectués dans ce gazoduc aux fins de la gestion des liquides.

Westcoast a indiqué que le gazoduc Fort St. John et les installations connexes sont conçus et équipés pour admettre des volumes de liquides considérables. L'usine à gaz McMahon, qui est le point de livraison du gazoduc, peut accepter des masses liquides correspondant à jusqu'à 1 600 barils dans des conditions normales d'exploitation. Des simulations ont été faites dans le gazoduc Fort St. John pour déterminer le comportement d'un écoulement polyphasique.

La torche associée au sas de départ n'est pas conçue pour se débarrasser de fluides contenus dans la canalisation. Westcoast a signalé qu'avant l'incident, elle avait lancé les travaux d'ingénierie et l'acquisition de matériaux en vue d'installer un séparateur de liquides sur le site, et que le travail était censé être terminé à la fin de 2002.

### ***Qualité du gaz***

Westcoast passe des contrats avec des expéditeurs dans la zone de ressources de Fort St. John pour fournir des services de transport et de traitement du gaz brut et des services de stabilisation et de fractionnement des produits liquides. Ces ententes stipulent que les expéditeurs doivent lui livrer du gaz correspondant à des spécifications de produit déterminées et que Westcoast n'est pas tenue de prendre livraison de gaz brut, de gaz résiduaire ou de liquides d'hydrocarbures qui ne respectent pas les normes de qualité pertinentes. Ces normes établissent des limites quant à la teneur en eau du gaz brut (sous forme liquide ou de vapeur). Les

exigences particulières définies pour le gazoduc Fort St. John comprenaient, outre les autres normes de qualité, les clauses suivantes concernant la teneur en eau :

Le gaz brut

- a) ne doit pas contenir plus de 65 milligrammes par mètre cube de vapeur d'eau, tel que déterminé par l'hydromètre à point de rosée approuvé par le Bureau of Mines des États-Unis, et il ne sera nécessaire en aucun cas de déshydrater le gaz brut pour obtenir un point de rosée de la vapeur d'eau inférieur à moins 12 °C à la pression de livraison;
- b) ne doit contenir aucune eau sous forme liquide.

La propriété du gaz brut et des liquides d'hydrocarbures est transférée à Westcoast à un point de réception possédé et exploité par un expéditeur. L'exploitant du point de livraison est tenu de lui livrer du gaz et des liquides d'hydrocarbures qui satisfont aux normes de qualité stipulées dans les modalités du contrat, en plus d'être responsable de l'état et de l'exactitude de tous les appareils d'essais du gaz et des liquides d'hydrocarbures qui sont nécessaires pour garantir le respect desdites normes. Les exploitants des points de réception du gazoduc Fort St. John planifient et exécutent des contrôles manuels du point de rosée conformément à la politique de mesurage de Westcoast. Pour sa part, Westcoast effectue elle-même des contrôles manuels du point de rosée à tous les nouveaux points de réception, au moment de leur mise en service. De plus, Westcoast observe de temps à autre l'exécution des contrôles manuels périodiques du point de rosée effectués par les exploitants des points de réception.

Un examen des registres relatifs aux contrôles du point de rosée effectués au cours des deux dernières années sur le gazoduc Fort St. John et les gazoducs en amont de celui-ci révèle que la limite

prescrite pour le point de rosée, soit 65 milligrammes par mètre cube, a été dépassée à certains points de réception. Les mesures les plus élevées de la vapeur d'eau ont été observées à la station de compression Samson adjacente au site du sas de départ. Le gazoduc Fort St. John reçoit le gaz de la station de compression Samson à un point de raccordement situé immédiatement en aval de la vanne d'isolement du sas de départ qui s'est rompu. En outre, la station de compression de Samson fournit directement au sas de départ, par le biais de la conduite d'impulsion, le gaz utilisé pour les opérations de raclage ou de purge.

Dans les cas où la teneur en vapeur d'eau du gaz envoyé dans le gazoduc Fort St. John excède les exigences prescrites, la politique de Westcoast consiste à collaborer avec l'exploitant du point de réception afin de remédier au problème, avant de couper le service au point de réception. On donne à l'exploitant la possibilité d'expliquer les circonstances hors de la normale qui ont pu contribuer à un point de rosée élevé, et l'exploitant bénéficie d'une période de grâce pour corriger ces circonstances. Si l'exploitant du point de réception ne satisfait toujours pas aux exigences de qualité à la fin de la période de grâce, Westcoast suspend le service au point de réception. Ce n'est qu'après que l'exploitant a confirmé, conformément aux procédures de Westcoast, que le gaz satisfait aux exigences de qualité voulues que le point de réception est rouvert.

## Analyse

### ***Formation d'hydrates***

Puisque l'analyse de la mécanique de la rupture indique qu'il aurait fallu une pression supérieure à la pression relevée dans la canalisation pour provoquer la rupture du tube, il fallait qu'un autre événement ou agent stressant soit présent pour causer la rupture. Cet agent a fort probablement été le bouchon d'hydrates que l'on soupçonne s'être délogé et d'avoir créé une onde de pression dans le gazoduc. Rien dans les vestiges du tube

rompu ne prouve la présence d'un bouchon d'hydrates. Toutefois, la différence de pression notée par le préposé à l'entretien avant la rupture du gazoduc ne peut s'expliquer que par la présence d'un bouchon entre le manomètre de la vanne de torche arrière et le manomètre à la porte du sas. Les tentatives faites par le préposé pour purger et dépressuriser le sas auraient été suffisantes pour déloger le bouchon d'hydrates. Le délogement du blocage a produit un « coup de bélier » assez puissant pour provoquer une fracture de l'acier.

Les hydrates sont des mélanges de molécules d'eau et de gaz qui se cristallisent pour former un « bouchon de glace » solide dans les conditions de température et de pression propices. Les hydrates peuvent se former à partir de l'eau libre qui se condense dans le flux de gaz à une température égale ou inférieure à son point de rosée. Les hydrates se produisent dans les canalisations et les réservoirs, et ils peuvent créer des blocages dans le cas de canalisations. Les principaux éléments qui favorisent la formation d'hydrates sont de basses températures, une pression élevée et la présence d'eau libre dans le gaz ayant une température égale ou inférieure au point de rosée de l'eau. Les hydrates ont comme propriété inhabituelle que leur formation ne dépend pas strictement de la température. Ils peuvent se former à haute pression quand la température du gaz en mouvement est bien supérieure au point de congélation de l'eau. D'après la preuve recueillie sur le lieu de l'incident, les conditions dans le sas de départ auraient été idéales pour provoquer la formation d'hydrates.

La présence d'hydrates, comme de toute autre obstruction dans un pipeline, peut être décelée en raison des conséquences qu'elle crée. Les obstructions ralentissent l'écoulement, augmentent la contre-pression dans le réseau et accroissent la pression différentielle à l'endroit où elles se trouvent. La pression différentielle peut rapidement faire atteindre à un bouchon d'hydrates des vitesses approchant celle du son, créant ainsi des forces excessives dans la

canalisation. Des hydrates en mouvement peuvent causer de sérieux dommages mécaniques à des points en aval où il y a des restrictions, des obstructions ou un brusque changement de direction. La défaillance qui en résulte peut être due à un impact ou à une surpression (onde de choc). Lorsqu'elle est due à un impact, la défaillance se produit à cause de la masse et de la force de mouvement de l'hydrate qui heurte le tube ou des raccords et provoque une fracture.

La taille et l'emplacement du blocage n'étant pas connus dans le cas présent, il est impossible d'estimer la quantité de force que le bouchon délogé a exercée dans le sas de départ avant la défaillance. Le sas de départ s'est rompu en son point le plus faible, c'est-à-dire une imperfection introduite par le processus de fabrication qui s'est aggravée pendant l'exploitation subséquente du gazoduc. Même en l'absence de cette imperfection, il est possible que le sas de départ se serait rompu de toute façon en son deuxième point le plus faible, sous l'effet de la surpression ou de l'impact du bouchon de glace sur la porte du sas.

### **Qualité du tube**

La section de tube qui s'est rompue présentait de très mauvaises propriétés métallurgiques, mécaniques et physiques. Les propriétés de résilience du tube étaient inférieures aux valeurs exigées suivant la norme de conception pertinente de la CSA qui était en vigueur au moment de la fabrication du tube et de la construction de l'installation de Westcoast.

Au moment de l'incident, le tube du sas de départ était dans un état affaibli à cause de la présence d'une importante « lamination » le long de l'axe central de la canalisation, dans laquelle de l'hydrogène moléculaire s'était accumulé et avait causé un renflement vers l'intérieur. L'analyse de la fracture a permis de déterminer que la fissuration sous contrainte par le sulfure ajoutée à la fissuration causée par le renflement avait réduit la résistance du tube de plus de 50 %. Une analyse de la contrainte de rupture a indiqué qu'il fallait



qu'il y ait une contrainte additionnelle, en plus de celle créée par la pression d'exploitation de la canalisation, pour provoquer la fracture.

Même si la rupture du sas de départ n'était pas attribuable seulement à la pression d'exploitation de la canalisation au moment où l'incident s'est produit, la détérioration du tube, sous l'effet de la lamination et du renflement, se serait poursuivie dans les conditions normales d'exploitation. Il est raisonnable de conclure qu'une défaillance serait survenue tôt ou tard dans le sas de départ au cours des opérations courantes.

### ***Historique d'exploitation***

D'après un examen détaillé des événements survenus immédiatement avant et après la rupture, il est évident que le sas de départ contenait une quantité importante de liquides. À la première tentative faite pour purger les liquides du sas, la flamme pilote de la torche s'est éteinte. Lorsque le sas s'est rompu, de l'eau salée a jailli du tube avec suffisamment de force pour faire sauter le transformateur d'une ligne d'électricité aérienne située à proximité. Le préposé qui se trouvait sur les lieux au moment de la rupture pouvait goûter de l'eau salée dans le jet. Après la rupture, lorsqu'on a démonté la conduite d'impulsion de six po raccordée au sas, celle-ci était à moitié pleine d'eau salée. On peut présumer que le sas de départ était lui aussi au moins à moitié rempli d'eau salée.

L'historique d'exploitation permet de penser que l'eau aurait eu beaucoup de temps pour s'accumuler étant donné que la dernière purge de liquides du sas de départ remontait à avril 2000. Comme la rupture s'est produite en mai 2002, il est possible que le sas de départ soit resté inutilisé pendant deux ans et qu'on n'y ait pas touché avant les travaux d'entretien des vannes que le préposé effectuait au moment où la rupture s'est produite.

Westcoast avait considéré que le problème d'accumulation de liquides survenu au début de 2000 avait été réglé en effectuant des travaux

d'entretien sur la vanne de la conduite d'impulsion installée sur la dérivation et sur les deux vannes de la torche associée au sas de départ du gazoduc Fort St. John. Après l'entretien des vannes, elle avait abandonné la procédure temporaire consistant à purger les liquides du sas de départ, parce qu'il ne se produisait plus de panache de fumée après les opérations normales de brûlage à la torche associées à la réception d'un racleur sur le gazoduc Oak de 16 po. Néanmoins, une quantité substantielle de liquides était présente dans le sas de départ au moment de l'incident.

D'après les registres de Westcoast sur la qualité du gaz, le point de réception où le gaz avait la teneur en eau la plus élevée était la station de compression Samson qui se raccorde au gazoduc Fort St. John immédiatement en aval de la vanne d'isolement et se raccorde au sas de départ au moyen de la conduite d'impulsion dont la vanne avait fait l'objet de travaux d'entretien en 2000. Il est possible que la vanne de la conduite d'impulsion ait continué de suinter après l'entretien, et après que Westcoast ait mis fin à la procédure temporaire de purge du sas de départ. Dans les deux années subséquentes où le sas de départ est resté inactif, aucune vérification n'a été faite pour voir si des liquides s'y accumulaient.

Même si le pipeline et les installations connexes sont conçus de manière à supporter la présence de liquides, il aurait été bon que la torche desservant le sas de départ soit munie d'un dispositif pour la séparation de liquides. Le panache de fumée qu'on observait après les opérations normales de brûlage associées à la réception d'un racleur sur le gazoduc Oak de 16 po avait peut-être disparu à cause de l'enlèvement des liquides du flux de gaz envoyé à la torche, avant sa combustion. La première tentative que le préposé a faite pour purger les liquides du sas a fait éteindre la flamme pilote de la torche. Un dispositif de séparation de liquides aurait peut-être pu le prévenir. Westcoast avait établi des plans, avant l'incident, pour l'ajout d'un dispositif de séparation de liquides.

## ***Intervention d'urgence***

Les deux sources de préoccupation suivantes ont été relevées :

Premièrement, il semble qu'il y ait eu un manque de communication entre le commandant local du lieu de l'incident du Service d'incendie de Taylor et le commandant du lieu de l'incident chez Westcoast. Pendant que Westcoast contactait les résidents touchés pour leur dire de « s'abriter sur place », le commandant local du lieu de l'incident avait donné l'ordre au personnel du Service d'incendie et à la GRC d'évacuer ces mêmes résidents.

Deuxièmement, le déroulement des événements pendant l'incident n'a pas été convenablement consigné et documenté. Westcoast n'a pas fourni un rapport complet et exact des interventions lors de l'incident.

À d'autres égards, on peut considérer que les mesures d'urgence prises par Westcoast avaient été promptes, efficaces et bien adaptées à un incident faisant intervenir du soufre d'hydrogène.

## ***Tenue de registres***

Westcoast ne disposait pas de documentation concernant la partie de la canalisation qui s'était rompue. Elle n'a trouvé aucun dossier indiquant l'origine, le type ou l'année de fabrication du tube en question. Les registres de construction relatifs à l'ouvrage fini étaient lacunaires.

On croyait que les registres concernant la construction du sas de départ avaient été détruits lors d'incendies au bureau de Lake Charlie en 1987 ou 1995.

## **Conclusions**

### ***Constatations***

1. La rupture du gazoduc a vraisemblablement été provoquée par une onde de choc ou un impact qui s'est produit lorsqu'un blocage causé par un bouchon d'hydrates ou de glace a été délogé par une pression différentielle.
2. Quand l'incident est survenu, le tube du sas de départ était affaibli par la présence d'une importante lamination le long de l'axe central de la canalisation, dans laquelle de l'hydrogène moléculaire s'était accumulé et avait causé un renflement vers l'intérieur.
3. Le sas de départ était resté inutilisé pendant deux ans, ce qui avait permis l'accumulation de fluides.
4. Le tube qui s'est rompu ne présentait pas les propriétés de résilience requises par la norme de conception pertinente de la CSA qui était en vigueur au moment de la fabrication du tube et de la construction de l'installation.
5. Westcoast ne disposait pas de la documentation requise au sujet des matériaux de fabrication et de la conception du sas de départ.
6. Il y a eu un manque de communication entre le commandant du lieu de l'incident chez Westcoast et le commandant local du lieu de l'incident au Service d'incendie de Taylor.

# Mesures de sécurité

## Mesures prises par Westcoast

### Reconstruction du gazoduc

À titre de réparation temporaire, Westcoast a enlevé le sas, la section courbe en S et la vanne d'isolement, puis obturé la canalisation à l'aide d'un bouchon d'extrémité de sorte que le gazoduc Fort St. John de 18 po puisse être utilisé. Westcoast a remis le gazoduc en service le 18 mai 2002.

Peu après, on a enlevé le bouchon d'extrémité et posé une nouvelle section courbe en S et une nouvelle vanne d'isolement. Un nouveau sas sera ajouté dès qu'il sera disponible. Selon la nouvelle conception, la vanne d'isolement, la conduite de transition et le sas de départ sont hors-terre, afin d'éliminer les points bas où des liquides pourraient s'accumuler.

### Procédures

Le sous-comité des pratiques de travail sécuritaires de Westcoast a réexaminé les pratiques et les procédures liées aux sas de racleurs et aux vannes d'isolement. Il a approuvé une révision de la tâche associée à l'ouverture des vannes de purge avant et arrière.

La procédure antérieure établie pour cette tâche consistait à :

Ouvrir doucement la vanne de purge avant 3A, puis ouvrir la vanne 3B. Toujours ouvrir les deux vannes de purge.

Voici la nouvelle procédure établie pour cette tâche :

Ouvrir doucement la vanne de purge avant 3A, puis ouvrir la vanne 3B. Toujours ouvrir les deux vannes de purge. À l'ouverture des vannes 3A et 3B, surveiller de près les manomètres des deux vannes. Il faut qu'il y ait deux techniciens. S'il y a une différence de pression de plus de 100 lb/po<sup>2</sup> entre les deux

manomètres à quelque moment, cesser immédiatement l'opération de purge. Le superviseur immédiat doit être prévenu et il faut établir une procédure propre au site avant de poursuivre ou à rectifier le problème.

### Intégrité du gazoduc

Westcoast a conçu et mis en oeuvre un programme de gestion de l'intégrité des pipelines qui portent sur les canalisations souterraines. Elle a maintenant entrepris d'élargir ce programme afin d'y inclure les installations en surface. Westcoast s'est engagée à produire un document sur un programme élargi de gestion de l'intégrité des pipelines d'ici la fin de 2004.

## Directives de l'ONÉ

Par suite de son enquête sur la rupture survenue dans le pipeline de transport de gaz naturel Fort St. John de 18 po, l'ONÉ ordonne ce qui suit à Westcoast :

### Directive 1

Westcoast doit revoir son Manuel d'exploitation pour garantir l'exploitation en toute sécurité de pipelines qui transportent du gaz brut ou du gaz résiduel, en portant une attention particulière aux éléments suivants :

- a) le programme de prévention d'hydrates;
- b) la prévention de l'accumulation de liquides;
- c) les procédures à suivre pour la manutention et l'enlèvement des hydrates en toute sécurité.

### Directive 2

Westcoast doit veiller à ce que ses programmes de gestion de l'intégrité des pipelines ou des installations de surface prévoient une inspection et une évaluation régulières de la tuyauterie de surface, conformément au paragraphe 8.8.1 du rapport sur la vérification du réseau T-Centre de

Westcoast, effectuée en conformité avec le RPT-99 en 2001.

### **Directive 3**

Westcoast doit examiner les registres du réseau pipelinier relativement à l'information qu'ils contiennent sur les spécifications techniques et les propriétés de matériaux ou d'équipement qui ont été réutilisés dans le cadre de projets exécutés depuis 1999. Westcoast déterminera si ces registres sont adéquats. Westcoast doit évaluer l'importance des lacunes ou des déficiences, dresser un plan d'action pour y remédier, et le soumettre à l'approbation de l'Office dans les 60 jours suivant la délivrance de la présente directive.

### **Directive 4**

Westcoast doit examiner son plan d'intervention en cas d'urgence avec le personnel de première intervention dans la région de Fort St. John, y compris le transfert du commandement du lieu de l'incident, pour garantir une compréhension commune de ses exigences et responsabilités.

## **Annexes**

### **Annexe A**

Pour une installation conforme à la norme CSA Z184-M1979, les propriétés de résilience requises des canalisations en acier sont déterminées à la température de conception minimale, à la contrainte d'exploitation de conception et à l'épaisseur nominale de paroi. La température de conception minimale est la température d'exploitation minimale prévue de la canalisation ou du métal lorsque la contrainte transversale est supérieure à 50 Mpa; on peut supposer que cette température est de -45 °C dans le présent cas. Pour une contrainte d'exploitation de conception supérieure à 175 MPa et une épaisseur nominale de paroi supérieure à

3,00 mm, la norme CSA prescrit une résilience de catégorie II. Toutefois, la norme CSA permet d'utiliser une canalisation de catégorie III dans le cas de tronçons d'au plus 50 m, comme c'est le cas pour les sas de départ.

Pour une canalisation de catégorie III, l'article 10.3.1.1 de la norme CSA Z245.4-M1979 précise :

[Traduction]

L'acier doit posséder une valeur d'énergie absorbée d'au moins 20 J à l'essai de résilience Charpy (avec entaille en V) réalisé sur un échantillon pleine grandeur, à la température prescrite par l'acheteur.

Comme on ignore les dates réelles de conception et de construction, on a aussi considéré la possibilité d'une installation conforme à la norme de conception CSA Z184-M1975 Réseaux de canalisations de gaz, qui est plus ancienne. Dans la norme CSA de 1975, les propriétés de résilience requises du tube qui s'est rompue sont déterminées par les conditions d'exploitation indiquées dans l'article 3.1.2.2, dont voici la traduction française du libellé, cette norme n'étant disponible qu'en anglais :

[Traduction]

3.1.2.2 Il faut porter une attention particulière aux propriétés de résistance à la traction et aux propriétés de résilience déterminées aux températures désignées (voir l'article 3.1.2.3), dans le cas des pipelines suivants :

- c) Pipelines hors-sol soumis à une contrainte d'exploitation supérieure à 30 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée, quels que soient leur taille ou leur niveau de résistance;
- d) Pipelines transportant du gaz acide soumis à une contrainte d'exploitation supérieure à 30 % de la limite d'élasticité minimale spécifiée, quels que soient leur taille ou leur niveau de résistance.

La température d'exploitation à laquelle les propriétés de résilience doivent être spécifiées est déterminée selon l'article 3.1.2.3 ci-après :

[Traduction]

3.1.2.3 Les températures suivantes sont celles des conditions de service décrites à l'article 3.1.2.2:

- b) Dans le cas des pipelines hors-sol, il faut tenir compte de la température minimale de l'air dans la localité, lors de l'établissement de la température minimale prévue...

Les propriétés de résilience requises dans ces conditions sont ensuite indiquées à l'article 3.1.2.4 ci-après :

[Traduction]

3.1.2.4 Tous les pipelines exploités dans les conditions indiquées à l'article 3.1.2.2 :

- a) Doivent présenter une résistance au cisaillement minimale spécifiée, déterminée à l'essai de résilience.
- b) Doivent présenter la valeur minimale spécifiée pour la résistance au cisaillement, exprimée en pourcentage, exigée dans les normes de la série CSA Z245 sur les tubes en acier pour canalisations.

La norme sur les canalisations s'appliquant au tronçon qui s'est rompu est la norme CSA Z245.4-1974. Il faudrait attribuer à ce tronçon une désignation correspondant à la catégorie III, c'est à-dire la désignation prévue dans le cas de pipelines hors-sol devant posséder des propriétés de résilience spécifiques. La norme CSA comporte des exigences relatives à l'énergie absorbée et à une aire minimale de cisaillement lors de l'essai de résilience Charpy (avec entaille en V) réalisé sur un échantillon pleine grandeur. L'article 10.3.2 de la même norme, donné ci-après, prévoit une exemption dans le cas de tronçons plus courts d'un pipeline hors-sol :

[Traduction]

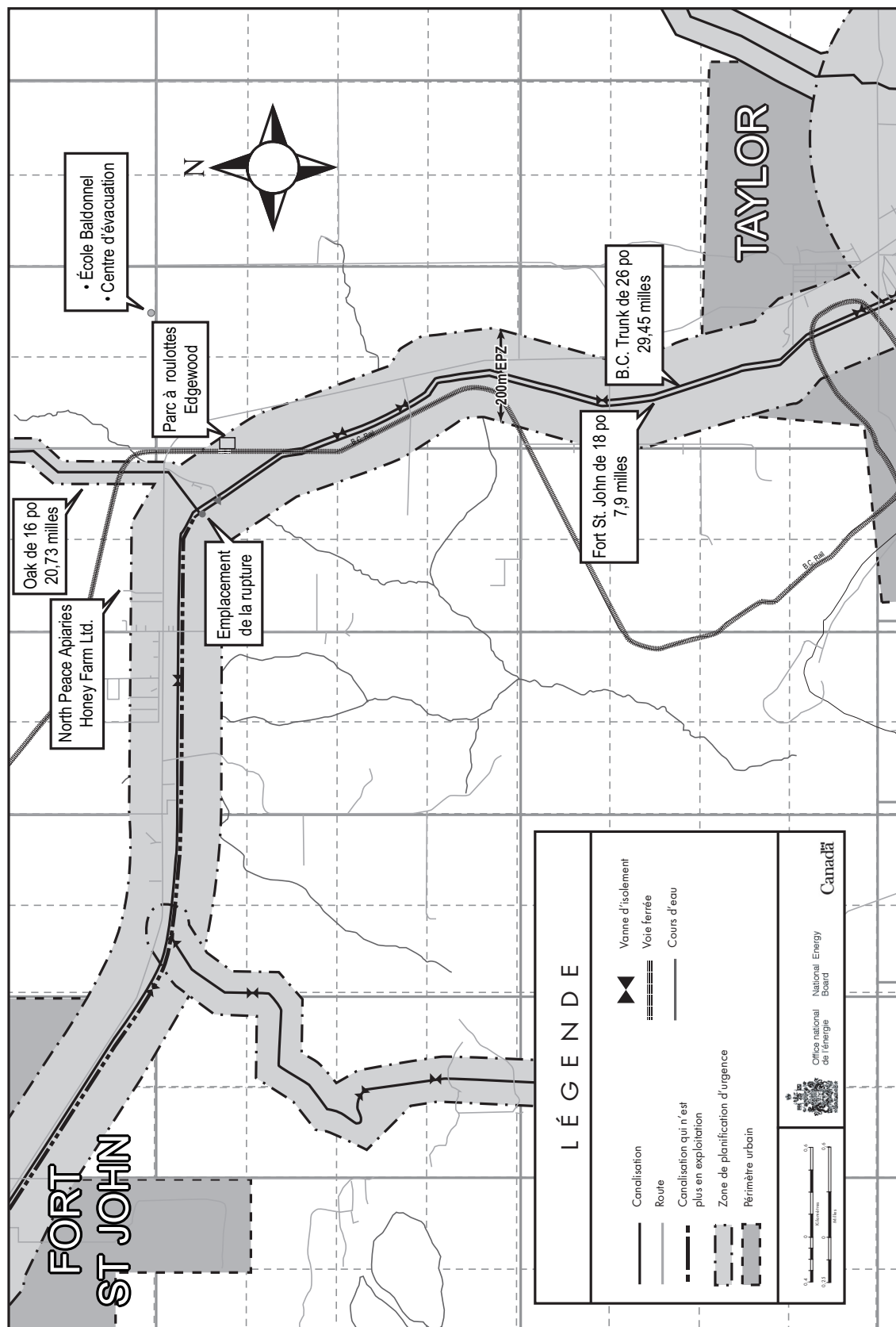
10.3.2 Dans le cas d'une canalisation hors-sol d'une longueur de 100 pieds (30,4 m) ou moins, comprenant une vanne ou un raccordement à bride, seule la valeur minimale d'énergie absorbée peut être exigée.

L'article 10.3.1, donné ci-après, précise la valeur minimale d'énergie absorbée pour la canalisation hors-sol :

[Traduction]

10.3.1 De plus, la valeur minimale d'énergie absorbée, mesurée lors de l'essai de résilience Charpy (avec entaille en V) réalisé sur un échantillon pleine grandeur, doit être de 20 pieds-livres (27,0 J) à la température d'essai.

**Figure A1 : Carte de la région de Taylor/Fort St. John**



**Figure A2 : Sas de départ**

