



**Administrative Monetary Penalty  
Sanction administrative pécuniaire**

**Notice of Violation  
Avis d'infraction**

**REFERENCE NUMBER / N° DE RÉFÉRENCE:**

AMP-002-2020

**Information for Pipeline Company/Third Party/Individuals**

**Information pour la société pipelinière / une tierce partie / un particulier:**

<b>Name / Nom:</b>	Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission	<b>TOTAL PENALTY AMOUNT / MONTANT TOTAL DES PÉNALITES:</b>	<b>\$</b> 40,000
<b>Contact / Contactez:</b>	Bill Yardley	<b>Date of Notice / Date de l'avis:</b>	17 septembre 2020
<b>Title / Titre:</b>	Vice-président directeur et président, Transport du gaz et secteur intermédiaire	<b>Regulatory Instrument # / N° de l'instrument réglementaire:</b>	GC-32, dans sa version modifiée
<b>Address / Adresse:</b>	5400 Westheimer Court		
<b>City / Ville:</b>	Houston		
<b>Province / State / Etat:</b>	Texas 77056 ÉTATS- UNIS		
<b>Telephone / Téléphone:</b>			
<b>Email / Courriel:</b>			

**On / Le** 9 octobre 2018 (date violation was detected / date infraction avait été constatée)

**Westcoast Energy Inc.**

Was observed to be in violation of a CER regulatory requirement. This violation is subject to an administrative monetary penalty, as outlined below.

A commis une infraction aux exigences réglementaire de la RCE, sujet à la sanction administrative pécuniaire ci-dessous.

**Section One – Violation Details / Renseignements sur l'infraction**

<input checked="" type="checkbox"/> <b>Single-day violation / Infraction d'un jour</b>	<b>Date of Violation / Date d'infraction:</b> 9 octobre 2018
<input type="checkbox"/> <b>Multi-day Violation/ Infraction multi-journée:</b>	(from / du): (to / au):
<b>Total Number of Days / Nombre total de jours:</b> 1	<b>Has compliance been achieved? La situation est-elle rétablie?</b> <input checked="" type="checkbox"/> Yes / Oui <input type="checkbox"/> No / Non
	If no, a subsequent NOV may be issued. Si non, un autre avis d'infraction pourrait être envoyé
<b>Location of Violation / Lieu de l'infraction:</b>	Environ 13 km au nord-est de Prince George, en Colombie-Britannique
<b>Short Form Description of Violation / Description abrégée de l'infraction</b> (Refer to Schedule 1 of the AMP Regulations / Voir l'annexe 1 du Règlement)	
<b>Act or Regulation/Section:</b> ss. 4(2) du Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres	
<input type="checkbox"/> Contravention of an Order or decision made under the Act (ss. 2(2) of the AMP Regulations) / Dérégulation à une ordonnance ou à une décision rendue sous le régime de la Loi (paragraphe 2(2))	

de Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires)

- Failure to comply with a term or condition of any certificate, licence, permit, leave or exemption granted under the Act (ss. 2(3) of the AMP Regulations) / Manquement à une condition d'un certificat, d'une licence, d'un permis, d'une autorisation ou d'une exemption accordé sous le régime de la Loi (paragraphe 2(3) du Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires)

## Section Two – Relevant Facts / Faits saillants

*Briefly describe reasonable grounds to believe a violation has occurred / Décrire brièvement les motifs raisonnables de croire qu'une infraction a été commise.*

Westcoast Energy Inc. (« Westcoast »), qui est exploitée sous la dénomination sociale Spectra Energy Transmission et qui est devenue une filiale en propriété exclusive d'Enbridge Inc. (« Enbridge ») après sa fusion avec celle-ci en février 2017, détient et exploite un gazoduc d'un diamètre de 36 po ou 914,4 mm (« NPS 36 L2 ») en vertu du certificat d'utilité publique GC-32, dans sa version modifiée. Elle détient et exploite aussi un gazoduc de 30 po ou 762 mm (« NPS 30 L1 ») en vertu de l'ordonnance 86329 de la Commission des transports du Canada, lequel partage en grande partie l'emprise du gazoduc NPS 36 L2. De plus, ces deux gazoducs partagent l'emprise de l'oléoduc de 12 po ou 305 mm de Pembina Pipeline Corporation (« Pembina »), qui est réglementé par la BC Oil & Gas Commission.

Le 9 octobre 2018 est survenue une rupture suivie d'un incendie et d'une explosion (« incident ») sur le gazoduc NPS 36 L2 de Westcoast, à environ 13 km au nord-est de Prince George, en Colombie-Britannique (INC2018-142), et plus précisément sur le tronçon 4AL2, situé entre les stations de compression 4A (en amont de l'incident) et 4B (en aval de l'incident). À la suite de la rupture, le gaz contenu dans un petit tronçon parallèle du gazoduc NPS 30 L1 a été évacué durant une purge sous pression contrôlée. Ainsi, le gazoduc NPS 36 L2 et le tronçon adjacent du gazoduc NPS 30 L1, entre les stations de compression 4A et 4B, ont été dépressurisés. Pour assurer la sécurité immédiate, l'ordre d'inspecteur NB-001-2018, dans sa version modifiée, a été délivré à Westcoast le 10 octobre 2018 afin de limiter la pression d'exploitation du gazoduc NPS 36 L2, de la station 2 à la station de comptage de Huntingdon, et celle du tronçon 4AL1 du gazoduc NPS 30 L1, entre les stations de compression 4A et 4B. L'exploitation des deux gazoducs était de retour à la normale en novembre 2019.

Le gazoduc NPS 36 L2, mis en service dans les années 1960, avait une pression maximale d'exploitation de 6 453 kPa, approuvée par l'Office national de l'énergie. Au moment de l'incident, la pression d'exploitation à la vanne de refoulement de la station de compression 4A et à la vanne d'aspiration de la station de compression 4B était de 6 357 kPa (922 lb/po<sup>2</sup>) et de 5 660 kPa (821 lb/po<sup>2</sup>), respectivement.

Le Bureau de la sécurité des transports (« BST ») a fait enquête sur la rupture et a publié son rapport le 4 mars 2020, lequel identifie la fissuration par corrosion sous contrainte de la surface extérieure du gazoduc NPS 36 L2 comme étant la cause.

À la suite de la rupture, l'Office a mené des activités de surveillance réglementaires et une enquête liée à l'application de la loi, durant lesquelles il a déterminé que Westcoast n'avait pas appliqué correctement les mesures relatives à l'inspection et à la fissuration par corrosion sous contrainte de son programme de gestion de l'intégrité, qui lui auraient permis de détecter la défectuosité et d'éviter la rupture.

Ainsi, il a été déterminé que Westcoast a enfreint le paragraphe 4(2) du *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, qui prévoit ce qui suit :

« Il est entendu que la compagnie doit veiller à ce que le pipeline soit conçu, construit et exploité, ou que son exploitation cesse, selon la conception, les exigences techniques, les programmes, les

manuels, les procédures, les mesures et les plans établis et appliqués par elle conformément au présent règlement. »

\* Le 28 août 2019, la *Loi sur l'Office national de l'énergie* a été abrogée et remplacée par la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, et l'Office national de l'énergie est devenu la Régie de l'énergie du Canada.

\*\* Le 1<sup>er</sup> avril 2020, des modifications mineures ont été apportées au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* dans le cadre du programme correctif, notamment le remplacement du titre par *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*.

## Contexte

L'incident du 9 octobre 2018 s'est produit dans un endroit relativement éloigné, et bien qu'il n'y ait pas eu de blessés, les résidents à proximité, notamment la Première Nation Lheidli T'enneh, ont été évacués par mesure de précaution. L'incident a toutefois causé des dommages à l'environnement, c'est-à-dire à la végétation (forêt et herbe) des terres publiques provinciales tout autour du lieu de l'incident. De plus, une partie de l'oléoduc adjacent détenu et exploité par Pembina a été endommagée et a dû être remplacée.

L'incendie causé par la rupture a touché une superficie d'environ 52 000 m<sup>2</sup>. Environ 3,98 millions de mètres cubes de gaz naturel du gazoduc NPS 36 L2 se sont enflammés, et 0,85 million de mètres cubes a été évacué d'un tronçon parallèle du gazoduc NPS 30 L1 durant une purge sous pression contrôlée. L'explosion a aussi formé un cratère d'environ 10 m de largeur sur 30 m de longueur. L'oléoduc de Pembina ne transportait aucun pétrole au moment de la rupture.

À la suite de l'incident, l'Office a activé son centre des opérations d'urgence à Calgary, en Alberta, et envoyé du personnel sur les lieux. Pour assurer la sécurité immédiate, l'ordre d'inspecteur NB 001-2018, dans sa version modifiée, a été délivré à Westcoast le 10 octobre 2018 afin de limiter la pression d'exploitation du gazoduc NPS 36 L2, de la station 2 à la station de comptage de Huntingdon, et celle du tronçon 4AL1 du gazoduc NPS 30 L1 adjacent. Le 23 octobre 2018, l'ordre d'inspecteur initial a été modifié pour étendre la restriction de pression à l'entièreté du gazoduc NPS 36 L2. Le 30 novembre 2018, l'Office a délivré un avis d'application des mesures autorisant la remise en service du tronçon 4AL1. Le 28 novembre 2019, toutes les mesures précisées dans l'ordre d'inspecteur NB-011-2018, dans sa version modifiée, ayant été prises, le gazoduc NPS 36 L2 a pu retrouver sa pression maximale d'exploitation.

Pour obtenir de l'information supplémentaire de Westcoast concernant la cause de l'incident et les mesures correctives prises, l'Office/la Régie lui a envoyé des demandes de renseignements le 19 novembre 2018 (demande de renseignements n° 1), le 24 juillet 2019 (demande de renseignements n° 2), le 29 octobre 2019 (demande de renseignements n° 3) et le 12 juin 2020 (suite de la demande de renseignements n° 3). Westcoast a transmis ses réponses à l'Office/la Régie les 17 et 21 décembre 2018, le 23 août 2019, le 30 octobre 2019 et le 19 juin 2020, respectivement.

## Fréquence des inspections internes

Le 21 décembre 2018, dans sa réponse à la demande de renseignements n° 1, parties C et D, Westcoast a fourni le tableau 19-5 indiquant que l'inspection interne des tronçons du gazoduc NPS 36 L2 pour relever toute fissuration par corrosion sous contrainte devait avoir lieu à un intervalle de 5 à 9 ans. Le 23 août 2019, dans sa réponse à la demande de renseignements n° 2, Westcoast a fourni sa feuille de suivi des inspections internes pour le tronçon 4AL2, intitulée « Attachment1-1 ILI Inspection Tracker 4AL2 ». Cette feuille de suivi des inspections indiquait que l'intervalle proposé d'inspection interne du tronçon 4AL2 était de 9 ans maximum : « Intervalle d'inspection interne proposé (maximum 9 ans) » et « Fréquence calculée d'inspection » de 9 ans.

De plus, le 30 octobre 2019, Westcoast a remis à la Régie son plan de gestion des menaces de fissuration par corrosion sous contrainte (daté du 30 octobre 2017). Comme elle l'a indiqué dans sa réponse n° 2 aux demandes de renseignements, la société effectue ses inspections internes avec

une technologie de transducteur électromagnétique-acoustique (comme bon nombre d'exploitants gaziers), et l'intervalle d'inspection de son plan dépend principalement de la taille de la fissuration observée à l'excavation. Le taux de propagation utilisé pour déterminer la fréquence d'inspection du tronçon 4AL2 a été calculé selon les résultats de la fouille qui a eu lieu durant l'inspection par transducteur électromagnétique-acoustique de 2003. La société a appliqué un coefficient de sécurité, et c'est ainsi qu'elle a établi l'intervalle maximal de 9 ans.

Le 19 juin 2020, dans sa réponse au suivi de la demande de renseignements n° 3, Westcoast a confirmé que l'intervalle d'inspection interne de 5 à 9 ans figurant au tableau 19-5 de sa réponse à la demande de renseignements n° 1 était un résumé des résultats calculés avec la méthode décrite dans son plan de gestion des menaces de fissuration par corrosion sous contrainte. Plus précisément, elle a affirmé que « le plan de gestion des menaces de fissuration par corrosion sous contrainte indique qu'un intervalle d'inspection maximal de 10 ans est requis entre chaque inspection réussie par transducteur électromagnétique-acoustique, et donc l'intervalle de 5 à 9 ans peut être prolongé d'une année ». Ainsi, l'inspection interne du tronçon 4AL2 était requise tous les 5 à 9 ans, mais l'intervalle d'inspection par transducteur électromagnétique-acoustique pouvait être prolongé d'une année.

#### Prolongation de l'intervalle d'inspection interne

Comme il est mentionné ci-dessus, la réponse de Westcoast à la demande de renseignements n° 3 confirme que l'intervalle d'inspection calculé, soit de 5 à 9 ans, pouvait être prolongé d'une année. Dans le tableau 19-5 de sa réponse à la demande de renseignements n° 1, Westcoast affirme que selon le taux de propagation de la fissuration, la plus grande anomalie détectée et l'avancement des outils technologiques, une prolongation d'une année pouvait être autorisée, évaluation technique à l'appui.

L'information sur l'évaluation technique se trouve à la section 4 des pratiques d'exploitation normalisées de Westcoast pour les dérogations et les évaluations techniques 1.8, déposées en tant qu'élément de réponse à la demande de renseignements n° 2 et contenant les énoncés suivants :

« Le formulaire d'évaluation technique et de dérogation doit être utilisé lorsqu'une décision, une activité ou un processus est requis dans le cadre du programme de gestion de l'intégrité et qu'il s'agit :

1. d'une dérogation à une disposition existante des pratiques d'exploitation normalisées, du plan ou du programme de gestion de l'intégrité (p. ex. report de l'inspection d'une anomalie au-delà du délai prévu). »

Les pratiques d'exploitation normalisées pour les dérogations et les évaluations techniques prévoient un processus en plusieurs étapes. Dans son évaluation technique, Westcoast devait entre autres tenir compte de la sécurité. Comme il est expliqué précédemment, elle pouvait prolonger d'une année l'intervalle d'inspection interne du tronçon 4AL2 à condition de mener une évaluation technique et de remplir un formulaire de dérogation, conformément à son programme de gestion de l'intégrité.

#### Inspections du tronçon 4AL2 du gazoduc NPS 36 L2 par Westcoast

Le tableau 19-1 dans la réponse de Westcoast à la demande de renseignements n° 1 indique que la dernière inspection interne du gazoduc NPS 36 L2 pour relever toute fissuration par corrosion sous contrainte a eu lieu le 30 juillet 2008, et l'avant-dernière, le 22 juillet 2003. La société a précisé avoir mené des activités de remplacement ou de réparation à cinq emplacements sur ce gazoduc, entre les stations de compression 4A et 4B, entre 1985 et 2014.

Westcoast souligne que l'inspection interne par transducteur électromagnétique-acoustique du tronçon 4AL2 était prévue en octobre 2018, mais n'avait pas encore été faite au moment de l'incident. Quoi qu'il en soit, la société aurait excédé l'intervalle maximal de 9 ans (précisé dans sa feuille de suivi des inspections) à compter de la dernière inspection, laquelle s'est déroulée le 30 juillet 2008. L'Office lui a donc demandé de lui fournir l'évaluation technique justifiant la

prolongation d'une année de l'intervalle d'inspection interne, conformément à ses pratiques d'exploitation normalisées.

Dans sa réponse à la demande de renseignements n° 2, Westcoast a déclaré ce qui suit :

« Westcoast ne trouve aucun formulaire d'évaluation technique et de dérogation pour la prolongation d'une année de l'intervalle d'inspection du tronçon 4AL2. Rien n'indique qu'une demande d'évaluation ait été faite en 2017 pour le report de l'inspection interne par transducteur électromagnétique-acoustique [...] Westcoast ne trouve aucune communication interne relative à la décision de prolonger d'un an cet intervalle. »

Selon ses pratiques d'exploitation normalisées 1.8, qui font partie de son programme de gestion de l'intégrité, Westcoast devait remplir un formulaire d'évaluation technique et de dérogation pour prolonger l'intervalle au-delà du maximum de 9 ans. Il n'existe cependant aucune preuve que la société a effectué une telle évaluation.

#### Conclusion

Aux termes du paragraphe 4(2) du *Règlement de la Régie canadienne de l'énergie sur les pipelines terrestres*, il est entendu que la compagnie doit veiller à ce que le pipeline soit conçu, construit et exploité, ou que son exploitation cesse, selon la conception, les exigences techniques, les programmes, les manuels, les procédures, les mesures et les plans établis et appliqués par elle conformément au présent règlement.

La feuille de suivi des inspections de Westcoast indique que, selon les calculs effectués avec la méthode décrite dans son plan de gestion des menaces de fissuration par corrosion sous contrainte, l'inspection du tronçon 4AL2 devait avoir lieu à un intervalle maximal de 9 ans. La prolongation de cet intervalle d'une année était possible à condition de mener une évaluation technique, conformément aux pratiques d'exploitation normalisées de Westcoast pour les dérogations et les évaluations techniques 1.8, qui font partie de son programme de gestion de l'intégrité.

Westcoast a indiqué dans le tableau 19-1 de sa réponse à la demande de renseignements n° 1 que la dernière inspection interne du gazoduc NPS 36 L2 avait eu lieu le 30 juillet 2008. La société n'a pas été en mesure de prouver qu'elle avait mené une évaluation technique avant de prolonger d'une année l'intervalle d'inspection du tronçon 4AL2.

Westcoast a précisé qu'une inspection interne du tronçon 4AL2 par transducteur électromagnétique-acoustique était prévue en octobre 2018, mais n'avait pas encore été faite au moment de l'incident. Quoiqu'il en soit, l'inspection aurait dû avoir lieu en 2017 pour respecter l'intervalle maximal de 9 ans depuis la dernière inspection, qui remontait au 30 juillet 2008. Même si ses pratiques d'exploitation normalisées 1.8 permettaient une prolongation d'un an à la suite d'une évaluation technique, la société n'a pas pu démontrer qu'elle avait effectué, en tout ou en partie, une telle évaluation. Si elle avait respecté l'intervalle de 5 à 9 ans exigé dans sa feuille de suivi des inspections, l'outil d'inspection aurait probablement détecté la fissuration par corrosion sous contrainte qui a causé la défaillance du tronçon 4AL2. Par ailleurs, une évaluation technique aurait pu révéler que la prolongation de l'intervalle au-delà du maximum de 9 ans était problématique, et la société aurait pu prendre les mesures nécessaires pour prévenir l'incident.

L'enquête de l'Office/la Régie a révélé que la défaillance du tronçon du gazoduc NPS 36 L2 a été causée par la fissuration par corrosion sous contrainte, laquelle aurait pu être détectée. La rupture aurait donc probablement pu être évitée si Westcoast avait effectué une inspection interne dans l'intervalle maximal de 9 ans. Par ailleurs, si Westcoast souhaitait prolonger cet intervalle d'une année, il lui fallait réaliser une évaluation technique, conformément à ses pratiques d'exploitation normalisées 1.8.

Westcoast n'a pas été en mesure de prouver qu'elle avait respecté ces exigences de son programme de gestion de l'intégrité. La Régie lui inflige la présente sanction administrative pécuniaire en raison de son défaut de mener une inspection interne dans le délai prescrit et de respecter ses pratiques d'exploitation normalisées pour les dérogations et les évaluations

techniques. Plus précisément, Westcoast n'a pas appliqué ses procédures établies pour relever et gérer les changements, lesquelles sont nécessaires pour reporter les inspections destinées à détecter toute fissuration par corrosion sous contrainte.

### Section Three – Penalty Calculation / Calcul des sanctions

<b>A) Baseline Penalty (Gravity Level = 0) / Pénalité de base (côte de gravité = 0)</b> <i>Refer to AMP Regulations, Subsection 4(1) / Voir le Règlement, paragraphe 4(1)</i>								
Category / Catégorie	Individual / Personne physique		Any Other Person / Autre Personne					
Type A	<input type="checkbox"/> \$1,365		<input type="checkbox"/> \$5,025					
Type B	<input type="checkbox"/> \$10,000		<input checked="" type="checkbox"/> \$40,000					
<b>B) Applicable Gravity Value / Côte de gravité globale applicables</b> <i>(Refer to AMP Regulations, Subsection 4(2) / Voir le Règlement, paragraphe 4(2))</i>			<b>Gravity Level</b>					
			Mitigating / Attenuer		Aggravating / Aggravantes			
			-2	-1	0	+1	+2	+3
<input checked="" type="checkbox"/> Other violations in previous seven (7) years / Autres infractions au cours des sept (7) années précédentes AMP-001-2015, AMP-008-2015, AMP-009-2015			--	--	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--
<input checked="" type="checkbox"/> Any competitive or economic benefit from violation / Avantages concurrentiels ou économiques découlant de l'infraction NA			--	--	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--
<input checked="" type="checkbox"/> Reasonable efforts to mitigate/reverse violation's effect/reverse violation's effect / Efforts raisonnables déployés pour atténuer ou annuler les effets de l'infraction NA			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--
<input checked="" type="checkbox"/> Negligence on part of person who committed violation / Négligence de la part de la personne ayant commis l'infraction Westcoast n'a pas respecté son plan de gestion des menaces de fissuration par corrosion sous contrainte ni les pratiques d'exploitation normalisées prévues dans son programme de gestion de l'intégrité. Elle a fait les calculs qui lui ont permis d'établir l'intervalle d'inspection interne de 5 à 9 ans, mais elle a excédé le maximum de 9 ans. Bien que la société ait mobilisé de l'équipement et ait prévu d'effectuer l'inspection interne à la mi-octobre 2018, elle n'a pas réalisé l'évaluation technique ni obtenu les approbations requises pour prolonger l'intervalle d'une année.			--	--	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--
<input checked="" type="checkbox"/> Reasonable assistance to the Board with respect to violation / Collaboration raisonnable avec l'Office en ce qui a trait à l'infraction Westcoast a collaboré tout au long de l'enquête de l'Office et s'est conformée à toutes les mesures requises pour remettre le gazoduc en service de manière sécuritaire. Tous les échelons de la société ont communiqué efficacement avec la direction et le personnel de la Régie, et Westcoast a organisé de façon proactive plusieurs réunions techniques pour informer la Régie des changements qu'elle apportait et gérait à la suite de l'incident.			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--
<input checked="" type="checkbox"/> Promptly reported violation to the Board / Infraction signalée sans délai à l'Office Westcoast a collaboré tout au long de l'enquête de l'Office et s'est conformée à toutes les mesures requises pour remettre le gazoduc en service de manière sécuritaire. Tous les échelons de la société ont communiqué efficacement avec la direction et le personnel de la Régie, et Westcoast a organisé de façon proactive plusieurs réunions techniques pour informer la Régie des changements qu'elle apportait			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--

et gérait à la suite de l'incident.						
<input checked="" type="checkbox"/> Steps taken to prevent reoccurrence of violation / Mesures prises pour prévenir les récidive	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--
Westcoast a élaboré des évaluations techniques prudentes pour le rétablissement de la pression maximale d'exploitation des tronçons du gazoduc NPS 36 L2 alors que des restrictions de pression leur étaient imposées. De plus, elle a pris plusieurs mesures pour éviter qu'une telle infraction ne se reproduise. En 2019-2020, elle a réalisé des inspections internes par transducteur électromagnétique-acoustique de 3 <sup>e</sup> génération et amélioré ses méthodes d'évaluation des résultats obtenus avec les outils. Elle a aussi fixé l'intervalle maximal d'inspection à 6 ans. Le 22 octobre 2019, elle a présenté à la Régie de nombreux changements organisationnels et des ressources pour répondre aux priorités et mettre en place des pratiques de gestion de l'intégrité afin d'éviter qu'une infraction ne se reproduise. Elle a également modifié immédiatement son plan de gestion des menaces de fissuration par corrosion sous contrainte pour réduire l'intervalle maximal d'inspection.						
<input checked="" type="checkbox"/> Violation was primarily reporting/record-keeping failure / Infraction reliée principalement à la production de rapports ou à la tenue des dossiers	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	--	--
NA						
<input checked="" type="checkbox"/> Any aggravating factors in relation to risk of harm to people or environment / Facteurs aggravants pouvant causer du tort au public ou à l'environnement	--	--	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
L'incident consistait en une rupture suivie d'un incendie et d'une explosion. Bien qu'il n'y ait pas eu de blessés et que personne n'habitait dans la zone d'intervention d'urgence, les résidents à proximité, notamment la Première Nation Lheidli T'enneh, ont été évacués par mesure de précaution. L'incendie a touché une superficie d'environ 52 000 m <sup>2</sup> , et l'explosion a formé un cratère d'environ 10 m de largeur sur 30 m de longueur. L'incident a causé des dommages à l'infrastructure pipelinière et à l'environnement, c'est-à-dire à la végétation (forêt et herbe) des terres publiques provinciales tout autour, mais il s'est néanmoins produit dans un endroit relativement éloigné.						
<b>C) Total Gravity Value / Côte de gravité globale</b> <i>(adjustments made for gravity values in B) based on mitigating or aggravating factors applied)</i>						<b>0</b>
<b>D) Daily Penalty / Sanctions quotidiennes</b> <i>(baseline penalty adjusted for the final gravity level / Pénalité de base d'après la côte de gravité)</i>						<b>\$ 40,000</b>
<b>E) Number of Days of Violation / Durée de l'infraction</b> <i>(If more than one day, justification must be provided / si plus d'une journée, prière de justifier)</i> NA						<b>1</b>
Notes to explain decision to apply multiple daily penalties, or "Not Applicable" / Notes pour expliquer la décision d'appliquer des pénalités multiples quotidiennes, ou «sans objet».						

#### Section Four – Total Penalty Amount / Montant total de la pénalité

Note: The total penalty amount shown is based on the period described in section one above. If compliance has not been achieved, a subsequent Notice of Violation may be issued. Le montant total des pénalités est calculé d'après la période décrite dans la première section. Si la situation n'a pas été rétablie, un autre avis d'infraction pourrait être envoyé.	
<b>Total Penalty Amount / Montant total de la pénalité</b>	<b>\$40,000</b>

**Section Five – Due Date / Date limite**

(30 days from receipt of Notice of Violation / 30 jours à compter de la réception de l'Avis d'infraction)

**Due Date / Date limite**

4 nov. 2020

*Copie originale signée par*

Keith Landra

Designated Officer  
Administrative Monetary Penalties

Fonctionnaire désigné  
Sanctions administratives pécuniaires

## Notes

You have the right to make a request for a review of the amount of the penalty or the facts of the violation, or both, within 30 days after the Notice of Violation was received.

If you do not pay the penalty nor request a review within the prescribed period you are considered to have committed the violation and you are liable for the penalty set out in the Notice of Violation. The penalty is due on the date indicated above.

The unpaid penalty amount is a debt due to the Crown and may be recovered by collection procedures stipulated in the Financial Administration Act.

The information regarding the violation may be posted on the CER website:

- a) 30 days from the date this Notice of Violation was received; or
- b) upon issuing a decision following a Request for Review.

## To Make Payment:

You may remit your fee payment by Electronic Funds Transfer (EFT) or by cheque payable to the order of Receiver General for Canada.

EFT payments can be arranged by contacting the Director of Financial Services, Monday to Friday, from 09:00 to 16:00 Mountain Time:

Telephone: 403-919-4743 / 800 899-1265

Fax: 403-292-5503 / 877-288-8803

**Cheques** should be made out to the "Receiver General for Canada" and mailed to:

Canada Energy Regulator  
Attention: Finance  
Suite 210, 517 - 10th Avenue SW  
Calgary, Alberta T2R 0A8

Your completed *Payment* form should be enclosed with your payment.

## Notes

Vous disposez de 30 jours après la signification de l'Avis d'infraction pour demander une révision du montant de la pénalité, ou les faits rapportés, ou les deux.

Si les sanctions ne sont pas acquittées et qu'aucune révision n'est demandée, vous êtes considérés comme coupable de l'infraction et vous devez payer les sanctions précisées dans l'Avis d'infraction. Les sanctions sont payables à la date indiquée ci-dessus.

Un défaut de paiement constitue une créance envers l'Etat et peut être recouvré en utilisant tous les recours prévus dans la Loi sur la gestion des finances publiques.

L'information concernant l'infraction pourrait également être affichée sur le site Web de la RCE:

- a) 30 jours après la date de réception de l'Avis:
- b) dès qu'une décision a été rendue à la suite d'une Demande de révision.

## Paiement:

Vous pouvez payer le montant dû par transfert électronique de fonds (TEF) ou par chèque établi à l'ordre du Receveur général du Canada.

Pour se prévaloir du service de transfert électronique, communiquer par téléphone avec le Directeur, Service des finances, du lundi au vendredi, de 9 h à 16 h, heure des Rocheuses :

Telephone: 403-919-4743 / 800-899-1265

Telec. : 403-292-5503 / 877-288-8803

**Les chèques** doivent être établis à l'ordre du Receveur général du Canada et postés à l'adresse suivante:

Sanction administrative pécuniaire - Révision  
Régie canadienne de l'énergie  
517, Dixième Avenue S.-0., bureau 210  
Calgary (Alberta)  
T2R 0A8

Le formulaire de *paiement* dûment rempli doit accompagner le paiement.