



Bureau de la sécurité
des transports
du Canada

Transportation
Safety Board
of Canada



RAPPORT D'ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DU TRANSPORT PIPELINIER P18H0088

RUPTURE DE GAZODUC ET INCENDIE

Westcoast Energy Inc.
Doublement de la canalisation principale sud de 36 po
Borne kilométrique 29,838
Prince George (Colombie-Britannique)
9 octobre 2018

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 ces documents sont utilisés ou pourraient être utilisés dans le cadre d'une telle procédure.

Reproduction non commerciale

À moins d'avis contraire, vous pouvez reproduire le contenu 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 site Web, 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 site Web (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 P18H0088* (publié le 4 mars 2020).

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@tsb.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada, représentée par le Bureau de la sécurité des transports du Canada, 2020

Rapport d'enquête sur la sécurité du transport pipelinier P18H0088

N° de cat. TU3-13/18-0088F-PDF

ISBN 978-0-660-34096-8

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	1
1.1 Lieu de l'événement	1
1.2 Le réseau pipelinier	2
1.3 L'accident	4
1.4 Réponse à la rupture du gazoduc	5
1.5 Examen des lieux	7
1.6 Conséquences de la rupture du gazoduc	8
1.6.1 Les gazoducs de Westcoast	9
1.6.2 Oléoduc Western NPS 12	9
1.6.3 Pénurie d'approvisionnement en gaz de FortisBC	9
1.6.4 Répercussions sur l'environnement	10
1.6.5 Répercussions sur la propriété	10
1.7 Historique d'exploitation du pipeline	10
1.8 Revêtement de pipeline et protection cathodique	10
1.8.1 Gazoduc NPS 36 L2	11
1.8.2 Examen du revêtement à la suite de l'événement	12
1.9 Examen en laboratoire de la conduite rompue	12
1.10 Fissuration par corrosion sous contrainte à pH quasi neutre	13
1.11 Programme de gestion de l'intégrité du gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast	15
1.11.1 Évaluations des risques liés à l'intégrité	15
1.11.2 Plan de Westcoast pour la gestion des menaces de FCC	16
1.12 Gestion de la FCC sur le gazoduc NPS 36 L2	17
1.12.1 Évaluation des risques liés au tronçon 4AL2	18
1.12.2 Processus de report d'inspection interne	19
1.13 Programme d'inspection de la fissuration par corrosion sous contrainte	20
1.13.1 Critères de Westcoast pour la détection par inspection interne	21
1.14 Gestion des situations d'urgence	21
1.14.1 Gestion des situations d'urgence dans les communautés locales	22
1.14.2 Connaissance de la situation dans la gestion des urgences	23
1.15 Gestion des situations d'urgence de Westcoast	24
1.15.1 Planification d'urgence de Westcoast près du lieu de l'événement	24
1.16 Exigences réglementaires et surveillance	25
1.16.1 Audits du programme de gestion de l'intégrité de Westcoast	26
1.17 Autres événements similaires	26
1.18 Rapports de laboratoire du BST	27
2.0 Analyse	29
2.1 L'accident	29
2.2 Programme de gestion de l'intégrité du gazoduc	30
2.2.1 Plan de Westcoast pour la gestion de menaces de FCC	30
2.2.2 Intervalle d'inspection interne	30
2.2.3 Processus de report d'inspection interne	31

2.3	Intervention d'urgence et évacuation	32
2.4	Gestion des situations d'urgence.....	32
3.0	Faits établis.....	35
3.1	Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs.....	35
3.2	Faits établis quant aux risques	36
3.3	Autres faits établis.....	36
4.0	Mesures de sécurité	37
4.1	Mesures de sécurité prises	37
4.1.1	Bureau de la sécurité des transports du Canada.....	37
4.1.2	Westcoast Energy Inc.	37
4.1.3	Office national de l'énergie.....	38

RAPPORT D'ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DU TRANSPORT PIPELINIER P18H0088

RUPTURE DE GAZODUC ET INCENDIE

Westcoast Energy Inc.
Doublement de la canalisation principale sud de 36 po
Borne kilométrique 29,838
Prince George (Colombie-Britannique)
9 octobre 2018

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 ii.

Résumé

Le 9 octobre 2018 vers 17 h 25, heure avancée du Pacifique,¹ un gazoduc de 914,4 mm (36 po) exploité par Enbridge Inc. qui transportait du gaz naturel non corrosif s'est rompu à quelque 13 km au nord-est de Prince George, en Colombie-Britannique. À la suite de la rupture, le gaz naturel a pris feu, ce qui a provoqué un incendie. Par mesure de précaution, quelque 125 personnes dans un rayon de 2 km du lieu de l'événement ont été évacuées. Personne n'a été blessé.

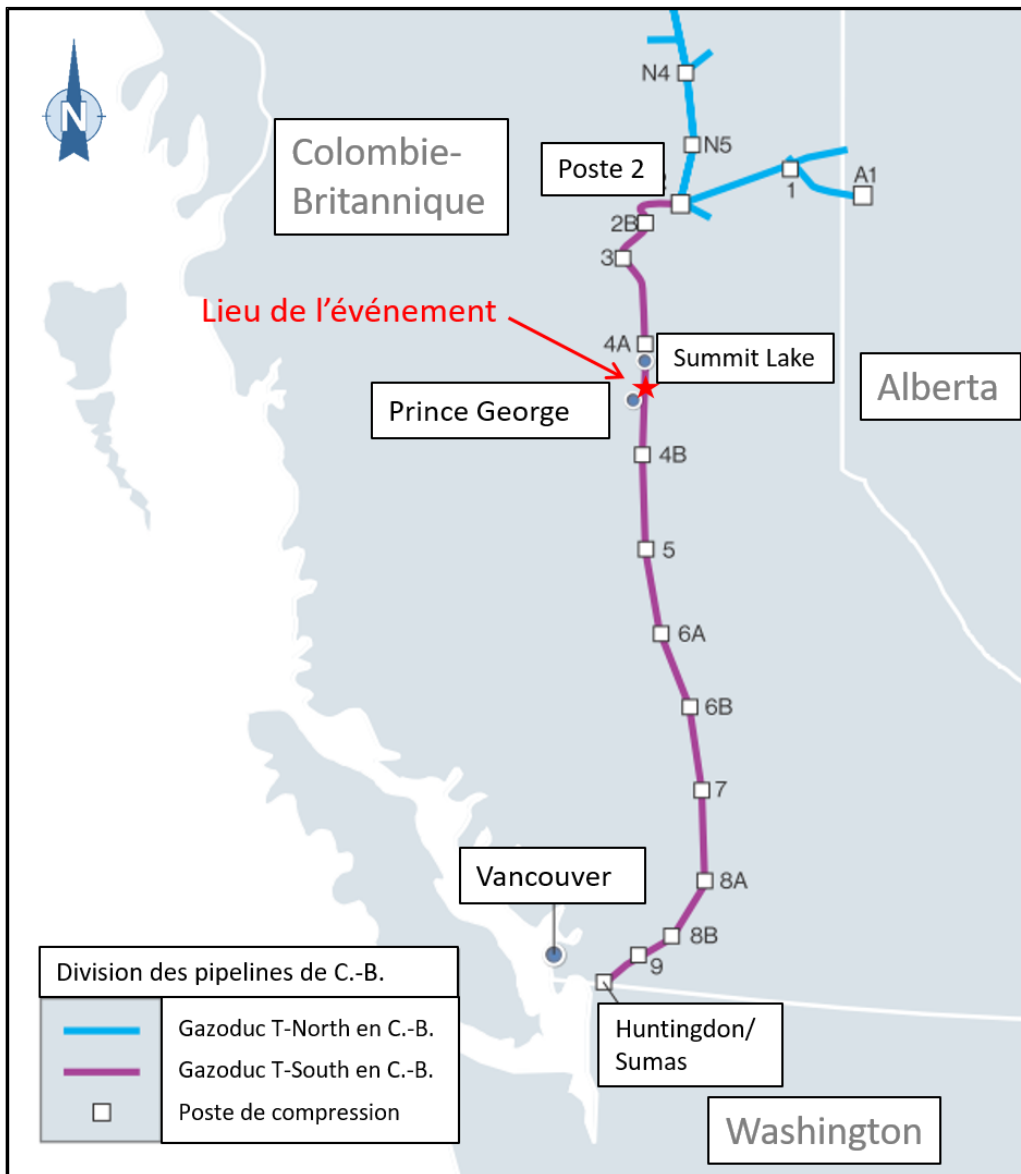
1.0 RENSEIGNEMENTS DE BASE

1.1 Lieu de l'événement

L'événement s'est produit sur des terres provinciales publiques vallonnées et boisées dans une région éloignée située à environ 13 km au nord-est de Prince George en Colombie-Britannique (Figure 1). La propriété privée la plus proche se trouve entre 500 et 600 m à l'ouest du lieu de l'événement.

¹ Toutes les heures sont exprimées en heure avancée du Pacifique.

Figure 1. Carte montrant le réseau sud de transport de gaz naturel (T-South) de Westcoast et le lieu de l'événement (Source : Enbridge, avec annotations du BST)



1.2 Le réseau pipelinier

Le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast) est un réseau intégré de canalisations pour la collecte et le transport de gaz naturel, situé principalement en Colombie-Britannique

Westcoast, exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission (Spectra), est devenue une filiale en propriété exclusive d'Enbridge Inc. (Enbridge) à la suite de la fusion d'Enbridge avec Spectra en février 2017. Les changements organisationnels visant à effectuer la transition de la structure de Spectra vers la structure d'Enbridge pour le transport de gaz et les activités médianes au Canada ont commencé au printemps 2017.

Le réseau de transport sud (T-South) de Westcoast se compose de 2 gazoducs transportant du gaz naturel (Figure 1) :

- le gazoduc de diamètre nominal de conduite (NPS) 36 L2 (le gazoduc en cause dans l'événement)
- le gazoduc NPS 30 L1

À proximité du lieu de l'événement, un 3^e pipeline se trouve dans l'emprise du réseau T-South de Westcoast : l'oléoduc Western NPS 12 pour le transport de pétrole brut, qui appartient à Pembina Pipeline Corporation (Pembina).

Les 3 pipelines sont en parallèle dans l'emprise du réseau T-South de Westcoast :

- Le gazoduc NPS 36 L2 se trouve du côté est de l'emprise;
- L'oléoduc Western NPS 12 se trouve au milieu, à environ 5 m à l'ouest du gazoduc NPS 36 L2;² et
- Le gazoduc NPS 30 L1 se trouve à environ 9 m à l'ouest du gazoduc NPS 36 L2 (Figure 2).

Le poste de compression 4A est situé en amont du lieu de l'événement et le poste de compression 4B est situé en aval.

Figure 2. Emprise du réseau T-South de Westcoast à proximité du lieu de l'événement (Source : Google Earth, avec annotations du BST)



Le réseau T-South et le doublement NPS 36 L2 s'étendent sur 917 km, du poste de compression 2 au poste de comptage Huntingdon, dans la ville de Huntingdon (Colombie-

² Au moment de l'événement, aucun produit ne circulait dans l'oléoduc de Pembina.

Britannique). Les gazoducs NPS 36 L2 et NPS 30 L1 de Westcoast restent parallèles tout le long du réseau T-South, dans la même emprise.

La construction du gazoduc NPS 36 L2 a été terminée en 1972. Le gazoduc a été soumis avec succès à des essais hydrostatiques (résistance et étanchéité) par Westcoast avant que l'Office national de l'énergie (ONÉ)³ n'en approuve la mise en service en octobre 1972. L'événement s'est produit dans le tronçon de conduite 4AL2, défini comme étant la section du gazoduc NPS 36 L2 entre les postes de compression 4A et 4B. L'épaisseur moyenne de la couverture du gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast dans ce secteur est d'environ 1,34 m.

Le réseau T-South de Westcoast, au sud du poste de compression 4A, fournit la plus grande partie du gaz naturel au sud de la Colombie-Britannique continentale et à l'île de Vancouver par l'intermédiaire du réseau de distribution de FortisBC Energy Inc. (FortisBC)⁴. Des livraisons de gaz naturel à des tiers sont effectuées dans toute la Colombie-Britannique et dans le Nord-Ouest Pacifique des États-Unis, à partir de Huntingdon (Colombie-Britannique).

1.3 L'accident

Le 9 octobre 2018, le gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast fonctionnait dans les limites de la pression maximale d'exploitation de 6453 kPa approuvée par l'ONÉ. Avant l'événement, le gazoduc ne faisait l'objet d'aucune réduction ou restriction de pression. Le tableau 1 établit la chronologie immédiatement après l'événement.

Tableau 1. Chronologie après l'événement

Heure	Événement
Vers 17 h 29	Un employé de Westcoast qui n'était pas en service a communiqué avec le centre de commande d'acheminement du gaz d'Enbridge à Calgary (centre de commande à Calgary) pour signaler un bruit fort et un incendie près de Shelley (Colombie-Britannique) et du fleuve Fraser. Immédiatement après, le centre de commande à Calgary a remarqué sur le système de contrôle de supervision et d'acquisition des données (SCADA) une chute rapide de la pression d'aspiration du compresseur 4B sur le tronçon de conduite 4AL2 de Westcoast.
17 h 31	La première alarme SCADA, indiquant la baisse d'aspiration du compresseur 4B, a retenti au centre de commande à Calgary, qui a accusé réception de cette alarme dans les 5 secondes suivantes.
17 h 34	Un technicien local est arrivé à la vanne du tronçon 4AL2, située près du chemin Landooz (borne kilométrique 32,6), pour faire enquête.
17 h 38	La décision a été prise de fermer le gazoduc NPS 36 L2. Le centre de commande à Calgary a amorcé la fermeture à distance du poste de compression 4B* pour le gazoduc.
Vers 17 h 40	Le plan d'intervention d'urgence de Westcoast a été activé.

³ Le 28 août 2019, l'Office national de l'énergie (ONÉ) est devenu la Régie de l'énergie du Canada (RÉC). Le nom « ONÉ » sera utilisé tout au long du rapport, car l'ONÉ était l'organisme régulateur du gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast au moment de l'événement.

⁴ FortisBC distribue du gaz naturel à des résidences privées et à diverses entreprises et industries qui dépendent du réseau T-South de Westcoast.

Heure	Événement
17 h 44	Le service d'incendie de Prince George est arrivé sur les lieux. Cependant, le gazoduc étant constamment alimenté en carburant, il était impossible d'attaquer directement l'incendie avant que le gazoduc ne soit isolé et que le gaz qu'il contenait soit libéré.
17 h 50	Enbridge a avisé Pembina qu'une conduite avait explosé dans la même emprise que celle de l'oléoduc Western NPS 12.
17 h 53	L'arrêt du poste de compression 4A (en amont de l'événement) et du poste de compression 4B (en aval) a été déclenché.
17 h 56	Enbridge a avisé FortisBC de la rupture de pipeline.
18 h	Une vanne de sectionnement à distance (borne kilométrique 32,6) a été fermée, isolant ainsi le tronçon 4AL2.
Vers 18 h	Un poste de commandement d'intervention a été établi au bureau d'Enbridge à Prince George.
Vers 18 h 24	Un hélicoptère de la GRC (Gendarmerie royale du Canada), avec des employés de Westcoast à son bord, a survolé les lieux pour évaluer la situation. On a confirmé qu'il y avait eu rupture ^{**} du gazoduc NPS 36 L2 et inflammation du gaz naturel.
18 h 45	La décision a été prise de commencer à isoler le tronçon du gazoduc NPS 30 L1 entre les postes de compression 4A et 4B (tronçon 4AL1), en fermant les vannes par l'intermédiaire du centre de commande à Calgary.
19 h	Tous les organismes de réglementation (locaux, provinciaux et fédéraux) avaient été informés de l'événement.
22 h	Le tronçon touché de l'oléoduc Western NPS 12 avait été isolé et drainé dans la raffinerie de Husky Energy à l'aide de vannes de sectionnement choisies.
22 h 16	Le tronçon 4AL1 du gazoduc NPS 30 L1 de Westcoast (tronçon 4AL1) ^{***} a été fermé et isolé.

* La fermeture du gazoduc consistait à fermer la vanne d'isolement au poste de compression 4B ainsi que les vannes d'aspiration, de refoulement et de dérivation du poste.

** Un rejet instantané qui compromet immédiatement l'exploitation d'un pipeline du fait qu'il n'est plus possible de maintenir la pression dans la canalisation.

*** Le tronçon de conduite 4AL1 du gazoduc NPS 30 L1 est défini comme la section du gazoduc NPS 30 L1 de Westcoast entre le poste de compression 4A et le poste de compression 4B situé en aval.

On estime qu'environ 140 millions de pieds cubes (Mpi³) standard de gaz naturel ont été rejetés par le gazoduc NPS 36 L2. Par mesure de précaution, quelque 125 personnes situées près du lieu de l'événement ont été évacuées, dont environ 60 membres de la Première nation Lheidli T'enneh⁵, qui ont évacué de leur propre chef à 17 h 43. Il n'y a eu aucun blessé.

Au moment de l'événement, le ciel était nuageux et la température était d'environ 0 °C.

1.4 Mesures prises à la suite de la rupture du gazoduc

L'intervention d'urgence initiale visait à prévenir tout nouveau feu, à maîtriser l'incendie et à assurer la sécurité du public. Le gazoduc NPS 36 L2 a été fermé pour circonscrire l'incendie et l'empêcher de causer plus de dommages. Le gazoduc NPS 30 L1, fermé par

⁵ La réserve de la Première Nation Lheidli T'enneh s'étend au nord et au sud du fleuve Fraser.

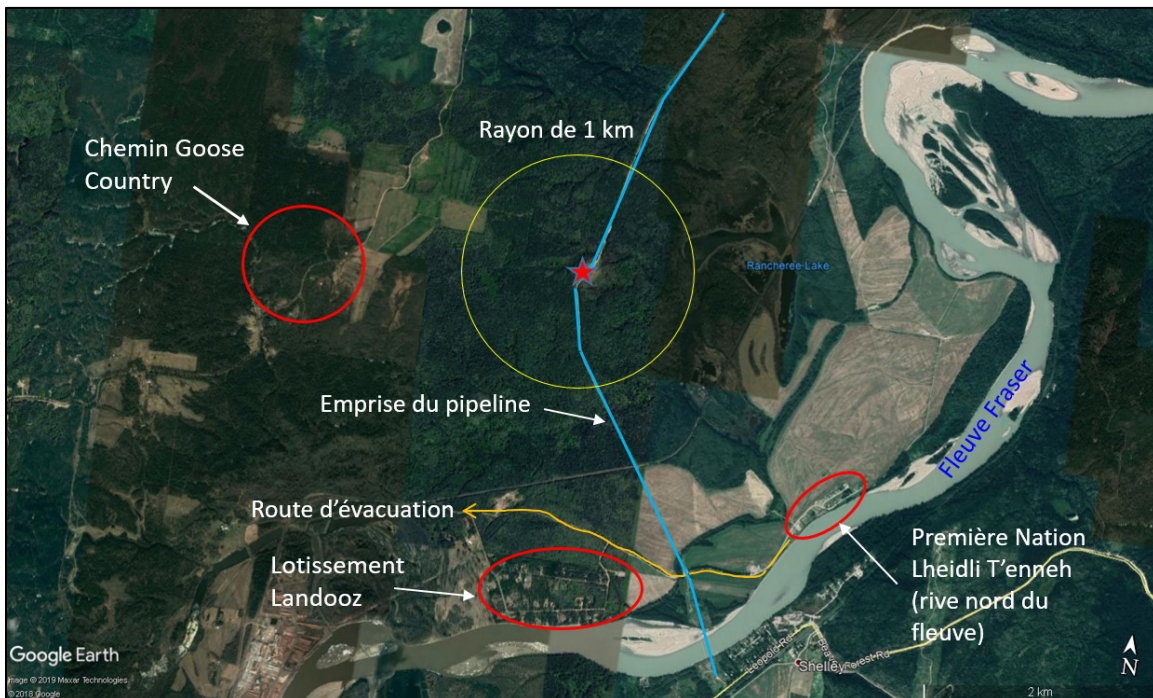
mesure proactive, a fait l'objet d'une surveillance attentive pour évaluer son état à la suite de la rupture.

Les zones près du lieu de l'événement, dont le public et les premiers intervenants devaient être protégés, ont été identifiées; ces zones ont ensuite été isolées au moyen de barrages routiers avec l'aide de la GRC de Prince George, qui avait été dépêchée sur les lieux. Une zone de planification d'urgence dans un rayon de 1 km du lieu l'événement avait initialement été établie, mais il s'est avéré n'y avoir aucun résident dans cette zone.

Des pompiers du service d'incendie de Prince George ont aussi été dépêchés, mais ils ne se sont pas approchés du lieu de l'événement lui-même parce que du carburant continuait de s'écouler dans le gazoduc à mesure que la pression s'échappait du tronçon isolé. Une évaluation des risques de feux de forêt a déterminé qu'ils étaient faibles, le sol étant considéré trop humide pour que l'incendie se propage.

En tout, 6 employés de Westcoast sont intervenus sur les lieux pour aider à isoler le gazoduc. Des employés du centre de commande d'Enbridge à Calgary ont aussi travaillé à distance pour fermer le gazoduc en toute sécurité.

Figure 3. Communautés locales près du lieu de l'événement (Source : Google Earth, avec annotations du BST)



Vers 17 h 45, peu après avoir constaté qu'il y avait un incendie, la communauté de la Première nation Lheidli T'enneh a informé Westcoast de sa décision d'évacuer par mesure de précaution ses domiciles (22 résidences et 1 établissement), situés sur la rive nord du fleuve Fraser, à environ 2,5 km du lieu de l'événement. Les résidents ont évacué en empruntant l'unique route d'accès à la communauté. Peu après, la zone d'évacuation a été élargie pour inclure le lotissement Landooz (33 résidences) et le chemin Goose Country (3 résidences) (Figure 3).

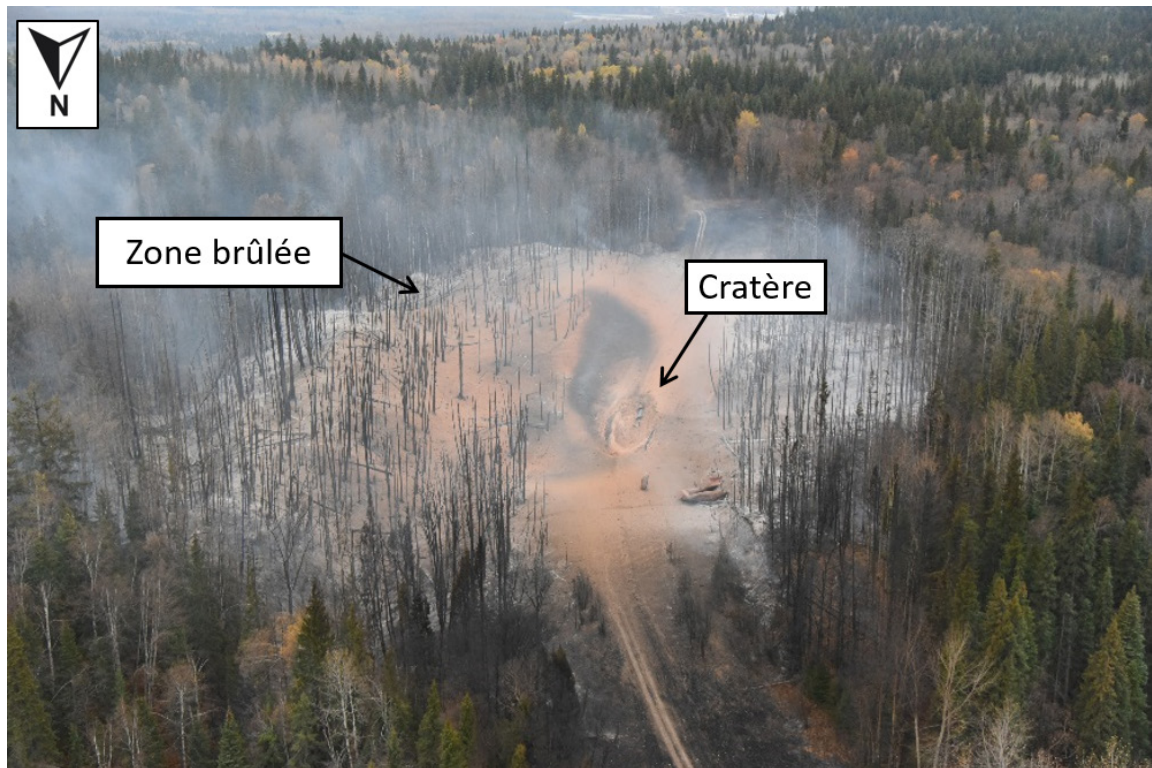
La plupart des résidents du lotissement Landooz et du chemin Goose Country sont revenus plus tard dans la nuit (environ 4 heures après l'évacuation), lorsque les intervenants ont déterminé qu'ils pouvaient le faire en toute sécurité. La plupart des résidents évacués de la Première nation Lheidli T'enneh sont retournés à leur résidence le lendemain.

Le feu s'est éteint de lui-même une fois le gazoduc isolé et le gaz qu'il contenait libéré. Vers 8 h 15 le 10 octobre 2018, une évaluation visuelle aérienne du lieu de l'événement a été effectuée et des employés de Westcoast ont confirmé que l'incendie du gazoduc et les feux environnants étaient éteints; il restait quelques embrasements éclairs et de la fumée.

1.5 Examen des lieux

La zone touchée par l'incendie causé par la rupture du gazoduc s'étendait sur environ 52 000 m² (Figure 4).

Figure 4. Vue aérienne de la zone touchée par l'incendie causé par la rupture du gazoduc (Source : GRC, avec annotations du BST)



La rupture et l'éjection de la canalisation du sol avaient creusé un cratère d'environ 35 m de long et 13 m de large, avec une profondeur maximale d'environ 9 m (Figure 5).

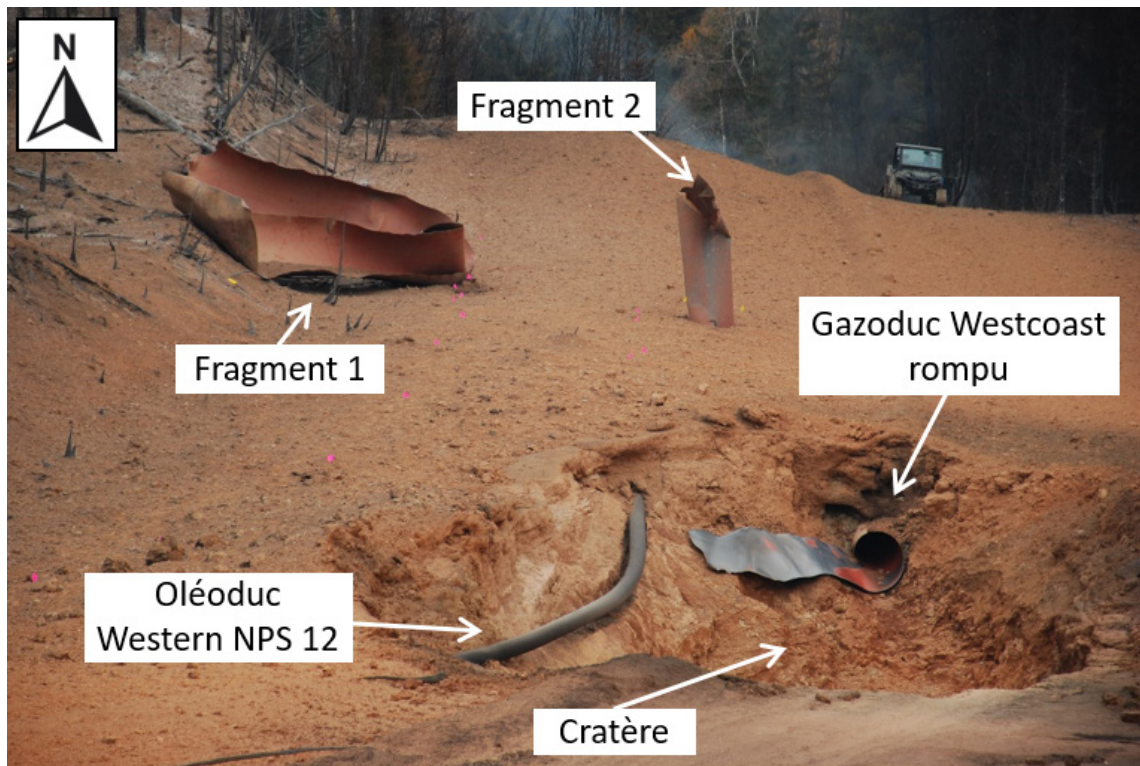
Dans le cratère, les extrémités rompues du gazoduc présentaient des signes de déchirure et d'exposition à la chaleur. Dans le secteur du tronçon de conduite 4AL2, le revêtement était détruit et, sur les bords de la partie exposée, il restait un peu de revêtement décollé, affecté par la chaleur. Un petit ruisseau coulait à l'est du cratère. Il n'y avait aucun signe de présence d'eau souterraine dans le cratère.

À l'ouest du gazoduc, dans le cratère, une section d'environ 30 m de l'oléoduc Western NPS 12 présentait également des dommages au revêtement dus à l'exposition à la chaleur. L'oléoduc n'avait pas rejeté de produit.

Le gazoduc NPS 30 L1 de Westcoast n'avait pas été exposé.

Deux grands fragments de conduite avaient été éjectés du cratère (Figure 5).

Figure 5. Fragments de conduite éjectés lors de la rupture du gazoduc (Source : BST)



Un fragment (portant l'étiquette « fragment 1 » dans la figure 5) était fendu sur la longueur, avait pris la forme d'un U et avait atterri à environ 25 m au nord-ouest de l'extrémité nord du cratère, au-dessus du gazoduc NPS 30 L1 non exposé. Un second fragment (portant l'étiquette « fragment 2 » dans la figure 5), de forme cylindrique et légèrement comprimé, présentait l'apparence d'une déchirure à son extrémité. Ce fragment avait atterri à la verticale, à 18,5 m au nord de l'extrémité nord du cratère, à l'est de l'oléoduc Western NPS 12. Une partie du fragment 2 était enfouie dans le sol.

Aucun revêtement n'a été observé sur les fragments de conduite éjectés; il est probable que le revêtement se soit désintégré quand il a été exposé à la chaleur de l'incendie.

1.6 Conséquences de la rupture du gazoduc

La rupture et l'incendie qui a suivi ont endommagé le gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast. L'événement a été la cause directe de la combustion d'environ 140,72 Mpi³ standard de gaz naturel provenant du gazoduc. Lors d'une purge contrôlée d'un tronçon parallèle du gazoduc NPS 30 L1 de Westcoast, une quantité supplémentaire de 30 Mpi³ standard a été évacuée.

1.6.1 Les gazoducs de Westcoast

À la suite de cet événement, Westcoast a informé ses clients que le débit de gaz naturel sur son réseau T-South serait coupé jusqu'à ce que le service puisse être rétabli.

Le 11 octobre 2018, après avoir reçu l'approbation de l'ONÉ, Westcoast a remis en service le gazoduc NPS 30 L1 à une pression d'exploitation restreinte à 80 % de sa pression la plus élevée enregistrée au cours des 60 jours précédant l'événement. Le 1^{er} novembre 2018, les réparations étant achevées, le gazoduc NPS 36 L2 a été remis en service à une pression d'exploitation restreinte à 80 % de sa pression la plus élevée enregistrée au cours des 60 jours précédant l'événement, tel qu'approuvé par l'ONÉ.

1.6.2 Oléoduc Western NPS 12

Au moment de l'événement, l'oléoduc Western NPS 12 adjacent n'était pas en service. Bien qu'il n'y ait pas eu de fuite de pétrole brut, le revêtement de l'oléoduc a été endommagé par l'exposition à la chaleur de l'incendie, et une section de conduite de 193 m a dû être remplacée. L'oléoduc a été remis en service le 13 novembre 2018.

1.6.3 Pénurie d'approvisionnement en gaz de FortisBC

Dans la foulée de l'événement, le réseau T-South de Westcoast ayant été fermé entre le poste de compression 4B et le poste de comptage Huntingdon, le réseau de FortisBC a connu une pénurie d'approvisionnement en gaz. La pénurie la plus importante s'est produite les 9 et 10 octobre, lorsque l'approvisionnement de certains clients a été complètement interrompu⁶. FortisBC a travaillé en collaboration avec les intervenants régionaux, y compris d'autres sociétés de distribution locales, pour rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande⁷ dans la région. Ces actions, combinées avec un hiver plus doux que la normale, ont permis d'éviter des interruptions de service soutenues pendant la saison hivernale.

Après la remise en service des 2 gazoducs de Westcoast, on veillait constamment à ce que le service soit équilibré, et les réductions de service ont été progressivement levées en fonction de la demande prévue et de l'offre disponible. Après le 1^{er} novembre 2018, les 2 gazoducs fonctionnaient à une pression réduite, ce qui a continué à affecter l'approvisionnement en gaz du réseau de distribution tout au long de l'hiver. Les résidents recevant du gaz fourni par le réseau T-South de Westcoast au sud du poste de compression 4A ont été priés de réduire leur consommation de gaz pendant l'hiver à la suite de cet événement.

⁶ Les clients touchés comprenaient des hôpitaux, des raffineries, des installations de transformation alimentaire et autres installations de traitement, ainsi que des immeubles d'habitation en copropriété.

⁷ Rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande nécessitait de restreindre la distribution aux clients et d'obtenir le gaz disponible d'autres sources d'approvisionnement limitées.

1.6.4 Répercussions sur l'environnement

L'événement a causé des dommages à la forêt et à l'herbe sur les terres publiques provinciales entourant le site.

Des traces de terre et de limon éjectés lors de l'événement se sont déposées sur des objets stationnaires comme des véhicules, des hangars et des terrasses sur 2 propriétés résidentielles situées à entre 2 et 3 km du site de l'accident. Au cours de la semaine suivant l'événement, des analyses du sol et de l'eau des environs ont été effectuées pour détecter la présence de contaminants; ces analyses n'ont pas indiqué de conséquences négatives immédiates du rejet de gaz naturel et de l'incendie qui a suivi. Westcoast a commencé à élaborer un plan de surveillance des sols et des eaux afin d'effectuer des tests et d'assurer une surveillance à plus long terme. Westcoast a exécuté en 2018 et en 2019 un programme de surveillance des sols et des eaux, qui a confirmé qu'il ne restait aucune source de contamination et qu'il n'y avait aucun risque à l'extérieur du lieu de l'accident. En 2020, Westcoast continuera d'exercer une surveillance pour contrôler l'érosion et la sédimentation.

1.6.5 Répercussions sur la propriété

La rupture et l'incendie n'ont causé aucun dommage à la propriété privée. Après évaluation du lieu de l'événement, il a été déterminé qu'une route d'accès devait être construite à travers une propriété privée afin que le gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast et l'oléoduc Western NPS 12 puissent être réparés.

1.7 Historique d'exploitation du pipeline

Du poste de compression 2 au poste de comptage Huntingdon, la capacité combinée des 2 gazoducs de Westcoast (NPS 36 L2 et NPS 30 L1), à la pression maximale d'exploitation avant l'événement de 6453 kPa, était de 2 milliards de pieds cubes par jour ($G_{pi^3/j}$).

L'ONÉ avait approuvé une pression maximale d'exploitation de 6453 kPa pour le tronçon 4AL2, qui traverse le lieu de l'événement.

Au cours des 24 heures précédant l'événement, le gazoduc était exploité à des pressions et des débits constants, dans les limites des paramètres d'exploitation autorisés que l'ONÉ avait approuvés.

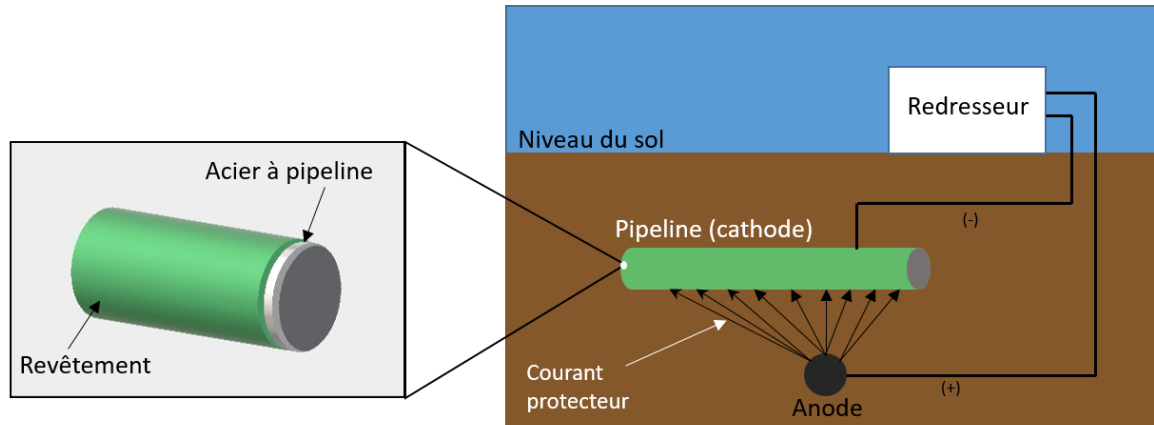
Au moment de l'événement, le débit à la sortie du poste de compression 4A était de 1171 millions de pieds cubes par jour ($M_{pi^3/j}$). La pression maximale d'exploitation était de 6364 kPa.

1.8 Revêtement de pipeline et protection cathodique

Pour les pipelines enfouis, le contrôle de la corrosion externe est généralement assuré par un système combiné 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

Le système de protection cathodique est conçu pour protéger la conduite contre la corrosion (Figure 6).

Figure 6. Image illustrant le système combiné de revêtement d'un pipeline et de protection cathodique (Source : BST)



La corrosion survient lorsque le courant électrique quitte la surface du pipeline (anode) par l'intermédiaire du sol environnant. Pour inverser ce processus naturel, un système de protection cathodique par courant imposé applique une tension au pipeline par le sol, donnant ainsi un potentiel cathodique à la conduite.

Afin d'assurer l'efficacité des systèmes de protection cathodique pour la prévention de la corrosion, on effectue des contrôles périodiques 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 énoncés dans les exigences réglementaires.

1.8.1 Gazoduc NPS 36 L2

Le système de protection cathodique du gazoduc NPS 36 L2 fournit du courant aux 3 pipelines de l'emprise commune car ils sont connectés électriquement entre eux. La plus récente vérification annuelle conduite-sol sur le tronçon de conduite 4AL2 avait eu lieu le 19 septembre 2018. Pour les années 2017 et 2018, entre les bornes kilométriques 29,48 et 31,07 sur le tronçon 4AL2,⁸ les valeurs de potentiel « sous tension » se situaient dans la plage de -906 mV à -1079 mV, et les valeurs de potentiel « hors tension » se situaient dans la plage de -861 mV à -989 mV. Tous les relevés du potentiel de polarisation négative à proximité du site de l'événement dépassaient 850 mV, ce qui répondait aux exigences énoncées dans les pratiques d'exploitation normalisées de Westcoast en matière de vérification de protection cathodique.⁹ Les données issues de ces vérifications servent à appuyer ou prioriser les inspections internes.

⁸ Ces bornes se trouvent en amont et en aval du lieu de l'événement.

⁹ Les exigences en matière de résultats de vérification sont fondées sur la norme SP0169-2013 (anciennement RP0169) *Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems* (4 octobre 2013) de la NACE.

1.8.2 Examen du revêtement à la suite de l'événement

Lors des travaux de réparation, la canalisation en amont et en aval du lieu de la rupture a été exposée et son revêtement examiné. Sur des tronçons en aval de la rupture, le revêtement de ruban de polyéthylène formait des tentes et des plis le long du joint longitudinal et de la soudure circonférentielle; il y avait également de l'électrolyte et des produits de corrosion sous le revêtement décollé. Sur la canalisation exposée en amont, le revêtement présentait des tentes et des plis mineurs, et il y avait très peu d'électrolyte sous celui-ci.

Le revêtement des joints sur la canalisation en amont et en aval de l'endroit de la défaillance est un revêtement anticorrosion de ruban de polyéthylène, appliqué sur le terrain, avec une couche extérieure en fibre de verre. Le revêtement couvre à la fois le corps et les zones de soudure, mesure environ 1 m de large, et est enroulé en spirale avec un chevauchement d'environ 10 cm.

1.9 Examen en laboratoire de la conduite rompue

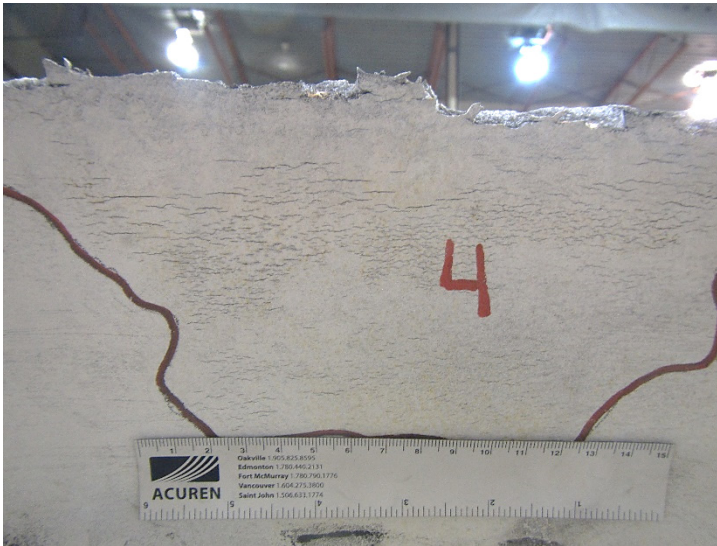
Des sections de la conduite rompue 4AL2 de Westcoast, soit les 2 fragments qui ont été éjectés du cratère et les 2 extrémités de la fracture, ont été transportés au laboratoire Acuren à Richmond (Colombie-Britannique) aux fins d'examen pour déterminer les propriétés mécaniques du gazoduc et son mode de défaillance.

Le diamètre extérieur du gazoduc était de 914,4 mm (36 pouces) avec une épaisseur de paroi nominale de 9,91 mm. La composition chimique et les propriétés de traction du matériau du gazoduc en cause étaient conformes à la norme API 5LX-1971 de l'American Petroleum Institute (API) pour l'acier de nuance X60, qui s'appliquait au moment de la fabrication de la canalisation. Les valeurs de l'énergie lors de l'essai de résilience Charpy étaient dans la plage caractéristique de l'acier de nuance X60.¹⁰ Les valeurs de microstructure et de microdureté se situaient dans une plage caractéristique de l'acier pour tuyaux de nuance X60.

Un contrôle magnétoscopique a relevé de nombreuses indications correspondant à des colonies de fissuration par corrosion sous contrainte (FCC) sur la surface extérieure des fragments de conduite examinés (Figure 7).

¹⁰ Au moment de la construction de la canalisation en cause dans l'événement, il n'y avait aucune exigence en matière de spécification de l'énergie d'impact; la rupture par cisaillement n'était mentionnée qu'à titre de paramètre supplémentaire dans la norme API 5LX-1971.

Figure 7. Colonie de fissuration par corrosion sous contrainte près de la surface fracturée d'un fragment de la conduite rompue (Source : Acuren)



La rupture a pris naissance au niveau de FCC sur la surface externe de la conduite. Les fissures se sont aggravées avec le temps en raison d'un milieu à pH quasi neutre conjugué aux contraintes en service; ces fissures ont fini par se fusionner en une seule fissure plus importante. Cela a réduit la capacité de charge de l'acier du pipeline jusqu'à ce que la taille de la fissure dépasse la dimension critique et qu'une rupture instantanée par contrainte excessive se produise aux pressions normales de service. Les caractéristiques de la fissure étaient conformes à la FCC à pH quasi neutre (Figure 8).

Figure 8. Fissures en interaction sur une partie du fragment 1 de la conduite rompue (Source : Acuren)



1.10 Fissuration par corrosion sous contrainte à pH quasi neutre

La FCC à pH quasi neutre sur les pipelines résulte de la combinaison d'un matériau métallique vulnérable, d'une contrainte de traction appliquée ou résiduelle et d'un milieu propice. Ce mécanisme s'amorce sur la surface externe des conduites vulnérables et peut se développer en profondeur et en longueur (de manière circonférentielle ou longitudinale).

Les 4 facteurs contrôlant la formation d'un milieu propice à l'apparition de la FCC sous contrainte à pH quasi neutre sont les suivants :

- le type et l'état du revêtement;
- le sol;
- la température;
- le niveau de courant cathodique.

Le type et l'état du revêtement jouent un rôle clé dans la formation de FCC à pH quasi neutre sur les pipelines. Le revêtement de ruban de polyéthylène était largement utilisé dans les années 1960 et 1970 pour la construction de nouveaux pipelines. Ce type de revêtement a tendance à se détacher (décoller) de la conduite, ce qui permet à l'humidité présente dans le sol d'entrer en contact avec la surface de la conduite et d'empêcher le courant de protection cathodique d'atteindre cette surface. La période de temps entre l'installation du pipeline et le décollement du revêtement de ruban est appelée période d'incubation. Cette période est très variable et difficile à déterminer avec précision. Le revêtement de ruban peut se décoller peu après la construction s'il n'est pas appliqué correctement, ou des années plus tard en raison de la nature du sol ou d'autres conditions environnementales.

La défaillance du revêtement de ruban permet à l'environnement externe – y compris les eaux souterraines, qui ont un pH quasi neutre – d'entrer en contact avec la surface de la conduite tout en empêchant le courant de protection cathodique de l'atteindre. Des colonies de FCC peuvent alors se former au hasard. Certaines d'entre elles continueront à prendre de l'ampleur en raison du milieu à pH quasi neutre et des forces mécaniques. Les colonies de fissures qui sont longues dans le sens longitudinal et étroites dans le sens circonférentiel peuvent se fusionner, ce qui accélère le taux de propagation de la FCC et augmente le potentiel de rupture.

Au cours des 20 années écoulées depuis la publication du rapport sur l'*Enquête publique sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et gazoducs canadiens*¹¹ de l'ONÉ et des recommandations qui en découlent, de nombreuses mesures ont été prises pour aider à résoudre le problème de la FCC. Parmi ces mesures, on compte l'élaboration et la publication de pratiques recommandées par l'industrie ainsi que la mise à jour de la réglementation fédérale et des normes sur les pipelines. De nouvelles exigences ont également été instaurées concernant l'élaboration et la mise en œuvre de systèmes de gestion et de programmes de gestion de l'intégrité, ce qui a permis aux exploitants de pipelines canadiens d'améliorer la gestion de la FCC à pH quasi neutre.

La FCC est gérée par un programme de gestion de la FCC. De tels programmes nécessitent une méthode systématique de gestion des tronçons de conduite sur lesquels la FCC à pH quasi neutre est identifiée comme une menace, font appel à des connaissances spécifiques

¹¹ Office national de l'énergie, rapport MH-2-95, *Enquête publique sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et gazoducs canadiens : rapport de l'enquête* (décembre 1996).

sur les pipelines gérés (historique d'exploitation et d'inspection) et appliquent les meilleures pratiques de l'ensemble de l'industrie.

1.11 Programme de gestion de l'intégrité du gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast

Le programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge pour les pipelines¹² s'applique au réseau de canalisations de Westcoast.¹³ Le programme a été conçu sur la base des lignes directrices de la norme Z662-15, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*,¹⁴ de l'Association canadienne de normalisation (CSA). Il est revu une fois par an et révisé selon les besoins; la dernière révision avait eu lieu en avril 2018. L'objectif du programme est de garantir que le transport du gaz naturel, corrosif¹⁵ ou non corrosif, puisse s'effectuer sans effets négatifs sur le public, les employés des entreprises ou l'environnement.

1.11.1 Évaluations des risques liés à l'intégrité

Des évaluations des risques liés à l'intégrité ont été réalisées sur le réseau de canalisations de Westcoast et ont servi à valider l'efficacité du programme d'intégrité des pipelines. Les lacunes constatées lors de ces évaluations ont été classées par ordre de priorité et les mesures d'atténuation ont été jaugées en vue de maintenir l'aptitude fonctionnelle.

Dans le rapport d'évaluation des risques liés à l'intégrité du réseau de Westcoast terminé en juin 2018, le tronçon de conduite 4AL2 était classé au 2^e rang des risques les plus élevés pour la FCC. Ce classement s'appuyait sur les données d'inspection interne collectées précédemment sur chaque tronçon de conduite. L'évaluation des risques a également identifié une incertitude accrue quant à la taille réelle du défaut, puisque le temps écoulé entre les passages d'inspection interne sur le tronçon 4AL2 nécessitait d'utiliser une croissance supposée d'un défaut potentiel sur une plus longue période.

Une évaluation détaillée des risques sur l'ensemble du réseau canadien de transport de gaz de Westcoast a été réalisée en octobre 2018 et a servi à évaluer les menaces locales spécifiques observées sur le terrain afin de les classer par ordre de priorité. Aucun problème lié à la FCC n'a été identifié dans le cadre de ce processus.

¹² Enbridge Inc., *Canadian Gas Transmission and Midstream Pipeline Integrity Management Program*, Révision 7.0.

¹³ À la suite de la fusion d'Enbridge avec Spectra en février 2017, la documentation relative au programme de gestion de l'intégrité pour les pipelines a été mise à jour afin de refléter la nouvelle entité corporative et la nouvelle structure organisationnelle.

¹⁴ Groupe CSA, CAN/CSA Z662-15, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (juillet 2016), article 3.2: Programme de gestion de l'intégrité du réseau de canalisations, p. 86.

¹⁵ Un pipeline de gaz naturel corrosif transporte du gaz naturel dont la pression partielle de l'hydrogène sulfuré est supérieure à 0,3 kPa à la pression de conception absolue, tel que défini dans la norme CSA Z662.

1.11.2 Plan de gestion des menaces de FCC de Westcoast

Le plan de gestion des menaces de FCC (*Stress Corrosion Cracking Hazard Management Plan*¹⁶) de Westcoast est une sous-composante du programme de gestion de l'intégrité. Le plan s'applique au réseau de canalisations de Westcoast et il a été conçu aux fins de gestion de la sécurité et des pertes dans le cadre de la FCC à pH quasi neutre sur ce réseau.

Le plan de gestion des menaces de FCC suit les pratiques recommandées par l'Association canadienne de pipelines d'énergie (CEPA) pour la gestion de la FCC à pH quasi neutre.¹⁷ Le plan a pour but [traduction] :

- d'évaluer le risque potentiel créé par la menace de FCC identifiée qui pèse sur le réseau de canalisations de la société;
- de fournir un plan d'atténuation des risques de FCC et de mesures correctives;
- de mettre en œuvre la composante du plan de gestion de l'intégrité qui s'applique à la FCC;
- de fournir la méthode de suivi des résultats du plan aux fins d'amélioration continue.

Le plan utilise un processus en 9 étapes pour évaluer la FCC à pH quasi neutre. Les étapes sont regroupées en 3 catégories principales : évaluation de la vulnérabilité, évaluation et atténuation de l'état, et suivi de l'état.

Les étapes relatives à l'évaluation de la vulnérabilité exigent de l'utilisateur qu'il détermine si le pipeline est sensible à la FCC à pH quasi neutre en se basant sur des informations primaires telles que le type et la qualité du revêtement. Une analyse de toutes les données disponibles sur la canalisation est ensuite effectuée pour classer les tronçons de conduite par ordre de vulnérabilité à la FCC à pH quasi neutre. Pour effectuer cette analyse, il faut avoir des données sur la taille initiale des fissures et leur taux de propagation qui sont représentatives du tronçon évalué. Habituellement, la taille initiale des fissures provient des données recueillies par inspection interne. Le taux de propagation des fissures peut être estimé à partir de données connues de l'industrie ou calculé sur la base d'une analyse statistique des données d'inspection pour un tronçon de conduite particulier.

Les pratiques recommandées par la CEPA pour la gestion de la FCC à pH quasi neutre fournissent les taux de propagation de fissures qui ont mené à 2 défaillances historiques attribuables à la FCC survenues sur des pipelines de 36 pouces. La moyenne temporelle du taux de propagation¹⁸ pour la composante environnementale des fissures était respectivement de 0,3 et 0,63 mm/an.

¹⁶ Enbridge Inc., *Stress Corrosion Cracking Hazard Management Plan* (30 octobre 2017).

¹⁷ Association canadienne de pipelines d'énergie, *CEPA Recommended Practices for Managing Near-neutral pH Stress Corrosion Cracking*, troisième édition (mai 2015).

¹⁸ Le taux de propagation est la période entre la défaillance du revêtement et l'apparition des premières fissures; au cours de cette période, le mécanisme de propagation des fissures est principalement attribuable au milieu à pH quasi neutre.

1.12 Gestion de la FCC sur le gazoduc NPS 36 L2

Le programme de gestion de l'intégrité de Westcoast en vigueur au moment de l'événement reconnaissait la FCC à pH quasi-neutre comme une menace pour l'intégrité du tronçon 4AL2. Westcoast avait donc élaboré et mis en œuvre un plan de gestion des menaces de FCC propre au gazoduc NPS 36 L2. Ce plan était mis à jour au moins tous les 3 ans, ou lorsque de nouvelles données d'inspection étaient reçues et analysées.

Le plan appliquait des techniques d'évaluation des risques pour gérer la FCC sur le réseau de canalisations de Westcoast. L'évaluation des risques déterminait le type d'inspection, la fréquence des inspections et les éventuels remplacements, réparations ou mises à niveau des conduites nécessaires dans les scénarios à haut risque.

La fréquence des inspections internes de la FCC à pH quasi neutre au moyen d'un transducteur électromagnétique-acoustique (EMAT) était basée sur l'évaluation des risques effectuée par Westcoast pour le gazoduc NPS 36 L2¹⁹. L'intervalle d'inspection ainsi calculé a ensuite été comparé à l'intervalle maximum de 9 ans stipulé par Westcoast pour la surveillance de la FCC par inspections internes. L'intervalle le plus prudent des deux a déterminé la fréquence d'inspection interne de la FCC.

Les endroits où la présence de la FCC avait été soit modélisée, soit identifiée au cours d'inspections internes par EMAT devaient faire l'objet d'une vérification plus approfondie par excavation relative à l'intégrité. Une fois le pipeline exposé, il est possible d'en inspecter la surface par contrôle magnétoscopique. Pour le gazoduc en cause, sur tous les sites de réparation et dans les zones où la conduite avait été exposée aux fins de maintenance, un suivi de l'état avait également été effectué par contrôle magnétoscopique.

Les inspections avaient révélé une FCC à pH quasi neutre sur les canalisations de transport NPS 30 L1 et NPS 36 L2 de Westcoast. Les évaluations de la FCC effectuées sur la base des données d'inspection recueillies sur le gazoduc NPS 36 L2 avaient indiqué un risque mineur à modéré²⁰ de défaillance causée par la FCC.

¹⁹ Pour déterminer la fréquence des inspections, l'évaluation des risques utilise des calculs pour jauger la gravité des fissures et leur taux de propagation modélisé ou estimé.

²⁰ D'après les pratiques recommandées par la CEPA pour la gestion de la fissuration par corrosion sous contrainte (FCC) à pH quasi neutre, la FCC mineure [traduction] « ne réduit pas les propriétés de maintien de la pression de la conduite relatives aux propriétés nominales de la conduite. Cette catégorie de FCC n'entraîne généralement pas de défaillances liées à la ténacité ». En ce qui concerne la FCC modérée [traduction] : « Il n'y a pas de réduction du facteur de sécurité du tronçon de conduite » (source : Association canadienne de pipelines d'énergie, *CEPA Recommended Practices for Managing Near-neutral pH Stress Corrosion Cracking*, 3rd edition [mai 2015]).

Aux sites d'inspection, on remédiait à la FCC sur le gazoduc NPS 36 L2 en polissant la conduite pour éliminer la FCC et en lui appliquant un nouveau revêtement non blindé haute performance²¹ ou, au besoin, en lui appliquant des manchons de renfort.

Aux endroits où la longueur de canalisation à réhabiliter dépassait 100 m, soit la conduite était remplacée, soit on lui appliquait un nouveau revêtement. Le remplacement de la conduite comme méthode d'atténuation de la FCC était basé sur une analyse technique spécifique au site qui prenait en compte les aspects du risque de défaillance causée par la FCC, ainsi que les considérations réglementaires et autres considérations opérationnelles. Avant l'événement, 3 tronçons du gazoduc NPS 36 L2 avaient été remplacés dans le cadre du processus d'atténuation de la FCC.²²

1.12.1 Évaluation des risques liés au tronçon 4AL2

En 2003, après une inspection interne au moyen d'un outil EMAT, une évaluation des risques liés au tronçon 4AL2 a été réalisée. Les données collectées en 2003 ont permis d'identifier 9 fissures qui dépassaient les critères de déclaration fixés. Ces fissures ont toutes été identifiées comme étant des fissures au pied de la soudure de joints longitudinaux.²³ Aucune fissure longitudinale dépassant les critères de déclaration n'a été relevée dans le corps de la conduite. Les données basées sur la plus grave des 9 fissures ont servi au calcul de l'intervalle d'inspection interne pour le tronçon 4AL2, qui a été établi à 5 ans²⁴.

En 2008, une autre évaluation des risques a été réalisée après une inspection interne par outil EMAT. L'évaluation a indiqué que l'état du tronçon A4L2 n'avait que peu ou pas changé depuis l'inspection interne de 2003. Sur la base de cette information, il a été décidé d'utiliser les données provenant de l'inspection de 2003 dans les calculs pour déterminer le prochain intervalle d'inspection interne pour ce tronçon.

Le taux de propagation de la FCC avait été calculé par un algorithme utilisant les données sur la dimension des fissures recueillies lors de l'inspection interne par EMAT. La taille

²¹ Un revêtement non blindé est un revêtement qui, en cas de décollement ou de perte d'adhérence, n'empêche pas le passage du courant de protection cathodique vers la canalisation..

²² Les remplacements de conduite du gazoduc NPS 36 L2 comprenaient une section de 183 m du tronçon 5L2 en 1996, une section de 6780 m du tronçon 2L2 en 2002 et une section de 4700 m du tronçon 8BL2 en 2007.

²³ Une fissure au pied de la soudure est une fissure semi-elliptique qui se produit à la ligne de fusion entre la soudure et le matériau de base.

²⁴ L'utilisation de critères d'intervalle de réinspection fondés sur le rapport hauteur-largeur et la profondeur des fissures en fonction de la pression des essais de défaillance hydrostatiques, plutôt que de la pression maximale d'exploitation, permet d'exercer un certain degré de prudence et élimine le besoin de modéliser l'accélération de la croissance de la FCC due à des facteurs mécaniques.

critique des fissures²⁵ a également été calculée en utilisant la pression d'essai hydrostatique, soit 125 % de la pression maximale d'exploitation, afin de déterminer la profondeur maximale autorisée des fissures. Le taux de propagation de la FCC et la taille critique des fissures ainsi obtenus ont ensuite été analysés pour calculer l'intervalle de réinspection pour les inspections internes. Cet intervalle était déterminé en fonction du temps que prendrait une fissure à atteindre la taille critique, sans dépasser l'intervalle d'inspection maximum de 9 ans que Westcoast avait fixé pour le gazoduc NPS 36 L2.

En 2008, l'intervalle d'inspection a été calculé en utilisant la plus grosse fissure trouvée en 2003 et un taux de propagation des fissures d'environ 0,15 mm/an; l'intervalle d'inspection obtenu était de 12 ans pour une taille critique des fissures calculée à la pression d'essai hydrostatique²⁶. Cependant, l'intervalle d'inspection maximum autorisé par Westcoast pour l'inspection interne de la FCC par EMAT étant de 9 ans, la prochaine inspection du tronçon 4AL2 avait été fixée à 2017.

1.12.2 Processus de report d'inspection interne

Le programme de gestion de l'intégrité de Westcoast renferme des dispositions permettant de reporter d'un an le passage d'un outil EMAT d'inspection interne, à condition qu'une évaluation technique²⁷ soit effectuée et qu'une demande de report soit faite et approuvée. Cette pratique est documentée dans les pratiques d'exploitation normalisées de Westcoast pour les dérogations et les évaluations techniques,²⁸ et on y a recours lorsqu'une décision qui aura une incidence sur le programme de gestion de l'intégrité doit être prise en ce qui concerne des dérogations, clarifications ou changements touchant d'autres programmes, plans ou pratiques.

Selon les pratiques d'exploitation normalisées, il faut remplir un formulaire de dérogation dont 3 sections sont obligatoires aux fins d'approbation.

- La 1^{re} section est remplie par le bureau régional qui fait la demande de report ou de dérogation. Elle renferme la description du projet, la dérogation proposée et la justification de la dérogation.
- La 2^e section est remplie par le chef de l'équipe d'intégrité et renferme l'analyse de la dérogation proposée, qui porte notamment sur l'évaluation technique de la sécurité du pipeline, la conformité réglementaire, la faisabilité technique, et la

²⁵ La taille critique d'une fissure correspond à la longueur et à la profondeur de la fissure qui entraînera la rupture instantanée par contrainte excessive du matériau de la conduite à une pression donnée.

²⁶ On a déterminé que l'intervalle d'inspection pour une taille critique de fissure calculée à la pression d'exploitation maximale en service du pipeline était de 27 ans.

²⁷ Une évaluation technique est généralement une analyse technique qui est effectuée pour s'assurer qu'une décision, une activité de travail planifiée ou un processus peut être réalisé sans compromettre l'intégrité du réseau de canalisations.

²⁸ Spectra Energy, *Standard Operating Practice Waivers and Technical Assessments*, Révision 71.8 (juillet 2013).

capacité à respecter l'intention du programme, du plan ou de la pratique d'exploitation applicable.

- La 3^e section renferme l'approbation du directeur ou du gestionnaire régional concerné. La pratique d'exploitation normalisée précise également que toutes les transmissions doivent être communiquées par courrier électronique et conservées sous forme électronique.

Ce processus était bien établi à Westcoast et avait été correctement suivi à d'autres occasions.

En 2016, une demande de report a été faite par le biais de l'outil de suivi des inspections de Westcoast, sans justification documentée; la décision de reporter de 2017 à l'automne 2018 l'inspection interne du tronçon 4AL2 par EMAT a été notée dans le même outil. Le report de l'inspection interne du tronçon 4AL2 par EMAT n'a pas été documenté en utilisant le formulaire de dérogation, qui comprend les signatures d'approbation requises. Malgré l'absence d'un formulaire de dérogation dûment rempli, l'inspection interne du segment 4AL2 a été reportée à l'automne 2018. L'enquête n'a pas permis de déterminer pourquoi les pratiques d'exploitation normalisées n'ont pas été suivies.

1.13 **Programme d'inspection de la fissuration par corrosion sous contrainte**

En vertu des pratiques recommandées par la CEPA relatives à la FCC à pH quasi neutre, les 3 principales composantes de la gestion de la FCC sont les suivantes :

- évaluation de la vulnérabilité;
- caractérisation et atténuation de la FCC;
- surveillance de l'état.

La surveillance de l'état du gazoduc NPS 36 L2 se fait par inspection interne au moyen d'un outil EMAT, combinée à un contrôle magnétoscopique de la surface externe de la conduite lors des excavations relatives à l'intégrité subséquentes.

Lors d'une inspection interne par EMAT, un signal ultrasonique est induit dans la paroi du tuyau de manière électromagnétique et détecté par l'outil. Les outils EMAT n'entrent pas en contact direct avec la surface de la conduite, car l'émission et la réception des signaux ultrasoniques ne nécessitent pas l'utilisation d'un liquide de couplage, ce qui rend ces outils idéaux pour l'inspection des gazoducs. Outre les fissures, les outils EMAT sont capables de détecter le décollement du revêtement, ce qui peut s'avérer un élément d'information utile pour établir une corrélation avec la présence de fissures dans le gazoduc.

Depuis sa construction, le tronçon 4AL2 a fait l'objet de plusieurs inspections internes au moyen de divers types et différentes générations de technologies de détection de la FCC.

L'excavation relative à l'intégrité la plus proche du lieu de rupture avait été effectuée à 1104 m en amont, en 2002. La FCC détectée par contrôle magnétoscopique avait été jugée négligeable et avait été corrigée par le polissage de la conduite pour éliminer les défauts et par l'installation d'un nouveau revêtement à haute performance.

1.13.1 Critères de Westcoast pour la détection par inspection interne

Le plan de Westcoast pour la gestion des menaces de FCC est axé sur la vérification de la capacité de l'outil d'inspection interne par EMAT de détecter et de distinguer les fissures. Ce plan permet à Westcoast d'évaluer le degré de confiance dans la capacité de l'outil à cet égard. La probabilité de détection quantifie la probabilité que l'outil EMAT sera en mesure de détecter les caractéristiques d'intérêt liées à la FCC, dans les limites dimensionnelles spécifiées par la technologie d'inspection.

Le seuil de détection par EMAT utilisé par Westcoast est fixé de façon à permettre la détection de fissures de plus de 50 mm de longueur et 2 mm de profondeur. La probabilité standard de détection de la technologie EMAT, offerte par le fournisseur d'inspections internes et utilisée par Westcoast, était de 90% pour les fissures de dimensions supérieures à ce seuil. Cette valeur est généralement validée par l'exécution d'excavations aux endroits où l'outil a détecté un grand nombre de fissures liées à la FCC et par les constatations tirées d'autres excavations ne découlant pas d'inspections internes. Ces données doivent être consignées et comparées à celles recueillies par l'outil EMAT aux fins de validation. Une probabilité de détection de 90 % a permis à Westcoast d'atteindre le niveau de confiance nécessaire pour fonder son calcul des intervalles de réinspection sur les données fournies par l'outil EMAT d'inspection interne concernant le dimensionnement selon la taille des fissures.

1.14 Gestion des situations d'urgence

La gestion des situations d'urgence est constituée de 4 composantes interdépendantes :

- prévention et atténuation;
- préparation;
- intervention;
- rétablissement.

Selon Santé publique Canada²⁹, la planification d'urgence devrait utiliser une approche axée sur les risques qui tient compte de tous les dangers naturels ou anthropiques potentiels. Tous les organismes, les gouvernements, les communautés et les particuliers peuvent contribuer à ce que, en cas d'urgence, les systèmes et le personnel soient prêts à intervenir de manière à assurer leur sécurité.

L'ONÉ exige que chaque compagnie pipelinière ait un programme de gestion des situations d'urgence qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer la situation en cas d'urgence. L'ONÉ surveille l'efficacité des programmes de chaque compagnie au moyen d'audits et d'autres activités de vérification de la conformité afin de s'assurer que les

²⁹ La *Loi sur la gestion des urgences* définit la coordination des activités de gestion des urgences entre les organismes gouvernementaux fédéraux, les provinces et les autres entités de soutien afin de maximiser la sécurité des Canadiens.

pipelines et les installations connexes sont en état de fournir continuellement un service sécuritaire, fiable et respectueux de l'environnement.

L'ONÉ collabore avec d'autres institutions du gouvernement fédéral, des organismes provinciaux et territoriaux de gestion des urgences, des premiers intervenants, de même que d'autres parties prenantes et communautés afin d'appuyer l'ensemble du système pancanadien de gestion des urgences.

L'ONÉ exige également que les compagnies pipelinières sous réglementation fédérale collaborent avec les organismes qui peuvent devoir intervenir en cas d'urgence (premiers intervenants, urbanistes, municipalités, communautés locales et groupes autochtones). Les compagnies pipelinières sont aussi tenues d'engager des discussions avec ces organismes afin de s'assurer qu'il sera possible de coordonner adéquatement une intervention d'urgence en cas d'incident.

Dans une situation d'urgence, l'ONÉ tient la compagnie responsable d'intervenir de manière appropriée et, dans ce contexte, l'ONÉ supervise, observe et évalue l'efficacité générale de l'intervention d'urgence de la compagnie, tout en participant au cadre de commandement unique ou unifié.³⁰

1.14.1 Gestion des situations d'urgence dans les communautés locales

La planification des interventions d'urgence à tous les niveaux du gouvernement et des communautés est essentielle pour garantir que l'intervention lors d'une urgence se déroule de manière organisée et sûre.

En Colombie-Britannique, la loi sur la gestion des urgences (*Emergency Program Act*³¹) et les règlements connexes définissent les responsabilités des autorités locales, des ministères provinciaux, des sociétés d'État et des communautés de Premières nations vivant dans les réserves en matière de gestion des urgences. En vertu de ces dispositions, les autorités locales sont tenues :

- de préparer des plans locaux d'intervention d'urgence qui reflètent l'évaluation du risque relatif de concrétisation d'un danger³² et de l'impact potentiel sur les personnes et les biens;
- de mettre à jour périodiquement les plans locaux d'intervention d'urgence;
- d'établir et de maintenir un programme de formation comprenant des exercices pour tout le personnel qui devra intervenir dans une intervention d'urgence.

³⁰ Régie de l'énergie du Canada, *Gestion des situations d'urgence*, à l'adresse : <https://www.cer-rec.gc.ca/sftnvrnmnt/mrgnc/index-fra.html> (dernière consultation le 25 janvier 2020).

³¹ Gouvernement de la Colombie-Britannique, *Emergency Program Act*, à l'adresse http://www.bclaws.ca/Recon/document/ID/freeside/00_96111_01 (dernière consultation le 25 janvier 2020).

³² Le cas échéant, ces dangers comprennent, sans s'y limiter, une situation d'urgence due à la présence d'un pipeline.

Les communautés locales doivent évaluer si elles sont touchées par les dangers que présentent une urgence liée à un pipeline. Elles doivent ensuite élaborer les plans d'intervention d'urgence propres aux besoins de chaque autorité ou communauté locale afin d'établir les plans d'atténuation et d'intervention en réponse à ces dangers.

En général, la majorité des plans d'intervention d'urgence locaux sont élaborés indépendamment des plans d'intervention d'urgence des compagnies de pipeline sous réglementation fédérale.

1.14.2 Conscience situationnelle dans la gestion des urgences

La conscience situationnelle peut être divisée en 3 niveaux :

- la perception des éléments dans l'environnement;
- la compréhension de leur signification;
- la projection de leur état dans le futur.³³

Pour acquérir et maintenir une conscience situationnelle précise pendant une urgence, les personnes concernées doivent percevoir les informations pertinentes du scénario d'urgence, comprendre ce que ces informations signifient et les utiliser pour choisir la bonne intervention. Cela s'applique aussi bien à l'échelle individuelle qu'à l'échelle du groupe. Pour exercer et coordonner un plan d'intervention d'urgence, tous les participants doivent avoir la même compréhension du scénario d'urgence et de ce que chaque membre du groupe doit faire, ou fera, en réponse à ce scénario.

Plusieurs facteurs peuvent avoir une incidence sur l'acquisition et le maintien d'une conscience situationnelle, notamment un manque de connaissances pour comprendre la situation d'urgence, pour choisir la bonne intervention, ou pour comprendre les responsabilités de chacun dans cette urgence.

La performance axée sur les connaissances est en grande partie consciente, se produisant à mesure qu'une personne découvre de nouvelles situations et tire des leçons de leurs résultats. Avec le temps, une personne apprend des règles qui lui permettent de composer de façon plus constante avec les situations conditionnelles (« si ... alors »). Si une personne n'acquiert pas suffisamment de connaissances et de règles, elle peut ne pas être en mesure de comprendre certains scénarios ou d'y réagir adéquatement, y compris les scénarios d'urgence.^{34,35}

De même, quand une personne exécute une tâche physique, elle apprend les actions motrices associées à cette tâche. À mesure que la personne s'exerce à la tâche, ces actions motrices se transforment en performance fondée sur les compétences. Ce processus de développement des compétences joue un rôle important quand vient le moment d'agir sous

³³ M.R. Endsley (1995b), « Toward a theory of situation awareness in dynamic systems », *Human Factors*, 37(1), p. 32 à 64.

³⁴ J. Reason. *The Human Contribution: Unsafe Acts, Accidents and Heroic Recoveries*, 2008, p. 13.

³⁵ Ibid., p. 38.

le stress d'une situation d'urgence. Dans ces situations, alors que le temps et la capacité cognitives sont limités, la personne sera capable d'exécuter la tâche automatiquement, c'est-à-dire rapidement, avec précision et sans trop réfléchir. À l'inverse, si la personne ne s'exerce pas à la tâche, l'effort cognitif nécessaire pour planifier et exécuter la nouvelle tâche pourrait dépasser les limites de temps et de capacité cognitive à sa disposition.

1.15 **Gestion des situations d'urgence de Westcoast**

Le plan de gestion des situations d'urgence de Westcoast est conçu pour appuyer une approche tous risques en matière d'intervention d'urgence et de gestion de crise. Il vise à assurer que les conséquences d'une urgence sont atténuées de façon appropriée. Le plan prévoit également des exercices de pratique et d'entraînement efficaces.

Pour gérer les interventions d'urgence, Westcoast utilise le Système de commandement des interventions. La structure de ce système est conçue pour assurer la coordination avec les autres organismes d'intervention et pour inclure ces organismes dans le poste de commandement afin de gérer une intervention coordonnée.

Le plan d'intervention d'urgence de Westcoast adopte une démarche structurée pour identifier les zones de danger lors d'une urgence (zones de planification d'urgence). Ces zones servent à identifier clairement les zones à haut risque et à réduire les dangers auxquels les intervenants sur les lieux et les membres du public pourraient être exposés.

Les zones de planification d'urgence déterminent les zones d'évacuation et tiennent compte de l'emplacement des voies d'accès, des lignes électriques, des pipelines ainsi que des risques d'incendie et d'explosion. Dans le cas présent, il n'y avait pas de résidents dans la zone de planification d'urgence, c'est-à-dire un rayon de 1 km du site de l'événement.

1.15.1 **Planification de l'intervention d'urgence de Westcoast près du lieu de l'événement**

Le plan d'intervention d'urgence de Westcoast comprend la réalisation de divers types de simulations d'urgence et peut demander la participation de partenaires d'aide mutuelle et d'organismes de réglementation. Les exercices d'intervention en cas d'urgence permettent aux intervenants de s'exercer à leur rôle et de cerner les possibilités d'améliorer la préparation aux situations d'urgence. Westcoast organise un exercice de formation sur le plan d'intervention d'urgence dans chaque région géographique au moins 1 fois par an. Tous les 3 ans, l'exercice de formation doit être un exercice à grand déploiement ou un événement réel qui comprend la mobilisation d'équipement, d'employés de Westcoast, d'entrepreneurs, de premiers intervenants locaux, d'agences et d'organismes de réglementation, et d'autres parties prenantes, selon le cas.

L'exercice le plus récent à proximité du lieu de l'événement s'est déroulé le 25 juillet 2018. Il s'agissait d'un exercice sur table au poste de compression 3, simulant une importante fuite de gaz qui prend feu dans la ville de Prince George. Le but de l'exercice était de souligner l'importance pour les employés de Westcoast de pouvoir répondre aux urgences dans les postes de compression qui ne font pas partie de leur affectation régulière. Ce type

d'activité permet aux employés de se familiariser avec l'emplacement des autres installations, les voies d'accès et le fonctionnement des vannes. Aucune agence externe, aucun organisme de réglementation ni aucune communauté n'a participé à cet exercice.

Ni les résidents de la réserve de la Première nation Lheidli T'enneh et d'autres communautés, ni les exploitants d'autres pipelines près du tronçon de gazoduc 4AL2, n'ont été invités à participer aux exercices d'intervention d'urgence organisés par Westcoast entre 2014 et 2018. Cependant, le 13 juin 2016, un représentant de Westcoast s'est rendu dans la réserve de la Première nation Lheidli T'enneh pour discuter de la planification des interventions d'urgence. Les résidents de la partie sud de la réserve de la Première nation Lheidli T'enneh, située à l'extérieur de la zone de planification d'urgence du gazoduc, ont été informés du processus d'intervention d'urgence. Les résidents de la partie nord de la réserve de la Première nation Lheidli T'enneh, située dans la zone de planification d'urgence, ont reçu des informations sur l'intervention d'urgence propre au gazoduc, et leurs coordonnées ont été recueillies.

1.16 Exigences réglementaires et surveillance

Le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'ONÉ oblige les entreprises à élaborer, mettre en œuvre et maintenir un programme de gestion qui inclut un programme de gestion de l'intégrité et un programme de gestion des urgences. Le règlement exige également que les exploitants de pipeline se conforment aux dispositions obligatoires applicables de la plus récente édition de la norme CSA Z662, ces dispositions étant intégrées au règlement par renvoi.

Même si l'ONÉ, dans ses *Notes d'orientation liées au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*, fournit quelques directives sur l'élaboration d'un programme de gestion de l'intégrité, les compagnies réglementées ont le pouvoir et la latitude nécessaires pour élaborer le contenu d'un tel programme. Les compagnies réglementées mettent au point des programmes de gestion de l'intégrité adaptés à leurs activités particulières et prennent des mesures correctives au besoin, conformément aux dispositions et critères applicables établis par la norme CSA Z662-15.

L'ONÉ attend des compagnies, dans le cadre de leur programme de gestion de l'intégrité, qu'elles identifient de manière proactive et surveillent continuellement les dangers particuliers associées à leurs pipelines et leurs installations connexes, et qu'elles mettent à jour leur programme immédiatement lorsque de nouveaux dangers sont identifiées.

Les compagnies réglementées par l'ONÉ sont tenues responsables d'assurer une exploitation sécuritaire à toutes les étapes du cycle de vie d'un pipeline.³⁶ L'ONÉ surveille en permanence l'efficacité des programmes 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

³⁶ Le cycle de vie d'un pipeline réglementé par l'ONÉ comprend la conception, la construction, l'exploitation et la cessation d'exploitation.

installations connexes sont en état de fournir continuellement un service sécuritaire, fiable et respectueux de l'environnement.

1.16.1 Audits du programme de gestion de l'intégrité de Westcoast

Le plus récent audit par l'ONÉ des activités réglementées de Westcoast a débuté en novembre 2012; le rapport final a été publié en mars 2013. Les protocoles d'audit étaient fondés sur le *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'ONÉ.

En ce qui concerne le programme de gestion de l'intégrité, le rapport d'audit faisait remarquer ce qui suit :

- Westcoast a démontré qu'elle disposait d'un programme de gestion de l'intégrité pour ses installations pipelinières.
- Le programme de gestion de l'intégrité de Westcoast prend en compte et atténue la majorité des dangers possibles pour son réseau pipelinier.
- Le programme de gestion de l'intégrité de Westcoast ne répondait pas aux attentes de l'ONÉ concernant un programme complet, solide et entièrement mis en œuvre; cependant, les lacunes constatées ne représentaient pas une défaillance totale du réseau.

Parmi les constatations de non-conformité liées au programme de gestion de l'intégrité de Westcoast, on peut citer que l'entreprise :

- n'avait pas démontré qu'elle avait élaboré ou mis en œuvre des procédures pour analyser les données sur les incidents afin de reconnaître les tendances, les enjeux systémiques et les possibilités d'amélioration;
- n'avait ni suivi ni déclaré avec précision les indicateurs de rendement clés;
- n'avait pas effectué de vérification interne de son programme de gestion de l'intégrité au moment de l'audit.

L'ONÉ a déterminé qu'aucune mesure d'application de la loi n'était nécessaire dans l'immédiat. Toutefois, Westcoast a reçu l'ordre de soumettre un plan de mesures correctives dans les 60 jours pour rectifier toutes les constatations de non-conformité relevées.

En réponse au rapport d'audit, Westcoast a élaboré, soumis à l'ONÉ et mis en œuvre un plan de mesures correctives rectifiant chacune des constatations de non-conformité. En mars 2017, l'ONÉ a informé Westcoast qu'il avait clos l'audit parce que les mesures correctives avaient été mises en œuvre.³⁷

1.17 Autres événements similaires

Depuis 2002, le BST a enquêté sur 3 autres événements où la FCC à pH quasi neutre a été identifiée comme le mode principal de défaillance.

³⁷ Note de l'Office national de l'énergie sur la fermeture du dossier relatif à l'audit et au plan de mesures correctives – Audits en vertu du Règlement sur les pipelines terrestres et du Règlement sur les usines de traitement de Westcoast Energy Inc. par l'ONÉ.

P11H0011 – Le 19 février 2011, il y a eu rupture du gazoduc 100-2 de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada), incendie et explosion près de Beardmore (Ontario). L'explosion a creusé un grand cratère et 3 fragments de conduite se sont détachés du réseau. Les fragments et les débris ont été projetés jusqu'à 100 m du lieu de la rupture. Six personnes résidant près du lieu ont été évacuées jusqu'à ce que l'incendie soit éteint. Il n'y a eu aucune blessure. Le Bureau a déterminé que la rupture de ce tronçon de la canalisation 100-2 découlait d'une FCC longitudinale en milieu à pH quasi neutre, de nature transgranulaire. La fissuration par corrosion sous contrainte dans le corps de la conduite a diminué la capacité de charge de l'acier de la conduite, de sorte que des dommages locaux permanents se sont produits dans des conditions de pression d'exploitation normale et ont entraîné la rupture, l'explosion et l'incendie.

P09H0074 – Le 12 septembre 2009, il y a eu rupture du gazoduc 100-2 de TransCanada, incendie et explosion au sud du poste de compression 107, situé près de Swastika (Ontario). L'explosion a creusé un grand cratère et 2 tronçons de conduite se sont détachés du réseau, l'un d'entre eux étant projeté à environ 150 mètres du lieu de la rupture. Il n'y a eu aucune blessure. Le Bureau a déterminé que la rupture du tronçon de la canalisation 100-2 découlait d'une FCC en milieu à pH quasi neutre, qui s'est produite le long du bord de la soudure du joint longitudinal. L'accident s'est produit lorsque des fissures dans l'acier à proximité de la soudure du joint longitudinal ont progressé pour atteindre la profondeur à laquelle des dommages locaux permanents se sont produits dans des conditions de pression d'exploitation normale, menant ainsi à la rupture et à l'explosion.

P02H0017 – Le 14 avril 2002, il y a eu rupture du gazoduc 100-3 de TransCanada et incendie à quelque 2 kilomètres du village de Brookdale (Manitoba). Il n'y a eu aucune blessure. Par mesure de précaution, une centaine de personnes ont été évacuées pour une journée dans un rayon de 5 km de la zone de l'événement, incluant le village de Brookdale. Le Bureau a déterminé que les facteurs suivants, en plus d'une contrainte de tension continue occasionnée par la pression interne d'exploitation du gazoduc, ont donné lieu à l'apparition d'une zone de fissuration par corrosion sous contrainte à pH quasi neutre, laquelle a dégénéré en rupture :

- revêtement extérieur décollé,
- fluctuations des conditions environnementales entourant la conduite,
- présence de bactéries anaérobies,
- utilisation d'une conduite en acier haute résistance vulnérable,
- présence d'hydrogène atomique, probablement généré en réaction à la protection cathodique.

1.18 Rapports de laboratoire du BST

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

- LP089/2019 – Survey Data Analysis [Analyse des données d'enquête]

- LP101/2019 – Pipeline Failure – Review of pipeline failure analysis [Défaillance de gazoduc – Revue de l’analyse du mode de défaillance du gazoduc]

2.0 ANALYSE

L'exploitation du gazoduc n'est pas considérée comme un facteur contributif de cet accident. L'analyse portera sur l'état de la conduite, l'intégrité du gazoduc, les systèmes de gestion de l'intégrité utilisés pour atténuer la fissuration par corrosion sous contrainte (FCC) et l'intervention d'urgence.

2.1 L'accident

Alors qu'il fonctionnait à des pressions normales d'exploitation, le tronçon de conduite 4AL2 de Westcoast (le tronçon 4AL2) s'est rompu, ce qui a entraîné une explosion et un incendie.

La rupture avait pris naissance au niveau de fissures de corrosion sous contrainte sur la surface externe de la conduite, et ces fissures étaient caractéristiques d'une FCC à pH quasi neutre. Les fissures se sont propagées avec le temps et elles ont fini par se fusionner, ce qui a réduit la capacité de charge de l'acier du pipeline aux pressions normales d'exploitation.

La FCC à pH quasi neutre sur les pipelines résulte de la combinaison d'un matériau métallique vulnérable, d'une contrainte de traction appliquée ou résiduelle et d'un milieu propice. Ce mécanisme s'amorce sur la surface externe des conduites vulnérables et peut se développer en profondeur et en longueur (de manière circonférentielle ou longitudinale).

Quand le gazoduc de diamètre nominal de conduite (NPS) 36 L2 de Westcoast (le gazoduc) a été construit en 1972, on avait appliqué à sa surface externe un revêtement de ruban de polyéthylène. Par mesure de protection supplémentaire contre la corrosion, le gazoduc était doté d'un système de protection cathodique par courant imposé. En réponse au décollement du revêtement, le système de protection cathodique protège le gazoduc contre la corrosion, pourvu que le courant de protection cathodique atteigne la surface de la conduite. Le revêtement de ruban de polyéthylène a tendance à se détacher de la conduite au fil du temps en raison de la formation de tentes entre le revêtement de ruban et la soudure longitudinale, ou aux endroits où les couches de ruban se chevauchent. Quand ce type de revêtement se décolle, il empêche le courant de protection cathodique d'atteindre la surface de la conduite.

Avec le temps, le revêtement de ruban sur le tronçon 4AL2 avait commencé à se détacher de la surface de la conduite. Bien qu'aucune eau libre n'ait été observée dans le cratère, de petits cours d'eau à proximité de l'emprise du gazoduc ont créé un environnement humide dans le sol. Le revêtement décollé a permis à l'humidité présente dans le sol d'entrer en contact avec la conduite, l'empêchant ainsi de profiter des effets bénéfiques de la protection cathodique, ce qui a créé un milieu propice à la formation de FCC. Une fois amorcée, la FCC a continué de se propager, favorisée par la pression interne associée à l'exploitation normale du gazoduc. La FCC a graduellement réduit la capacité de charge de l'acier du gazoduc.

2.2 Programme de gestion de l'intégrité du gazoduc

L'objectif général d'un programme de gestion de l'intégrité des pipelines est de veiller à ce que les dangers et les menaces affectant l'exploitation sûre d'un pipeline soient efficacement identifiés et atténués afin de garantir l'aptitude du réseau de canalisations à assurer un service continu.

Le programme de gestion de l'intégrité de Westcoast en vigueur au moment de l'événement reconnaissait la FCC à pH quasi-neutre comme une menace à l'intégrité pour le tronçon 4AL2; par conséquent, Westcoast avait élaboré et mis en œuvre un plan de gestion des menaces de FCC. Le plan appliquait des techniques d'évaluation des risques pour gérer la FCC sur le réseau de canalisations de Westcoast et pour déterminer le type d'inspection, la fréquence des inspections et les éventuels remplacements, réparations ou mises à niveau des conduites nécessaires dans les scénarios à haut risque.

2.2.1 Plan de Westcoast pour la gestion de menaces de FCC

Le plan de Westcoast pour la gestion des menaces de FCC identifie, pour chaque tronçon de gazoduc, la vulnérabilité à la FCC, la gravité des fissures et la méthodologie d'atténuation (y compris le suivi de l'état). Dans le cadre de ce plan, l'évaluation des risques se fonde sur de nombreux facteurs, notamment les données recueillies lors des précédentes évaluations de la FCC. Ces données proviennent d'inspections internes de la FCC effectuées au moyen d'un transducteur électromagnétique-acoustique (EMAT), ainsi que d'inspections par contrôle magnétoscopique de la surface extérieure de la conduite effectuées sur le terrain chaque fois que la canalisation est exposée.

En 2017, le plan de Westcoast pour la gestion des menaces de FCC reconnaissait la FCC à pH quasi-neutre comme une menace pour le tronçon 4AL2. La méthodologie d'évaluation se fondait sur des données basées seulement sur les fissures décelées au cours de l'inspection interne par EMAT antérieure, sans tenir compte du potentiel de fissures en dessous du seuil de détection de l'outil. Étant donné que l'intervalle d'inspection avait été fixé à 9 ans, sur la base seule des fissures détectées lors de la précédente inspection par EMAT, les fissures de corrosion sous contrainte en deçà des limites de détection de l'outil EMAT ont continué de se propager avec le temps jusqu'à ce que la défaillance se produise.

Même si le plan de gestion des menaces de FCC de Westcoast reconnaissait la vulnérabilité du gazoduc à la FCC à pH quasi neutre, l'étendue de la fissuration existante sur le tronçon de conduite en cause n'a pas été déterminée.

2.2.2 Intervalle d'inspection interne

L'efficacité d'un programme d'inspection interne repose sur de nombreux facteurs, dont la collecte et l'analyse de données, l'identification des défauts et le choix d'un intervalle d'inspection.

Westcoast utilise une méthode déterministe pour fixer les intervalles d'inspection interne afin de satisfaire aux exigences en matière d'inspection et de suivi de la FCC à pH quasi neutre. Au moment de l'événement, le modèle utilisé pour calculer le taux de propagation

des fissures était basé principalement sur les résultats des inspections précédentes. Il ne tenait pas compte de la fissuration par corrosion sous contrainte en deçà du seuil de détection de l'outil d'inspection interne, ni de la possibilité de croissance de la taille des fissures par fusionnement.

La raison d'être d'un programme d'intégrité est de permettre aux inspections de détecter tout défaut avant qu'il n'atteigne une taille susceptible d'entraîner une défaillance du service. Il peut être difficile de prédire le moment où il y aura défaillance du revêtement, suivie de l'apparition et du fusionnement de fissures dues à l'environnement. Les données de l'industrie montrent que les taux de propagation des fissures peuvent augmenter avec le temps. Par conséquent, plus la période entre les inspections internes est longue, plus il faut faire preuve de prudence avant de supposer, aux fins de calcul du taux de propagation des fissures, que le revêtement reste en bon état.

Les données d'inspection du tronçon de conduite 4AL2 n'avaient identifié que très peu de fissures au-dessus du seuil de détection de l'outil d'inspection interne, ce qui indiquait une faible activité de FCC pour ce tronçon. Westcoast avait calculé les taux de propagation des fissures pour le tronçon 4AL2 en se basant sur les données recueillies lors d'inspections internes par EMAT effectuées en 2003 et 2008, dont les résultats indiquaient une très faible activité de FCC. À la suite de l'analyse des données recueillies, le calcul de l'intervalle d'inspection interne a été effectué, en utilisant comme paramètre une pression d'hydrotest de 125 % de la pression maximale d'exploitation. L'intervalle ainsi calculé était d'environ 12 ans, mais comme cet intervalle était supérieur à l'intervalle maximal autorisé de 9 ans, la prochaine inspection avait été fixée à 2017.

La précision du modèle de taux de propagation des fissures dépend de la précision des paramètres d'entrée, y compris la taille initiale des fissures. Si l'un de ces paramètres est sous-estimé, les taux de propagation réels des fissures dépasseront les valeurs prévues. Puisque la période entre les inspections internes sur le tronçon 4AL2 avait été prolongée à 10 ans, le degré d'incertitude dans le calcul du taux de propagation d'un défaut potentiel a augmenté au fil du temps. Cependant, le modèle du taux de propagation ne reflétait pas suffisamment les incertitudes dans les valeurs mesurées, et il ne tenait pas suffisamment compte de l'augmentation de la taille des fissures par fusionnement. Par conséquent, le taux de propagation prévu utilisé dans le modèle était inférieur au taux de propagation réel.

Si l'intervalle pour la prochaine inspection interne d'un pipeline ne tient pas suffisamment compte des incertitudes liées au taux prévu de propagation des fissures, les fissures qui étaient inférieures au seuil de détection lors de l'inspection précédente peuvent atteindre une taille critique avant la prochaine inspection, ce qui augmente le risque de défaillance en service.

2.2.3 Processus de report d'inspection interne

Le programme de gestion de l'intégrité de Westcoast renferme un processus permettant de reporter de 1 an une inspection interne de la FCC. Selon le processus de report, décrit dans les pratiques d'exploitation normalisées de la société pour les dérogations et les évaluations

techniques, il faut présenter une demande officielle de report, effectuer une évaluation technique, et faire revoir la demande par le directeur ou le gestionnaire concerné aux fins d'approbation. Ce processus était bien établi à Westcoast et avait été correctement utilisé à d'autres occasions.

Westcoast avait fixé à 2017 la prochaine inspection interne par EMAT du gazoduc NPS 36 L2. En 2016, environ 1 an avant l'inspection prévue, une demande de report de 1 an a été notée dans l'outil de suivi des inspections de Westcoast. Un report de 1 an portait l'intervalle d'inspection interne à 10 ans, ce qui restait en deçà de l'intervalle de 12 ans calculé selon le modèle de taux de propagation des fissures (lui-même fondé sur une pression d'hydrotest de 125 % de la pression maximale d'exploitation).

Cependant, aucun document ne corroborait qu'il y avait eu proposition de dérogation, justification ou évaluation technique, ni que la demande de report avait été approuvée, et ce malgré le fait que les pratiques d'exploitation normalisées de Westcoast exigeaient qu'ils soient documentés. Malgré l'absence d'un formulaire de dérogation dûment rempli, l'inspection interne par EMAT de la FCC sur le tronçon 4AL2, qui était prévue pour 2017, a été reportée à l'automne 2018, et en conséquence les fissures existantes sur la conduite n'ont pas été détectées avant la défaillance.

2.3 Intervention d'urgence et évacuation

L'événement s'est produit sur des terres boisées à topographie vallonnée dans une région éloignée à environ 13 km au nord-est de Prince George, en Colombie-Britannique. Entre 500 et 600 m séparent la propriété privée la plus proche du lieu de l'événement.

Les mesures d'intervention prises par Westcoast à la suite de l'événement consistaient à fermer et isoler les gazoducs en cause, installer des barrages routiers pour la protection du public, et communiquer avec les parties prenantes pour les informer de la situation. Les premiers intervenants ont été dépêchés sur les lieux, et les risques de feux de forêt ont été évalués. L'incendie s'est éteint de lui-même une fois le gazoduc isolé et le gaz qu'il contenait libéré.

Au départ, Westcoast avait établi une zone de planification d'urgence dans un rayon de 1 km du lieu de l'accident, mais il s'est avéré n'y avoir aucun résident dans cette zone. Cependant, dans l'intervalle entre la rupture du pipeline et la notification officielle par Westcoast, plusieurs communautés locales ont pris la précaution d'évacuer de leur propre chef.

Les activités d'intervention d'urgence ont permis d'atténuer les conséquences de l'événement.

2.4 Gestion des situations d'urgence

Le plan de gestion des situations d'urgence de Westcoast aborde diverses situations d'intervention d'urgence pour son réseau de canalisations.

Les procédures de la compagnie traitent des zones d'évacuation et tiennent compte de l'emplacement des voies d'accès, des autres modes de transport, des lignes électriques, des autres pipelines et des dangers d'incendie et d'explosion.

Les communautés sont également tenues d'avoir un plan d'urgence qui couvre tous les types de dangers potentiels. Les dangers qui pourraient être présents au sein d'une communauté, comme ceux liés à la présence d'un pipeline, nécessitent un plan d'intervention d'urgence. Afin de produire un plan réaliste qu'il est possible de mettre en œuvre avec succès, les communautés doivent comprendre l'éventuelle situation d'urgence et les mesures qu'il convient de prendre dans une telle situation.

Westcoast avait fourni à la Première nation Lheidli T'enneh, située sur la rive nord du fleuve, des renseignements généraux sur l'intervention d'urgence en cas d'incident lié au pipeline, afin que la communauté puisse élaborer et mettre en œuvre un plan d'intervention d'urgence approprié.

Au cours de l'événement, les résidents de la réserve de la Première nation Lheidli T'enneh sur la rive nord du fleuve ont évacué de leur propre chef, en empruntant la seule route menant à la communauté. Cette route traverse l'emprise du pipeline à environ 2,5 km du lieu de l'événement. La sécurité des résidents n'a pas été mise en danger lors de l'évacuation.

Les compagnies de pipeline sous réglementation fédérale sont tenues de mener des exercices pratiques d'intervention d'urgence à grand déploiement tous les 3 ans. Pour les parties qui pourraient être touchées par une situation d'urgence liée à un pipeline, les plans d'évacuation mis en pratique lors d'exercices périodiques d'intervention d'urgence sont une occasion d'acquérir les connaissances, les compétences et la confiance dont elles ont besoin pour gérer efficacement une évacuation. Les plans d'évacuation sont également utiles pour identifier les éventuelles contraintes de l'intervention d'urgence, par exemple les routes d'évacuation des communautés susceptibles d'être touchées par une situation d'urgence liée à un pipeline.

Westcoast avait effectué des exercices d'intervention d'urgence périodiques auxquels avaient participé des agences gouvernementales, des partenaires d'aide mutuelle, des employés de la compagnie et des intervenants d'urgence locaux. Cependant, ni les communautés locales, incluant la réserve de la Première nation Lheidli T'enneh, ni les exploitants d'autres pipelines près du tronçon de gazoduc 4AL2 n'avaient été invités à participer aux exercices d'intervention d'urgence au cours des 4 années précédant l'événement.

De nombreuses petites communautés locales, dont la Première nation Lheidli T'enneh, comptent sur des partenaires d'aide mutuelle et sur les premiers intervenants de communautés plus importantes en cas d'urgence. Toutefois, lorsque toutes les parties qui pourraient être touchées par une situation d'urgence ne participent pas à des exercices périodiques d'intervention d'urgence, certaines d'entre elles pourraient ne pas être au

courant des mesures qu'elles doivent prendre lors d'une urgence et d'une évacuation réelles liées à un pipeline.

Si des exercices d'intervention d'urgence ne sont pas menés périodiquement avec toutes les parties susceptibles d'être touchées par une situation d'urgence, les lacunes des plans d'intervention d'urgence à l'intention des intervenants et des communautés locales pourraient passer inaperçues, augmentant le risque que toutes les parties ne soient pas suffisamment préparées pour répondre à une urgence liée à un pipeline.

3.0 FAITS ÉTABLIS

3.1 Faits établis quant aux causes et aux facteurs contributifs

These items could enhance safety, resolve an issue of controversy, or provide a data point for future safety studies.

1. Alors qu'il fonctionnait à des pressions normales d'exploitation, le tronçon de conduite 4AL2 de Westcoast (le tronçon 4AL2) s'est rompu, ce qui a entraîné une explosion et un incendie.
2. La rupture avait pris naissance au niveau de fissures de corrosion sous contrainte sur la surface externe de la conduite, et ces fissures étaient caractéristiques d'une fissuration par corrosion sous contrainte (FCC) à pH quasi neutre.
3. Les fissures se sont propagées avec le temps et elles ont fini par se fusionner, ce qui a réduit la capacité de charge de l'acier du pipeline aux pressions normales d'exploitation.
4. Avec le temps, le revêtement de ruban sur le tronçon 4AL2 avait commencé à se détacher de la surface de la conduite.
5. Le revêtement détaché a permis à l'humidité présente dans le sol d'entrer en contact avec la conduite, l'empêchant ainsi de profiter des effets bénéfiques de la protection cathodique, ce qui a créé un milieu propice à la formation de fissuration par corrosion sous contrainte.
6. Même si le plan de gestion des menaces de fissuration par corrosion sous contrainte de Westcoast reconnaissait la vulnérabilité du gazoduc à la FCC à pH quasi neutre, l'étendue de la fissuration existante sur le tronçon de conduite en cause n'a pas été déterminée.
7. Le modèle du taux de propagation ne reflétait pas suffisamment les incertitudes dans les valeurs mesurées, et il ne tenait pas suffisamment compte de l'augmentation de la taille des fissures par fusionnement. Par conséquent, le taux de propagation prévu utilisé dans le modèle était inférieur au taux de propagation réel.
8. L'inspection interne par transducteur électro-magnétique (EMAT) de la fissuration par corrosion sous contrainte sur le tronçon 4AL2, qui était prévue pour 2017, a été reportée à l'automne 2018, et en conséquence les fissures existantes sur la conduite n'ont pas été détectées avant la défaillance.

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 l'intervalle pour la prochaine inspection interne d'un pipeline ne tient pas suffisamment compte des incertitudes liées au taux prévu de propagation des fissures, les fissures qui étaient inférieures au seuil de détection lors de l'inspection précédente peuvent atteindre une taille critique avant la prochaine inspection, ce qui augmente le risque de défaillance en service.
2. Si des exercices d'intervention d'urgence ne sont pas menés périodiquement avec toutes les parties susceptibles d'être touchées par une situation d'urgence, les lacunes des plans d'intervention d'urgence à l'intention des intervenants et des communautés locales pourraient passer inaperçues, augmentant le risque que toutes les parties ne soient pas suffisamment préparées pour répondre à une urgence liée à un pipeline.

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. Aucun document ne corroborait qu'il y avait eu proposition de dérogation, justification ou évaluation technique ni que la demande de report avait été approuvée, et ce malgré le fait que les pratiques d'exploitation normalisées de Westcoast exigeaient qu'ils soient documentés.
2. Les activités d'intervention d'urgence ont permis d'atténuer les conséquences de l'événement.

4.0 MESURES DE SÉCURITÉ

4.1 Mesures de sécurité prises

4.1.1 Bureau de la sécurité des transports du Canada

Le 26 juin 2019, le BST a envoyé l'avis de sécurité du transport pipelinier 02/19 à Enbridge Inc. (Enbridge) concernant la gestion de la fissuration par corrosion sous contrainte (FCC) sur les pipelines vulnérables. Le BST a indiqué que, d'après les dossiers d'Enbridge, environ 500 km de conduites sont recouvertes de ruban de polyéthylène dans la canalisation NPS 36 L2 du réseau de transport sud (T-South) de Westcoast. Le BST a suggéré que, compte tenu de la présence de conduites vulnérables à la FCC, il serait souhaitable que Westcoast examine ses pratiques de gestion de la FCC, notamment les intervalles d'inspection interne, afin de s'assurer d'atténuer les risques associés aux conduites recouvertes de ruban de polyéthylène.

4.1.2 Westcoast Energy Inc.

Westcoast a entamé une évaluation technique des gazoducs NPS 36 L2 et NPS 30 L1, tronçon par tronçon, entre le poste de compression 2 et le poste de compression 9, afin d'en garantir la sécurité. L'évaluation technique du tronçon 4AL2 indique que, dans le cadre des activités de découpage et de réparation, une section de 75,81 m du gazoduc a été remplacée en 2018 entre les bornes kilométriques 29,80 et 29,87. La conduite de remplacement est en acier X70 (nuance 483), son diamètre nominal de conduite (NPS) est de 36 po (914 mm) et l'épaisseur de la paroi est de 13,1 mm.

En date de janvier 2020, en s'appuyant sur les résultats de ces évaluations, l'Office national de l'énergie (ONÉ) avait levé les restrictions de pression d'exploitation sur les 12 tronçons du gazoduc NPS 36 L2.

Le 11 juillet 2019, en réponse à l'avis de sécurité du transport pipelinier 02/19, Westcoast a informé le BST qu'elle avait terminé en janvier 2019 un examen des pratiques de gestion de la corrosion sous contrainte que la compagnie utilise sur son réseau de canalisations dans le sud de la Colombie-Britannique pour le transport de gaz naturel, et qu'elle avait apporté plusieurs améliorations à son programme de gestion de la FCC, notamment des changements à la méthode utilisée pour déterminer les intervalles de ré-inspection interne par transducteur électro-magnétique (EMAT). Par exemple :

- Les taux de propagation de la FCC ont été ajustés pour tous les tronçons du réseau T-South afin de les aligner sur l'expérience de l'industrie pour les pipelines de la même époque qui utilisent ce type de recouvrement, et afin de tenir compte de la possibilité de fusionnement des fissures.
- À la suite d'une analyse du temps avant défaillance fondée sur un défaut résiduel hypothétique, la taille des défauts résiduels a été ajustée en appliquant un facteur de sécurité de 2. Cette mesure garantit que les défauts qui prennent de l'ampleur entre

les intervalles de ré-inspection jusqu'à dépasser le seuil de détection seront identifiés lors de la prochaine inspection, avant qu'ils n'atteignent une taille critique.

- L'intervalle maximal de ré-inspection interne par EMAT pour tous les tronçons du gazoduc L2 a été fixé à 6 ans.

En outre, Westcoast a adopté une approche plus prudente pour donner suite aux données d'inspection du gazoduc qui pourraient révéler des endroits exigeant une surveillance plus étroite ou des réparations plus rapides. Parmi ces changements, notons :

- des améliorations au processus d'inspection interne lui-même ainsi qu'aux procédés utilisés pour vérifier et valider le rendement de l'outil, afin de s'harmoniser avec la norme API 1163 de l'American Petroleum Institute;
- des améliorations à la façon dont les anomalies constatées lors d'inspections internes sont traitées.

Outre les changements apportés aux pratiques de gestion de la FCC et aux inspections internes, Westcoast a également mené un programme d'inspection interne des gazoducs de 30 et de 36 pouces de son réseau T-South pour le transport de gaz naturel. Le programme a été achevé le 9 juillet 2019.

Westcoast a également mis en œuvre d'autres améliorations à ses programmes, y compris aux volets de travail qui portent sur le programme de gestion de l'intégrité. Ces volets ont été revus et redéfinis afin d'assurer que les décisions cruciales et les méthodes de travail font l'objet d'une évaluation explicite et d'une approbation indépendante. En ce qui concerne le volet de travail qui porte spécialement sur la documentation technique justificative de tout report d'inspection interne, la mesure de rendement stipule désormais que les reports doivent faire l'objet d'une évaluation et d'une approbation officielles et indépendantes ainsi que d'un suivi afin d'assurer que le processus est respecté.

Des améliorations ont aussi été apportées au programme d'intervention d'urgence afin de clarifier les attentes concernant la participation aux exercices d'intervention d'urgence des intervenants pouvant être touchés, ainsi que d'effectuer un suivi, lors de futurs exercices à grand déploiement, des intervenants pouvant être touchés qui ont été invités et de ceux qui ont participé.

4.1.3 Office national de l'énergie

Le 10 octobre 2018, l'ONÉ a publié un ordre d'inspecteur³⁸ autorisant Westcoast à remettre en service le gazoduc NPS 30 L1 le 11 octobre 2018, mais à une pression d'exploitation restreinte à 80 % de la pression la plus élevée enregistrée pour le tronçon au cours des 60 jours précédant l'incident. Le 23 octobre 2018, l'ONÉ a apporté certains changements et ajouté des mesures supplémentaires, y compris l'autorisation d'exploiter le gazoduc NPS 36 L2 (du poste de compression 2 au poste de comptage Huntingdon) à une pression

³⁸ Office national de l'énergie, Ordre NB-001-2018 (10 octobre 2018).

d'exploitation restreinte à 80 % de la pression la plus élevée enregistrée pour le tronçon au cours des 60 jours précédant l'incident. Le 16 novembre 2018, l'ONÉ a publié l'ordre NB-001-2018 (modification n° 2) permettant à Westcoast d'accroître la pression d'exploitation restreinte du gazoduc NPS 36 L2 de 80 % à 85 % et de modifier son calendrier de mise en œuvre du système de protection contre la surpression. La plus récente modification à l'ordre d'inspecteur, en date du 24 décembre 2018, permettait une pression d'exploitation restreinte à 88 % entre le poste de compression 2 et le poste de comptage Huntingdon.

Afin de lever ces restrictions, Westcoast devait soumettre des évaluations techniques pour examen afin que l'ONÉ puis s'assurer que les tronçons pertinents du gazoduc NPS 36 L2 pouvaient être exploités sans danger. L'ONÉ a également revu et approuvé une évaluation technique à l'appui d'une demande de lever les restrictions de pression pour le tronçon 4AL1 du gazoduc NPS 30 L1. Une fois la preuve établie que les tronçons de conduite pertinents pouvaient être exploités en toute sécurité à leur pression maximale d'exploitation respective, l'ONÉ a publié un avis d'activités à reprendre ou satisfaites. En outre, l'ONÉ a effectué des inspections sur le terrain³⁹ afin de vérifier que les exigences réglementaires étaient respectées et il a tenu des réunions techniques avec Westcoast pour évaluer la fiabilité de l'outil de détection des fissures et exécuter des processus de validation. Par ailleurs, les pratiques de gestion de l'intégrité de Westcoast ont été examinées pour vérifier qu'elles répondaient aux exigences réglementaires.

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 5 février 2020. Le rapport a été officiellement publié le 4 mars 2020.

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.

³⁹ Il s'agissait notamment de l'inspection d'excavations relatives à l'intégrité, d'essais métallurgiques et d'activités liées à l'environnement et aux essais hydrostatiques.