



**RAPPORT D'ENQUÊTE SUR UN OLÉODUC
P07H0014**



RUPTURE D'UNE CONDUITE DE PÉTROLE BRUT

**ENBRIDGE PIPELINES INC.
CONDUITE 3, BORNE DE 506,2217 MILLES,
PRÈS DE GLENAVON, EN SASKATCHEWAN
15 AVRIL 2007**

Le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) a enquêté au sujet de cet incident dans le but d'accroître la sécurité des transports. Le BST n'a pas pour mandat d'attribuer la faute ou de déterminer la responsabilité civile ou criminelle.

Rapport d'enquête sur un oléoduc

Rupture d'une conduite de pétrole brut

Enbridge Pipelines Inc.
Conduite 3, borne de 506,2217 milles,
Près de Glenavon, en Saskatchewan
15 avril 2007

Rapport numéro P07H0014

Sommaire

Le 15 avril 2007, à 18 h 18, heure normale des Rocheuses, une rupture de 864 millimètres est survenue dans la conduite 3 d'Enbridge Pipelines, à la hauteur de la borne de 506,2217 milles, en aval de la station de pompage de Glenavon, près de Glenavon, en Saskatchewan. La rupture s'est produite dans des terres humides, au sein de terres agricoles, et a entraîné le déversement d'environ 990 mètres cubes de pétrole brut, dont quelque 912 mètres cubes ont été récupérés. L'incident n'a causé aucune blessure.

This report is also available in English.

Autres renseignements sur l'incident

À 18 h 18, heure normale des Rocheuses¹, l'opérateur du centre de commande d'Edmonton (Alberta) responsable de la conduite 3 a constaté une chute soudaine de la pression à la station de pompage de Glenavon et a immédiatement entamé les procédures de fermeture de conduite. À 18 h 21, toutes les unités de pompage en amont de la station étaient arrêtées. À 18 h 24, on avait confirmé la fermeture des robinets d'arrêt en amont et en aval de la station.

À environ 20 h 55, le personnel sur le terrain effectuant un examen en aval de la station de pompage de Glenavon a confirmé l'emplacement de la fuite. Le site a alors été délimité par le personnel d'Enbridge, et des travaux de confinement et de récupération de pétrole ont été entrepris.

Le 18 avril 2007, la conduite 3 a été remplacée sur environ 16 mètres, y compris le raccordement présentant la rupture et de courtes sections des raccordements en amont et en aval. Après la remise en service de la conduite 3, le 18 avril 2007, à 17 h 40 HNR, Enbridge a volontairement limité à 80 % la pression de refoulement des stations de pompage de Regina, d'Odessa, de Glenavon et de Langbank.

Le raccordement défectueux de la conduite a été expédié au laboratoire d'Edmonton d'Acuren Group Inc. (Acuren) pour y être soumis à une analyse métallurgique. Acuren a établi qu'une rainure de corrosion peu profonde de moins de 0,4 millimètre (mm) de profondeur (5 % de l'épaisseur maximale de la conduite) s'est formée le long du raccordement supérieur de la soudure longitudinale et que la fissuration a commencé depuis cette rainure pour se prolonger en surface, grâce à la fatigue, à travers la conduite. L'orientation de la soudure longitudinale correspondait à une aiguille indiquant 9 h 30 sur une horloge. À la surface de la fissure se trouvait une zone foncée renfermant des produits de la corrosion, s'étendant sur quelque 640 mm le long du raccordement de la soudure longitudinale et mesurant généralement moins de 1,5 mm (20 % de l'épaisseur maximale de la conduite). Cependant, une partie de cette zone foncée mesurant 40 mm atteignait environ 2,84 mm de profondeur (40 % de l'épaisseur maximale de la conduite). Acuren n'a trouvé aucun indice de défaut matériel ou de fabrication pouvant avoir contribué à la fissuration ou au prolongement de la fissure. Des employés techniques du BST présents dans le laboratoire d'Acuren ont constaté que la nature des travaux effectués et les méthodes adoptées étaient conformes aux bonnes pratiques d'analyse des ruptures (rapport technique du BST numéro LP 037/2007).

La conduite 3 est un oléoduc de 1242 kilomètres (km) de longueur et de 864 mm de diamètres qui transporte des lots de pétrole brut d'une viscosité variable. En raison de cette variabilité de la viscosité, l'oléoduc est soumis à des fluctuations cycliques de la pression. Avant novembre 2005, la pression de fonctionnement mensuelle maximale à la station de pompage de Glenavon était habituellement d'environ 2758 kilopascals (kPa). Entre novembre 2005 et la date de la rupture, la pression de fonctionnement mensuelle maximale était généralement de quelque 4137 kPa.

¹ Toutes les heures correspondent à l'heure normale des Rocheuses (soit le temps universel coordonné [UTC] moins sept heures).

La partie de la conduite 3 dans laquelle une rupture s'est produite était d'une qualité de 359 mégapascals, avait un diamètre extérieur de 863,6 mm et présentait une épaisseur maximale de 7,1 mm. Elle a été fabriquée par Stelco par double soudage à l'arc sous flux en poudre (DSAFP), conformément à la version de 1967 de la norme API5LX52 pour les conduites. Elle a été installée en 1968 et soumise, à cette époque, à un essai hydrostatique d'une pression minimale de 5619 kPa, afin de permettre une pression de fonctionnement maximale de 4495 kPa. Lors de son installation, la conduite était revêtue d'un ruban hélicoïdal de polyéthylène, qui avait tendance à pendre sur la finition de la soudure longitudinale.

De 1974 à 1979, cinq ruptures sont survenues en raison de défauts de fabrication de la conduite, dont deux en aval du terminal d'Edmonton et trois en aval de la station de pompage de Strome. Puisque ces cinq ruptures avaient eu lieu dans des tronçons liés à une même commande (conduite de Canadian Phoenix fabriquée par DSAFP), Enbridge a remplacé la totalité de la conduite de Canadian Phoenix fabriquée par DSAFP entre 1979 et 1985 par une conduite d'IPSCO Inc. produite par DSAFP.

Après une rupture de fatigue attribuable à la corrosion dans la conduite 3, à la hauteur de la borne de 549,5 milles, en septembre 1989, Enbridge a financé l'élaboration d'un appareil d'inspection interne par onde élastique conçu pour localiser des défauts plats longitudinaux, comme des fissures de fatigue, aux environs d'une soudure longitudinale, et en mesurer la dimension. En 1996, Enbridge avait déjà inspecté l'intérieur de la majeure partie de la conduite 3, entre Regina et Cromer, au moyen de cet appareil.

Après trois ruptures dans la conduite 3 en huit mois, l'Office national de l'énergie (ONE) a diffusé une directive, en mars 1996. Conformément à celle-ci, Enbridge a préparé une évaluation de la fiabilité opérationnelle de la conduite 3, entre Edmonton et Gretna, et mis en œuvre un plan d'action relatif à l'intégrité de la conduite, qui comprenait des essais hydrostatiques de cette dernière, entre les stations de pompage d'Odessa et de Cromer, des réductions de pression de fonctionnement et des inspections internes visant à détecter des fissures et des indices étroits de corrosion superficielle axiale.

Les essais hydrostatiques de septembre 1996 consistaient en un essai de résistance de quatre heures, puis en un essai de fuite de quatre heures effectué avec de l'eau dans chacune des huit parties de conduite mises à l'essai. Aucune fuite ou rupture n'a été trouvée pendant les essais hydrostatiques. La partie de la conduite qui s'est rompue en avril 2007 faisait partie des huit soumises à des essais en 1996. En octobre 1996, l'ONE a approuvé l'établissement à 4596 kPa de la pression de fonctionnement maximale de cette partie de la conduite 3.

Au fil des ans, Enbridge a intégré un plan de gestion des fissures à son programme de gestion de l'intégrité, en raison de la propension de la conduite 3 à la fissuration. Ce plan vise à réduire au minimum les risques de rupture attribuables à la fissuration par la fatigue d'anomalies de soudures longitudinales et à la fissuration par la corrosion sous contrainte. Les stratégies de surveillance et d'atténuation des risques mises en œuvre comprennent la détermination de la propension à la fissuration, des inspections visant à trouver des fissures, des analyses techniques permettant d'estimer la durée de vie restante, ainsi que l'établissement d'intervalles d'inspections supplémentaires. Les inspections visant à trouver des fissures consistent en des inspections internes périodiques effectuées au moyen d'un outil de détection de fissures et d'excavations sur le terrain, lesquels permettent de vérifier les résultats d'inspections internes et

d'éliminer toute anomalie posant des risques. Le programme doit permettre de découvrir des anomalies et d'éliminer celles pouvant nuire au fonctionnement sûr de la conduite.

En juillet 1999, Enbridge a inspecté l'intérieur de la conduite 3, entre Regina et Cromer, au moyen d'un outil de détection des fissures par ultrasons. Enbridge a tenu compte des résultats de cette inspection interne pendant l'élaboration d'un programme de réparation et de revêtement supplémentaire. Dans le cadre de ce programme, le raccordement de conduite qui s'est rompu en avril 2007 a été déterré, en février 2002, et soumis à des essais non destructifs magnétoscopiques et par ultrasons, afin de détecter toute fissuration le long de la soudure longitudinale et d'en mesurer la dimension. Quatre anomalies, dont celle ayant entraîné la rupture d'avril 2007, avaient été détectées et signalées dans le dossier d'excavation fourni aux techniciens travaillant sur le terrain. En 1999, l'anomalie liée à la rupture correspondait à moins de 12 % de l'épaisseur maximale de la conduite et n'était considérée comme un élément auquel il fallait immédiatement accorder de l'attention. Toutefois, pendant l'analyse des données d'inspection interne, les données de seulement deux des trois capteurs de détection de fissures par ultrasons avaient été utilisées pour estimer la profondeur de cette anomalie. En 2007, après la rupture, les données d'inspection interne de 1999 ont à nouveau été analysées, mais en tenant compte de celles recueillies par les trois capteurs. Selon cette nouvelle analyse, l'anomalie aurait dû être évaluée comme l'équivalent de 12 à 25 % de l'épaisseur maximale de la conduite, ce qui aurait entraîné une excavation.

Parmi les quatre anomalies indiquées dans le dossier d'excavation, seulement une figurait dans le rapport subséquent sur les travaux d'excavation sur le terrain. Elle consistait en une fissure, qui a été éliminée par meulage et recouverte d'un manchon. Dans le rapport, on ne signalait pas avoir relevé l'emplacement ou déterminé la dimension des trois autres anomalies indiquées dans le dossier d'excavation, dont celle ayant provoqué la rupture d'avril 2007.

Le rapport faisait état d'une autre anomalie linéaire, qui n'avait pas été relevée lors de l'inspection interne et dont la localisation et la mesure avaient été effectuées pendant l'examen non destructif de la conduite sur le terrain. On indiquait qu'elle mesurait 0,4 mm de profondeur, qu'elle avait été éliminée par meulage et qu'elle ne nécessitait aucun autre type de réparation. Deux manchons de réparations ont été installés sur ce raccordement de conduite en février 2002, par-dessus les zones où des fissures avaient été relevées lors de l'inspection interne de 1999 et éliminées par meulage. Un des manchons s'étendait par-dessus le joint circulaire d'amont et l'autre, par-dessus celui d'aval.

Pendant l'examen non destructif sur le terrain, la finition de soudure de la conduite avait été éliminée, aux environs des anomalies éliminées par meulage ou recouvertes d'un manchon, mais nulle part ailleurs sur le raccordement de conduite. Le personnel de l'entrepreneur effectuant l'examen sur le terrain avait pour instructions de réaliser l'inspection magnétoscopique de l'ensemble des soudures longitudinales et des joints circulaires et de chercher plus particulièrement des indices relevés par l'outil d'inspection interne. Bien qu'Enbridge n'avait donné aucune instruction écrite au sujet des faux positifs, soit ceux relevés par l'outil d'inspection interne mais ailleurs que sur le terrain, la société avait demandé verbalement d'être contactée si les anomalies présentées dans le dossier d'excavation n'étaient pas détectées. Après les réparations, la conduite a été de nouveau revêtue d'une résine époxyde sur le terrain et remblayée.

En novembre 2005, Enbridge a décidé de permuter les flux de pétrole des conduites 2 et 3, ce qui a entraîné une augmentation du nombre total de cycles de pression et de la pression dans la conduite 3, dans laquelle elle est passée d'un maximum d'environ 2758 kPa à un maximum de quelque 4137 kPa. Cette pression maximale était inférieure à la pression de fonctionnement maximale de 4596 kPa autorisée après les nouveaux essais hydrostatiques de 1996. Cette permutation a également provoqué des fluctuations de pression plus violentes qui, selon une analyse de la fatigue réalisée par Enbridge, réduiraient la durée de vie utile de la conduite, qui demeurerait acceptable, en accroissant le taux de propagation des fissures.

Enbridge a déterminé des taux de propagation des fissures en se fondant sur la mécanique des ruptures, en ce qui concerne les mécanismes de propagation des fissures en fonction du temps, et sur les procédures d'analyse de la norme BS 7910 de la British Standards Institution intitulées « Guide on methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures » (guide sur les méthodes d'évaluation de la conformité aux normes des défauts dans les structures métalliques). Le modèle de fatigue tenait compte de la dimension initiale d'un défaut, de la charge de pression et de paramètres de propagation des fissures attribuables à la fatigue, lesquels dépendent de la composition de la conduite et des conditions prises en considération, comme l'environnement et la fréquence des cycles de pression.

La conduite 3 a de nouveau fait l'objet d'une inspection interne avec un outil de détection des fissures par ultrasons en juillet 2006, entre Regina et Cromer. L'anomalie ayant provoqué la rupture d'avril 2007 n'était pas considérée comme un élément devant immédiatement être réparé, car sa profondeur représentait entre 12,5 et 25 % de l'épaisseur de la conduite et sa pression de rupture estimée était supérieure à la pression d'essai hydrostatique. Enbridge a reçu le rapport de l'inspection de 2006 au cours de l'automne de la même année, mais les travaux de réparation et de vérification devant être exécutés sur le terrain n'ont pu être entrepris avant la rupture d'avril 2007. Les travaux de vérification prévus par Enbridge visaient à comparer les dimensions de fissure estimées d'après l'inspection interne et les pressions de rupture calculées d'après celles-ci avec les résultats obtenus sur le terrain, lors de l'examen non destructif par ultrasons, le meulage de fissures ou les deux. Enbridge juge que les données de terrain et d'inspection interne sont suffisamment exactes lorsque leur marge d'erreur se situe autour de 10 %. Jusqu'ici, les données d'inspection interne de 2006 ont entraîné l'évaluation sur le terrain de 51 entités. En se fondant sur cette évaluation, Enbridge a établi à 7 % le biais non modéré des rapports de pression de rupture calculés à partir des résultats de l'inspection interne effectuée dans la conduite 3 en 2006, entre Glenavon et Cromer.

Analyse

Pendant son installation, la conduite était revêtue d'un ruban de polyéthylène qui pendait sur la soudure longitudinale et mettait la conduite en contact avec un milieu corrosif, sous le revêtement. Lorsque cela se produit, le revêtement de polyéthylène prévient la protection cathodique de la conduite et peut entraîner de la corrosion. Dans le cas présent, une étroite rainure de corrosion s'est immédiatement formée à côté de la soudure longitudinale, sous le revêtement qui pendait.

La rainure de corrosion a concentré les contraintes et permis la formation d'une fissure de fatigue attribuable aux cycles de pression liés au fonctionnement normal de l'oléoduc. Bien que la résine époxyde appliquée sur le terrain en février 2002 ait prévenu que la surface de la fissure

ne se corrode davantage, la fissure de fatigue a continué de croître en raison des cycles soutenus de pression résultant de l'exploitation normale de l'oléoduc.

L'importance de la corrosion à la surface de la fissure témoignait du taux de propagation de cette dernière depuis sa formation jusqu'à l'application d'un nouveau revêtement sur la conduite, en 2002. Pendant l'application du nouveau revêtement, la profondeur de la fissure représentait plus de 40 % de l'épaisseur maximale de la conduite sur 20 mm, soit bien plus que la profondeur estimée durant l'analyse initiale et la nouvelle analyse des données d'inspection interne de 1999. La nouvelle analyse des données d'inspection interne de 1999 montre à quel point il est important de recourir aux données de tous les capteurs disponibles pour estimer la profondeur d'une fissure.

En 2002, l'examen sur le terrain des résultats d'inspection internes a été effectué par magnétoscopie. Des particules magnétiques peuvent s'accumuler dans le creux formé par la finition de la soudure et la canalisation proprement dite. Ainsi, pendant cet examen non destructif, il a peut-être été établi que certains des résultats magnétoscopiques consistaient en des particules magnétiques accumulées dans un tel creux. Ces résultats ont peut-être été considérés comme des anomalies de soudure sans risque. Ce n'est qu'en enlevant la finition de soudure qu'il aurait été possible de déterminer si certains des résultats magnétoscopiques résultaient de l'accumulation de particules magnétiques ou d'une fissuration, laquelle aurait nécessité un autre examen.

L'exactitude des prévisions du modèle de propagation des fissures dépend de celle des paramètres d'entrée, dont la dimension initiale des fissures. Si l'un de ces paramètres a été sous-estimé, le taux de propagation réel des fissures peut surpasser le taux prévu. Lorsque les fluctuations de pression sont devenues plus violentes, en novembre 2005, les valeurs d'entrée du modèle de propagation des fissures ne témoignaient pas fidèlement de l'incertitude autour des valeurs mesurées, de sorte que la propagation prévue s'est avérée inférieure à la propagation réelle.

L'analyse des données d'inspection interne de 2006 a entraîné une sous-estimation de la profondeur de la partie la plus profonde de la fissure. De plus, les rapports de pression de rupture calculés selon ces données comportaient un biais non modéré, qui n'était pas connu au moment de la rupture et n'a pu être constaté qu'après une vérification sur le terrain des données.

Enbridge a reconnu la propension à la fissuration de la conduite 3. Dans le cadre de son programme de gestion des fissures, la société a déployé d'importants efforts pour assurer la détection, l'évaluation et l'élimination de toute anomalie posant des risques. Enbridge a également reconnu le degré d'incertitude rattaché aux mesures de l'outil de détection de fissures lors d'inspection interne et a recouru à des vérifications sur le terrain effectuées au moyen d'excavations pour s'assurer que la marge d'erreur des mesures de l'outil demeure acceptable. Toutefois, l'inspection sur le terrain de février 2002 a montré qu'un certain degré d'incertitude peut subsister pendant l'examen non destructif sur le terrain d'une conduite.

Conclusions quant aux causes de la rupture et aux facteurs lui ayant contribué

1. Le ruban de polyéthylène qui recouvrait initialement la conduite pendait sur la soudure longitudinale et mettait la conduite en contact avec un milieu corrosif, juste à côté de la soudure, ce qui a entraîné la formation d'une rainure de corrosion peu profonde sur le bord de la soudure.
2. À un certain moment, après la formation de la rainure de corrosion peu profonde, une fissure de fatigue a commencé à se former à partir de la rainure de corrosion, en raison de l'intensité des contraintes exercées sur la conduite par les cycles de pression résultant de l'exploitation courante de l'oléoduc.
3. Les contraintes cycliques attribuables à la pression de fonctionnement de l'oléoduc ont permis à la fissure de fatigue de se prolonger jusqu'à ce que la paroi de la conduite ne puisse plus supporter la pression et se rompe.
4. Pendant l'inspection sur le terrain de février 2002, la finition de la soudure longitudinale cachait peut-être la gravité de la fissure de fatigue.
5. Bien qu'Enbridge ait à nouveau calculé le taux de propagation de la fissure en tenant compte des fluctuations de pression plus violentes à partir de novembre 2005, les paramètres d'entrée que la société a utilisés pendant son analyse ne reflétaient pas fidèlement le taux de propagation réel de la fissure.
6. L'analyse des données d'inspection interne de 2006 a entraîné une sous-estimation de la profondeur de la partie la plus profonde de la fissure de fatigue.

Conclusions relatives aux risques

1. Des données issues de seulement deux des trois capteurs de détection de fissures par ultrasons ont été utilisées pendant l'évaluation de la profondeur de la fissure de fatigue pendant l'inspection interne de 1999, ce qui a mené à une sous-estimation de la profondeur.
2. Les données de l'inspection interne de 2006 présentaient un biais non modéré, en ce qui concerne les rapports de pression de rupture, ce qui a influé sur la détection d'anomalies pouvant poser des risques. Ce biais n'a toutefois été relevé qu'une fois que suffisamment de données ont été recueillies, grâce au programme d'excavation de 2007.
3. La profondeur de petites parties profondes au sein de fissures a peut-être été sous-estimée pendant l'analyse de données d'inspection interne et l'examen non destructif de la conduite sur le terrain, ce qui a pu influencer sur l'identification de fissures devant être réparées.
4. Les taux réels de propagation de fissures peuvent s'avérer supérieurs à ceux estimés, lorsque les paramètres d'entrée de la modélisation de ces taux ne reflètent pas les

probabilités et les tolérances liées à la capacité de détection et de mesure des outils utilisés lors d'inspections internes pour détecter des fissures par ultrasons et connaître l'état réel des conduites.

Mesures de sécurité prises

Après la rupture de la conduite, Enbridge a pris les mesures suivantes :

- La société a limité à 80 % la pression de refoulement aux stations de pompage de Regina, d'Odessa, de Glenavon et de Langbank et accepté de le faire jusqu'à ce que la conduite 3 ait été inspectée pour y détecter toute fissuration et qu'un programme de réparation ait été réalisé;
- Elle a remplacé des tronçons de conduite au terminal de Cromer pour réduire le nombre de cycles de pression en amont de Cromer;
- Elle a exécuté des essais de fatigue sous pression d'échelle réelle sur une partie de la conduite présentant des défauts de fissuration similaires à la fissure de fatigue ayant entraîné la rupture d'avril 2007; cette partie de la conduite a été découpée et extraite pour mieux estimer les paramètres de modélisation de propagation des fissures;
- Elle a commandé une étude dont l'objet est l'élaboration d'une méthode permettant de choisir une profondeur de fissure initiale prudente au sein de données d'inspection interne tout en tenant compte de l'incertitude liée à ces données;
- Elle a de nouveau analysé les données d'inspection interne de 2006 et ainsi relevé 96 autres éléments à prendre en considération pendant le programme d'excavation de 2008, afin de tenir compte du biais non modéré des données;
- Elle a apporté plusieurs modifications au programme de gestion des fissures de la conduite 3, y compris la révision du calendrier d'inspections internes, des procédures d'analyse de la fatigue, des critères de réparation des fissures et des activités d'inspection et de réparation sur le terrain, ainsi que l'amélioration de la surveillance des cycles de pression et l'appui soutenu de travaux visant l'élaboration d'outils d'inspection interne.

Avant la rupture du 15 avril 2007, l'Office national de l'énergie comptait vérifier le programme de gestion de l'intégrité des installations d'Enbridge. Après la rupture, il a élargi la portée de sa vérification pour qu'elle englobe la totalité du réseau de canalisations d'Enbridge au Canada.

Le présent rapport marque la conclusion de l'enquête du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) sur la rupture de l'oléoduc d'Enbridge. Le BST en a donc autorisé la diffusion le 16 juillet 2008.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les produits et les services du BST et trouver des liens vers d'autres organismes de sécurité et des sites Internet connexes, veuillez visiter le site Web du BST, au www.bst-tsb.gc.ca.

Annexe A – Ruptures de soudures longitudinales dans la conduite 3

