



LETTRÉ DE DÉCISION

Dossier OF-Surv-Gen-T217 01

Le 20 septembre 2016

Monsieur John Ferris
Président-directeur général
Pipelines Trans-Nord Inc.
45, chemin Vogell, bureau 310
Richmond Hill (Ontario) L4B 3P6
Télécopieur 905-770-8675

Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI)
Ordonnances de sécurité SG-T217-04-2009, SG-T217-01-2010 et SO-T217-03-2010
Ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010
Incidents de surpression et de mise à nu de la canalisation

Monsieur,

Pour les raisons présentées ci-après, l'Office national de l'énergie (l'Office) a décidé de remplacer les ordonnances de sécurité existantes SG-T217-04-2009, SG-T217-01-2010 et SO-T217-03-2010 (les ordonnances de sécurité) par l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010 (l'ordonnance modificatrice) ci-jointe.

En 2009 et 2010, l'Office a rendu les trois ordonnances de sécurité susmentionnées à l'adresse de PTNI, pour remédier aux causes de plusieurs incidents de déversement et de surpression sur le réseau pipelinier de PTNI. Les ordonnances enjoignaient à PTNI de réduire la pression maximale d'exploitation (PME) de son réseau pipelinier afin d'assurer immédiatement un niveau de sécurité publique équivalent à celui qu'assurerait un pipeline neuf. Elles ordonnaient également à PTNI d'apporter des améliorations qui assureraient que le réseau pipelinier pourrait être exploité avec le même niveau de sécurité pendant plusieurs années.

Depuis, PTNI a apporté des améliorations au fonctionnement de son réseau pipelinier. Néanmoins, des surpressions ont continué à se produire. Une surpression survient quand la pression d'exploitation d'un pipeline est plus élevée, même pour un très court laps de temps, que la pression maximale autorisée par l'Office. Dans les pipelines de liquides, les surpressions sont le plus souvent le résultat d'ondes transitoires dans le réseau pipelinier, causées par l'ouverture et la fermeture des vannes. Les réseaux pipeliniers doivent être dotés de systèmes de surpression efficaces (habituellement des limiteurs de pression ou des soupapes régulatrices de pression) pour s'assurer que la pression à l'intérieur du pipeline demeure dans la plage de pression approuvée.

.../2

L'exploitation d'un pipeline dans les limites de la plage de pression approuvée est l'un des nombreux systèmes de freins et contrepoids exigés par la réglementation moderne pour assurer la sécurité publique et la protection de l'environnement. Après avoir examiné tous les faits entourant l'exploitation du réseau pipelinier de PTNI, l'Office a décidé que PTNI devait en faire plus pour empêcher que des surpressions se produisent. Par conséquent, l'Office ordonne à PTNI de réduire sa pression maximale d'exploitation de 10 %. Cette mesure permet une amélioration immédiate de la sécurité du réseau pipelinier et atténue immédiatement les préoccupations relatives à la capacité de PTNI d'empêcher les incidents de surpression. L'Office ordonne aussi à PTNI de mettre en place un certain nombre de mesures à long terme, comme des simulations par ordinateur de toutes les manières dont son réseau peut être exploité, pour s'assurer que PTNI détermine les causes profondes des incidents de surpression sur son réseau et y trouve des solutions.

L'Office juge que l'exploitation du pipeline peut continuer de façon sécuritaire avec les restrictions actuelles de pression, et estime de même que le facteur de sécurité additionnel fourni par les restrictions de pression supplémentaires protégera le réseau pipelinier des effets liés à d'autres incidents de surpression en attendant que PTNI élabore et mette en œuvre une solution à long terme pour éliminer le danger lié aux surpressions.

Dans le cadre de ses considérations liées à l'intérêt public, l'Office souligne que le réseau pipelinier de PTNI dessert l'Ontario et le Québec, approvisionnant en carburant d'importants aéroports internationaux et distributeurs de carburant. L'Office souligne également que la sécurité de la population et l'environnement constituent ses priorités. L'Office juge que la présente ordonnance de sécurité modificatrice fournira une protection supplémentaire et qu'en conséquence, d'autres mesures pour examiner une possible suspension de l'autorisation d'exploiter un pipeline de PTNI ne sont pas actuellement nécessaires.

Aperçu de l'ordonnance de sécurité modificatrice

L'ordonnance de sécurité modificatrice regroupe les exigences et les engagements non encore respectés des ordonnances de sécurité précédentes, met à jour les engagements à l'égard de la conformité à la nouvelle réglementation et aux nouvelles normes¹ et fournit des exigences supplémentaires visant à corriger la non-conformité continue de PTNI relativement à sa gestion des systèmes de surpression et des franchissements de cours d'eau. L'ordonnance de sécurité modificatrice enjoint à PTNI :

- de mettre en œuvre de nouvelles restrictions de pression sur son réseau pipelinier;
- de déposer des évaluations annuelles de l'aptitude fonctionnelle de son réseau pipelinier;
- d'effectuer et de valider une analyse hydraulique, et d'élaborer et de mettre en œuvre des mesures correctives et préventives;
- d'évaluer et d'optimiser son système de protection contre la surpression;

¹ *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres, norme CSA Z662-15, Guide sur le processus de réhabilitation*

- de réévaluer les incidents de surpression sur son réseau;
- d'effectuer des évaluations techniques conformément aux exigences de l'article 10.1 de la norme CSA Z662-15;
- de mettre en œuvre un programme de gestion de l'intégrité des installations et des pipelines sur son réseau pipelinier qui soit conforme aux articles 6.1 à 6.5 et à l'article 40 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (le RPT);
- d'élaborer et de mettre en œuvre un programme de gestion des franchissements de cours d'eau.

Les conditions 1, 2 et 3 de l'ordonnance de sécurité modificatrice exigent de PTNI qu'elle limite immédiatement la pression d'exploitation de son réseau pipelinier et qu'elle en fasse rapport à l'Office dans les 60 jours, en lui fournissant les renseignements d'exploitation précisés dans les conditions. Comme les tronçons de pipeline énumérés à l'annexe A (condition 1) n'étaient pas soumis à une restriction de pression, la restriction qui s'applique à ces segments est de 10 %. Les autres segments de pipeline énumérés aux annexes B et C (conditions 2 et 3) font actuellement l'objet d'une restriction de 20 %, de sorte que la nouvelle restriction de pression est de 30 % (soit l'ancienne restriction de 20 % + la nouvelle restriction de 10 %). Pour les pipelines énumérés aux annexes B et C, PTNI doit déposer une évaluation annuelle de l'aptitude fonctionnelle. Les évaluations annuelles de l'aptitude fonctionnelle ne sont pas nécessaires pour les pipelines énumérés à l'annexe A, puisque PTNI a fait la preuve qu'ils sont aptes à l'emploi prévu lorsqu'elle a demandé à l'Office le retrait de la restriction de pression initiale.

PTNI a signalé onze incidents de surpression sur son réseau pipelinier depuis que l'ordonnance de sécurité SO-T217-03-2010 a été rendue en octobre 2010 et a présenté un plan de mesures correctives relativement à ces incidents. L'Office estime que la récurrence des incidents de surpression démontre que PTNI n'a pas encore réellement résolu le danger lié à la surpression. Comme l'établit la condition 4 de l'ordonnance de sécurité modificatrice, l'Office ordonne à PTNI d'effectuer une analyse hydraulique et d'évaluer et d'optimiser son système de protection contre la surpression.

De plus, l'Office juge que PTNI n'a pas réglé tous les facteurs de causalité possibles en ce qui concerne les incidents de surpression sur son réseau, en particulier pour ce qui est des systèmes de gestion et des facteurs organisationnels. Aux termes de la condition 5 de l'ordonnance de sécurité modificatrice ci-jointe, PTNI doit examiner les incidents de surpressions antérieurs sur son réseau et mettre en œuvre les mesures correctives et préventives déterminées.

L'ordonnance de sécurité modificatrice touche aussi les franchissements de cours d'eau par les pipelines. Comme il est indiqué dans l'ordonnance de sécurité SG-T217-01-2010, l'incident survenu sur le site du ruisseau Bronte nécessite des mesures correctives. L'Office a inclus à l'ordonnance de sécurité modificatrice la condition 6 pour mettre à jour l'exigence pour PTNI de fournir un plan de mesures correctives proportionnel aux attentes du *Guide sur le processus de réhabilitation* de l'Office, y compris les exigences relatives à la consultation adéquate des parties prenantes. La condition 4d) est incluse en réponse au récent incident INC2016-065 relativement à la mise à nu de la canalisation à un point de franchissement de cours d'eau. Aux termes de la condition 4d), PTNI doit élaborer et mettre en œuvre un programme de gestion des franchissements de cours d'eau pour son réseau pipelinier.

Compte tenu de la complexité de l'ordonnance de sécurité modificatrice et des exigences relatives à l'exécution d'un suivi et à la préparation de rapports clairs, la condition 7 de l'ordonnance de sécurité modificatrice exige que PTNI retienne les services d'un tiers indépendant pour assurer le suivi sur l'avancement de PTNI relativement à ces exigences et préparer des rapports.

Tâches supplémentaires du dirigeant responsable

En plus de ce qui est exigé dans l'ordonnance de sécurité modificatrice, l'Office ordonne au dirigeant responsable de PTNI de déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2016, un rapport indiquant de quelle façon PTNI a satisfait aux exigences des alinéas 6.5(1)v), w) et x) du RPT, et de rendre disponibles aux fins d'examen par l'Office le processus et les dossiers des systèmes de gestion requis de PTNI pour faire la preuve qu'elle satisfait aux exigences ci-dessus. Aux termes de ces alinéas du RPT, PTNI doit établir et mettre en œuvre un processus pour évaluer le caractère adéquat et l'efficacité de son système de gestion, établir et mettre en œuvre un programme d'assurance de la qualité pour son système de gestion et établir et mettre en œuvre un processus permettant de procéder à des examens de gestion annuels du système de gestion.

Conclusion

Il est rappelé à PTNI que le défaut de se conformer aux exigences de la présente lettre et de l'ordonnance de sécurité modificatrice peut entraîner une intensification des mesures d'exécution par l'Office, pouvant aller jusqu'à la suspension de l'autorisation d'exploiter un pipeline de PTNI.

L'Office a également pris des mesures pour informer les actionnaires de PTNI de ces questions en envoyant une copie conforme de la présente aux chefs de la direction des entreprises propriétaires du réseau de PTNI.

Dissidence du membre Richmond et du membre Ballem

La présente décision de l'Office n'est pas unanime. Le membre Richmond et le membre Ballem se dissocient de la décision majoritaire sur cette question. La décision dissidente et les raisons qui la motivent sont présentées à l'annexe A de la présente lettre de décision.

Coordonnées

Pour toute question relative à l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010, veuillez communiquer avec l'Office national de l'énergie, secteur des opérations sur le terrain, au numéro sans frais 1-800-899-1265.

Veillez agréer, Monsieur, mes sincères salutations.

La secrétaire de l'Office,

Original signé par

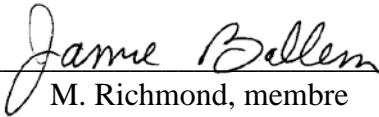
Sheri Young

- p.j. Annexe A, Dissidence du membre Richmond et du membre Ballem
- c.c. M. Steve Williams, chef de la direction, Suncor Énergie
M. Rich M. Kruger, chef de la direction, Compagnie Pétrolière Impériale
Michael Crothers, chef de la direction, Shell Canada

Annexe A de la lettre de l'Office datée du 20 septembre 2016

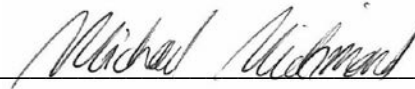
Dissidence du membre Richmond et du membre Ballem

PTNI a eu six ans pour se conformer à de nombreuses ordonnances de sécurité rendues par l'Office, mais elle a négligé de s'y conformer entièrement. Nous doutons qu'une autre ordonnance de sécurité semblable nous garantisse qu'à ce moment-ci les changements nécessaires pour rendre le pipeline aussi sécuritaire que possible seront apportés. Nous convenons avec la majorité que si et quand toutes les mesures décrites dans l'ordonnance de sécurité modificatrice seront mises en place, le réseau pipelinier sera aussi sécuritaire que possible. Cependant, jusqu'à ce que ces mesures de sécurité soient complètement mises en œuvre, nous aurions préféré que le réseau pipelinier soit fermé en attendant, car les contrôles opérationnels actuels de PTNI ne respectent pas les exigences du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* ou de la norme CSA Z662-15.



M. Richmond, membre

20 septembre 2016



J. Ballem, membre

20 septembre 2016



ORDONNANCE MODIFICATRICE AO-001-SO-T217-03-2010

RELATIVEMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT AUX incidents pipeliniers et aux cas de non-conformité qui sont survenus dans le réseau pipelinier de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI);

RELATIVEMENT AU dossier de l'Office national de l'énergie OF-Surv-Gen-T217 01.

DEVANT l'Office, le 19 septembre 2016.

ATTENDU QUE l'Office régleme la construction et l'exploitation du réseau pipelinier de PTNI;

ATTENDU QUE l'Office a rendu les ordonnances de sécurité SG-T217-04-2009, SG-T217-01-2010 et SO-T217-03-2010 (les ordonnances de sécurité) exigeant des mesures de sécurité précises;

ATTENDU QUE PTNI a exploité le réseau pipelinier au-delà des limites de conception et de la restriction de pression établies par l'Office;

ATTENDU QUE PTNI a pris part à une réunion technique avec l'Office et a pris des engagements liés à des programmes de gestion de l'intégrité des installations et des pipelines;

ATTENDU QUE PTNI n'a pas encore rempli toutes les conditions indiquées dans les ordonnances de sécurité et tous les engagements pris lors de la réunion technique de PTNI et de l'Office;

ATTENDU QUE PTNI a signalé onze incidents de surpression sur son réseau pipelinier depuis que l'ordonnance SO-T217-03-2010 a été rendue;

ATTENDU QUE l'Office estime que la récurrence des incidents de surpression démontre que PTNI n'a pas encore réellement résolu le danger lié à la surpression et que PTNI devra procéder à d'autres travaux afin de répondre aux exigences de l'Office;

ATTENDU QUE, en guise de mesure provisoire, l'Office juge qu'exiger d'autres réductions de pression rehausserait la sécurité du réseau pipelinier;

.../2

ATTENDU QUE l'Office juge que PTNI n'a pas réglé tous les facteurs de causalité possibles en ce qui concerne les incidents de surpression sur son réseau, en particulier pour ce qui est des systèmes de gestion et des facteurs organisationnels;

ATTENDU QUE l'Office est d'avis que PTNI doit élaborer et mettre en œuvre un programme de gestion des franchissements de cours d'eau pour son réseau pipelinier, et que l'Office doit fournir plus de directives se rapportant aux mesures correctives continues liées à l'incident INC 2010-034, survenu sur le site du ruisseau Bronte, près d'Oakville, en Ontario;

ATTENDU QUE la majorité des membres de l'Office a décidé de rendre l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010 (la présente ordonnance) et de publier la lettre de décision datée du 20 septembre 2016;

ATTENDU QUE le membre Richmond et le membre Ballem se dissocient de la décision de la majorité, et que leur décision dissidente, qui décrit brièvement les motifs, se trouve à l'annexe A de la lettre de décision de la majorité des membres de l'Office datée du 20 septembre 2016;

À CES CAUSES, en vertu de l'alinéa 12(1)b), du paragraphe 21(2) et du paragraphe 48(1.1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office annule les ordonnances de sécurité SG-T217-04-2009, SG-T217-01-2010 et SO-T217-03-2010, et leurs conditions connexes, et ordonne par les présentes que PTNI puisse continuer d'exploiter ses pipelines, sous réserve des conditions énoncées ci-après.

1. Pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe A
 - a) PTNI doit réduire immédiatement la pression au niveau le plus bas entre 90 % de la pression maximale d'exploitation autorisée et 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédant la délivrance de la présente ordonnance;
 - b) PTNI doit déposer auprès de l'Office, dans les 60 jours suivant la date de délivrance de la présente ordonnance, un rapport qui comprend les renseignements suivants :
 - i. la nouvelle pression maximale d'exploitation restreinte pour chaque tronçon, selon ce qui est prescrit dans la condition 1a);
 - ii. tous les points de réglage pertinents du système de protection contre la surpression;
 - iii. la configuration du système de surpression.

2. Pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe B

- a) PTNI doit réduire immédiatement la pression d'exploitation de 30 % de la pression maximale d'exploitation autorisée;
- b) PTNI doit déposer auprès de l'Office, dans les 60 jours suivant la date de délivrance de la présente ordonnance, un rapport qui comprend les renseignements suivants :
 - i. la nouvelle pression maximale d'exploitation réduite pour chaque tronçon, selon ce qui est prescrit dans la condition 2a);
 - ii. tous les points de réglage pertinents du système de protection contre la surpression;
 - iii. la configuration du système de surpression.
- c) PTNI doit déposer auprès de l'Office une évaluation annuelle de l'aptitude fonctionnelle, au plus tard le 30 septembre 2017 et le 30 septembre de chaque année par la suite, qui démontre l'aptitude fonctionnelle des tronçons de pipeline indiqués à l'annexe B à la pression réduite. L'évaluation doit comprendre, mais sans s'y limiter :
 - i. les taux de propagation révisés des défauts depuis 2010;
 - ii. les calculs du délai avant la défaillance, à partir de septembre 2017 et se terminant lorsque la réduction de pression aura été levée pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe B.

3. Pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe C

- a) PTNI doit réduire immédiatement la pression d'exploitation de 30 % de la pression maximale d'exploitation autorisée;
- b) PTNI doit déposer auprès de l'Office, dans les 60 jours suivant la date de délivrance de la présente ordonnance, un rapport qui comprend les renseignements suivants :
 - i. la nouvelle pression maximale d'exploitation réduite pour chaque tronçon, selon ce qui est prescrit dans la condition 3a);
 - ii. tous les points de réglage pertinents du système de protection contre la surpression;
 - iii. la configuration du système de surpression.

- c) PTNI doit déposer auprès de l'Office une évaluation annuelle de l'aptitude fonctionnelle, au plus tard le 31 décembre 2016 et le 31 décembre de chaque année par la suite, qui démontre l'aptitude fonctionnelle des tronçons de pipeline indiqués à l'annexe C à la pression réduite. L'évaluation doit comprendre, mais sans s'y limiter :
 - i. les taux de propagation révisés des défauts depuis 2009;
 - ii. les calculs du délai avant la défaillance, à partir de décembre 2016 et se terminant lorsque la réduction de pression aura été levée pour chaque tronçon de pipeline figurant à l'annexe C.
4. Pour chaque tronçon de pipeline figurant aux annexes A, B et C
- a) PTNI prendra les mesures suivantes :
 - i. PTNI fera une analyse hydraulique qui comprend tous les scénarios d'état stable et non stable possibles pour toutes les installations et les tronçons de pipeline de PTNI à 100 % de la pression maximale d'exploitation ainsi que leurs pressions d'exploitation réduites, et ce, afin de cerner où les cas de surpression peuvent survenir. PTNI inclura dans l'analyse hydraulique une évaluation des effets collatéraux pour l'exploitation de pipelines de tiers en cas de surpression;
 - ii. PTNI fera l'analyse hydraulique et en validera les résultats en prédisant correctement tous les incidents de surpression signalés;
 - iii. PTNI élaborera et mettra en œuvre des mesures correctives et préventives pour donner suite aux résultats de l'analyse hydraulique qui sont en conformité avec l'article 4.18 de la norme CSA Z662-15. Les mesures recommandées comprendront l'installation de systèmes de décharge de la pression pour veiller à ce que la surpression ne se produise à aucun point dans le réseau de PTNI;
 - iv. PTNI doit intégrer et optimiser des systèmes limiteurs de pression, des systèmes de décharge de pression, le système d'acquisition et de contrôle des données (SCADA), des automates programmables et la programmation;
 - v. PTNI doit déposer auprès de l'Office un rapport qui décrit les mesures de sécurité en ce qui a trait à son SCADA et aux systèmes d'exploitation de ses automates programmables;
 - vi. PTNI doit aviser l'Office dans les deux jours après avoir réévalué à la baisse un tronçon du pipeline, si PTNI réévalue à la baisse la pression d'exploitation de tout tronçon énoncé aux conditions 1a), 2a) et 3a) en raison d'un problème lié à l'analyse des transitoires décelé. L'avis comprendra la justification de la réduction de la pression du pipeline;

- vii. PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 30 septembre 2017, un rapport qui décrit tous les scénarios précis évalués, les résultats d'analyse hydraulique, les mesures correctives et préventives recommandées ainsi que les emplacements où il est proposé d'installer un système de protection contre la surpression;
 - viii. PTNI doit mettre en œuvre les mesures correctives et préventives recommandées dans les 24 mois après avoir reçu l'approbation de l'Office conformément à la condition 4a)vii PTNI doit déposer auprès de l'Office un rapport confirmant qu'elle a exécuté les mesures.
- b) PTNI doit revoir et réviser ses procédures ainsi que ses manuels d'exploitation et d'intervention en cas d'urgence, pour son réseau pipelinier, qui sont liés au contrôle de la pression et aux systèmes de protection contre la surpression. PTNI doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 30 juin 2017, un rapport confirmant que les procédures et les manuels ont été révisés et mis en œuvre.
- c) PTNI doit mettre en œuvre toutes les mesures de prévention et d'atténuation proposées qui ne sont pas encore respectées et qui sont indiquées dans le rapport d'examen exhaustif des incidents de surpression et plan de mesures correctives systémique daté du 17 juillet 2015. PTNI doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2016, la confirmation que PTNI a mis en œuvre les mesures.
- d) PTNI doit évaluer les risques liés à ses pipelines ainsi que leur fiabilité à tous les franchissements des cours d'eau, et doit élaborer et mettre en œuvre un programme de gestion des franchissements de cours d'eau sur le réseau pipelinier de PTNI au plus tard 24 mois après la date de délivrance de la présente ordonnance. PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2018, un rapport qui comprend le programme de gestion des franchissements de cours d'eau par les pipelines de PTNI et une évaluation des risques liés à ses pipelines ainsi que de leur fiabilité. Le programme de gestion des franchissements de cours d'eau doit comprendre ce qui suit, sans s'y limiter :
- i. une étude sur l'épaisseur de couverture;
 - ii. une évaluation technique pour les franchissements sous les cours d'eau;
 - iii. une évaluation de l'affouillement dans des conditions de tempêtes survenant une fois tous les 50 ans et une fois tous les 100 ans, ainsi qu'une analyse de l'érosion des berges et de la migration des chenaux;

- iv. des programmes d'atténuation, de prévention et de contrôle, conformément aux articles 39 et 40 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (RPT);
 - v. un calendrier pour la mise en œuvre de tous les programmes d'atténuation, de prévention et de contrôle établis à la condition 4d)iv.
- e) PTNI doit prendre les mesures suivantes relativement aux engagements pris lors de la réunion technique de PTNI et de l'Office :
- i. PTNI doit réviser et mettre en œuvre les programmes de gestion de l'intégrité (PGI) de PTNI pour son réseau pipelinier (installations et pipeline), selon les dispositions des articles 6.1 à 6.5 et de l'article 40 du RPT.
 - ii. PTNI doit déposer les PGI révisés auprès de l'Office au plus tard le 30 septembre 2017;
 - iii. PTNI doit, dans le cadre de ses PGI pour les installations et le pipeline, établir et mettre en œuvre un processus de gestion des risques. Le processus, doté d'une structure de système de gestion, doit comprendre des étapes à suivre pour évaluer et gérer les risques relatifs au pipeline associés aux dangers déterminés en matière d'intégrité touchant le pipeline et les installations, y compris des mesures d'atténuation des risques liés aux conditions d'exploitation normales et anormales. PTNI doit déposer le processus de gestion des risques auprès de l'Office au plus tard le 30 septembre 2017;
 - iv. le dirigeant responsable de PTNI doit déposer auprès de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2016, un rapport démontrant que PTNI a satisfait aux exigences des alinéas 6.5(1)v), w) et x) du RPT et rendre disponibles aux fins d'examen par l'Office le processus et les dossiers des systèmes de gestion requis de PTNI.
- f) PTNI doit, au moins 45 jours avant toute demande d'accroissement de la pression maximale d'exploitation de tout pipeline ou tronçon de pipeline, soumettre à l'approbation de l'Office une demande d'autorisation comprenant ce qui suit, sans s'y limiter :
- i. des renseignements démontrant que PTNI a mis en œuvre les conditions 4a) à 4e) de la présente ordonnance;
 - ii. la preuve que, à la suite de la levée des restrictions de pression, l'intégrité du pipeline ou du tronçon de pipeline ne sera pas affectée négativement dans les 36 mois suivant la date de la demande de remise en service;

- iii. une évaluation technique préparée conformément aux dispositions de l'article 10.1 de la norme CSA Z662-15 démontrant que le pipeline ou le tronçon de pipeline peut être exploité de façon sécuritaire à sa pression maximale d'exploitation. Cette évaluation technique doit comprendre les éléments suivants, sans s'y limiter :
 - 1. une évaluation des risques conforme à l'annexe B de la norme CSA Z662, y compris les lignes directrices pour les rapports documentés selon l'article B.6 de l'annexe B de la norme CSA Z662;
 - 2. une évaluation de l'aptitude fonctionnelle conforme à l'article 10.10 de la norme CSA Z662, y compris, notamment, les cycles de pression, la validation des outils (probabilité de détection, probabilité d'identification et précision du dimensionnement), les propriétés de matériau représentatives, l'interaction des défauts, les calculs du délai avant la défaillance, les cibles de coefficient de sécurité, les taux de propagation révisés des défauts et la probabilité de dépassement;
 - 3. les mesures d'atténuation, de prévention et de contrôle requises;
 - 4. un calendrier pour la mise en œuvre de tous les programmes d'atténuation, de prévention et de contrôle établis à la condition 4f)iii.3.
5. PTNI doit prendre les mesures suivantes :
- a) effectuer un examen des incidents de surpression antérieurs pour déterminer la cause et les facteurs contributifs particuliers aux systèmes de gestion et aux facteurs organisationnels, de même que les mesures correctives et préventives recommandées;
 - b) mettre en œuvre les mesures correctives et préventives connexes découlant de l'examen des incidents antérieurs;
 - c) soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 31 décembre 2016, un rapport décrivant le processus d'enquête et d'analyse lors d'un incident, y compris les incidents évalués, les résultats des analyses ainsi que les mesures préventives et d'atténuation mises en œuvre et requises. Le rapport doit comprendre un échéancier de mise en œuvre des mesures préventives et d'atténuation qui ne sont pas encore mises en œuvre au moment du dépôt du rapport (mesures en attente);

- d) déposer auprès de l'Office, dans les 30 jours suivant la fin de l'échéancier de mise en œuvre des mesures en attente, une confirmation que les mesures en attentes mentionnées à la condition 5c) ont été mises en œuvre.
6. PTNI doit prendre les mesures suivantes en ce qui concerne les travaux de réhabilitation en cours liés à l'incident survenu le 16 mars 2010 (INC 2010-034) sur le tronçon de pipeline NPS 10 de PTNI reliant Cummer Junction à Oakville (annexe B) qui franchit le ruisseau Bronte près d'Oakville, en Ontario :
- a) PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office, au plus tard le 31 mars 2017, un plan de mesures correctives (PMC) conforme aux directives du *Guide sur le processus de réhabilitation* de l'Office, et qui comprend ce qui suit, sans s'y limiter :
- i. une confirmation que PTNI enverra le PMC ainsi que les mentions suivantes à toutes les parties prenantes recensées précédemment (selon l'entente originale conclue avec les parties prenantes);
 - ii. une description détaillée de la façon dont le PMC est appuyé par l'évaluation des risques en fonction de la collectivité, y compris une lettre du ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique mentionnant son acceptation de cette évaluation;
 - iii. une confirmation que PTNI a envoyé le PMC ainsi que les mentions suivantes à toutes les parties prenantes recensées précédemment (selon l'entente originale conclue avec les parties prenantes) :
- « Le présent plan de mesures correctives (PMC) est aussi déposé auprès de l'Office national de l'énergie aux fins d'approbation. Veuillez faire parvenir tout commentaire sur le PMC à l'Office pour qu'il en tienne compte, dans les 21 jours suivant la réception du document. »
- b) PTNI doit déposer auprès de l'Office un rapport d'étape annuel, au plus tard le 31 décembre 2017 et le 31 décembre de chaque année par la suite, jusqu'à ce que PTNI dépose son rapport d'achèvement du processus d'assainissement pour le lieu de l'incident. Le rapport d'étape annuel doit résumer les activités de réhabilitation et leur état d'avancement jusqu'à ce jour et comprendre l'échéancier prévu pour la fin des activités de réhabilitation.
- c) PTNI doit soumettre à l'approbation de l'Office un PMC conforme aux directives du *Guide sur le processus de réhabilitation* de l'Office. PTNI doit déposer le rapport auprès de l'Office lorsque les objectifs de réhabilitation mentionnés dans le PMC ont été atteints par PTNI.

7. PTNI doit prendre les mesures suivantes pour assurer le suivi et faire rapport de son avancement vers la satisfaction de toutes les conditions de la présente ordonnance :
- a) PTNI doit immédiatement nommer un tiers indépendant chargé des mesures suivantes :
 - i. élaborer un plan des engagements;
 - ii. mettre à jour trimestriellement le plan des engagements;
 - iii. assurer le suivi du plan des engagements relativement à toutes les conditions de la présente ordonnance;
 - iv. faire rapport sur l'état de toutes les exigences associées à la présente ordonnance.
 - b) Le dirigeant responsable de PTNI, nommé aux termes du paragraphe 6.2(1) du RPT, doit signer le plan des engagements et ses mises à jour.
 - c) PTNI doit soumettre le plan des engagements à l'approbation de l'Office dans les 30 jours suivant la délivrance de la présente ordonnance.
 - d) PTNI doit déposer chaque trimestre auprès de l'Office les mises à jour du plan des engagements. La première mise à jour sera déposée 120 jours après le dépôt du premier plan des engagements. Les mises à jour se poursuivront jusqu'à indication contraire de l'Office.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La secrétaire de l'Office,

Original signé par

Sheri Young

ANNEXE A

Ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 de l'Office national de l'énergie

Annexe A - Réduction de pression au niveau le plus bas entre 90 % de la PME autorisée et 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédant la délivrance de la présente ordonnance.

Numéro	Tronçon du pipeline	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	PME autorisée (KPa)	PME réduite (KPa)
1	Doublement Montréal-Sainte-Rose NPS 16	406	7,92	8274	Niveau le plus bas entre 90 % de la PME ou 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédents
2	Tronçons Sainte Rose-Farran's Point NPS 10	273,1	7,8	8274	Niveau le plus bas entre 90 % de la PME ou 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédents
3	Doublements Transition Sainte-Marthe-Farran's Point NPS 16	406	7,14	8274	Niveau le plus bas entre 90 % de la PME ou 10 % sous le niveau de pression le plus élevé atteint dans les 90 jours précédents

Ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 de l'Office national de l'énergie

ANNEXE B

Annexe B — Réduction de pression de 30 % de la PME autorisée (comme précisé)

Numéro	Tronçon du pipeline	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	PME autorisée (KPa)	PME réduite (KPa) (70 % de la PME)
1	Montréal-Sainte-Rose NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
2	Latéral Dorval NPS 10	273,1	6,35	8275	5793
3	Farran's Point-Cummer Junction NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
4	Cummer Junction-Oakville NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
5	Nanticoke-Hamilton NPS 16	406	6,35, 7,14	8094, 9067	5665
6	Hamilton Junction-Oakville NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
7	Latéral Clarkson NPS 10	273,1	7,8	8275	5793
8	Doublement Clarkson Junction-Aéroport de Toronto NPS 20	508	7,14	8274	5793
9	Doublement Oakville-Clarkson NPS 16	406	7,14	9067	6347
10	Latéral Aéroport de Toronto NPS 10	273,1	6,35	8275	5793
11	Latéral CAFAS NPS 8	219,1	6,35	8275	5793
12	Réseau de canalisation d'amenée de Montréal NPS 10	273,1			70 % de la PME
13	Latéral Port Credit				70 % de la PME
14	Latéral Toronto				70 % de la PME
15	Latéral Toronto				70 % de la PME

Ordonnance AO-001-SO-T217-03-2010 de l'Office national de l'énergie

ANNEXE C

Annexe C — Réduction de pression de 30 % de la PME autorisée (comme précisé)

Numéro	Tronçon du pipeline	Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de la paroi (mm)	PME autorisée (KPa)	PME réduite (KPa) (70 % de la PME)
1	Latéral Ottawa NPS 12	323,9	4,8 5,16 5,94 6,35	8274	5793