



Bureau de la sécurité
des transports
du Canada

Transportation
Safety Board
of Canada



RAPPORT D'ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DU TRANSPORT PIPELINIER P22H0023

RUPTURE DE GAZODUC ET INCENDIE

NOVA Gas Transmission Ltd.
Gazoduc latéral Simonette de 8 po
Près de Fox Creek (Alberta)
7 avril 2022

Canada 

À PROPOS DE CE RAPPORT D'ENQUÊTE

Ce rapport est le résultat d'une enquête sur un événement de catégorie 3. Pour de plus amples renseignements, se référer à la Politique de classification des événements au www.bst.gc.ca

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

CONDITIONS D'UTILISATION

Utilisation dans le cadre d'une procédure judiciaire, disciplinaire ou autre

La Loi sur le Bureau canadien d'enquête sur les accidents de transport et de la sécurité des transports stipule que :

- 7(3) Les conclusions du Bureau ne peuvent s'interpréter comme attribuant ou déterminant les responsabilités civiles ou pénales.
- 7(4) Les conclusions du Bureau ne lient pas les parties à une procédure judiciaire, disciplinaire ou autre.

Par conséquent, les enquêtes du BST et les rapports qui en découlent ne sont pas créés pour être utilisés dans le contexte d'une procédure judiciaire, disciplinaire ou autre.

Avisez le BST par écrit si le présent rapport d'enquête est utilisé ou pourrait être utilisé dans le cadre d'une telle procédure.

Reproduction non commerciale

À moins d'avis contraire, vous pouvez reproduire le contenu du présent rapport d'enquête en totalité ou en partie à des fins non commerciales, dans un format quelconque, sans frais ni autre permission, à condition :

- de faire preuve de diligence raisonnable quant à la précision du contenu reproduit;
- de préciser le titre complet du contenu reproduit, ainsi que de stipuler que le Bureau de la sécurité des transports du Canada est l'auteur;
- de préciser qu'il s'agit d'une reproduction de la version disponible au [URL où le document original se trouve].

Reproduction commerciale

À moins d'avis contraire, il est interdit de reproduire le contenu du présent rapport d'enquête, en totalité ou en partie, à des fins de diffusion commerciale sans avoir obtenu au préalable la permission écrite du BST.

Contenu faisant l'objet du droit d'auteur d'une tierce partie

Une partie du contenu du présent rapport d'enquête (notamment les images pour lesquelles une source autre que le BST est citée) fait l'objet du droit d'auteur d'une tierce partie et est protégé par la Loi sur le droit d'auteur et des ententes internationales. Pour des renseignements sur la propriété et les restrictions en matière des droits d'auteurs, veuillez communiquer avec le BST.

Citation

Bureau de la sécurité des transports du Canada, *Rapport d'enquête sur la sécurité du transport pipelinier P22H0023* (publié le 9 janvier 2024).

Bureau de la sécurité des transports du Canada
200, promenade du Portage, 4^e étage
Gatineau QC K1A 1K8
819-994-3741; 1-800-387-3557
www.bst.gc.ca
communications@bst.gc.ca

© Sa Majesté le Roi du chef du Canada, représenté par le Bureau de la sécurité des transports du Canada, 2024

Rapport d'enquête sur la sécurité du transport pipelinier P22H0023

No de cat. TU3-13/22-0023F-PDF
ISBN: 978-0-660-69417-7

Le présent rapport se trouve sur le site Web du Bureau de la sécurité des transports du Canada à l'adresse www.bst.gc.ca

This report is also available in English.

Table des matières

1.0 Renseignements de base	5
1.1 L'événement	5
1.1.1 Lieu de l'événement	6
1.1.2 Signalement de l'événement et intervention	7
1.1.3 Dommages et interruptions de service	9
1.2 Examen des lieux	10
1.3 Gazoduc latéral Simonette NPS 8	13
1.3.1 Description du gazoduc	13
1.3.2 Construction du gazoduc	16
1.4 Analyse en laboratoire	16
1.4.1 Composants de la conduite	17
1.4.2 Revêtement de la conduite	18
1.4.3 Microbiologie	20
1.4.4 Composants du système de protection cathodique	21
1.5 Exigences réglementaires pour la gestion de l'intégrité	21
1.6 Programme de gestion de l'intégrité du gazoduc	21
1.6.1 Inspection interne	22
1.6.2 Excavations de vérification d'intégrité	22
1.7 Protection cathodique	23
1.7.1 Protection cathodique par courant imposé	23
1.7.2 Interférence des courants vagabonds	24
1.7.3 Système de protection cathodique du gazoduc latéral Simonette NPS 8	24
1.7.4 Essai diagnostique au poste d'essai TS-19.764	27
1.8 Rapports de laboratoire du BST	29
2.0 Analyse	30
2.1 L'événement	30
2.2 Prévention de la corrosion externe	30
2.2.1 Revêtement externe	30
2.2.2 Protection cathodique	31
2.2.3 Interférence des courants vagabonds	31
2.3 Gestion de l'intégrité	32
2.4 Intervention en cas d'urgence	34
3.0 Faits établis	35
3.1 Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs	35
3.2 Faits établis quant aux risques	35
3.3 Autres faits établis	36
4.0 Mesures de sécurité	37
4.1 Mesures de sécurité prises	37
4.1.1 Régie de l'énergie du Canada	37
4.1.2 TC Energy	37

Annexes..... 38

Annexe A – Chronologie des activités de protection cathodique au poste d’essai TS-19.764
.....38

RAPPORT D'ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DU TRANSPORT PIPELINIER P22H0023

RUPTURE DE GAZODUC ET INCENDIE

NOVA Gas Transmission Ltd.
Gazoduc latéral Simonette de 8 po
Près de Fox Creek (Alberta)
7 avril 2022

Le Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) a enquêté sur cet événement dans le but de promouvoir la sécurité des transports. Le Bureau n'est pas habilité à attribuer ni à déterminer les responsabilités civiles ou pénales. **Le présent rapport n'est pas créé pour être utilisé dans le contexte d'une procédure judiciaire, disciplinaire ou autre.** Voir Conditions d'utilisation à la page 2.

Résumé

Le 7 avril 2022, vers 3 h 23, heure avancée des Rocheuses, un gazoduc de 8 po (219,1 mm) exploité par NOVA Gas Transmission Ltd. et transportant du gaz naturel non corrosif s'est rompu à environ 64 km à l'ouest de Fox Creek (Alberta). À la suite de la rupture, le gaz naturel s'est enflammé, ce qui a provoqué un incendie. Environ 3 750 000 m³ de gaz naturel ont été rejetés. L'incendie, qui a duré environ 4 heures, a brûlé une superficie de 12 000 m². Il n'y a eu aucun blessé, et aucune évacuation n'a été requise.

1.0 RENSEIGNEMENTS DE BASE

1.1 L'événement

Le 7 avril 2022, vers 3 h 23¹, un gazoduc de 8 po (219,1 mm) exploité par NOVA Gas Transmission Ltd.² (NGTL) – le gazoduc latéral Simonette d'un diamètre nominal de 8 po (NPS 8) – s'est rompu à la borne kilométrique 19,764. Le gaz qui s'est échappé s'est enflammé et a brûlé jusqu'à environ 7 h 30; l'incendie s'est éteint de lui-même après que l'écoulement du gaz a été arrêté par la fermeture manuelle de vannes d'isolement situées en amont et en aval de la rupture.

Environ 3 750 000 m³ de gaz naturel ont été rejetés. L'incendie a brûlé une superficie de 12 000 m². Le plan d'eau le plus proche, un ruisseau situé à environ 300 m en aval, n'a pas été touché. Il n'y a eu aucun blessé, et aucune évacuation n'a été requise.

¹ Les heures sont exprimées en heure avancée des Rocheuses.

² NOVA Gas Transmission Ltd. est une filiale en propriété exclusive de TransCanada PipeLines Limited. Elle est aussi appelée par son nom commercial, TC Energy.

Au moment de la rupture, le gazoduc latéral Simonette NPS 8 fonctionnait à une pression de 5074 kPa, ce qui était conforme à sa pression maximale d'exploitation autorisée de 7540 kPa; aucune restriction de pression n'était en vigueur. La température ambiante était d'environ 7 °C, les vents allant de 0 à 20 km/h.

1.1.1 **Lieu de l'événement**

L'événement s'est produit sur des terres publiques dans le district municipal de Greenview (Alberta), sur une emprise utilisée par NGTL. Les 2 villes les plus proches, Fox Creek et Valleyview (Alberta), sont situées à environ 64 km à l'est et 75 km au nord-est, respectivement³.

Le lieu de l'événement (figure 1) est entouré de terres publiques dans un rayon de plus de 5 km. On n'y trouve aucune habitation dans un rayon de 2 km.

³ Par la route, Fox Creek et Valleyview se trouvent à environ 85 km et 90 km, respectivement, du lieu de l'événement.

Figure 1. Vue aérienne du lieu de l'événement, avec image en médaillon montrant la zone de l'événement près de Fox Creek (Alberta) (Source de l'image principale : NOVA Gas Transmission Ltd., avec annotations du BST; source de l'image en médaillon : Google Earth, avec annotations du BST)



1.1.2 Signalement de l'événement et intervention

Le 7 avril 2022 à 3 h 25, la régulatrice de gaz qui était de service au centre de contrôle de Calgary de NGTL a reçu, par l'intermédiaire du système du réseau de contrôle du système et d'acquisition de données (SCADA), une alarme de basse pression provenant de la station de comptage de Deep Valley Creek East⁴. La régulatrice de gaz a soupçonné qu'une fuite avait causé l'alarme, a déterminé le tronçon touché du gazoduc et a lancé la procédure d'intervention.

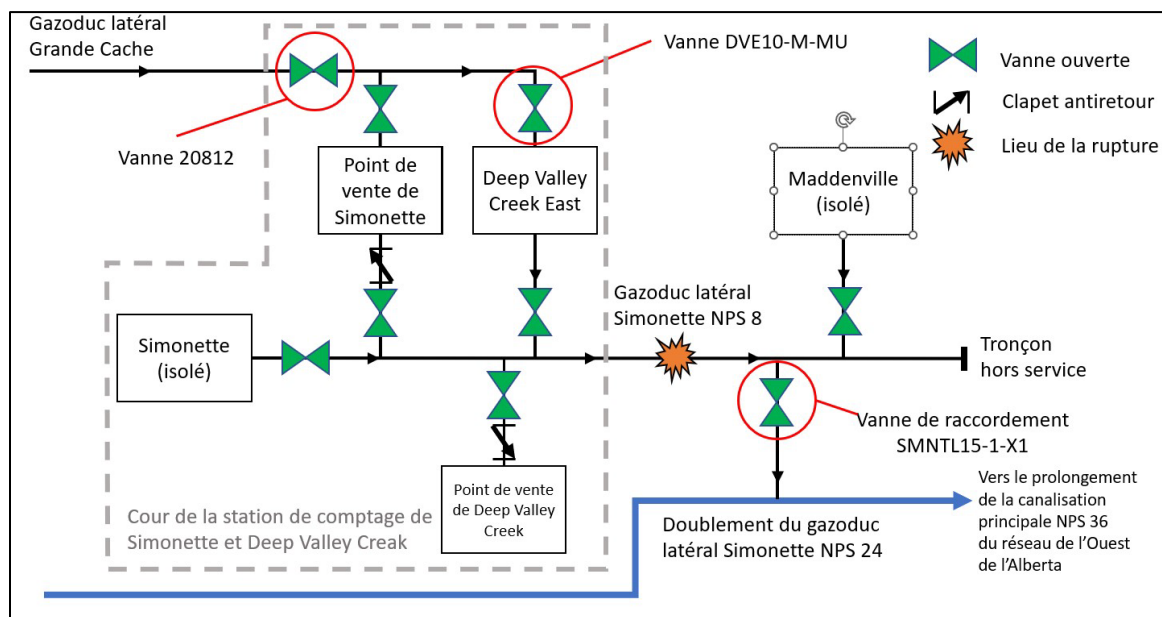
⁴ Cette station de comptage reçoit du gaz de producteurs de la région qui est par la suite transporté par le réseau de NGTL.

1.1.2.1 Isolement du gazoduc

À 3 h 28, le personnel du centre de contrôle de Calgary a appelé le technicien de garde de TC Energy⁵, qui se trouvait à 90 km de là, pour qu'il intervienne sur les lieux de l'événement. Le technicien de garde s'est rendu sur place avec un autre technicien de TC Energy.

À 3 h 53, après avoir analysé les données du système SCADA, le personnel du centre de contrôle de Calgary a communiqué avec la planificatrice de garde chargée des opérations pour demander un plan d'isolement du gazoduc, qui a été reçu à 5 h 28⁶. Selon ce plan, l'isolement du tronçon rompu nécessitait la fermeture manuelle de 2 vannes⁷ : la vanne 20812, située dans la cour de la station de comptage de Deep Valley Creek East, et la vanne de raccordement SMNTL15-1-X1 reliant le gazoduc latéral Simonette NPS 8 au doublement parallèle du gazoduc latéral Simonette NPS 24 (figure 2).

Figure 2. Configuration des vannes dans le secteur avant l'événement (Source : BST)



À 6 h 21, les techniciens de TC Energy sont arrivés sur les lieux de l'événement dans le délai de 3 heures prévu dans le *Canada Gas Operations Emergency Program Manual* de TC Energy. À 6 h 42, les techniciens ont fermé manuellement la vanne de raccordement SMNTL15-1-X1. Les techniciens se sont ensuite rendus à la station de comptage de Deep Valley Creek East, à 3 km en amont, et ont fermé la vanne DVE10-M-MU comme solution de rechange plutôt que

⁵ Les activités opérationnelles sur le réseau de NGTL sont effectuées par le personnel de TC Energy.

⁶ Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 ne peut pas être isolé à distance par le centre de contrôle de Calgary. En raison de la complexité du réseau de NGTL, toute proposition de changement aux opérations nécessite qu'un planificateur chargé des opérations élabore un plan adapté à la situation.

⁷ Les stations de comptage aux points de vente reliées au gazoduc latéral Simonette NPS 8 sont équipées de clapets antiretour pour éviter tout reflux dans le gazoduc. Les producteurs alimentant les stations de comptage de Simonette et de Maddenville étaient isolés du gazoduc au moment de l'événement.

la vanne 20812⁸ à 7 h, ce qui a permis d'arrêter l'écoulement du gaz dans le tronçon rompu du gazoduc. À 7 h 30, soit environ 30 minutes plus tard, l'incendie s'est éteint de lui-même.

Le tableau 1 établit la chronologie immédiatement après l'événement.

Tableau 1. Chronologie immédiatement après l'événement

Heure	Description
3 h 23 (approx.)	Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 se rompt à la borne kilométrique 19,764.
3 h 25	Le centre de contrôle de Calgary reçoit une alarme du système SCADA en provenance de la station de comptage de Deep Valley Creek East.
3 h 28	TC Energy décide de fermer le gazoduc, lance les procédures d'intervention et avise le technicien de garde de TC Energy pour qu'il intervienne sur les lieux de l'événement.
3 h 48	L'usine à gaz Keyera Simonette signale une boule de feu au personnel local de TC Energy.
3 h 53	Le personnel du centre de contrôle de Calgary communique avec la planificatrice de garde chargée des opérations afin de demander un plan d'isolement du gazoduc.
5 h 28	La planificatrice chargée des opérations envoie le plan d'isolement du gazoduc à la régulatrice de gaz.
6 h 21	Le personnel de TC Energy arrive sur les lieux de l'événement et déclare que l'incendie et le rejet sont toujours en cours.
6 h 42	Le personnel de TC Energy ferme la vanne de raccordement SMNTL15-1-X1, isolant ainsi le gazoduc latéral Simonette NPS 8 du doublement parallèle du gazoduc latéral Simonette NPS 24.
7 h	Le personnel de TC Energy ferme la vanne DVE10-M-MU à la station de comptage de Deep Valley Creek East, arrêtant ainsi l'écoulement de gaz dans le tronçon rompu.
7 h 30	L'incendie sur les lieux de l'événement est complètement éteint.

1.1.2.2 Signalements externes

À 4 h 29, TC Energy a déclaré l'événement au BST. À 6 h 15, TC Energy a déclaré l'événement à la ligne provinciale de signalement des feux de forêt. À 6 h 25, TC Energy a déclaré l'événement à la Gendarmerie royale du Canada (GRC) et aux services de protection de Fox Creek.

1.1.3 Dommages et interruptions de service

Les autres infrastructures de NGTL situées à proximité n'ont pas été endommagées.

⁸ La vanne 20812 a finalement été localisée et fermée à 9 h 09 au cours des activités de suivi de l'isolement initial.

La fermeture du gazoduc latéral Simonette NPS 8 a touché un client⁹ de gaz naturel qui a été informé qu'il ne serait plus approvisionné par la station de comptage au point de vente de Deep Valley Creek.

Dans le cadre du processus d'isolement du gazoduc, le personnel du centre de contrôle de Calgary a indiqué à un producteur de gaz de la région, Keyera Simonette, d'interrompre l'écoulement du gaz dans le réseau pipelinier.

1.2 Examen des lieux

La rupture a créé un cratère de 3,3 m de profondeur sur un périmètre de 48 m et a éjecté environ 23 m³ de sol. Le sol dans le secteur était constitué de gravier et de cailloux en surface, avec très peu de terre végétale. Le sous-sol était constitué de sable fin et brun et de limon avec un peu d'argile.

Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 était exposé au fond du cratère, son revêtement protecteur ayant brûlé. Un gazoduc hors service de 4 po, appartenant à i3 Energy Canada Ltd. (i3 Energy)¹⁰, était également exposé à l'intérieur du cratère; il se trouvait à environ 2 m au-dessus du gazoduc rompu, à un angle d'environ 60° (figure 3).

⁹ Trilogy Energy.

¹⁰ i3 Energy Canada Ltd. possède plusieurs actifs dans la région de Simonette.

Figure 3. Cratère et gazoducs exposés après l'événement (Source : BST)



Le gazoduc de 4 po d'i3 Energy ne s'est pas rompu, mais son revêtement était manquant, ayant été directement exposé à l'incendie. Le tronçon endommagé de ce gazoduc a été remplacé par la suite. Une installation de production située à proximité et d'autres gazoducs appartenant à i3 Energy n'ont pas été endommagés.

Quatre poteaux électriques en bois détenus et exploités par ATCO Ltd.¹¹, ainsi qu'une connexion à une ligne électrique souterraine, ont également été endommagés par la rupture et l'incendie; ils ont été remplacés par la suite.

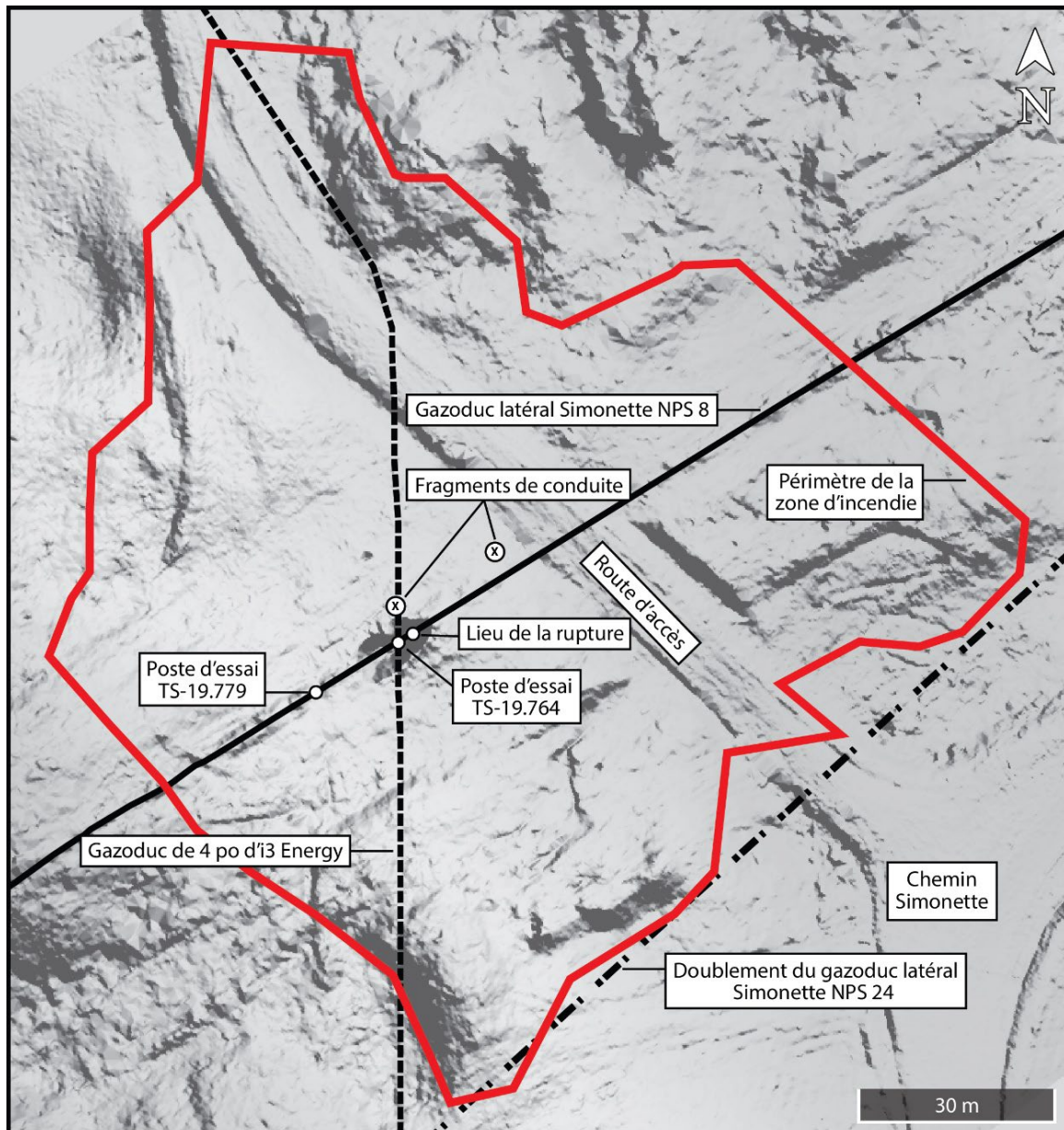
¹¹ ATCO Ltd. exploite une ligne électrique de distribution de 25 kV dans le secteur de l'événement, au-dessus et en dessous du sol, pour approvisionner les clients industriels des champs pétrolifères.

Les débris causés par la rupture ont été dispersés principalement vers le bas de la pente en direction nord-est. Deux fragments de conduite éjectés, ainsi que 25 m du tronçon rompu du gazoduc, ont été récupérés pour être examinés en laboratoire.

À proximité de la rupture, les postes d'essai TS-19.764 et TS-19.779 – des terminaux au-dessus du sol reliés à la conduite enfouie qui visent à mesurer le potentiel de protection cathodique – ont été endommagés. Des composants de système de ces postes d'essai ont également été récupérés pour être analysés en laboratoire.

La figure 4 montre les principales installations qui se trouvent à l'intérieur du périmètre de la zone d'incendie.

Figure 4. Levé des lieux de l'événement montrant les principales installations à l'intérieur du périmètre de la zone d'incendie (Source : BST)

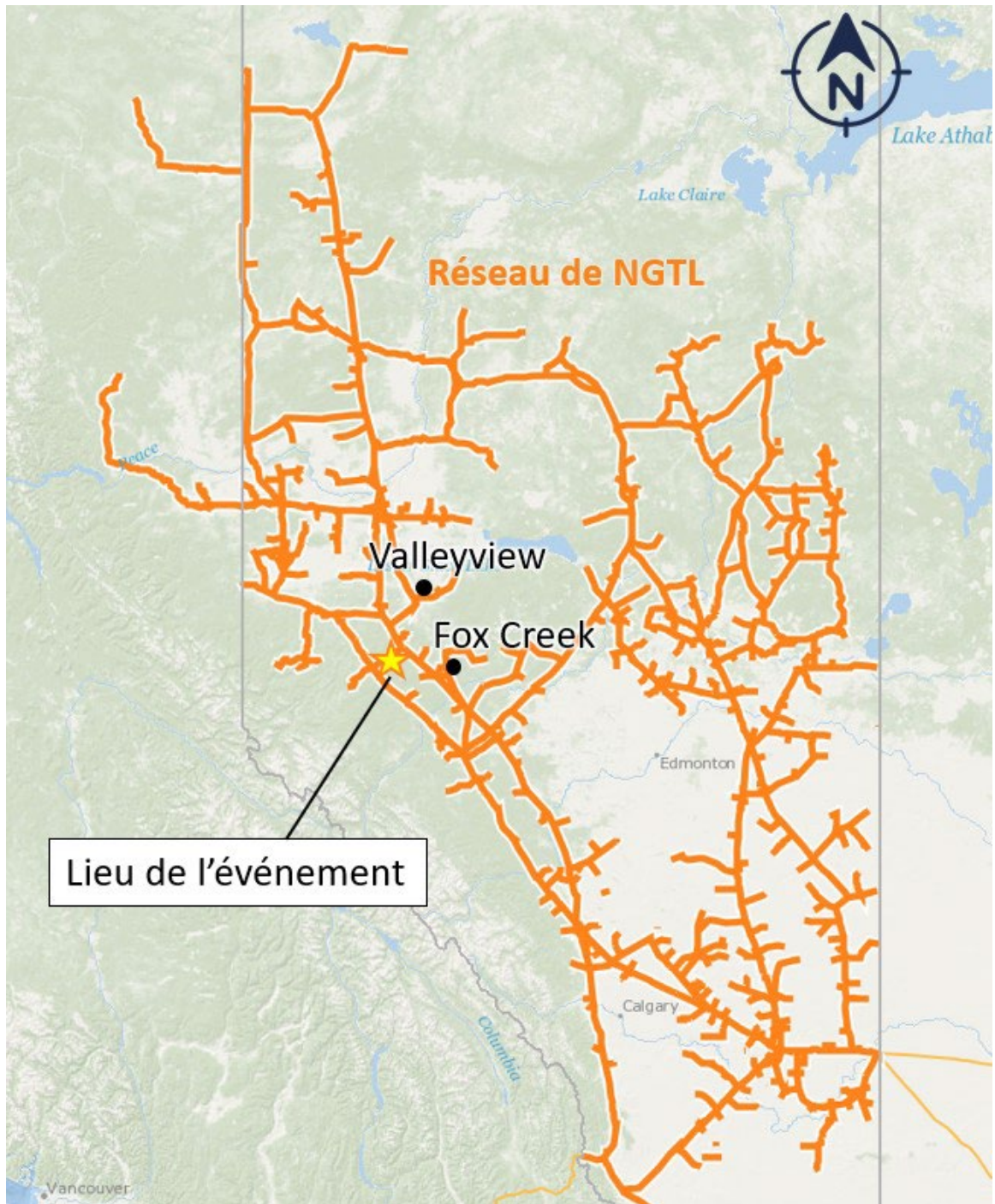


1.3 Gazoduc latéral Simonette NPS 8

1.3.1 Description du gazoduc

Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 fait partie du réseau de NGTL, un réseau de collecte et de transport de gaz naturel situé en Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique (figure 5). NGTL transporte le gaz naturel produit dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien vers des marchés du Canada et des États-Unis.

Figure 5. Carte du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. (Source : Régie de l'énergie du Canada, avec annotations du BST)

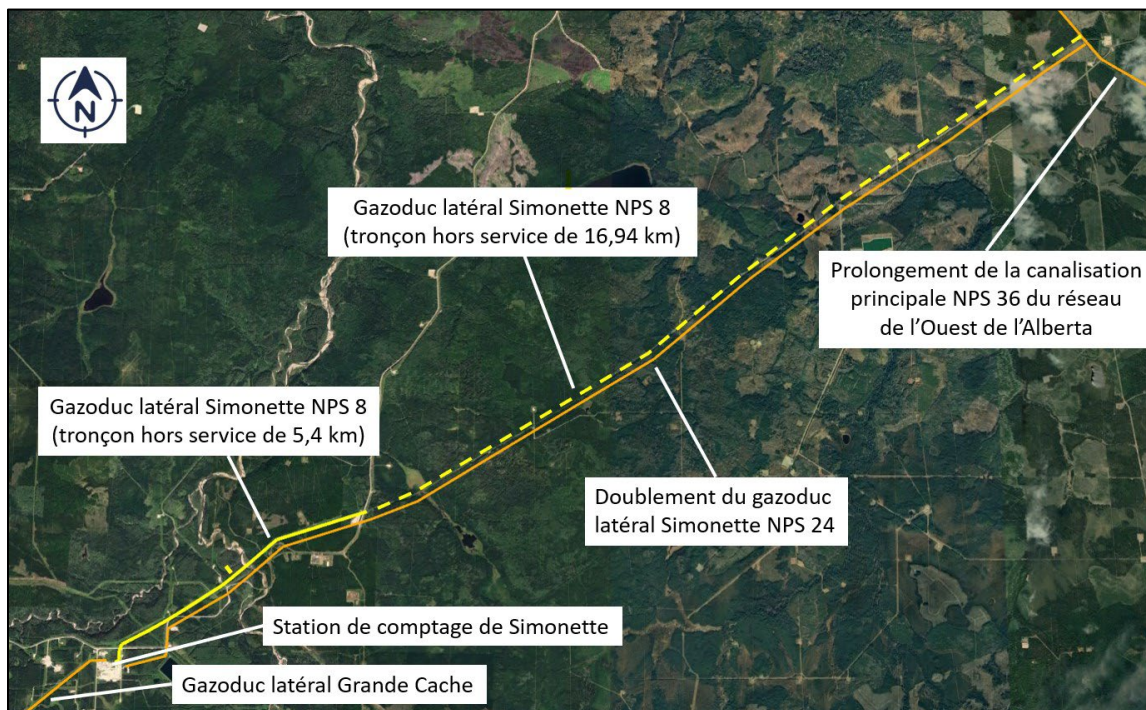


Le réseau de NGTL compte environ 24 500 km de gazoducs en exploitation, avec environ 1100 points de réception et plus de 300 points de livraison.

Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 est un gazoduc de 8 po (219,1 mm) qui relie les producteurs de gaz naturel de la région de Simonette, près de Fox Creek, au prolongement de la canalisation principale NPS 36 du réseau de l'Ouest de l'Alberta de NGTL, à 22,34 km au nord-est. En 2016, à la suite de la construction d'un nouveau gazoduc de 24 po (le doublement du gazoduc latéral Simonette NPS 24), un tronçon de 16,94 km du gazoduc

latéral Simonette NPS 8 a été mis hors service pour des raisons opérationnelles. Le tronçon en service restant de 5,4 km du gazoduc latéral Simonette NPS 8 se raccorde au doublement du gazoduc latéral Simonette NPS 24 pour transporter le gaz naturel vers le prolongement de la canalisation principale du réseau de l'Ouest de l'Alberta (figure 6).

Figure 6. Carte du parcours pipelinier de NOVA Gas Transmission Ltd. dans la région de Simonette (Source : Google Earth, avec annotations du BST)



Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 et le doublement du gazoduc latéral Simonette NPS 24 peuvent fonctionner de manière bidirectionnelle¹², mais le gaz s'écoule principalement du sud-ouest vers le nord-est¹³. Les 2 gazoducs sont contrôlés à partir du centre de contrôle de Calgary de NGTL. Le centre de contrôle de Calgary est conforme aux dispositions applicables de la Pratique recommandée 1165 de l'American Petroleum Institute (API) et suit les pratiques exemplaires de l'industrie.

¹² Compte tenu de l'interconnectivité du gazoduc latéral Simonette NPS 8 avec les stations de comptage aux points de réception (gaz ajouté au réseau de NGTL) et les stations de comptage aux points de vente (gaz quittant le réseau de NGTL) et compte tenu de sa liaison avec le doublement du gazoduc latéral Simonette NPS 24 et le réseau pipelinier de Grande Cache, le sens de l'écoulement dans le gazoduc latéral Simonette NPS 8 peut changer en raison des variations d'offre et de demande de gaz (réception et livraison) à partir des diverses interconnectivités.

¹³ Aux fins du présent rapport, « en amont » désigne les stations de comptage de Simonette et « en aval » désigne la liaison avec le prolongement de la canalisation principale NPS 36 du réseau de l'Ouest de l'Alberta.

1.3.2 Construction du gazoduc

La construction du gazoduc latéral Simonette NPS 8 a eu lieu en 1969. Le gazoduc a été conçu et construit conformément aux dispositions de la norme B31.1.8-1955, *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*, de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) et de la norme Z184-1968 de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Il présente les spécifications suivantes :

- Pression maximale d'exploitation : 7540 kPa
- Zone d'emplacement : Zone 1
- Type : Conduite à joint longitudinal
- Épaisseur de la paroi : 3,96 mm
- Nuance de l'acier : API 5L X42
- Limite d'élasticité minimale spécifiée : 290 MPa
- Épaisseur de couverture minimale : 762 mm

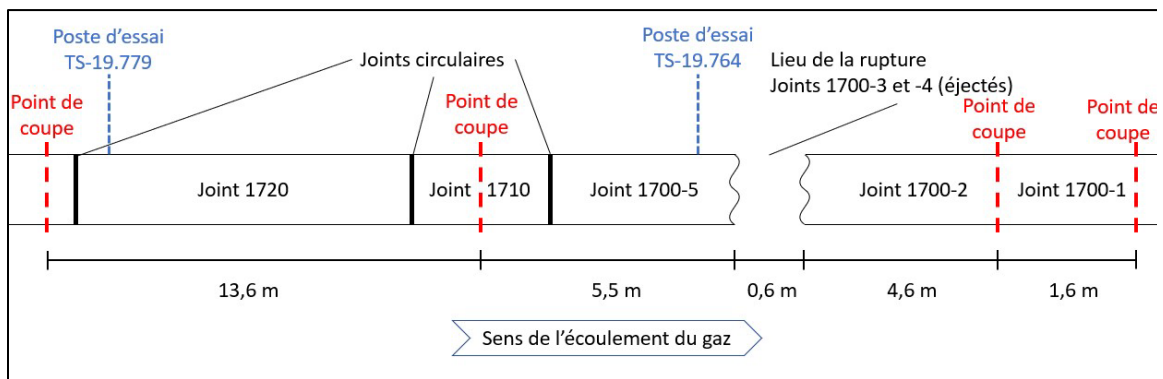
Le joint longitudinal de la conduite était soudé par résistance électrique. Le revêtement externe avait été appliqué sur le terrain à l'aide d'un ruban de polyéthylène avec une couche extérieure en fibre de verre imprégnée d'asphalte.

Avant sa mise en service, le gazoduc latéral Simonette NPS 8 avait été soumis à un essai hydrostatique de 24 heures jusqu'à une pression de 9418 kPa.

1.4 Analyse en laboratoire

Environ 25 m de matériau de conduite récupéré sur les lieux de l'événement ont été transportés au laboratoire d'Acuren Group Inc. (Acuren) à Edmonton (Alberta) aux fins d'analyse. Le matériau de conduite comprenait des parties des joints de conduite 1700, 1710 et 1720 (figure 7). Les composants du système de protection cathodique récupérés des postes d'essai TS-19.779 et TS-19.764 ont été transportés au Laboratoire d'ingénierie du BST à Ottawa (Ontario) aux fins d'analyse.

Figure 7. Matériau de conduite prélevé pour être analysé en laboratoire (Source : BST)



1.4.1 Composants de la conduite

L'examen des segments éjectés de la conduite (figure 8) a révélé une importante corrosion le long d'un des bords, indiquant l'emplacement probable de l'origine de la rupture.

L'origine probable de la rupture se situait au bas de la conduite, à environ 3,5 m en aval du joint circulaire 1710. Les bords des segments éjectés présentaient des caractéristiques concordant avec une rupture ductile. Aucune indication de fissuration antérieure, de rupture fragile ou de défaut tel que la fissuration par corrosion sous contrainte n'a été observée. L'épaisseur minimale mesurée à l'origine probable de la rupture était de 0,49 mm, ce qui représente une réduction de 88 % de l'épaisseur d'origine de la paroi.

Les essais mécaniques ont révélé que les propriétés de traction et la composition de la conduite étaient conformes aux spécifications en vigueur au moment de la construction¹⁴ et à celles en vigueur au moment de l'événement¹⁵. D'après l'épaisseur restante de la conduite le long du bord de la rupture, il a été estimé que la pression de rupture théorique était de 4683 kPa.

¹⁴ American Petroleum Institute (API), Spécification 5L : *Line Pipe* (édition de 1960), spécifications pour la nuance d'acier X42.

¹⁵ Association canadienne de normalisation (CSA), norme Z245.1-22 : *Steel Pipe* (édition de 2022), spécifications pour la nuance d'acier 359.

Figure 8. Segments de conduite éjectés (Source : Acuren Group Inc., avec annotations du BST)



1.4.2 Revêtement de la conduite

Les tronçons de conduite récupérés ont été examinés afin de déterminer l'état du revêtement et l'étendue de la corrosion externe. Le revêtement externe a été installé à l'origine sur le terrain en appliquant un adhésif sur la conduite, puis en enroulant un ruban de polyéthylène en forme de spirale.

Les parties de la conduite qui avaient été exposées à l'incendie n'avaient plus de revêtement. L'état général du revêtement de ruban de polyéthylène restant s'est avéré très mauvais (figure 9).

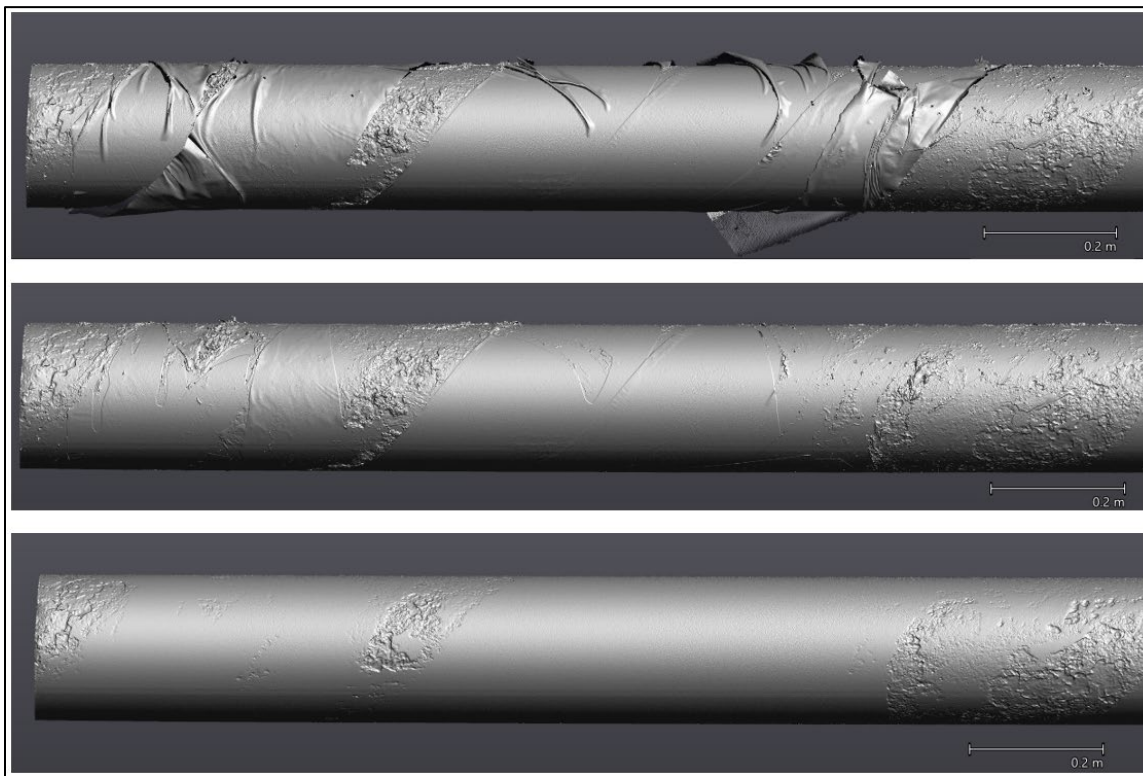
Figure 9. État de la surface externe de la conduite après l'événement (Source : Acuren Group Inc.)



Lors de l'examen en laboratoire de l'état de la surface externe de la conduite, 3 étapes de balayage laser tridimensionnel ont été exécutées. Le premier balayage a été effectué avec le revêtement de ruban encore en place, suivi d'un balayage où le ruban décollé a été enlevé. Un dernier balayage a été effectué après que la conduite a été passée au jet de sable pour enlever tout le revêtement de ruban restant et révéler la surface corrodée de la conduite.

La figure 10 présente un exemple des images produites par cette technique.

Figure 10. Exemple d'images numériques tridimensionnelles de la conduite telle que reçue (en haut), avec le revêtement décollé enlevé (au milieu) et avec tout le ruban et la surface de la conduite passés au jet de sable (en bas) (Source : Acuren Group Inc.)



Les images produites ont été analysées pour estimer la quantité relative de revêtement décollé et la surface corrodée. Les résultats compilés de l'évaluation du revêtement sont présentés dans le tableau 2.

Tableau 2. État du revêtement de ruban de la conduite et pourcentage de surface corrodée

Tronçon de conduite	Défauts d'enrobage du ruban* (%)	Décollement du ruban** (%)	Ruban collé*** (%)	Surface corrodée (%)
1700-1	35	65	0	35
1700-2	30	50	20	30
1720	25	75	0	25

* Les défauts d'enrobage désignent les zones où le ruban était absent.

** Le décollement désigne les zones où le ruban était présent, mais l'adhésif s'était dégradé.

*** Le ruban collé désigne les zones où le revêtement de ruban était en bon état.

1.4.3 Microbiologie

L'analyse des échantillons de sol et des produits de corrosion à la surface de la conduite a révélé la présence de bactéries telles que pseudomonas et acinetobacter, toutes deux connues pour leur capacité à dégrader les hydrocarbures. Avec le temps, ces bactéries peuvent dégrader l'adhésif utilisé pour fixer le revêtement de ruban appliqué sur le terrain à la conduite. Les menaces potentielles pour l'intégrité attribuables à l'activité bactérienne

sont généralement prises en compte dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité (PGI) de l'exploitant du gazoduc.

1.4.4 Composants du système de protection cathodique

Le BST a examiné les composants récupérés des postes d'essai de protection cathodique TS-19.779 et TS-19.764. L'examen n'a révélé aucun signe d'anomalie préexistante aux postes d'essai.

1.5 Exigences réglementaires pour la gestion de l'intégrité

Le *Règlement sur les pipelines terrestres* de la Régie de l'énergie du Canada (REC) oblige les entreprises à élaborer, à mettre en œuvre et à maintenir un système de gestion et divers programmes de protection, dont un PGI. Le règlement exige en outre que les exploitants de pipelines, par une incorporation par référence, se conforment aux dispositions obligatoires applicables de la dernière édition de la norme Z662 de la CSA, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (CSA Z662), qui énonce les exigences minimales relatives à la conception, à la construction, à l'exploitation, à l'entretien, à la mise hors service et à la cessation d'exploitation d'un gazoduc.

Même si la REC, dans ses *Notes d'orientation concernant le Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, fournit des directives sur l'élaboration d'un PGI, les compagnies réglementées disposent d'une souplesse et d'un pouvoir discrétionnaire pour élaborer le contenu de leurs plans. En général, les compagnies réglementées mettent au point des PGI adaptés à leurs activités particulières et prennent des mesures correctives au besoin, conformément aux dispositions et critères applicables établis par la norme CSA Z662.

La REC attend des compagnies, dans le cadre de leur PGI, qu'elles déterminent de manière proactive et surveillent continuellement les dangers particuliers associés à leurs pipelines et leurs installations connexes, et qu'elles mettent à jour leur programme immédiatement lorsque de nouveaux dangers sont cernés.

Les compagnies réglementées par la REC sont tenues d'assurer une exploitation sécuritaire à toutes les étapes du cycle de vie d'un pipeline. La REC surveille en permanence l'efficacité du programme de chaque compagnie en exécutant des audits et d'autres activités de vérification de la conformité afin de s'assurer que les pipelines et les installations connexes sont en état de fournir continuellement un service sécuritaire, fiable et respectueux de l'environnement.

1.6 Programme de gestion de l'intégrité du gazoduc

Le PGI de TC Energy est le document constitutif que l'entreprise utilise pour gérer l'intégrité de ses installations de pipelines, y compris le réseau de NGTL. Le PGI de TC Energy repose sur un processus de gestion de l'intégrité des pipelines fondé sur les risques. Il s'appuie sur

des normes telles que la CSA Z662 ainsi que sur diverses autres normes et pratiques recommandées de l'industrie.

Le PGI comprend la surveillance continue de tous les aspects de l'exploitation et de l'entretien des conduites et autres installations. Conformément au PGI de TC Energy, le gazoduc latéral Simonette NPS 8 est évalué chaque année¹⁶.

La corrosion externe, y compris l'activité bactérienne touchant le revêtement des conduites, est l'une des menaces pour l'intégrité du système cernées dans le PGI. L'approche adoptée par TC Energy pour quantifier et atténuer de telles menaces pour le gazoduc latéral Simonette NPS 8 prévoit notamment le recours à des inspections internes, des excavations de vérification d'intégrité et la gestion des systèmes de protection cathodique.

1.6.1 Inspection interne

Le 14 février 2016, une inspection interne¹⁷ a été réalisée pour déceler la corrosion sur le tronçon en service de 5,4 km du gazoduc latéral Simonette NPS 8. Elle a permis de relever 2 zones de perte de métal¹⁸. Aucune zone préoccupante n'a été trouvée à proximité du lieu de l'événement. Après une évaluation détaillée de la performance de l'outil d'inspection interne, TC Energy a déclaré avoir confiance dans la capacité de cet outil à recenser systématiquement les caractéristiques d'intérêt dans le cycle établi d'inspections internes. La prochaine inspection interne du gazoduc latéral Simonette NPS 8 devait avoir lieu dans un intervalle de 7 ans, avant février 2023.

1.6.2 Excavations de vérification d'intégrité

TC Energy a recours à des excavations de vérification d'intégrité dans le cadre de son PGI et afin de donner suite aux signes d'intérêt décelés pendant les inspections internes. Ces excavations de vérification d'intégrité fournissent aussi des renseignements qui permettent à TC Energy d'estimer les taux de croissance de la corrosion.

Deux endroits présentant des signes de perte de métal ont été excavés à la suite de l'inspection interne de 2016. Des défauts de corrosion externe d'une épaisseur de paroi allant jusqu'à 65 % ont été découverts et réparés par la suite. Une comparaison des caractéristiques telles que trouvées lors des excavations de vérification d'intégrité a démontré une bonne corrélation avec les données de l'inspection interne.

Les taux de croissance de la corrosion pour le gazoduc latéral Simonette NPS 8 sont déterminés par TC Energy selon une approche par segment, en tenant compte de paramètres tels que le revêtement, les conditions d'exploitation, ainsi que la gravité et la

¹⁶ La dernière évaluation a été réalisée en février 2022. Aucun segment du gazoduc latéral Simonette NPS 8 ne répondait alors aux seuils de risque prescrits par TC Energy.

¹⁷ Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 a été inspecté au moyen d'un outil servant à mesurer la perte de flux magnétique.

¹⁸ Les joints de conduite 560 et 570, qui ne se trouvent pas à proximité du lieu de l'événement.

densité des défauts. En ce qui concerne le segment de conduite situé au lieu de l'événement, il a été déterminé que le taux de croissance maximal était de 0,04 mm par année.

Dans le cadre du PGI de TC Energy, une autre excavation de vérification d'intégrité a été réalisée en février 2022 à 2,3 km en amont du lieu de l'événement. L'excavation de vérification d'intégrité a permis de confirmer la validité du taux de croissance de la corrosion qui avait été utilisé lors de l'évaluation de l'intégrité de 2016 et de valider le maintien de l'intervalle de réinspection choisi de 7 ans.

1.7 Protection cathodique

Tous les gazoducs enfouis sont vulnérables à la corrosion externe, qui peut rendre la conduite incapable de résister à la pression d'exploitation dans la canalisation.

La protection d'un réseau pipeline enfoui contre la corrosion externe est assurée par un revêtement externe et un système de protection cathodique. La fonction première du revêtement externe consiste à servir de barrière entre la surface de la conduite et l'environnement extérieur. En cas de dégradation ou de défaillance du revêtement externe, le système de protection cathodique est conçu pour protéger la conduite contre la corrosion en maintenant une charge négative sur la conduite, de sorte qu'une réaction anodique ne puisse pas se produire.

La norme CSA Z662 exige que tous les systèmes de protection cathodique fassent l'objet d'une surveillance périodique pour s'assurer qu'ils fonctionnent de manière satisfaisante. En ce qui concerne la fréquence des inspections, la norme CSA Z662 renvoie à la *Pratique recommandée OCC-1 de l'Association canadienne du gaz*, qui prévoit un minimum d'une fois par année civile.

Afin de veiller à l'efficacité des systèmes de protection cathodique quant à la prévention de la corrosion, une surveillance est exercée régulièrement en mesurant le potentiel conduite-sol au moyen d'une électrode de référence et d'un poste d'essai de protection cathodique qui est raccordé électriquement à la conduite. Les valeurs de potentiel mesurées sont ensuite analysées et comparées aux critères de protection cathodique.

1.7.1 Protection cathodique par courant imposé

Dans un système de protection cathodique par courant imposé, le courant électrique est fourni par un redresseur¹⁹ et un déversoir d'anodes enfoui. Le courant continu²⁰ circule du déversoir d'anodes à la conduite à travers le sol et est renvoyé au redresseur par la conduite pour fermer le circuit. Les parties exposées du métal de la conduite qui reçoivent le courant sont protégées. La quantité de courant nécessaire pour maintenir une tension de protection

¹⁹ Un redresseur convertit une alimentation en courant alternatif (CA) en courant continu (CC) pour l'utiliser dans le système de protection cathodique par courant imposé.

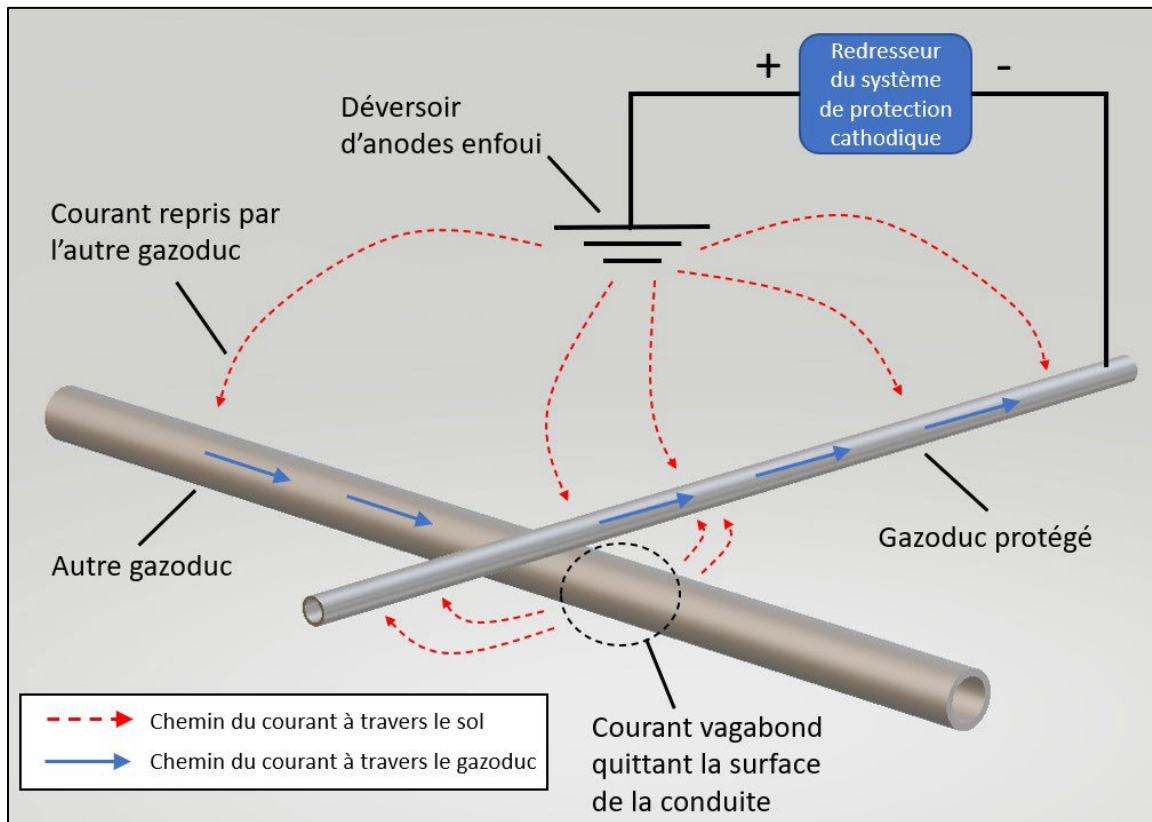
²⁰ Par convention, le courant continu est décrit comme étant le flux de charge positive qui passe de l'anode à la cathode par l'intermédiaire de l'électrolyte.

à la surface de la conduite dépend de la superficie exposée de la conduite, de la distance par rapport au déversoir d'anodes et de la résistivité de l'électrolyte dans le sol.

1.7.2 Interférence des courants vagabonds

Dans les zones où plusieurs gazoducs sont situés à proximité les uns des autres, il peut se produire des interactions entre les systèmes de protection cathodique par courant imposé. Le courant fourni par le redresseur d'un système peut être capté par d'autres gazoducs situés à proximité. Le courant se déplace alors dans le sol d'un gazoduc à l'autre sur son chemin de retour vers le redresseur. Ce type d'interaction entre systèmes est appelé l'interférence des courants vagabonds (figure 11). Lorsque le courant vagabond quitte l'autre gazoduc voisin à travers le sol, une réaction anodique peut se produire, ce qui cause de la corrosion sur l'autre gazoduc. Le taux de corrosion est proportionnel à la quantité de courant quittant la surface de la conduite.

Figure 11. Exemple d'interférence des courants vagabonds à un croisement de gazoducs (Source : BST)



L'interférence peut être atténuée en fournissant au courant vagabond un chemin où le métal est de moindre résistance. Pour ce faire, la méthode employée consiste généralement à assurer une liaison électrique entre les gazoducs.

1.7.3 Système de protection cathodique du gazoduc latéral Simonette NPS 8

Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 est équipé d'un système de protection cathodique par courant imposé, qui fait partie de sa gestion de la corrosion externe. La norme TEN-CP-SURVY-GL de TC Energy, intitulée *Corrosion Prevention Survey Standard*, s'applique au

réseau de NGTL (y compris le gazoduc latéral Simonette NPS 8). Elle comprend des normes relatives à l'installation et à l'exploitation des systèmes de protection cathodique. En Alberta, le critère adopté par TC Energy pour l'exploitation et l'entretien de la protection cathodique consiste à atteindre un potentiel « sous tension »²¹ plus négatif que -950 mV.

1.7.3.1 Redresseurs et déversoirs d'anodes à proximité du lieu de l'événement

À proximité du lieu de l'événement, il y a 3 redresseurs et déversoirs d'anodes de NGTL qui font apport de courant de protection cathodique au gazoduc latéral Simonette NPS 8 (tableau 3).

Tableau 3. Systèmes de protection cathodique de NOVA Gas Transmission Ltd. à proximité du lieu de l'événement

Nom du redresseur	Distance par rapport au lieu de l'événement	État
Grande Cache	2,6 km	Fonctionnel
Deep Valley	16,5 km	Fonctionnel
Waskahigan	19,9 km	Mis hors tension

Depuis 2016, les pannes suivantes des redresseurs de protection cathodique ont eu lieu :

- Le redresseur de Deep Valley a été mis hors tension entre le 4 décembre 2018 et le 25 février 2021.
- Le redresseur de Waskahigan a été mis hors tension le 7 février 2022.

Le 13 mai 2021, TC Energy a effectué des essais d'influence²² au poste d'essai TS-19.764 près du lieu de l'événement afin de mesurer la contribution de chaque redresseur à la protection cathodique du gazoduc latéral Simonette NPS 8. Selon les résultats, chacun des 3 redresseurs avait un faible niveau d'influence sur la protection cathodique du gazoduc sur les lieux de l'événement.

Un réseau de redresseurs de protection cathodique par courant imposé et de déversoirs d'anodes, détenu et exploité par i3 Energy, se trouve également dans la zone de l'événement (tableau 4). Ces installations fournissent une protection cathodique aux actifs d'i3 Energy dans la région de Simonette.

²¹ Le potentiel « sous tension » est le potentiel conduite-sol qui est mesuré pendant que le redresseur est en marche.

²² L'essai d'influence consiste à interrompre les redresseurs et à mesurer la tension à l'état « sous tension » et « hors tension » de chaque redresseur.

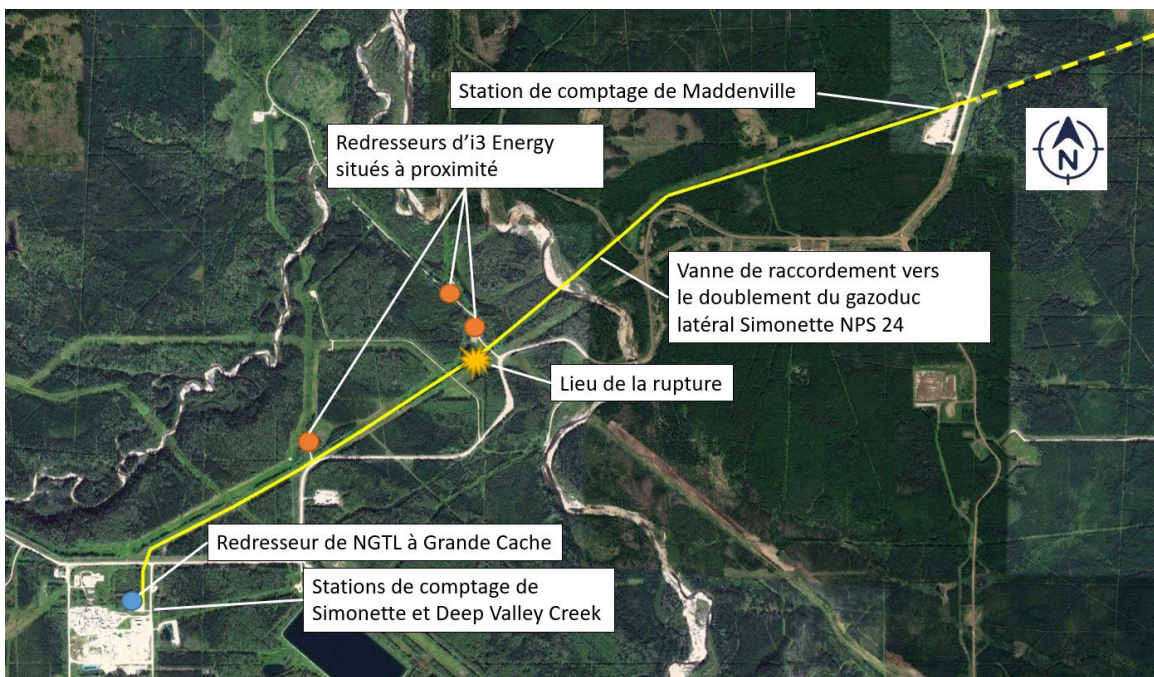
Tableau 4. Systèmes de protection cathodique d'i3 Energy Canada Ltd. à proximité du lieu de l'événement

Système de protection cathodique	Distance par rapport au lieu de l'événement	État
05-09-063-25 W5M (R-4)	0,1 km	Déversoir épuisé
12-09-063-25 W5M (R-8)	0,3 km	Fonctionnel
02-08-063-25 W5M (R-11)	1,1 km	Fonctionnel

Le système de protection cathodique d'i3 Energy le plus proche du lieu de l'événement est le 05-09-063-25 W5M (R-4). La puissance de sortie du système de protection cathodique avait été en diminution depuis au moins 2013, et le déversoir d'anodes était épuisé lorsque i3 Energy a procédé à son inspection annuelle de la protection cathodique en 2020, ce qui indiquait que le système de protection cathodique avait atteint la fin de sa durée de vie utile. i3 Energy savait que le déversoir d'anodes était épuisé et a déterminé qu'aucune autre mesure n'était nécessaire, puisque d'autres systèmes de protection cathodique d'i3 Energy étaient fonctionnels dans la région. En décembre 2021, i3 Energy a réalisé son inspection annuelle de la protection cathodique, qui a permis de confirmer que toutes ses structures dans la région de Simonette présentaient des niveaux adéquats de protection cathodique.

La figure 12 montre l'emplacement des redresseurs de NGTL et d'i3 Energy dans un rayon de 2 km du lieu de l'événement.

Figure 12. Emplacement des redresseurs de protection cathodique près du lieu de l'événement (Source : Google Earth, avec annotations du BST)



1.7.3.2 Liaisons essentielles

Les liaisons électriques relient les gazoducs entre eux et sont souvent utilisées pour atténuer l'interférence des courants vagabonds. TC Energy estime que ces liaisons sont essentielles si elles répondent à l'une des conditions suivantes :

- L'installation et les matériaux des liaisons sont réputés être susceptibles de faire défaut (p. ex., les résistances variables utilisées, la prédisposition aux dommages physiques par le bétail, le trafic, l'équipement agricole, etc.).
- La liaison fournit du courant de protection cathodique aux structures de la compagnie et a plus d'influence que le redresseur le plus proche sur la protection cathodique de ces structures dans le secteur où la liaison se trouve.
- Le retrait de la liaison déplace le potentiel de polarisation de 100 mV ou plus, dans le même sens que les anodes, dans le secteur où la liaison se trouve (note : les niveaux de polarisation doivent être stabilisés).
- Il y a un risque important d'opérations anormales dans le système d'un tiers (p. ex., polarité inversée à un redresseur sans diode dans le système d'un tiers).

Il y avait une liaison électrique au poste d'essai TS-19.764 reliant le gazoduc latéral Simonette NPS 8 à un gazoduc de 4 po situé à proximité et appartenant à i3 Energy²³. Selon la norme de TC Energy intitulée *Corrosion Prevention Survey Standard* appliquée pendant l'inspection et l'essai diagnostique du poste d'essai TS-19.764 effectués en 2021, cette liaison était considérée comme essentielle.

En 2019, la norme *Corrosion Prevention Survey Standard* de TC Energy a été mise à jour de manière à exiger la surveillance mensuelle de toutes les liaisons électriques essentielles reliant un ou plusieurs gazoducs entre eux. À la suite de cette mise à jour, les liaisons essentielles des systèmes de protection cathodique dans le réseau de NGTL ont été exemptées de l'exigence de surveillance mensuelle jusqu'au 31 décembre 2019 en raison des limites des ressources en techniciens. Cependant, comme les contraintes en matière de ressources en techniciens existaient toujours en 2020 et 2021, aucun programme de surveillance mensuelle n'a été lancé une fois que l'exemption a expiré.

1.7.4 Essai diagnostique au poste d'essai TS-19.764

En plus de la surveillance prévue des systèmes de protection cathodique, TC Energy effectue des essais diagnostiques lorsque des lacunes de protection cathodique sont découvertes, cherchant ainsi à en déterminer la cause profonde et à élaborer des plans de mesures correctives.

Au cours de l'inspection annuelle de la protection cathodique de 2020, TC Energy a découvert de faibles niveaux de protection cathodique au poste d'essai TS-19.764, près du lieu de l'événement. Cette découverte a incité TC Energy à inclure le tronçon de gazoduc situé dans les environs de l'événement dans un cycle de 3 ans d'un projet de protection cathodique, se déroulant comme suit :

- Année 1 : Identification

²³ Les dossiers montrent que la liaison existait en 2010. Aucun dossier disponible n'a permis de déterminer quel était l'état de la liaison avant cette date.

- Année 2 : Enquête
- Année 3 : Correction

Il n'existe pas de procédure permettant d'accélérer le cycle d'un projet de protection cathodique si des anomalies sont observées pendant les essais réalisés avant la phase de correction prévue au cours de l'année 3.

Les activités suivantes ont été réalisées entre août 2020 et février 2022 dans le cadre des phases d'identification et d'enquête :

- **Inspection à intervalle rapproché** – La mesure à plus haute résolution des potentiels conduite-sol a mis au jour une zone située près du poste d'essai TS-19.764 où la protection cathodique ne répondait pas aux critères.
- **Essais de liaison** – Les essais ont révélé que la liaison électrique était nécessaire pour atténuer les interactions avec le gazoduc d'un tiers situé à proximité.
- **Essai de résistivité du sol** – La résistivité du sol a été mesurée le 5 août 2021 près du lieu de l'événement à 1417,1 ohm-cm, une faible résistance, qui est « hautement corrosive » selon les références de l'industrie²⁴.
- **Essais sur les besoins en courant** – Ces essais ont été effectués pour déterminer si l'ajout de courant additionnel réglerait les faibles niveaux de protection cathodique sur les lieux de l'événement. La puissance de sortie du redresseur existant de Grande Cache a été augmentée à titre de mesure provisoire, mais n'était pas en mesure de fournir suffisamment de courant pour amener la protection cathodique à un niveau adéquat sur les lieux de l'événement.
- **Essais d'influence** – Les essais ont montré que les 3 redresseurs de NGTL exerçaient une influence minime sur la protection cathodique sur les lieux de l'événement.
- **Lectures de la tension d'électrode** – Les lectures d'i3 Energy au redresseur 05-09-063-25 W5M (R-4) indiquaient que le déversoir d'anodes à cet emplacement était épuisé.

Le 12 mai 2021, TC Energy a communiqué avec i3 Energy pour demander des renseignements sur les systèmes de protection cathodique aux environs du poste d'essai TS-19.764. i3 Energy n'était pas au courant de l'existence d'une liaison à cet endroit avant que TC Energy ne communique avec elle. Le 29 juillet 2021, TC Energy a informé i3 Energy que des essais d'influence de la protection cathodique de systèmes de tiers auraient lieu la semaine suivante, ce qui nécessitait la participation d'i3 Energy²⁵. Cependant, ces essais d'influence de la protection cathodique n'ont pas été réalisés, car l'horaire des essais n'a pas été coordonné entre les compagnies.

²⁴ P. R. Roberge, *Corrosion Basics : An Introduction*, 2^e édition (NACE International, 2006).

²⁵ Cet essai nécessite d'interrompre le fonctionnement des redresseurs de tiers.

Le 13 août 2021, TC Energy a visité le poste d'essai TS-19.764 dans le cadre de son inspection annuelle de la protection cathodique; une autre dégradation du potentiel de protection cathodique mesuré depuis l'inspection annuelle de 2020 a été constatée au poste d'essai TS-19.764. Il a été noté que la liaison essentielle au poste d'essai TS-19.764 était connectée au moment où les techniciens de TC Energy ont réalisé l'inspection.

En décembre 2021, l'entrepreneur d'i3 Energy chargé de la protection cathodique a visité le poste d'essai TS-19.764 dans le cadre de l'inspection annuelle de la protection cathodique par i3 Energy, constatant que la liaison était « déconnectée ».

Le 1^{er} février 2022, TC Energy a entrepris l'installation d'une unité de télésurveillance au poste d'essai TS-19.764 pour assurer une surveillance à distance en temps réel. Lors de l'installation de l'unité de télésurveillance, un technicien de TC Energy a constaté que la liaison existante au poste d'essai TS-19.764 était [traduction] « lâche et que le contact électrique n'était pas complètement établi ». L'unité de télésurveillance a remplacé l'équipement du poste d'essai et la liaison à cet endroit, ce qui a rétabli la liaison électrique.

Un calendrier des activités de protection cathodique au poste d'essai TS-19.764 est présenté à l'annexe A.

1.8 Rapports de laboratoire du BST

Le BST a produit les rapports de laboratoire suivants dans le cadre de la présente enquête :

- LP099/2022 – Examination of Cathodic Protection Test Posts and Other Wreckage [Examen des poteaux d'essai de protection cathodique et autres débris]
- LP078/2023 – Failure Analysis of Natural Gas Pipeline Rupture and Fire (Review of Acuren Laboratory Report) [Analyse de la rupture d'un gazoduc et de l'incendie (examen du rapport du laboratoire d'Acuren)]

2.0 ANALYSE

L'analyse portera sur la protection cathodique, la gestion de l'intégrité et l'intervention d'urgence.

2.1 L'événement

Le gazoduc latéral Simonette d'un diamètre nominal de 8 po (NPS 8) de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) s'est rompu près du poste d'essai TS-19.764, à un croisement avec un gazoduc hors service de 4 po appartenant à i3 Energy Canada Ltd. (i3 Energy). Le gaz qui s'est échappé s'est enflammé et a brûlé pendant environ 4 heures.

L'analyse en laboratoire du matériau de la conduite a permis de déterminer qu'à l'endroit de la rupture, la paroi de la conduite avait perdu jusqu'à 88 % de son épaisseur d'origine en raison de la corrosion externe, réduisant ainsi la résistance de la conduite. Elle a également permis de déterminer que la pression d'exploitation du gazoduc au moment de l'événement était de 5074 kPa, ce qui dépassait la capacité de rétention de la pression estimée à 4683 kPa au lieu de la rupture. Il n'y a pas eu d'événements géologiques, d'interférence externe ou de surpression qui ont précédé la rupture.

Fait établi quant aux causes et aux facteurs contributifs

Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 de NGTL, exploité dans des conditions normales, s'est rompu en raison d'une réduction de la résistance de la paroi de la conduite due à la corrosion externe, ce qui a entraîné une explosion et un incendie.

2.2 Prévention de la corrosion externe

Le contrôle de la corrosion externe d'un réseau pipelinier enfoui est normalement réalisé à l'aide d'un système double de revêtement externe et de protection cathodique. La fonction première du revêtement externe est de protéger la surface de la conduite de son environnement extérieur. En cas de détérioration ou de défaillance du revêtement, le système de protection cathodique est conçu pour protéger la conduite contre la corrosion.

2.2.1 Revêtement externe

Un examen en laboratoire a révélé que le revêtement externe de ruban de polyéthylène appliqué sur le terrain sur le gazoduc latéral Simonette NPS 8 à proximité du lieu de l'événement s'était dégradé, laissant de 25 à 35 % de la surface de la conduite exposée à l'environnement extérieur du sol. Même s'il n'a pas été possible d'évaluer directement le revêtement de ruban sur les lieux de l'événement, étant donné que celui-ci a brûlé dans l'incendie, il était probablement dans un état aussi mauvais dans la période qui a précédé la rupture.

Fait établi quant aux causes et aux facteurs contributifs

Le système de revêtement externe du gazoduc s'était dégradé au fil du temps, exposant à l'environnement extérieur du sol la surface de la conduite à proximité du lieu de l'événement.

2.2.2 Protection cathodique

Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 est équipé d'un système de protection cathodique par courant imposé qui maintient un potentiel électrique sur la conduite, protégeant ainsi les zones exposées contre la corrosion externe. TC Energy estime qu'un potentiel conduite-sol plus négatif que -950 mV est acceptable pour assurer une protection adéquate de la surface d'une conduite. Les mesures du potentiel conduite-sol prises dans le cadre de l'inspection annuelle de 2020 de TC Energy ont indiqué que la protection cathodique ne répondait pas à ce critère sur les lieux de l'événement. À titre de mesure provisoire, TC Energy a augmenté la puissance de sortie d'un redresseur de protection cathodique existant situé à proximité jusqu'à ce qu'une solution permanente soit mise en œuvre. Toutefois, ce n'est qu'au moment de l'événement que les potentiels conduite-sol ont atteint le niveau requis sur les lieux de l'événement.

2.2.3 Interférence des courants vagabonds

Dans la zone de l'événement, le gazoduc latéral Simonette NPS 8 traverse un gazoduc de 4 po d'i3 Energy situé 2 m au-dessus de lui. Au moment de l'événement, chacun de ces gazoducs était relié à son propre système de protection cathodique par courant imposé.

Dans les zones où plusieurs gazoducs sont situés à proximité les uns des autres, comme dans le cas de l'événement à l'étude, il peut se produire des interactions entre les systèmes de protection cathodique. Le courant fourni par le redresseur d'un système peut être capté par d'autres gazoducs situés à proximité. Le courant se déplace alors dans le sol d'un gazoduc à l'autre sur son chemin de retour vers le redresseur. Le sol de la zone à l'étude présentait une faible résistivité, ce qui offrait au courant un chemin à travers le sol.

Une liaison d'atténuation de l'interférence des courants vagabonds existait sur les lieux de l'événement, au poste d'essai TS-19.764, reliant électriquement le gazoduc latéral Simonette NPS 8 au gazoduc de 4 po d'i3 Energy. La liaison au poste d'essai TS-19.764 était nécessaire pour atténuer les effets du courant vagabond de la protection cathodique entre les 2 gazoducs. En février 2022, lors de l'installation d'une unité de télésurveillance, TC Energy a constaté que la liaison au poste d'essai TS-19.764 était « lâche et que le contact électrique n'était pas complètement établi ». Cependant, aucune autre mesure n'a été prise parce que l'installation de l'unité de télésurveillance a permis de remédier à la liaison déconnectée.

De la corrosion s'est produite là où il n'y avait pas de revêtement externe de ruban, indiquant que le système de protection cathodique ne protégeait pas adéquatement la surface exposée de la conduite comme il se devait. L'interférence des courants vagabonds

sur les lieux de l'événement a entraîné une réaction anodique sur les surfaces exposées de la conduite, ce qui a accéléré le taux de corrosion du gazoduc latéral Simonette NPS 8.

Fait établi quant aux causes et aux facteurs contributifs

La proximité entre le gazoduc latéral Simonette NPS 8 et un gazoduc d'i3 Energy situé non loin de là, combinée à la dégradation du revêtement de la conduite, à la faible résistivité du sol et à un contact électrique qui n'était pas complètement établi, a contribué à l'interférence des courants vagabonds. Il s'en est suivi une accélération de la corrosion externe du gazoduc latéral Simonette NPS 8 sur les lieux de l'événement.

2.2.3.1 Liaisons électriques essentielles

La liaison électrique reliant le gazoduc latéral Simonette NPS 8 et le gazoduc de 4 po d'i3 Energy était nécessaire pour atténuer l'interférence des courants vagabonds. Puisque la liaison exerçait une grande influence sur la performance de la protection cathodique dans la zone à l'étude, elle était classifiée comme étant une liaison essentielle.

Selon la norme *Corrosion Prevention Survey Standard* de TC Energy, les liaisons essentielles nécessitent une surveillance mensuelle pour veiller à leur bon fonctionnement. Cependant, en 2019, les liaisons essentielles du réseau de NGTL ont été exemptées de l'obligation de surveillance mensuelle en raison d'un manque de ressources en techniciens. L'exemption était censée prendre fin le 31 décembre 2019, mais elle a été prorogée dans les années suivantes sans qu'une autre évaluation soit effectuée.

En août 2021, TC Energy s'est rendue sur les lieux de la liaison essentielle au poste d'essai TS-19.764 dans le cadre de son inspection annuelle de la protection cathodique pour le gazoduc latéral Simonette NPS 8, mais n'a pas fait l'objet d'une surveillance continue jusqu'à ce que soit installée une unité de télésurveillance en février 2022.

Fait établi quant aux causes et aux facteurs contributifs

La liaison essentielle au poste d'essai TS-19.764 n'a pas été surveillée entre août 2021 et février 2022. Par conséquent, l'interférence des courants vagabonds sur les lieux de l'événement s'est poursuivie sans aucune mesure d'atténuation pendant jusqu'à 5 mois.

2.3 Gestion de l'intégrité

Le gazoduc latéral Simonette NPS 8 a fait l'objet d'une inspection interne le 14 février 2016, et aucune corrosion n'a été détectée sur les lieux de l'événement. L'intervalle de réinspection de TC Energy pour le gazoduc latéral Simonette NPS 8 a été établi à 7 ans, la prochaine inspection prévue devant avoir lieu avant février 2023.

Au cours des essais diagnostiques effectués sur les lieux de l'événement, TC Energy avait relevé des problèmes liés à la protection cathodique qui étaient susceptibles de nuire à l'intégrité du gazoduc latéral Simonette NPS 8. Toutefois, TC Energy n'a pas estimé qu'une protection cathodique inadéquate nécessitait une réévaluation du risque de corrosion externe sur le gazoduc latéral Simonette NPS 8. Une importante corrosion sur les lieux de l'événement a probablement commencé après l'inspection interne de 2016, et cette

corrosion s'est poursuivie à un taux supérieur au taux prévu de 0,04 mm par année dans la zone à l'étude.

Fait établi quant aux causes et aux facteurs contributifs

L'intervalle d'inspection interne de 7 ans de TC Energy pour le gazoduc latéral Simonette NPS 8 n'a pas pris en compte la menace de corrosion accélérée localisée attribuable aux problèmes liés à la protection cathodique. Par conséquent, la corrosion au lieu de la rupture s'est développée à un tel point qu'elle a causé une rupture avant la prochaine inspection prévue du gazoduc.

Le réseau de NGTL est un vaste réseau de gazoducs de collecte et de transport qui couvre une grande partie de l'Ouest canadien. Il arrive souvent que ces gazoducs partagent des emprises, se croisent et soient reliés à ceux d'autres exploitants. Les interactions entre les systèmes de protection cathodique peuvent avoir une incidence sur leur efficacité lorsque les gazoducs se trouvent à proximité les uns des autres.

i3 Energy exploite des systèmes de protection cathodique dans la région de Simonette pour protéger un réseau de gazoducs et de puits. Des redresseurs et des déversoirs d'i3 Energy sont situés à proximité du gazoduc latéral Simonette NPS 8, plus près du lieu de l'événement que n'importe lequel des systèmes de protection cathodique de NGTL qui y contribuent. Malgré l'épuisement d'un déversoir d'anodes à proximité, i3 Energy avait indiqué, dans son inspection annuelle de la protection cathodique réalisée en 2021, que ses actifs dans la région de Simonette étaient adéquatement protégés, y compris le gazoduc de 4 po qui traverse le gazoduc latéral Simonette NPS 8 dans la zone de l'événement.

Pour déterminer l'influence de la protection cathodique, il faut partager des renseignements d'exploitation et interrompre physiquement les redresseurs de tiers afin de quantifier l'étendue de l'interférence entre les systèmes. TC Energy n'a effectué aucun essai d'influence de la protection cathodique de systèmes de tiers dans le cadre de ses essais diagnostiques à proximité du lieu de l'événement. De plus, TC Energy n'a pas été en mesure d'obtenir une connaissance complète sur le terrain des caractéristiques d'exploitation ou des emplacements des systèmes de protection cathodique d'i3 Energy à proximité du gazoduc latéral Simonette NPS 8. Par conséquent, l'effet du système de protection cathodique d'i3 Energy sur le gazoduc latéral Simonette NPS 8 sur les lieux de l'événement n'a pas été bien compris et l'étendue de l'interférence des courants vagabonds n'a pas été quantifiée.

Fait établi quant aux risques

Si un exploitant de pipeline n'est pas pleinement conscient des caractéristiques d'exploitation de l'infrastructure de protection cathodique de tiers située à proximité de ses gazoducs, l'efficacité de la protection cathodique peut être compromise, ce qui accroît le risque de corrosion.

Comme l'a démontré l'événement à l'étude, les gazoducs situés à proximité les uns des autres peuvent nuire à l'efficacité de la protection cathodique. La coordination entre les

parties au sujet de l'échange de renseignements sur l'exploitation des systèmes de protection cathodique protégeant ces gazoducs était informelle et incomplète. Bien que les gazoducs soient tenus d'avoir des systèmes de protection cathodique, il n'est pas obligatoire de fournir les caractéristiques d'exploitation ou l'emplacement de ces systèmes, et il n'existe pas non plus de forum organisé au sein de l'industrie pour le partage de ces renseignements.

Fait établi : Autre

Il n'existe pas au Canada de système centralisé permettant de regrouper les renseignements sur les emplacements et les caractéristiques d'exploitation des systèmes de protection cathodique des gazoducs.

2.4 Intervention en cas d'urgence

Après l'événement, les premières alarmes reçues par le centre de contrôle du gaz de TC Energy ont fourni suffisamment de renseignements pour déterminer qu'un problème était survenu dans la région de Simonette du réseau de NGTL à 3 h 25 le 7 avril 2022. TC Energy a amorcé les procédures d'intervention dans les 3 minutes qui ont suivi la détection du problème. Les renseignements reçus par TC Energy après la détection initiale du problème, y compris le signalement d'une boule de feu aperçue à partir d'une usine à gaz de la région, faisaient état d'une perte de confinement primaire dans le gazoduc latéral Simonette NPS 8. Des techniciens sont arrivés sur les lieux à 6 h 21, ce qui correspondait à la cible de 3 heures prévue par la politique d'intervention de TC Energy. Pendant que les techniciens se rendaient sur les lieux de l'événement, des membres du personnel de garde de TC Energy ont élaboré un plan d'isolement pour arrêter l'écoulement du gaz dans le tronçon rompu du gazoduc. Aucune des vannes indiquées sur le plan d'isolement n'était une vanne à commande à distance; par conséquent, les vannes ne pouvaient pas être actionnées à distance par le centre de contrôle du gaz à Calgary.

La vanne de raccordement entre le gazoduc latéral Simonette NPS 8 et le doublement parallèle du gazoduc latéral Simonette NPS 24 a été fermée manuellement à 6 h 42. Le personnel s'est rendu à la station de comptage de Deep Valley Creek East et a isolé le gazoduc latéral Simonette NPS 8 à 7 h.

Fait établi quant aux risques

Si un gazoduc de transport rompu n'est pas isolé en temps opportun, les conséquences peuvent être plus graves, augmentant ainsi les risques pour les personnes, les biens et l'environnement.

3.0 FAITS ÉTABLIS

3.1 Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs

Il s'agit des conditions, actes ou lacunes de sécurité qui ont causé l'événement ou y ont contribué.

1. Le gazoduc latéral Simonette d'un diamètre nominal de 8 po (NPS 8) de NOVA Gas Transmission Ltd., exploité dans des conditions normales, s'est rompu en raison d'une réduction de la résistance de la paroi de la conduite due à la corrosion externe, ce qui a entraîné une explosion et un incendie.
2. Le système de revêtement externe du gazoduc s'était dégradé au fil du temps, exposant à l'environnement extérieur du sol la surface de la conduite à proximité du lieu de l'événement.
3. La proximité entre le gazoduc latéral Simonette d'un diamètre nominal de 8 po (NPS 8) et un gazoduc d'13 Energy Canada Ltd., situé non loin de là, combinée à la dégradation du revêtement de la conduite, à la faible résistivité du sol et à un contact électrique qui n'était pas complètement établi, a contribué à l'interférence des courants vagabonds. Il s'en est suivi une accélération de la corrosion externe du gazoduc latéral Simonette NPS 8 sur les lieux de l'événement.
4. La liaison essentielle au poste d'essai TS-19.764 n'a pas été surveillée entre août 2021 et février 2022. Par conséquent, l'interférence des courants vagabonds sur les lieux de l'événement s'est poursuivie sans aucune mesure d'atténuation pendant jusqu'à 5 mois.
5. L'intervalle d'inspection interne de 7 ans de TC Energy pour le gazoduc latéral Simonette d'un diamètre nominal de 8 po (NPS 8) n'a pas pris en compte la menace de corrosion accélérée localisée attribuable aux problèmes liés à la protection cathodique. Par conséquent, la corrosion au lieu de la rupture s'est développée à un tel point qu'elle a causé une rupture avant la prochaine inspection prévue du gazoduc.

3.2 Faits établis quant aux risques

Il s'agit des conditions, des actes dangereux, ou des lacunes de sécurité qui n'ont pas été un facteur dans cet événement, mais qui pourraient avoir des conséquences néfastes lors de futurs événements.

1. Si un exploitant de pipeline n'est pas pleinement conscient des caractéristiques d'exploitation de l'infrastructure de protection cathodique de tiers située à proximité de ses gazoducs, l'efficacité de la protection cathodique peut être compromise, ce qui accroît le risque de corrosion.

2. Si un gazoduc de transport rompu n'est pas isolé en temps opportun, les conséquences peuvent être plus graves, augmentant ainsi les risques pour les personnes, les biens et l'environnement.

3.3 **Autres faits établis**

Ces éléments pourraient permettre d'améliorer la sécurité, de régler une controverse ou de fournir un point de données pour de futures études sur la sécurité.

1. Il n'existe pas au Canada de système centralisé permettant de regrouper les renseignements sur les emplacements et les caractéristiques d'exploitation des systèmes de protection cathodique des gazoducs.

4.0 MESURES DE SÉCURITÉ

4.1 Mesures de sécurité prises

4.1.1 Régie de l'énergie du Canada

Le Bureau n'est pas au courant de mesures de sécurité prises à la suite de l'événement à l'étude.

4.1.2 TC Energy

Après l'événement, TC Energy a remplacé les tronçons endommagés du gazoduc latéral Simonette d'un diamètre nominal de 8 po (NPS 8) et a entrepris des démarches en vue de fermer définitivement le gazoduc au complet et de l'abandonner.

Le présent rapport conclut l'enquête du Bureau de la sécurité des transports du Canada sur cet événement. Le Bureau a autorisé la publication de ce rapport le 6 décembre 2023. Le rapport a été officiellement publié le 9 janvier 2024.

Visitez le site Web du Bureau de la sécurité des transports du Canada (www.bst.gc.ca) pour obtenir de plus amples renseignements sur le BST, ses services et ses produits. Vous y trouverez également la Liste de surveillance, qui énumère les principaux enjeux de sécurité auxquels il faut remédier pour rendre le système de transport canadien encore plus sécuritaire. Dans chaque cas, le BST a constaté que les mesures prises à ce jour sont inadéquates, et que le secteur et les organismes de réglementation doivent adopter d'autres mesures concrètes pour éliminer ces risques.

ANNEXES

Annexe A – Chronologie des activités de protection cathodique au poste d'essai TS-19.764

Date	Activité
5 juin 2016	L'inspection annuelle de 2016 de la protection cathodique par TC Energy révèle une protection adéquate.
1 ^{er} septembre 2016	NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) acquiert le déversoir et le redresseur de Grande Cache et les connecte à son système de protection cathodique.
2 août 2017	L'inspection annuelle de 2017 de la protection cathodique par TC Energy révèle une protection adéquate.
18 juillet 2018	L'inspection annuelle de 2018 de la protection cathodique par TC Energy révèle une protection adéquate.
6 mars 2019	Le réseau de NGTL est exempté de l'exigence de surveillance mensuelle en raison des limites de ressources en techniciens.
31 juillet 2019	L'inspection annuelle de 2019 de la protection cathodique par TC Energy révèle une protection adéquate.
4 août 2020	Lors de l'inspection annuelle de la protection cathodique réalisée en 2020 par TC Energy, la protection cathodique mesurée est de -849 mV, ce qui ne répond pas aux critères.
15 avril 2021	L'emplacement du poste d'essai TS-19.764 est inclus dans le cycle d'essai et de correction de la protection cathodique.
11 mai 2021	TC Energy procède à une inspection à intervalle rapproché. La lecture la moins négative de -787 mV est enregistrée près du poste d'essai TS-19.764. La liaison existante est remplacée par un fil de moindre résistance (0,1 ohm).
6 juillet 2021	L'essai de liaison indique qu'un courant de liaison de 0,9 A circule jusqu'au gazoduc de 4 po d'i3 Energy.
4 août 2021	TC Energy procède à une inspection à intervalle rapproché. La lecture la moins négative de -718 mV est enregistrée près du poste d'essai TS-19.764. L'essai sur les besoins en courant révèle qu'il faut plus de courant pour répondre aux critères de protection cathodique. Une liaison directe est jugée nécessaire pour atténuer l'interférence. La résistivité du sol mesurée est de 1417,1 ohm-cm.
5 août 2021	TC Energy augmente la puissance de sortie au redresseur de Grande Cache. Le courant de liaison mesuré est supérieur à 1 A dans la liaison allant jusqu'au gazoduc de 4 po d'i3 Energy.
13 août 2021	Lors de l'inspection annuelle réalisée en 2021 par TC Energy, la protection cathodique mesurée est de -774 mV, ce qui ne répond pas aux critères. La liaison électrique au poste d'essai TS-19.764 a été laissée connectée à ce moment-là.
Décembre 2021	i3 Energy effectue une inspection annuelle de la protection cathodique et note que toutes les structures dans la région de Simonette sont adéquatement protégées. L'entrepreneur note que la liaison au poste d'essai TS-19.764 est déconnectée.
1 ^{er} février 2022	NGTL installe une unité de télésurveillance. Pendant l'installation, on note que l'ancienne liaison est lâche et qu'un contact électrique n'est pas complètement établi.
7 avril 2022	La rupture du gazoduc se produit près du poste d'essai TS-19.764.