

Demande n° 1 :

Veuillez fournir ce qui suit :

- Un historique des incidents survenus au cours des 15 dernières années pour l'ensemble du pipeline de Trans-Nord Inc. (PTNI) sur le territoire du Québec.
- Un historique des incidents survenus au cours des 15 dernières années pour le segment du pipeline de Trans-Nord entre Montréal et l'aéroport Trudeau.
- Un historique des incidents survenus au cours des 15 dernières années pour le segment du pipeline de Trans-Nord qui traverse la rivière des Outaouais.

Réponse 1.a :

Voici une liste de tous les incidents signalés par PTNI pour le segment du pipeline allant de Montréal jusqu'à l'aéroport Trudeau dans la province du Québec, du 1<sup>er</sup> janvier 2003 au 1<sup>er</sup> février 2018 :

- a) Incident n° 2017-150 : Exploitation au-delà des tolérances de conception (surpression = exploitation au-delà de la pression maximale d'exploitation [PME] imposée par l'Office) à la station de pompage de Montréal durant la période de septembre 2012 à août 2016 et la période d'octobre 2016 à mars 2017. L'incident a été découvert par la société le 20 septembre 2017 et signalé le 22 septembre 2017. Il a été signalé à la suite de l'examen par l'Office des dépôts de PTNI, conformément aux conditions de l'ordonnance de sécurité modificatrice ASO-002-SO-T217-03-2010 (ASO).
- b) Incident n° 2017-149 : Semblable à l'incident n° 2017-150 pour la période allant de février 2012 à octobre 2014. L'incident a également été découvert par la société le 20 septembre 2017 et signalé le 22 septembre 2017.
- c) Incident n° 2017-135 : Exploitation au-delà des tolérances de conception (surpression = exploitation au-delà de la pression maximale d'exploitation [PME] imposée par l'Office) du réseau de canalisations d'amenée de Montréal. L'incident est survenu le 15 novembre 2016. Il a été découvert par la société le 7 septembre 2017 et signalé le 7 septembre 2017 à la suite de l'examen par l'Office des dépôts de PTNI, conformément aux conditions de l'ordonnance de sécurité modificatrice.
- d) Incident n° 2017-129 : Semblable à l'incident n° 2017-135. L'incident est survenu le 8 novembre 2016, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- e) Incident n° 2017-128 : Semblable à l'incident n° 2017-135 et à l'incident n° 2017-129. L'incident est survenu et a été découvert par la société le 9 novembre 2016 et signalé le 31 août 2017.
- f) Incident n° 2017-127 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129 et à l'incident n° 2017-128. L'incident est survenu le 23 octobre 2016, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.

- g) Incident n° 2017-126 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129, à l'incident n° 2017-128 et à l'incident n° 2017-127. L'incident est survenu le 14 février 2015, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- h) Incident n° 2017-125 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129, à l'incident n° 2017-128, à l'incident n° 2017-127 et à l'incident n° 2017-126. L'incident est survenu le 6 février 2015, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- i) Incident n° 2017-124 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129, à l'incident n° 2017-128, à l'incident n° 2017-127, à l'incident n° 2017-126 et à l'incident n° 2017-125. L'incident est survenu le 23 février 2015, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- j) Incident n° 2017-123 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129, à l'incident n° 2017-128, à l'incident n° 2017-127, à l'incident n° 2017-126, à l'incident n° 2017-125 et à l'incident n° 2017-124. L'incident est survenu le 27 janvier 2015, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- k) Incident n° 2017-122 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129, à l'incident n° 2017-128, à l'incident n° 2017-127, à l'incident n° 2017-126, à l'incident n° 2017-125, à l'incident n° 2017-124 et à l'incident n° 2017-123. L'incident est survenu le 9 février 2015, a été découvert le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- l) Incident n° 2017-121 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129, à l'incident n° 2017-128, à l'incident n° 2017-127, à l'incident n° 2017-126, à l'incident n° 2017-125, à l'incident n° 2017-124, à l'incident n° 2017-123 et à l'incident n° 2017-122. L'incident est survenu le 17 février 2015, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- m) Incident n° 2017-120 : Semblable à l'incident n° 2017-135, à l'incident n° 2017-129, à l'incident n° 2017-128, à l'incident n° 2017-127, à l'incident n° 2017-126, à l'incident n° 2017-125, à l'incident n° 2017-124, à l'incident n° 2017-123, à l'incident n° 2017-122 et à l'incident n° 2017-121. L'incident est survenu le 2 février 2015, a été découvert par la société le 30 août 2017 et signalé le 31 août 2017.
- n) Incident n° 2013-101 : Exploitation au-delà des tolérances de conception (surpression = exploitation au-delà de la pression maximale d'exploitation [PME] imposée par l'Office) à la station de pompage de Montréal. L'incident est survenu et a été découvert par la société le 30 juin 2013 et signalé le 1<sup>er</sup> juillet 2013.
- o) Incident n° 2013-202 : Semblable à l'incident n° 2017-101. L'incident est survenu le 20 mars 2013, et a été découvert par la société et signalé le 25 juillet 2013.

- p) Incident n° 2013-203 : Semblable à l'incident n° 2017-101 et à l'incident n° 2017-202. L'incident est survenu le 4 septembre 2012, et a été découvert par la société et signalé le 25 juillet 2013.
- q) Incident n° 2010-073 : Rejet de substances sur l'emprise du réseau de canalisations d'amenée de Montréal à la raffinerie Shell Canada (zone industrielle de l'est de Montréal). L'incident a été découvert par la société lors d'une inspection locale, puis signalé le 14 juillet 2010.
- r) Incident n° 2009-057 : Exploitation au-delà des tolérances de conception (surpression = exploitation au-delà de la PME) à la station de pompage de Montréal. L'incident est survenu et a été découvert par la société le 1<sup>er</sup> juillet 2009 et signalé le 2 juillet 2009.
- s) Incident n° 2004-063 : Incendie causant des dommages à une armoire de l'appareillage électrique extérieure à la station de pompage de Montréal après la mise en service. L'incident est survenu et a été découvert le 13 novembre 2004 et signalé le 8 décembre 2004.

Réponse 1.b :

Voici une liste de tous les incidents signalés par PTNI pour le segment du pipeline qui traverse la rivière des Outaouais dans la province du Québec, du 1<sup>er</sup> janvier 2003 au 1<sup>er</sup> février 2018 :

- a) Incident n° 2017-133 : Exploitation au-delà des tolérances de conception (exposition d'une canalisation dans un plan d'eau). Le site se trouve dans un cours d'eau sans nom près de Laval. La canalisation mise à nu est une NPS 16. Le site se trouve sur une propriété du Service correctionnel du Canada. L'incident a été découvert par la société le 24 août 2017 lors d'une inspection sur place du franchissement de plans d'eau, menée conformément aux exigences de la condition 4.d de l'ordonnance de sécurité modificatrice. L'incident a été signalé le 1<sup>er</sup> septembre 2017.
- b) Incident n° 2017-134 : Semblable à l'incident n° 2017-133. La canalisation mise à nu se trouve au Lac des Deux Montagnes, près d'Hudson. L'incident a été découvert par la société le 24 août 2017 et signalé le 1<sup>er</sup> septembre 2017. Il s'agit de la canalisation NPS 10 sur le réseau pipelinier de Montréal à Ferran's Point. La section mise à nu se trouve en amont de la station de pompage Como de PTNI.
- c) Incident n° 2016-065 : Exploitation au-delà des tolérances de conception (exposition d'une canalisation dans un plan d'eau). Le site se trouve dans un ruisseau de la région de Saint-Lazare. L'incident a été découvert par le public et signalé par PTNI le 29 juin 2016. La conduite à nu était une NPS 10.

Réponse 1.c :

Voici un incident supplémentaire qui est survenu sur le réseau pipelinier de PTNI dans la province du Québec du 1<sup>er</sup> janvier 2003 au 1<sup>er</sup> février 2018 :

Incident n° 2010-029 : Rejet de substances du dédoublement Saint-Rose (NPS 16) dans un petit ruisseau et dans la rivière des Prairies. L'incident a été découvert le 26 février 2010. Le ministère

de l'Environnement du Québec a reçu une plainte au sujet d'un déversement de pétrole dans la rivière. L'incident a été signalé le 27 février 2010. L'incident a été causé par une fuite dans la valve de la chambre. Le volume approximatif du rejet s'élève à 30 m<sup>3</sup>.

Demande 2 :

Le 20 septembre 2016, l'Office a présenté une lettre de décision à Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) concernant les ordonnances SG-T217-04-2009, SG-T217-01-2010 et SO-T217-03-2010 (ordonnance modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010 – Incidents de surpression et de pipelines à découvert).

Veuillez fournir au comité une copie de la lettre de décision, y compris toutes les annexes et tous les fichiers qui étaient joints.

PTNI a-t-il, à ce jour, mis en œuvre des solutions à long terme pour assurer le fonctionnement sécuritaire de ses installations pipelinières partout au Québec, y compris en lien avec les incidents de surpression et les franchissements de cours d'eau?

Si oui, quelles sont-elles?

Répondent-elles aux exigences de l'Office?

Réponse 2.a :

Veuillez vous reporter aux documents ci-joints :

2.a.i : Lettre de décision de l'Office du 20 septembre 2016, incluant l'appendice A, ordonnance de sécurité modificatrice ASO-001-SO-T217-03-2010, l'annexe A, l'annexe B et l'annexe C.

2.a.ii : Lettre de l'Office et ordonnance de sécurité modificatrice ASO-002-SO-T217-03-2010 du 24 octobre 2016, incluant l'annexe A, l'annexe B et l'annexe C. Cette ordonnance de sécurité modificatrice reflète les pressions maximales d'exploitation (PME) autorisées révisées et les PME réduites connexes.

2.a.iii : Lettre de l'Office et ordonnance de sécurité modificatrice ASO-003-SO-T217-03-2010 du 12 avril 2017, incluant l'annexe B et l'annexe D révisées.

Réponse 2.b :

Le réseau pipelinier de PTNI de l'ensemble de la province de Québec comprend les tronçons de pipeline suivants :

2.b.i : Le doublement Montréal-Sainte-Rose NPS 16, les tronçons Sainte-Rose-Farran's Point NPS 10 et les doublements Transitions Sainte-Marthe-Farran's Point NPS 16 sont actuellement assujettis à une restriction de pression de l'Office équivalant à 10 % de moins que la PME (se reporter à l'annexe A de l'ordonnance ASO-002-SO-T217-03-2010). PTNI a satisfait aux exigences des conditions 1.a et 1.b de l'ordonnance ASO-002-SO-T217-03-2010 en limitant les pressions d'exploitation et en fournissant un compte rendu à l'Office.

2.b.ii : Les tronçons Montréal-Sainte-Rose NPS 10 et Latéral Dorval NPS 10 ainsi que le réseau de canalisation d'amenée de Montréal NPS 10 sont actuellement assujettis à une restriction

de pression de l'Office équivalant à 30 % de moins que la PME (se reporter à l'annexe B de l'ordonnance ASO-002-SO-T217-03-2010). PTNI a satisfait aux exigences des conditions 2.a et 2.b de l'ordonnance ASO-002-SO-T217-03-2010 en limitant les pressions d'exploitation et en fournissant un compte rendu à l'Office. Le 29 septembre 2017, conformément à la condition 2.c, PTNI a présenté des évaluations techniques pour tous ces tronçons de pipeline. Ces évaluations démontrent l'aptitude fonctionnelle de ces tronçons de pipeline à la pression réduite. L'Office examine actuellement ces évaluations techniques. PTNI n'a pas encore demandé d'augmentation de pression auprès de l'Office, en vertu de la condition 4.f, pour ni l'un ni l'autre de ces tronçons de pipeline.

PTNI a satisfait à la condition 4.a.i de l'ordonnance ASO-002-SO-T217-03-2010 en menant une analyse hydraulique de l'ensemble de son réseau pipelinier. L'Office examine actuellement le rapport qui lui a été soumis à ce sujet le 29 septembre 2017. PTNI n'a pas encore mis en œuvre les mesures d'atténuation à long terme de protection contre les incidents de surpression sur ses pipelines et dans ses installations. PTNI mettra en œuvre les mesures d'atténuation recommandées à la suite de l'analyse hydraulique dans un délai de deux ans après avoir reçu l'approbation de l'Office (se reporter à la condition 4.a de l'ordonnance ASO-002-SO-T217-03-2010).

PTNI a satisfait à la condition 4.d.i concernant la réalisation d'un relevé de l'épaisseur de la couverture à tous les franchissements de cours d'eau de son réseau pipelinier. Grâce à ces relevés, PTNI a décelé 13 incidents de pipeline à découvert. PTNI mène actuellement l'analyse hydrotechnique des inspections sur le terrain. L'évaluation des options conceptuelles d'atténuation à long terme aux sites où les pipelines étaient à découvert sera complétée en 2018. Les activités d'atténuation à long terme seront entreprises par la suite. Comme mesure d'atténuation à long terme en réponse à l'INC2016-065 (se reporter à la demande 1 ci-dessus), PTNI a choisi le remplacement de pipelines au moyen d'un forage directionnel horizontal (FDH). L'Office examine actuellement la demande de FDH que lui a présentée PTNI. PTNI doit achever le programme de gestion des franchissements de cours d'eau et le soumettre à l'Office aux fins d'approbation d'ici le 20 septembre 2018 (se reporter à la condition 4.d).

#### Demande 3 :

Quelle est la durée de vie utile typique pour ce type de pipeline, compte tenu des conditions d'exploitation et des conditions environnementales?

#### Réponse 3 :

L'Office maintient une surveillance réglementaire continue à toutes les phases de la durée de vie des réseaux pipeliniers réglementés. Cela comprend la planification et l'examen de la demande, la construction, l'exploitation ainsi que la désactivation, la mise hors service ou l'abandon des pipelines.

La durée de vie de ce type de pipeline dépend des programmes des systèmes de gestion en place (p. ex. programmes d'intégrité, de sécurité, d'exploitation, de protection de l'environnement, de sûreté et d'interventions d'urgence). Les programmes des systèmes de gestion sont intégrés à toutes les activités opérationnelles et à tous les systèmes techniques de

la société, que ce soit durant la conception, la construction, l'exploitation ou la mise hors service. Les programmes des systèmes de gestion sont surveillés attentivement par l'Office pour assurer la sécurité et la sûreté du public et de son personnel, la sécurité et la sûreté du pipeline et la protection des biens et de l'environnement.

Par exemple, les sociétés sont tenues d'élaborer, de mettre en œuvre et de maintenir un programme de gestion de l'intégrité de leurs pipelines et de leurs installations, conformément au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*. Dans le cadre de leur programme de gestion de l'intégrité, les sociétés doivent anticiper, prévenir, gérer et atténuer les conditions qui pourraient nuire à la sécurité ou à l'environnement pendant toute la durée de vie du réseau pipelinier. Le fait d'élaborer et de mettre en œuvre un programme adéquat de gestion de l'intégrité comprenant les activités d'entretien nécessaires et des projets d'amélioration continue des activités d'intégrité peut prolonger indéfiniment la vie restante d'un pipeline.

L'Office surveille et assure la conformité aux exigences relatives à la sécurité et à la protection des employés, du public et de l'environnement. Ces exigences comprennent les lois et règlements, les engagements pris par les sociétés réglementées, les conditions d'approbation et d'autres directives données par l'Office de temps à autre. L'Office enquête également pour vérifier la conformité à la suite de plaintes, de signalements d'activités à haut risque ou d'incidents. L'Office a recours à divers outils de vérification de la conformité, comme des inspections sur le terrain, des audits et des réunions, pour surveiller les systèmes de gestion des sociétés et assurer leur efficacité. Ces outils servent également à assurer que des programmes de gestion de l'intégrité sont en place et qu'ils sont respectés, au même titre que les normes, les directives et les règlements nationaux. Les outils suivants peuvent être utilisés par l'Office pour obtenir la conformité, décourager la non-conformité et prévenir les dommages : avis de non-conformité, ordres d'inspecteur, ordonnances de sécurité de l'Office, sanctions administratives pécuniaires, révocation de l'autorisation d'exploiter d'une société et poursuites judiciaires.

#### Demande 4 :

Comment l'Office détermine-t-il qu'un pipeline a atteint la fin de sa durée de vie? Quelles mesures doivent être prises une fois cette limite atteinte?

#### Réponse 4 :

Il en revient à la société réglementée et non à l'Office de déterminer le moment où un pipeline a atteint la fin de sa durée de vie utile. Dans la plupart des cas, il s'agit d'une décision d'ordre économique basée sur le rapport entre les revenus générés et les coûts défrayés pour continuer à entretenir le pipeline. Lorsqu'une société décide de mettre un pipeline hors service et de l'abandonner, elle doit présenter une demande d'abandon à l'Office. Après avoir examiné cette demande, l'Office peut approuver l'abandon du pipeline seulement si toutes les conditions d'abandonnement décrites dans les règlements de l'Office (p. ex. sur les pipelines terrestres) et les normes techniques (p. ex. CSA Z662) ont été respectées (c.-à-d. vidés de tout fluide de service et nettoyés, déconnectés de tout pipeline ou tuyau en service, couverts et mis hors pression).

Dans le cadre de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières entamée en 2008, l'Office a noté deux principes clés concernant les questions financières liées à l'abandon de pipelines :

1. Les coûts d'abandon sont des coûts légitimes de la prestation du service et sont recouvrables, sous réserve de l'approbation de l'Office, auprès des utilisateurs du réseau;
2. Les propriétaires fonciers ne sont pas responsables des coûts d'abandon de pipelines. Selon l'Office, les sociétés sont ultimement responsables d'assumer la totalité des coûts liés à l'abandon de leurs pipelines. L'Office veut s'assurer que les sociétés ont les fonds nécessaires pour assumer de façon efficace et sécuritaire les coûts des abandons. Dans cette optique, l'Office exige que tous les fonds mis de côté pour les abandons soient conservés de façon à n'être utilisés qu'aux fins d'abandon et à n'être mis à la disposition d'aucune autre partie. L'Office mène des examens périodiques (au moins tous les cinq ans) des estimations des coûts d'abandon des sociétés réglementées auprès de l'Office – les fonds mis de côté par les sociétés pour les activités d'abandon de leurs réseaux pipeliniers. Grâce à ces examens, l'Office peut déterminer si les estimations avancées par chacune des sociétés sont raisonnables. Ces examens périodiques permettent également de consigner les développements futurs en matière de recherche, de technologie, d'échange de renseignements et d'expériences réelles d'abandon en vue d'accroître la précision et l'exactitude des estimations des coûts d'abandon.