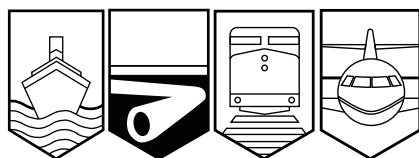


Bureau de la sécurité des transports  
du Canada



Transportation Safety Board  
of Canada

**RAPPORT D'ENQUÊTE SUR UN ACCIDENT DE PIPELINE**  
**P00H0037**



**RUPTURE D'UN GAZODUC**

**WESTCOAST ENERGY INC.**

**POTEAU MILLIAIRE 569,9, CANALISATION PRINCIPALE**

**T-SOUTH DE 762 MILLIMÈTRES**

**PRÈS DE LA HALTE ROUTIÈRE DE ZOPKIOS,**

**SORTIE 217 DE L'AUTOROUTE**

**DE COQUIHALLA (COLOMBIE-BRITANNIQUE)**

**7 AOÛT 2000**

**Canada**

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

## Rapport d'enquête sur un accident de pipeline

### Rupture d'un gazoduc

Westcoast Energy Inc.  
Poteau milliaire 569,9, canalisation principale  
T-South de 762 millimètres  
près de la halte routière de Zopkios,  
sortie 217 de l'autoroute  
de Coquihalla (Colombie-Britannique)  
7 août 2000

### Rapport numéro P00H0037

#### *Résumé*

Le 7 août 2000 à 2 h 50, heure normale du Pacifique, une rupture s'est produite dans un point dur localisé au poteau milliaire 569,9 de la canalisation principale T-South de 762 millimètres de diamètre extérieur de la Westcoast Energy Inc., près de la halte routière de Zopkios située à la sortie 217 de l'autoroute de Coquihalla (Colombie-Britannique). Sept véhicules qui se trouvaient à la halte routière ont été endommagés par des débris projetés par l'explosion. Personne n'a été blessé. L'autoroute de Coquihalla a été fermée à la circulation pendant trois heures et demie par suite de la rupture.

*This report is also available in English.*

## *Autres renseignements de base*

Vers 2 h 50, heure normale du Pacifique (HNP)<sup>1</sup>, une rupture s'est produite à la hauteur du poteau milliaire (PM) 569,9 de la canalisation principale T-South de 762 millimètres (mm), près de la halte routière de Zopkios, sortie 217 de l'autoroute de Coquihalla (Colombie-Britannique). La rupture s'est produite à environ neuf kilomètres au sud du poste de péage de l'autoroute de Coquihalla.

Vers 3 h, le contrôleur de l'acheminement du gaz de la Westcoast Energy Inc. (Westcoast), posté à Vancouver, constate un changement de pression à la station de compression 8B, changement de pression que le réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA) enregistre pour la première fois à 2 h 50. Étant donné que le changement de pression enregistré par le système SCADA est inférieur à 207 kilopascals (kPa) par minute, le changement est consigné comme étant un événement et non comme une alarme. Quand le contrôleur de l'acheminement du gaz prend connaissance du message relatif à l'événement, il commence à en rechercher la cause.

Au moment où le contrôleur de l'acheminement du gaz entreprend son enquête, un automobiliste signale au commis du poste de péage qu'une explosion s'est peut-être produite près de la halte routière de Zopkios et qu'il y a des débris sur l'autoroute. Le commis du poste de péage a une connaissance limitée du réseau de la Westcoast et du fait que la canalisation passe à proximité de l'autoroute de Coquihalla près de la halte routière.

À 3 h 8, le commis du poste de péage décide d'interrompre la circulation en direction sud au poste de péage et alerte le détachement de la Gendarmerie royale du Canada (GRC) à Hope (Colombie-Britannique). La GRC communique immédiatement avec le contrôleur de l'acheminement du gaz pour l'aviser qu'un accident a été signalé et que la canalisation de la Westcoast pourrait être touchée. Cet appel de la GRC confirme au contrôleur de l'acheminement du gaz qu'une rupture de la canalisation s'est probablement produite. Il commence à demander l'aide des services d'intervention d'urgence et à déterminer un plan d'action. Au cours des cinq minutes qui suivent, la GRC établit des barrages routiers en amont et en aval du lieu de la rupture.

À cause des chutes de pression signalées aux stations de compression 8A et 8B, le contrôleur de l'acheminement du gaz détermine que la rupture a touché la canalisation principale et commence à prendre des mesures correctives en fermant à distance la soupape de dérivation à la station de compression 8B et en arrêtant le compresseur de la station de compression 8A.

L'isolement de la canalisation principale et de la boucle de la canalisation principale à la station de compression 8B se termine 40 minutes après la rupture de la canalisation quand le dispositif logique de contrôle des ruptures de la station de compression 8B ferme automatiquement la soupape de dérivation de la boucle de canalisation principale à cette station. L'isolement de la canalisation principale et de la boucle de canalisation principale de la station de compression 8A se termine 42 minutes après la rupture de la canalisation quand l'opérateur de la station de

---

<sup>1</sup> Comme les réseaux de pipeline enregistrent en heure normale à longueur d'année, toutes les heures sont exprimées en HNP même si l'heure locale était l'heure avancée du Pacifique lors de l'accident (une heure de plus que les heures consignées).

compression 8A, ayant reçu des instructions du contrôleur de l'acheminement du gaz, ferme les soupapes de dérivation et de décharge de la canalisation principale et de la boucle de canalisation principale.

À 4 h 2, l'opérateur de la station de compression 8B place cette station en commande locale et réenclenche les circuits de rupture de la canalisation. Par conséquent, la soupape de dérivation de la canalisation principale commence à s'ouvrir et laisse passer le gaz dans la conduite rompue. L'opérateur de la station remplace immédiatement le circuit de rupture à la position de commande à distance, ce qui fait que la soupape de dérivation se ferme automatiquement après quelques minutes.

À 4 h 8, l'opérateur de la station de compression 8A ouvre par inadvertance les soupapes de dérivation et de décharge de la canalisation principale à cette station alors qu'il essaie de rétablir le débit dans la boucle de canalisation principale suivant les instructions du contrôleur de l'acheminement du gaz. Quand l'opérateur constate que le débit a été rétabli dans la canalisation principale plutôt que dans la boucle de canalisation principale, il ferme immédiatement les soupapes appropriées.

L'emplacement de la rupture est isolé davantage 1 heure et demie après la rupture, quand la vanne de sectionnement du PM 556,5 est fermée. Vingt-trois minutes plus tard, le débit est rétabli dans la boucle de canalisation principale entre les stations de compression 8A et 8B. Environ trois heures et demie après la rupture, l'autoroute de Coquihalla est rouverte à la circulation.

Le Laboratoire technique du BST a déterminé qu'une corrosion superficielle par piqûres s'était produite à la position quatre heures, coïncidant avec une zone de plus grande dureté, appelée point dur, sur la surface extérieure de la conduite (rapport n° LP 081/00). Une fissure, qui avait pris naissance dans le point dur, était présente depuis quelque temps mais n'était pas en phase de croissance active au moment de la rupture. Le Laboratoire technique du BST a déterminé que la conduite a fini par se rompre lorsque cette zone affectée au préalable par des fissures a gonflé par suite d'une contrainte excessive ponctuelle.

Les dossiers du système SCADA indiquent qu'au moment de la rupture, la canalisation principale fonctionnait depuis plusieurs jours à une pression régulière de l'ordre de 5 599 kPa. La pression manométrique maximale de service pour cette section de la canalisation était de 6 453 kPa. Les dossiers du système SCADA indiquent aussi que le changement de pression à la station de compression 8B n'a jamais dépassé les 69 kPa par minute.

Des taux de changement de pression inférieurs à 207 kPa par minute peuvent survenir pendant l'exploitation normale et, par conséquent, sont enregistrés par le système SCADA comme étant des événements. À moins que ces changements ne fassent partie d'une suite d'alarmes, ils n'indiquent pas normalement une rupture de la canalisation. Des variations égales ou supérieures à 207 kPa par minute peuvent indiquer une rupture de canalisation et sont enregistrées comme étant des alarmes. Une pression faible peut aussi indiquer une rupture de canalisation, et serait alors enregistrée comme étant une alarme. Quand une situation d'alarme se produit, le contrôleur de l'acheminement du gaz voit apparaître à son écran de contrôle un

message clignotant dont la couleur correspond à la gravité de l'alarme. Ce message clignote dans une fenêtre prévue à cette fin dans l'écran de contrôle. Les alarmes peuvent aussi être accompagnées d'une tonalité d'alerte, mais cette fonction avait été désactivée avant la rupture.

La section de la canalisation principale qui a été touchée par la rupture avait été fabriquée en 1957 par la compagnie A.O. Smith Corporation de Milwaukee, au Wisconsin, et répondait à la norme n° API-5LX52. Cette section avait été installée et soumise à des essais hydrostatiques en 1957, et avait été homologuée à une pression minimale de 8 067 kPa. La conduite avait été recouverte d'un émail asphalté et avait reçu une enveloppe renforcée de verre à l'intérieur et à l'extérieur. Il n'y avait plus de revêtement sur la section de conduite touchée par la rupture. Toutefois, le revêtement des sections de conduite situées en amont et en aval du lieu de la rupture semblait être intact et semblait adhérer à la conduite.

Cette section de la canalisation principale avait subi une inspection de détection des pertes en métal en 1981, en 1991 et en 1998 au moyen d'un outil d'inspection interne servant à détecter les pertes de flux magnétique. Après chaque inspection, toutes les anomalies majeures et un échantillon des anomalies mineures faisaient l'objet d'une inspection par suite de laquelle le revêtement était refait ou la conduite était remplacée. Dans le secteur de la rupture, les inspections avaient révélé la présence de deux bosselures et de corrosion mineure.

Il existe depuis plusieurs années des outils d'inspection interne qui détectent les points durs à l'aide de la technologie de contrôle des fuites de flux magnétique. Toutefois, l'outil dont la Westcoast se servait lors des inspections internes de 1981, de 1991 et de 1998 était conçu pour détecter les pertes en métal et non pas les anomalies attribuables aux points durs.

Le système de protection cathodique de la canalisation principale a été installé peu après la construction du gazoduc. Initialement, le système de protection cathodique entre les stations de compression 8A et 8B consistait en des mises à la terre avec courant imposé aux PM 526,5 et 598,6. Le gazoduc était relié à l'oléoduc de la Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (Trans Mountain) chaque fois que les deux réseaux de pipelines se croisaient. Actuellement, le système de protection cathodique entre les stations de compression 8A et 8B consiste en des mises à la terre avec courant imposé au PM 541,1 (construit en 1971 et mis à niveau en 1982), au PM 566,7 (construit en 1974 et reconstruit en 1986), au PM 582,88 (construit en 1980 et mis à niveau en 1984) et au PM 588,4 (construit en 1964 et mis à niveau en 1980 et au milieu des années 1990). Les trois premières mises à la terre appartiennent à la Westcoast tandis que la quatrième est partagée avec les oléoducs de la Trans Mountain. En 1963, une mise à la terre avait été installée au PM 565,6, mais elle s'est vite révélée inadéquate. Elle a été détruite en 1972 lors de la construction de la boucle de canalisation principale. La mise à la terre du PM 566,7 a été construite en 1974 pour la remplacer.

Au cours des 10 dernières années d'exploitation, la Westcoast a procédé à des vérifications du système cathodique par points fixes rapprochés entre les stations de compression 8A et 8B en 1990, 1991, 1992, 1993, 1994, 1995, 1996, 1997 et 1998. Les vérifications indiquent qu'en 1995, 1997 et 1998, le courant de protection cathodique qui atteignait la section rompue de la conduite était inférieur à la norme de l'industrie. La Westcoast a laissé savoir que, quand elle détectait des secteurs où la protection cathodique était insuffisante, elle évaluait les dossiers d'inspection

interne pour déterminer si des mesures correctives s'imposaient. Au besoin, elle prenait les mesures correctives appropriées, par exemple en augmentant le courant de sortie du redresseur ou en ajoutant ou en remplaçant des mises à la terre.

Le 1<sup>er</sup> juillet 1996, une fuite s'est produite au PM 612,8 de la canalisation principale. Dans un rapport de métallurgie qu'elle a rédigé, la C & M Engineering Ltd. a indiqué que le point d'origine de la fuite avait été un point dur créé lors de la fabrication de la conduite. Cette section de conduite avait aussi été fabriquée en 1957 par l'A.O. Smith Corporation de Milwaukee.

Après l'événement de juillet 1996, la Westcoast a examiné les valeurs de protection cathodique le long de la canalisation principale et, le cas échéant, a réduit la tension du montage de redressement de façon à fournir de façon ponctuelle un potentiel « hors charge » maximal de moins 1,1 volt par rapport à une électrode de référence de cuivre/sulfate de cuivre à des endroits où le conducteur négatif était relié à la canalisation. La Westcoast a aussi procédé à une inspection interne de la canalisation principale pour trouver des points durs entre la station de compression 9 et Huntingdon (Colombie-Britannique). Elle a identifié cinq endroits où elle a procédé à des excavations et inspecté la canalisation à la recherche de points durs anormaux et de fissures. Elle n'a détecté ni dureté anormale ni fissures à ces endroits. Avant la rupture au PM 569,9, en août 2000, aucune autre section de la canalisation principale n'avait fait l'objet d'inspections internes visant à trouver des points durs.

## *Analyse*

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

En plus de l'information reçue grâce au système SCADA, les renseignements provenant d'une source extérieure peuvent souvent confirmer au contrôleur qu'une rupture s'est produite. Même si le poste de péage n'est pas immédiatement adjacent à la canalisation principale de la Westcoast, il est situé dans un secteur pratiquement inhabité où les automobilistes étaient en mesure d'identifier des problèmes dont ils pouvaient être témoins le long de l'autoroute de Coquihalla. Si les membres du personnel du poste de péage avaient été davantage informés au sujet du réseau de canalisations de la Westcoast et du fait que la canalisation se trouvait à proximité de l'autoroute de Coquihalla, ils auraient peut-être pu déduire qu'une rupture de la canalisation s'était produite et auraient pu avertir immédiatement le contrôleur de l'acheminement du gaz. Par conséquent, l'intervention d'urgence consécutive à la rupture aurait pu être déclenchée une dizaine de minutes plus tôt.

La cause la plus courante des ruptures associées à des points durs dans des pipelines en exploitation consiste en une fissuration sous contrainte en présence d'hydrogène. Pour qu'une fissuration sous contrainte en présence d'hydrogène se produise, il faut que les trois conditions ci-après soient présentes : acier à haute dureté et à haute résistance, contraintes de ruptures suffisantes et soutenues, et source d'hydrogène atomique. Lors de cet événement, la fissuration a été probablement due à la combinaison de la grande dureté et de la grande résistance du point dur dans la conduite, de la présence d'hydrogène atomique, probablement par suite d'une réaction de protection cathodique, et d'une contrainte de rupture soutenue attribuable à la pression de service interne du gazoduc. La corrosion externe de surface qui a coïncidé avec le point dur a pu causer un accroissement localisé de la contrainte à l'intérieur de la conduite à cet endroit et a probablement facilité l'apparition des fissures superficielles.

Même si la conduite était recouverte, les revêtements d'asphalte peuvent se dégrader avec le temps, au point que l'eau peut s'infiltrer à travers. Le courant de protection cathodique peut aussi pénétrer les revêtements d'asphalte mais, si le niveau de protection est insuffisant, l'acier sous-jacent commence à se corroder. La présence de corrosion externe superficielle indique qu'à certaines périodes au cours de l'exploitation de la conduite, l'acier situé sous le revêtement a été exposé à des électrolytes qui ont soutenu le processus de corrosion, et que les niveaux de protection cathodique de la conduite ont été insuffisants pour prévenir la corrosion. Un niveau insuffisant de protection cathodique peut être le résultat d'une diminution de l'efficacité des redresseurs ou d'une variation de la résistivité du sol sur place.

La corrosion par piqûres qui a coïncidé avec le point dur était trop superficielle pour qu'on ait pu, lors des inspections internes de détection des pertes en métal de la canalisation principale, l'identifier comme étant un secteur exigeant des mesures correctives.

Il est probable que l'apparition du point dur a résulté d'un refroidissement rapide survenu par inadvertance au cours du processus de fabrication en 1957, et qu'il n'était pas suffisamment étendu pour causer un aplatissement localisé qu'on aurait pu détecter visuellement pendant le laminage.

### *Faits établis quant aux causes et facteurs contributifs*

1. La fissuration a été causée par la combinaison de la grande résistance et de la grande dureté du point dur dans la conduite, de la présence d'hydrogène atomique, probablement par suite d'une réaction de protection cathodique, et d'une contrainte de rupture soutenue attribuable à la pression de service interne du gazoduc.
2. La corrosion par piqûres qui s'est produite pendant des périodes où la protection cathodique était insuffisante et qui a coïncidé avec le point dur a probablement facilité l'apparition des fissures.
3. La rupture du gazoduc a résulté d'une contrainte excessive qui a entraîné l'extension de cette zone affectée au préalable par des fissures.
4. Le point dur n'était pas suffisamment étendu pour causer un aplatissement localisé qu'on aurait pu détecter visuellement pendant le laminage.

5. Un outil d'inspection interne, servant à détecter dans la canalisation des anomalies dues à des points durs, n'était pas passé entre les stations de compression 8A et 8B.
6. Le programme d'inspection interne de la canalisation principale de la Westcoast a été conçu pour détecter les pertes en métal, et non pas pour détecter les anomalies attribuables à des points durs.

### *Faits établis quant aux risques*

1. Le système de détection des ruptures de canalisations de la Westcoast n'était configuré que pour détecter une rupture à partir d'un changement de pression rapide ou d'une basse pression; or, aucune de ces deux situations ne s'est produite au moment de la rupture. Le système n'était pas configuré pour détecter les fluctuations de débit, situation qui s'est produite au moment de la rupture.

### *Autres faits établis*

1. Le personnel du poste de péage n'était pas suffisamment informé au sujet du réseau de la Westcoast et du fait que la canalisation passait à proximité de l'autoroute de Coquihalla, de sorte qu'il n'a pas pu aviser le contrôleur de l'acheminement du gaz dès qu'il a pris connaissance de l'explosion qui s'était produite près de la halte routière.
2. La tonalité d'alerte ayant été désactivée, le contrôleur de l'acheminement du gaz devait s'en remettre uniquement aux indications visuelles signalant les alarmes de priorité élevée, moyenne ou faible.

### *Mesures de sécurité prises*

Après cette rupture, la Westcoast a pris les mesures suivantes :

- i) elle a terminé les inspections internes de détection des points durs dans les sections de la canalisation principale qui allaient entre les stations de compression 6B et 7, entre les stations de compression 8A et 8B, et entre la station de compression 9 et Huntingdon;
- ii) elle a effectué une patrouille aérienne au-dessus de la canalisation principale et de la boucle de canalisation principale entre la station de compression 6A et Huntingdon au sud à l'aide d'une technologie d'imagerie infrarouge pour déterminer s'il y avait des fuites dans la canalisation;
- iii) elle a mis en oeuvre une fonction de sauvegarde manuelle des données dans son système SCADA pour pouvoir disposer des données de sept jours du système SCADA;



- iv) elle a révisé ses procédures de contrôle des ruptures pour aider les contrôleurs de l'acheminement du gaz à diagnostiquer les situations liées à des ruptures de canalisations;
- v) elle a incorporé une liste de vérification des tâches à ses procédures de contrôle des ruptures;
- vi) elle a présenté des exposés au personnel du poste de péage au sujet de son réseau de canalisations;
- vii) elle a amélioré le système SCADA de façon qu'il soit impossible de désactiver la tonalité d'alerte relative aux alarmes de priorité élevée, comme dans le cas de ruptures des canalisations.

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

- i) terminer les inspections internes de détection des points durs des trois autres sections de sa canalisation principale qui contiennent des conduites fabriquées par l'A.O. Smith Corporation;
- ii) créer des procédures de contrôle des ruptures qui portent sur des emplacements spécifiques et les afficher dans le centre de contrôle de l'acheminement du gaz et dans chaque station;
- iii) améliorer ses méthodes de détection des ruptures de la canalisation en faisant des essais en fonction des fluctuations du débit.

*Le présent rapport met fin à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports sur cet accident. Le Bureau a autorisé la publication du rapport le 10 juillet 2001.*

Annexe A - Vue schématique de la canalisation principale T-South et de la boucle entre les stations de compression 8A et 8B

