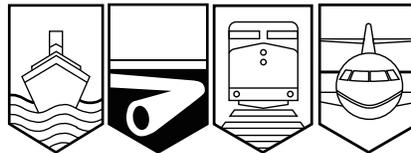


Bureau de la sécurité des transports
du Canada



Transportation Safety Board
of Canada

RAPPORT D'ENQUÊTE DE PIPELINE
P01H0004



RUPTURE D'UN OLÉODUC

D'ENBRIDGE PIPELINES INC.
À LA CANALISATION 3/4 DE 864 MILLIMÈTRES,
AU POTEAU MILLIAIRE 109,42
PRÈS DE HARDISTY (ALBERTA)
LE 17 JANVIER 2001

Canada

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

Rapport d'enquête de pipeline

Rupture d'un oléoduc

d'Enbridge Pipelines Inc.
à la canalisation 3/4 de 864 millimètres,
au poteau milliaire 109,42
près de Hardisty (Alberta)
le 17 janvier 2001

Rapport numéro P01H0004

Sommaire

Le 17 janvier 2001, à 0 h 45, heure normale des Rocheuses, la canalisation 3/4 de 864 millimètres de diamètre extérieur d'Enbridge Pipelines Inc. s'est rompue au poteau milliaire 109,42, à 0,8 kilomètre en aval de la station de pompage de Hardisty, près de Hardisty (Alberta), dans un marécage permanent alimenté par une source souterraine. Bien que le centre de contrôle à Edmonton (Alberta) ait fermé la canalisation dans les minutes qui ont suivi, l'emplacement exact de la rupture n'a pas été découvert avant 14 h 15, heure normale des Rocheuses. Environ 3 800 mètres cubes de pétrole brut ont été déversés et contenus dans une zone de 2,7 hectares. De ce volume, 3 760 mètres cubes avaient été récupérés au 1^{er} mai 2001.

This report is also available in English.

Autres renseignements de base

À 0 h 45, heure normale des Rocheuses (HNR)¹, l'opérateur du centre de contrôle à Edmonton (Alberta), chargé du contrôle de la canalisation 3/4, constate que la pression a chuté à la station de pompage de Hardisty et amorce immédiatement la fermeture des systèmes de la canalisation principale à cette station de pompage. Pendant la fermeture de la canalisation, il lance aussi la procédure de notification en cas d'urgence.

Au cours de la matinée du 17 janvier 2001, des employés de la compagnie inspectent à pied et survolent le tracé de la canalisation en aval de la station de pompage de Hardisty à de nombreuses reprises dans le but de découvrir l'emplacement possible de la fuite. Vers 14 h 15, des employés marchant le long de l'oléoduc remarquent que du pétrole brut a remonté à la surface par une fissure dans la glace près de la lisière d'un marécage situé à environ 300 mètres (m) en aval de la station de pompage de Hardisty. Ils établissent alors un périmètre de sécurité autour des lieux et entreprennent des opérations pour contenir et récupérer le pétrole brut et réparer l'oléoduc.

Le 21 janvier 2001, Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge)² réduit volontairement de 10 % la pression maximale de service (PMS) dans les tronçons de la canalisation de 864 millimètres (mm) fabriqués d'une conduite semblable à celle rompue. Le 23 janvier 2001, environ 35 m de conduite sont remplacés, dont la section présentant le joint défectueux qui a été envoyée au laboratoire de Canspec Group Inc. (Canspec) à Edmonton pour y être analysée.

Canspec a établi que de multiples fissures étaient apparues à la surface extérieure de la conduite le long du coin formé par le corps de la conduite et le bord du joint longitudinal soudé par résistance électrique. Il y avait un peu de corrosion par piqûres au point d'origine de la fissure à l'endroit où la fissure était la plus profonde. Les fissures d'environ 1 mm de longueur s'étaient ensuite réunies en une seule. Canspec a établi que la fatigue avait contribué à l'agrandissement de la fissure jusqu'à ce que la conduite ne puisse plus supporter la pression de service interne normale de l'oléoduc. Selon les relevés du réseau de contrôle du système et d'acquisition des données (SCADA), la pression était de 3 916 kilopascals (kPa) au moment de la rupture. Canspec a aussi établi que la rupture s'était produite dans une zone de lente remontée des eaux souterraines exerçant un effet légèrement corrosif.

Le tronçon de la canalisation de 864 mm où la rupture s'est produite avait été fabriqué en 1967 par la Canadian Phoenix de Calgary (Alberta), au moyen du processus de soudure par résistance électrique et conformément à la norme API5LX52 de mars 1967 pour les conduites. Il avait été installé et soumis à un essai de pression hydrostatique minimale de 5 040 kPa en 1968. La conduite avait été recouverte en spirale d'un ruban de polyéthylène. Le ruban avait bombé le long du joint soudé par résistance électrique défectueux et présentait des rides peu importantes à d'autres endroits le long du joint. La boursoufflure atteignait au maximum 13,7 mm de hauteur à environ 4 m du point de rupture et diminuait d'importance aux soudures de contour en amont

¹ Toutes les heures sont exprimées en HNR (temps universel coordonné [UTC] moins sept heures), sauf indication contraire.

² Anciennement l'Interprovincial Pipe Line Inc.

et en aval. On a détecté un peu de corrosion par piqûres à la surface de la conduite sous le revêtement de ruban immédiatement adjacent au joint soudé par résistance électrique. Une fois le ruban enlevé, on pouvait constater que le bourrelet résultant de la formation du joint soudé par résistance électrique n'avait pas été aplani à égalité avec la surface extérieure de la conduite. Cependant, la hauteur du bourrelet se trouvait quand même en deçà des tolérances permises dans la norme sur les conduites.

Le joint défectueux se trouvait dans une courbe affaissée d'un champ, le joint soudé par résistance électrique étant situé à la position trois heures. Le point où la rupture s'est amorcée se trouvait près d'une extrémité de la courbe. Après la rupture, la courbe a été mesurée à la main à 3,5 degrés. Selon des données tirées de l'inspection interne terminée en 1994, la courbe était de trois degrés; le marquage de la construction sous le revêtement de ruban indiquait aussi une courbure de trois degrés.

La canalisation 3/4 consiste en 1 242 kilomètres (km) de conduite de 864 mm de diamètre et sert à transporter du pétrole brut de différentes viscosités en discontinu. L'oléoduc subit des fluctuations de pression cycliques en raison des opérations discontinues. Il peut se produire un cycle de pression par jour, la pression variant entre 690 kPa et 3 790 kPa.

La canalisation était munie d'un système de protection cathodique par courant imposé. Les contrôles annuels de protection cathodique ont révélé que les lectures de potentiel conduite-sol respectaient les normes de l'industrie.

Un outil de détection des fissures a été passé à l'intérieur du tronçon de la conduite de 864 mm situé entre Edmonton et Regina (Saskatchewan) en octobre 2000. En raison de la complexité de l'étape de l'analyse des données de l'inspection interne, Enbridge avait demandé de procéder progressivement pour l'évaluation des données et la remise des rapports connexes. L'étape 1 devait être complétée dans les six semaines suivant la réception des données brutes par la compagnie effectuant l'inspection interne. Le rapport sur cette étape devait faire état de toutes les indications de fissures égales ou supérieures à 100 mm de longueur et à 1 mm de profondeur pour les 15 premiers kilomètres en aval des 10 stations de pompage sur l'oléoduc. À la mi-décembre, la compagnie Enbridge a été avisée que la remise du rapport sur l'étape 1 était retardée jusqu'en janvier 2001. Elle attendait le rapport en question lorsque la rupture s'est produite le 17 janvier 2001. Après la rupture de la conduite, elle a demandé et obtenu que les données concernant le tronçon s'étendant sur 2 km en aval de la station de pompage de Hardisty soient immédiatement analysées. Selon cette analyse, des fissures avaient été détectées à l'endroit où s'était produite la rupture ainsi que dans la section contiguë de la conduite. L'analyse effectuée par Canspec a révélé que les fissures relevées dans la section contiguë de la conduite découlaient du coin formé par le bourrelet de la soudure du joint soudé par résistance électrique et le corps de la conduite.

L'analyse des données de l'étape 1 a été refaite en fonction de nouvelles priorités, soit la détection de fissures de 100 mm de longueur et de 2 mm de profondeur dans les tronçons en aval des stations de pompage. À la mi-février 2001, Enbridge avait reçu le rapport sur l'étape 1 dans lequel on signalait que des travaux d'excavation devaient être effectués à 30 endroits. À la mi-mars, la compagnie avait terminé ces travaux et avait mis fin à la réduction de pression qu'elle s'était imposée. Aucun autre signe de fissure semblable à celle qui s'était produite au poteau milliaire 109,42 n'a été décelé à la bordure du joint soudé par résistance électrique. De la

fissuration par corrosion sous tension a été remarquée à six des endroits excavés; la fissuration par corrosion sous tension a été considérée comme importante à deux de ces endroits en vertu des critères de l'Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques (ACPRE) et a été réparée.

Les défaillances suivantes des joints longitudinaux ont été signalées sur la canalisation de 864 mm pendant qu'elle était en service :

- 1974-1979—cinq ruptures entre Edmonton et la station de pompage de Strome attribuables à des défauts de fabrication;
- 1^{er} septembre 1989—rupture au poteau milliaire 549,5 attribuable à la fatigue par corrosion;
- 17 octobre 1990—fuite au poteau milliaire 722,8 attribuable à une fissure sous tension induite par les sulfures;
- 16 juin 1995—rupture au poteau milliaire 518,87 attribuable à la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite sous le revêtement décollé (rapport n° P95H0023 du BST);
- 13 novembre 1995—rupture au poteau milliaire 548,86 à cause de la fissure par fatigue sous le revêtement décollé (rapport n° P95H0047 du BST);
- 27 février 1996—rupture au poteau milliaire 506,68 à cause de la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite sous le revêtement décollé (rapport n° P96H0008 du BST);
- 20 mai 1999—rupture au poteau milliaire 444,18 en raison de la corrosion par fatigue sous le revêtement décollé (rapport n° P99H0021 du BST).

Étant donné que les cinq défaillances survenues dans les années 1970 se sont produites dans des conduites provenant de la même commande, Enbridge a remplacé toutes les conduites de cette commande en 1979 et en 1980 par des conduites soudées à l'arc sous double flux en poudre d'IPSCO Inc.

À la suite de la rupture au poteau milliaire 549,5 en septembre 1989, la compagnie Enbridge s'est engagée à appuyer financièrement le développement d'un outil utilisant les ondes élastiques – un dispositif d'inspection interne conçu pour repérer les défauts planaires longitudinaux, comme les fissures par fatigue, dans le joint longitudinal et en déterminer les dimensions. Cet outil a été utilisé pour la première fois sur le terrain en 1993; à cette occasion, un tronçon de 36 km de la canalisation de 864 mm avait été inspecté entre Cromer et Gretna (Manitoba). L'essai ayant donné de bons résultats, Enbridge a effectué d'autres essais sur le terrain en 1994 et en 1995 sur un total de 152 km de conduite entre Regina et Cromer et avait inspecté la majorité de cette section en 1996.

Entre 1989 et 1990, un outil de détection à haute résolution servant à mesurer la perte de flux magnétique a été utilisé pour l'inspection interne de la canalisation de 864 mm pour évaluer les pertes en métal. Enbridge a établi la fréquence de ce type d'inspection aux quatre ans. La technologie de détection servant à mesurer la perte de flux magnétique a de nouveau été utilisée pour l'inspection de la conduite en 1993-1994. À la suite de la rupture au poteau milliaire 518,87 en juin 1995, le BST a déterminé que les outils de détection servant à mesurer la perte de flux magnétique utilisés en 1989-1990 et en 1993-1994 pour inspecter la conduite ne

permettaient pas de mesurer les bandes longues et étroites de corrosion en direction axiale (rapport n° P95H0023 du BST). Enbridge parlait alors de corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite.

À la suite de la défaillance de juin 1995, Enbridge a mis au point un plan d'action lié à l'examen de la susceptibilité, dans le but de réduire le potentiel de rupture associé à la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite. Le plan servait à caractériser la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite au moyen de signaux de perte de flux magnétique particuliers générés par des formes anormales propres à ce type de corrosion. De plus, la compagnie chargée de l'inspection interne de la conduite s'est engagée à analyser manuellement les données joint par joint plutôt que d'utiliser un ordinateur pour trier les données.

En novembre 1995, la canalisation de 864 mm s'est rompue en aval de la station de pompage de Langbank près de Langbank (Saskatchewan) (rapport n° P95H0047 du BST). La rupture résultait d'une fissure par fatigue qui s'était amorcée dans une zone de corrosion externe superficielle adjacente au joint longitudinal. Elle s'est produite dans un tronçon de la conduite qui avait été inspecté au moyen de l'outil de détection avec les ondes élastiques en 1994. Cependant, au cours de cette inspection, une des sondes circulaires avait émis un signal de façon aléatoire, et le défaut a été rejeté au cours de la dernière étape de l'évaluation des données à cause d'une mauvaise interprétation des données.

À la suite de cet accident, Enbridge a mis au point un plan d'action pour s'assurer que des défauts semblables n'avaient pas été ignorés dans l'analyse originale. La compagnie a aussi élaboré un plan d'action visant les fissures par fatigue, lequel consistait à caractériser en détail le paysage dans les endroits connus de corrosion par fatigue, à superposer ces caractéristiques aux profils de cycles de pression et à établir l'ordre de priorité des inspections en fonction du modèle de susceptibilité.

En février 1996, la canalisation de 864 mm s'est de nouveau rompue, cette fois au poteau milliaire 506,68 (rapport n° P96H0008 du BST). Le BST a attribué cette rupture à la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite aggravée par la fissuration par corrosion sous tension à pH faible en milieu. Il a aussi conclu que le plan d'action n'avait pas permis d'établir la nécessité de travaux d'excavation à cet endroit. À la suite de cette défaillance, Enbridge a reconnu que son plan d'action n'était pas efficace pour détecter la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite et a décidé d'utiliser plutôt la détection avec les ultrasons et la détection servant à mesurer la perte de flux magnétique circonférentielle (en remplacement de la détection classique servant à mesurer la perte de flux magnétique longitudinale) pour établir avec plus de précision l'étendue de la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite.

En réponse à une directive que lui a transmise l'Office national de l'énergie (ONE) en mars 1996, Enbridge a préparé une évaluation de la fiabilité opérationnelle de la canalisation de 864 mm au complet entre Edmonton et Gretna et appliqué un plan d'action pour s'assurer de l'intégrité de la conduite. Le plan d'action comportait un essai de pression hydrostatique sur un tronçon de la conduite, des réductions de la pression de service et des inspections internes pour détecter la corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite et les fissures.

En mars 1996, la compagnie Enbridge a signalé à l'ONE qu'elle avait réduit la pression de service sur la canalisation de 864 mm entre Odessa (Saskatchewan) et Cromer à 80 % de la limite élastique minimale spécifiée et qu'elle maintiendrait cette réduction jusqu'à ce que ce tronçon subisse avec succès un essai de pression hydrostatique.

En septembre 1996, un tronçon de 198 km de la canalisation 3 entre Odessa et Cromer a été soumis pendant quatre heures à des pressions correspondant à 83 % de la limite élastique minimale spécifiée aux points élevés et à 93 à 94 % de la limite élastique minimale spécifiée ailleurs. Avant l'essai de pression hydrostatique, Enbridge avait excavé 73 sites entre Regina et Cromer en se basant sur les résultats de l'inspection interne avec un outil de détection utilisant les ondes élastiques et avait chemisé 18 de ces sites en raison des indications de fissures. Il n'y a pas eu de fuites ni de ruptures pendant l'essai de pression hydrostatique.

En 1996-1997, l'entière conduite entre Edmonton et Gretna a été inspectée à l'aide d'un outil de détection des pertes en métal fonctionnant aux ultrasons, et des travaux d'excavation ont été effectués en 1997-1998. En septembre 1997, un outil de détection des fissures utilisant les ultrasons a été passé dans les segments de la canalisation de 864 mm entre Cromer et Gretna qui n'avaient pas encore été inspectés à l'égard des fissures. Des travaux d'excavation ont été effectués à 18 endroits en 1998 en fonction de l'analyse des données sur l'inspection interne.

Le 20 mai 1999, la canalisation s'est rompue au poteau milliaire 444,18 près de Regina (rapport n° P99H0021 du BST). L'examen métallurgique a révélé que la fatigue par corrosion avait entraîné la rupture. La fissure avait commencé par un sillon de corrosion étroit et superficiel qui s'est prolongé le long du joint de conduite au complet adjacent au joint longitudinal. Le BST a établi que, même si ce segment de la conduite avait été inspecté avec l'outil de détection des fissures utilisant les ondes élastiques en 1994, on n'avait pas établi à ce moment-là que l'endroit où s'est produite ultérieurement la fissure nécessitait une excavation.

En juillet 1999, Enbridge a inspecté le tronçon de la conduite entre Regina et Cromer au moyen d'un outil de détection des fissures utilisant les ultrasons, plus perfectionné que l'outil utilisant les ondes élastiques qui avait été employé pendant les inspections internes en 1994-1996. En se basant sur les résultats de cette inspection, Enbridge a effectué des excavations de recherche pour déterminer s'il était possible de détecter les défauts semblables à ceux qui ont donné lieu à des accidents en mai 1999 à l'aide de la technologie de détection des fissures utilisant les ultrasons. La compagnie a conclu qu'il était possible de détecter de tels défauts (fissuration commençant par un sillon de corrosion étroit et superficiel) à l'aide de l'actuelle technologie d'inspection interne.

Analyse

Étant donné que le bourrelet du joint soudé par résistance électrique n'avait pas été aplani à égalité avec la surface de la conduite, le revêtement de ruban formait une sorte de tente au-dessus du joint, fournissant ainsi un étroit chenal dans lequel pouvait s'infiltrer l'eau souterraine. Le joint longitudinal se trouvait à la position trois heures, là où les tensions du sol sont les plus fortes. Les cycles répétés de gel et de dégel, peut-être conjugués à un léger tassement de la conduite, ont aggravé le décollement du revêtement. Même si la conduite était munie d'un système de protection cathodique, le courant de protection cathodique ne pouvait

plus exercer son effet à l'endroit où le revêtement de ruban était décollé. L'eau souterraine a fourni un milieu corrosif qui entrainait en contact avec l'acier de la conduite et a favorisé la formation d'une pile de corrosion.

Le coin formé par le bourrelet du joint soudé par résistance électrique et le corps de la conduite a favorisé la concentration des tensions. La corrosion par piqûres présente par intermittence le long de ce coin a intensifié le facteur de concentration des tensions. Le milieu corrosif aurait abaissé le facteur d'intensité de tension seuil pour l'amorce et la propagation de fissures. Les pressions cycliques attribuables aux opérations en discontinu ont fourni les niveaux de tension nécessaires pour que les fissures apparaissent et se propagent.

Par ses programmes d'inspection interne de la canalisation de 864 mm, à la fois à l'égard des pertes en métal et des fissures, Enbridge a fait des efforts pour s'assurer que les défauts préjudiciables comme la corrosion ou les fissures sont détectés, évalués et réparés. Cependant, l'efficacité d'un programme d'inspection interne dépend de la sélection des outils, du moment choisi pour l'inspection, à la fois pour passer l'outil de détection et faire rapport sur les données, de l'analyse des données et de la sélection des défauts. Enbridge a reconnu que le même outil ne fournira pas d'information sur les deux types de défauts et a utilisé des technologies différentes dans ses programmes d'inspection interne. À la découverte d'un problème avec un programme d'inspection, Enbridge prenait des mesures pour modifier ce dernier dans un effort pour empêcher que le problème ne se répète.

Bien que la performance des outils d'inspection interne à l'égard des pertes en métal ait été démontrée depuis plus d'une décennie, ce n'est toutefois pas le cas pour les outils d'inspection interne à l'égard de la détection des fissures. La rupture de mai 1999 a fait ressortir certaines limites de l'outil de détection des fissures utilisant les ondes élastiques. D'après les inspections internes de septembre 1997 et d'octobre 2000 au cours desquelles un outil plus perfectionné de détection des fissures a été utilisé, l'outil permettrait de détecter les endroits défectueux, mais il serait difficile de différencier ces endroits par l'analyse des données.

La démarche progressive de l'analyse des données et de remise de rapports à cet égard aurait facilité le repérage des endroits entre Edmonton et Regina les plus susceptibles de se fissurer. Cependant, comme l'oléoduc n'a pas été inspecté avant octobre 2000, il n'est pas clair si la fissure par fatigue au poteau milliaire 109,42 pouvait être repérée et réparée avant la rupture étant donné le temps nécessaire à la première étape de l'analyse des données. Il semble que l'on ait choisi de procéder à l'inspection interne en octobre 2000 dans le souci de mieux répartir les ressources en fonction des antécédents d'inspection et de réparation de la canalisation de 864 mm et de l'engagement d'Enbridge d'en inspecter tous les segments.

Les analystes de données ont parfois de la difficulté à faire la distinction entre la géométrie du coin formé du bourrelet non aplani d'un joint soudé par résistance électrique et certains défauts immédiatement adjacents à ce joint. L'analyse des données est un procédé itératif combinant de l'information de diverses sources y compris des travaux d'excavation pour mieux évaluer les données brutes et perfectionner davantage le processus d'évaluation et de sélection. En outre, d'autres sources d'information, dont les dessins conformes à l'exécution, les conditions d'exploitation et les conditions environnementales, peuvent servir à cibler des endroits susceptibles de causer des problèmes.

Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs

1. Le revêtement de ruban formait comme une tente au-dessus du bourrelet non aplani du joint longitudinal soudé par résistance électrique et mettait la conduite à l'écart du courant de protection cathodique, favorisant ainsi le contact entre un milieu corrosif et le métal de la conduite.
2. La combinaison du milieu corrosif, de la géométrie du joint longitudinal soudé par résistance électrique, de la corrosion par piqûres coïncidant avec ce joint et des contraintes cycliques attribuables aux pressions de service normales de l'oléoduc a favorisé l'amorce de fissures.
3. Les contraintes cycliques attribuables aux pressions de service normales de l'oléoduc ont contribué à la propagation des fissures par fatigue jusqu'à ce que la paroi de la conduite ne soit plus en mesure de supporter ces pressions et que la conduite se rompe.
4. Quoique l'analyse subséquente des données de l'inspection interne d'octobre 2000 ait permis d'établir qu'il fallait s'occuper en priorité de l'endroit où s'est produite ultérieurement la rupture, la compagnie Enbridge n'en avait pas été informée avant la rupture à cause du délai nécessaire pour analyser les données et en faire rapport.

Faits établis quant aux risques

1. Il est nécessaire de mieux comprendre dans quelle mesure la sensibilité de l'outil de détection des fissures permet de repérer les endroits défectueux, ainsi que les difficultés à différencier ces indications pendant l'analyse subséquente des données.

Autres faits établis

1. L'affectation des ressources basée sur les antécédents d'inspection et de réparation de la canalisation de 864 mm a dicté le choix de procéder à l'inspection interne en octobre 2000.
2. À la suite de chaque rupture de l'oléoduc de 864 mm, Enbridge a modifié ses programmes d'inspection interne afin de corriger les lacunes du programme en vigueur au moment de la rupture.
3. Il est plus facile de cibler les endroits sur l'oléoduc susceptibles de causer des problèmes lorsque l'information découlant de l'inspection interne est conjuguée à l'information d'autres sources liées à la conception, à la construction et à l'exploitation du réseau de canalisations.

Mesures de sécurité prises

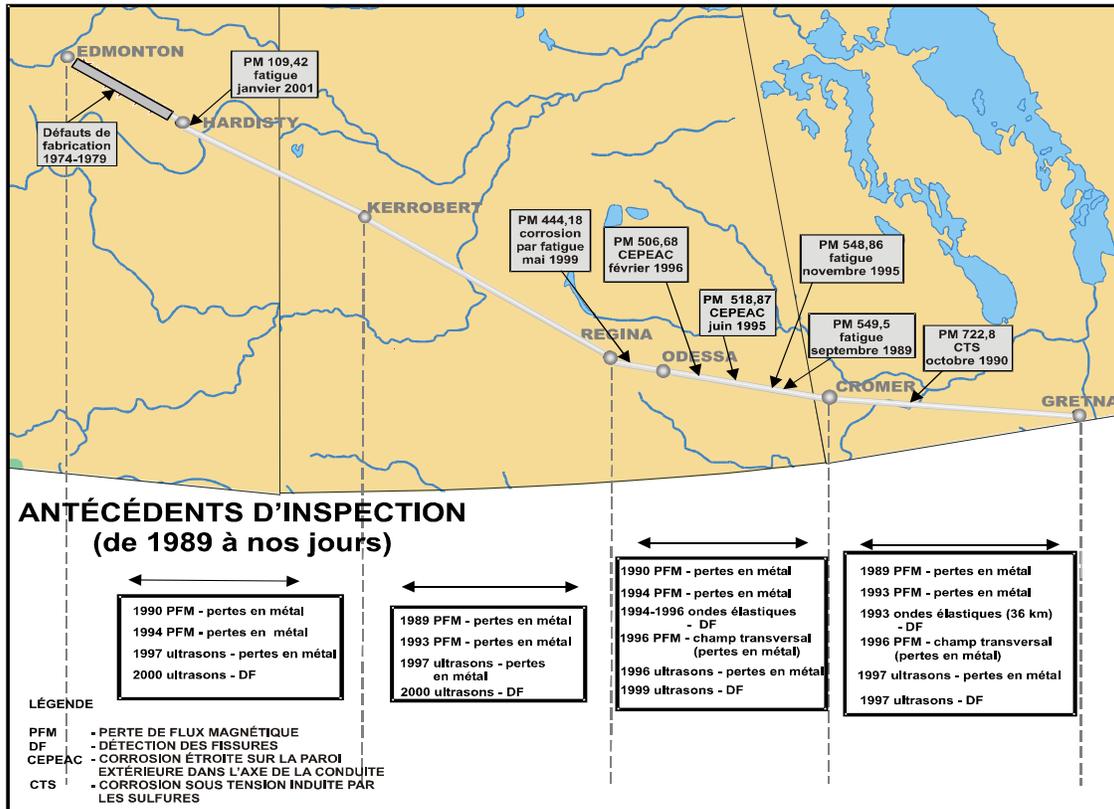
Après cette rupture, Enbridge

- poursuit la démarche par étapes pour l'analyse des données sur le tronçon Edmonton-Regina de l'oléoduc de 864 mm;
- continue d'utiliser de l'information découlant de tous les travaux d'excavation de l'oléoduc de 864 mm afin de mieux comprendre la tolérance de l'outil dans la détection et la différenciation des défaillances;
- effectue des essais en laboratoire afin de mieux comprendre le comportement et les caractéristiques du signal de l'outil de détection des fissures;
- mène des études sur la croissance des fissures afin de mieux comprendre la vitesse de leur croissance;
- évalue l'information provenant d'une variété de sources, y compris l'analyse des cycles de pression et les vitesses de croissance des fissures par fatigue afin d'établir les éventuelles inspections internes pour détecter la croissance de fissures;
- recueille des coupons pendant les excavations de recherche afin d'aider à l'étalonnage d'outils pour des essais non destructifs et de mieux comprendre la morphologie et l'origine des fissures;
- participe à l'élaboration d'un programme de qualification des techniciens qui effectuent les essais non destructifs et d'homologation des techniques d'essai par les ultrasons;
- participe à des projets de recherche sur la fissuration des joints longitudinaux;
- prévoit des inspections internes pour la détection des fissures en 2001-2002 sur d'autres pipelines de son réseau au moyen du même outil que celui utilisé pour l'inspection du tronçon Edmonton-Regina de l'oléoduc de 864 mm.

En outre, Enbridge a établi que l'oléoduc de 864 mm devait être inspecté au moins tous les 10 ans pour la détection des fissures et a signalé son intention de perfectionner le calendrier d'inspection grâce à certains des travaux susmentionnés.

Le présent rapport met un terme à l'enquête du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) sur cet événement. Le Bureau a autorisé la publication du rapport le 19 décembre 2001.

Annexe A – Défauts du joint longitudinal sur la canalisation 3/4 (864 mm)



Annexe B – Sigles et abréviations

ACPRE	Association canadienne des pipelines de ressources énergétiques
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
Canspec	Canspec Group Inc.
CEPEAC	corrosion étroite sur la paroi extérieure dans l'axe de la conduite
DF	détection des fissures
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
HNR	heure normale des Rocheuses
km	kilomètre(s)
kPa	kilopascal(s)
m	mètre(s)
mm	millimètre(s)
ONE	Office national de l'énergie
PFM	perte de flux magnétique
PM	poteau milliaire
PMS	pression maximale de service
SCADA	réseau de contrôle du système et d'acquisition des données
UTC	temps universel coordonné
%	pour cent