



Dossier OF-Surv-Gen-T217 01  
Le 24 octobre 2016

Monsieur John Ferris  
Président et chef de la direction  
Pipelines Trans-Nord Inc.  
45, chemin Vogell, bureau 310  
Richmond Hill (Ontario) L4B 3P6  
Télécopieur : 905-770-8675

**Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI)  
Ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010 et lettre de PTNI  
datée du 21 septembre 2016**

Monsieur,

Le 20 septembre, l'Office national de l'énergie a rendu l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010 à l'endroit de PTNI, autorisant ainsi l'exploitation de son réseau pipelinier sous réserve de certaines conditions.

Le 21 septembre 2016, PTNI a déposé une lettre auprès de l'Office accusant réception de l'ordonnance de sécurité modificatrice et demandant les modifications suivantes à l'annexe B de l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010 :

1. correction des pressions maximales d'exploitation (PME) pour quatre tronçons pipeliniers;
2. correction à l'état du service pour deux tronçons pipeliniers;
3. déplacement d'un tronçon pipelinier de l'annexe B à l'annexe A.

PTNI a en outre demandé à rencontrer l'Office afin de clarifier un certain nombre de questions relatives à l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-001-SO-T217-03-2010. Des membres du personnel de l'Office ont rencontré des représentants de PTNI, le 3 octobre 2016, pour discuter de divers aspects de l'ordonnance modificatrice de sécurité AO-001-SO-T217-03-2010. Le personnel de l'Office a également abordé différentes options procédurales en ce qui concerne le dépôt de PTNI daté du 12 septembre 2016.

Après avoir examiné la lettre précitée datée du 21 septembre 2016 ainsi que les conclusions de la

.../2

réunion du 3 octobre 2016, l'Office a rendu l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-002-SO-T217-03-2010 ci-jointe ainsi qu'une annexe B révisée.

Dans sa lettre du 21 septembre 2016, PTNI demandait en outre que la conduite d'amenée Montréal soit déplacée de l'annexe B à l'annexe A de l'ordonnance de sécurité modificatrice, puisqu'elle avait mentionné, dans sa demande à l'égard du tronçon allant de Montréal à Farran's Point, que la canalisation d'amenée Montréal devait retourner à la pression maximale. L'Office estime que la conduite d'amenée Montréal NPS 10 (254 mm) ne devrait pas faire partie de l'annexe A. L'aptitude fonctionnelle de la conduite d'amenée Montréal n'a pas été évaluée par DNV pour le tronçon qui va de Montréal à Farran's Point. De plus, dans sa lettre du 30 novembre 2012, PTNI a demandé à l'Office de lever la restriction de pression pour la partie de son réseau pipelinier qui se trouve entre les stations de pompage Montréal et Farran's Point, mais n'a adressé aucune demande à l'Office en ce qui concerne la conduite d'amenée Montréal. Enfin, la lettre et l'ordonnance SO-T217-006-2013 de l'Office en date du 29 août 2013 ne faisaient aucune mention de la conduite d'amenée Montréal. Par conséquent, l'Office juge que la conduite d'amenée Montréal NPS 10 (273.1 mm) est correctement placée à l'annexe B de l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-002-SO-T217-03-2010.

L'Office prend donc l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-002-SO-T217-03-2010, qui rend compte des PME autorisées révisées et des PME réduites connexes.

Pour toute question concernant l'ordonnance de sécurité modificatrice AO-002-SO-T217-03-2010, veuillez communiquer avec l'Office sans frais au 1-800-899-1265.

Veuillez agréer, Monsieur, mes sincères salutations.

La secrétaire de l'Office,

*Original signé par*

Sheri Young



**ORDONNANCE AO-002-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 qui sont survenus et aux non-conformités qui ont été relevées sur le réseau de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI);

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

**DEVANT** l'Office, le 24 octobre 2016.

**ATTENDU QUE** l'Office réglemente 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;

.../2

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

**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 restreinte 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 technique annuelle, 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 notamment comprendre :
    - i. les taux de propagation 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 restreinte 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 technique annuelle, 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 notamment comprendre :

- i. les taux de propagation 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 doit prendre les mesures suivantes :

- i. PTNI doit faire 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 doit inclure dans l'analyse hydraulique une évaluation des effets collatéraux sur l'exploitation des pipelines d'autres parties dans l'éventualité d'une surpression;
- ii. PTNI doit faire l'analyse hydraulique et en valide les résultats en prédisant correctement tous les incidents de surpression signalés;
- iii. PTNI doit élaborer et mettre 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 doit comprendre 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 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 notamment comprendre ce qui suit :
- 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 notamment ce qui suit :
- 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 notamment comprendre les éléments suivants :

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 des imperfections comprenant, 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 à venir);
  - 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 à venir 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 notamment ce qui suit :
  - 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 de réhabilitation 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 le plan des engagements tous les trimestres;
  - 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 doit être 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**  
**AO-002-SO-T217-03-2010**

**Pipelines Trans-Nord Inc.**  
**Modification à l'ordonnance de sécurité AO-001-SO-T217-03-2010**

**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	8 274	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	8 274	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	8 274	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

**ANNEXE B**  
**AO-002-SO-T217-03-2010**

**Pipelines Trans-Nord Inc.**  
**Modification à l'ordonnance de sécurité AO-001-SO-T217-03-2010**

**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	8 275	5 793
2	Latéral Dorval NPS 10	273,1	6,35	9 653	6 757
3	Farran's Point- Cummer Junction NPS 10	273,1	7,8	8 275	5 793
4	Cummer Junction- Oakville NPS 10	273,1	7,8	8 275	5 793
5	Nanticoke-Hamilton NPS 16	406	6,35 et 7,14	8 094, 9 067	5 665, 6 347
6	Hamilton Junction- Oakville NPS 10	273,1	7,8	9 067, 8 860	6 347, 6 202
7	Latéral Clarkson NPS 10	273,1	7,8	8 275	5 793
8	Doublement Clarkson Junction-Aéroport de Toronto NPS 20	508	7,14	8 274	5 793
9	Doublement Oakville- Clarkson NPS 16	406	7,14	9 067	6 347
10	Latéral Aéroport de Toronto NPS 10	273,1	6,35	8 894	6 226
11	Latéral CAFAS NPS 8	219,1	6,35	6 412	4 488
12	Réseau de canalisation d'amenée de Montréal NPS 10	273,1			70 % de la PME

**ANNEXE C**  
**AO-002-SO-T217-03-2010**

**Pipelines Trans-Nord Inc.**  
**Modification à l'ordonnance de sécurité AO-001-SO-T217-03-2010**

**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	8 274	5 793