

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8

Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres (RPT 99)
de l'Office national de l'énergie

Rapport d'audit final des programmes de gestion de l'intégrité

Numéro de dossier : OF-Surv-OpAud-T211-2012-2013 01

TransCanada Pipelines Limited
et filiales réglementées par l'Office national de l'énergie (TransCanada)
450, Première Rue S. O.
Calgary (Alberta) T2P 5H1

Février 2014

Canada



Résumé

La sécurité de la population canadienne et la protection de l'environnement sont des éléments primordiaux dont l'Office national de l'énergie a tenu compte dans l'examen du rendement des sociétés assujetties à sa réglementation. L'Office exige de ces sociétés qu'elles prévoient, préviennent, atténuent et gèrent les dangers et les risques liés à leurs activités. Il les tient responsables de produire les résultats qu'il attend en matière de sécurité et de protection de l'environnement, dans l'intérêt public.

L'Office a recours à une démarche fondée sur la connaissance du risque pour reconnaître les sociétés, installations et activités réglementées qui doivent faire l'objet de surveillance, et pour cerner les outils qui sont appropriés à cette fin. Les audits des systèmes de gestion constituent un bon moyen de déceler et de corriger, de façon proactive, les situations de non-conformité d'une société avant qu'elles ne prennent de l'ampleur et puissent avoir une incidence sur la sécurité des personnes ou l'environnement.

Le présent rapport décrit l'audit ciblé auquel l'Office a soumis, en rapport avec les installations pipelinières qu'il réglemente, les programmes de gestion de l'intégrité (PGI) de TransCanada. L'Office avait déjà prévu un audit des programmes de gestion de l'intégrité de TransCanada, devant débiter au deuxième trimestre de 2013. À la suite d'allégations de non-conformité à la réglementation formulées par une personne travaillant alors pour TransCanada (plaignant), l'Office a commencé plus tôt son audit et inclus une évaluation des allégations dans la portée et les protocoles techniques établis pour l'audit des PGI qui s'est déroulé de novembre 2012 à août 2013.

Au cours de cet audit, l'Office a mené une évaluation détaillée des exigences de son système de gestion se rapportant aux PGI de TransCanada. Cette société a dû prouver le caractère adéquat et l'efficacité de ses PGI et démontrer qu'elle respectait les exigences de l'Office à l'aide d'entrevues menées auprès de son personnel et de la présentation de registres et de documents justificatifs pertinents.

Dans le respect de son protocole d'audit, l'Office a recensé les différents éléments composant le système de gestion, lesquels sont divisés en sous-éléments, avec des exigences réglementaires propres à chacun. L'Office exige des sociétés qu'elles se conforment entièrement à toutes les exigences réglementaires propres aux sous-éléments évalués. Tout manquement par un programme à une seule exigence réglementaire fait en sorte que le sous-élément au complet est considéré comme non conforme.

L'Office est d'avis que les processus suivis actuellement par TransCanada ont permis de déceler la majorité, et les plus importants, des dangers et des risques.

L'Office conclut que TransCanada est conforme pour les cinq sous-éléments suivants de l'audit : structure organisationnelle, rôles et responsabilités; formation, compétence et évaluation;



contrôle opérationnel – exploitation courante; mesures correctives et préventives; vérification interne.

L'Office conclut par ailleurs que TransCanada n'est pas conforme pour les quatre sous-éléments suivants de l'audit : détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques; contrôle opérationnel – perturbations ou conditions anormales; inspection, mesure et surveillance; revue de la direction.

À l'égard des préoccupations exprimées à l'Office par le plaignant, l'audit a établi que TransCanada avait réagi aux allégations et qu'elle avait élaboré et mis en œuvre un programme de mesures visant à corriger et à prévenir des occurrences semblables. L'Office a noté que les allégations de non-conformité à la réglementation du plaignant avaient été ciblées et traitées par TransCanada seulement après leur dépôt et qu'elles n'avaient pas été relevées de façon proactive par le système de gestion de la société. Les détails de l'évaluation de chaque allégation du plaignant par l'Office se trouvent à l'élément 4.4, « Vérification interne », de l'annexe II du présent rapport d'audit final.

L'Office publiera le rapport d'audit final sur son site Web. TransCanada devra préparer un plan de mesures correctives pour corriger les éléments de non-conformité relevés par l'audit et le soumettre pour approbation dans les 30 jours suivant la publication du rapport d'audit final par l'Office. Le plan de mesures correctives de TransCanada sera également rendu public.

L'Office continuera de surveiller et d'évaluer toutes les mesures correctives de TransCanada jusqu'à ce qu'elles soient pleinement mises en œuvre. Il continuera également de surveiller l'efficacité et la mise en application globales du système de gestion et des PGI de TransCanada au moyen d'activités ciblées de vérification de la conformité dans le cadre de son mandat permanent de réglementation.



Table des matières

1.0 TERMINOLOGIE ET DÉFINITIONS DE L'AUDIT	5
2.0 INTRODUCTION : RAISON D'ÊTRE ET CADRE D'INTERVENTION DE L'OFFICE	5
3.0 CONTEXTE	6
4.0 OBJECTIFS ET PORTÉE DE L'AUDIT	8
5.0 PROCESSUS DE L'AUDIT	9
6.0 RÉSULTATS DE L'AUDIT – RÉSUMÉ	9
Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques	9
Structure organisationnelle, rôles et responsabilités	10
Formation, compétence et évaluation	11
Contrôle opérationnel - exploitation courante	11
Contrôle opérationnel perturbations ou conditions anormales	11
Inspection, mesure et surveillance	12
Mesures correctives et préventives	13
Vérification interne	14
Revue de la direction	14
Allégations de non-conformité	15
7.0 CONCLUSIONS	16

Annexes

Annexe I	Cartes et descriptions des systèmes des filiales de TransCanada
Annexe II	Évaluation de l'audit des programmes de gestion de l'intégrité
Annexe III	Participants aux réunions et représentants interrogés de TransCanada
Annexe IV	Documents examinés



1.0 Terminologie et définitions de l'audit

Audit : Démarche systématique, indépendante et documentée consistant à obtenir des preuves et à les examiner objectivement pour vérifier dans quelle mesure les critères ont été respectés.

Plan de mesures correctives : Destiné à redresser les situations de non-conformité relevées dans le rapport d'audit, le plan explique les méthodes et les mesures qui seront utilisées pour les redresser.

Conforme : État d'un élément de programme qui répond aux exigences juridiques. La société a démontré qu'elle a élaboré et mis en œuvre ses programmes, ses processus et ses procédures en vue de répondre aux exigences juridiques.

Conclusion : Évaluation ou détermination établissant que les programmes ou des éléments de programme répondent de façon satisfaisante aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et des règlements qui en découlent.

Non conforme : Un élément de programme ne répond pas aux exigences juridiques. La société n'a pas démontré qu'elle a élaboré et mis en œuvre ses programmes, ses processus et ses procédures en vue de répondre aux exigences juridiques. Un plan de mesures correctives est à élaborer et à mettre en application.

Procédure : Série documentée d'étapes d'un processus se déroulant dans un ordre régulier et défini dans le but d'accomplir des activités individuelles d'une manière efficace et sécuritaire. La procédure précise également les rôles, les responsabilités et les pouvoirs requis pour mener à bien chaque étape.

Processus : Ensemble systématique de mesures ou modifications se déroulant dans un ordre défini en vue d'obtenir un résultat.

Programme : Ensemble documenté de processus et procédures établis en vue d'obtenir régulièrement un résultat. Le programme précise de quelle manière les plans et les procédures sont reliés entre eux et en quoi chacun d'eux contribue au résultat.

2.0 Introduction : Raison d'être et cadre d'intervention de l'Office

L'Office a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des canalisations, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.



L'Office adopte une approche proactive de gestion des dangers et des risques. Les activités de vérification de la conformité permettent à l'Office de dépister les problèmes éventuels que pourraient avoir des sociétés réglementées, et d'y parer au moyen de l'imposition de mesures d'exécution appropriées, le cas échéant. Ces mesures comprennent des vérifications de la conformité, comme des inspections, des réunions sur la conformité, des exercices d'urgence, des enquêtes et des audits, comme celui-ci.

L'Office exige que chaque société soit en mesure de démontrer la pertinence et la mise en œuvre des méthodes qu'elle a choisies et employées pour déterminer et gérer de façon proactive les dangers et les risques et ainsi se conformer aux exigences. Pour évaluer la conformité, l'Office effectue la vérification des programmes des sociétés qu'il réglemente. À la suite des audits, les sociétés sont tenues de présenter et de mettre en œuvre un plan de mesures correctives pour redresser et atténuer les situations de non-conformité constatées. Les résultats des audits sont considérés comme faisant partie de la démarche de cycle de vie fondée sur la connaissance du risque de l'Office dans le cadre du processus d'assurance de la conformité.

Une démarche fondée sur la connaissance du risque permet à l'Office de mieux comprendre et évaluer le risque pour la sécurité du public et des travailleurs et l'environnement que comportent les activités relatives aux canalisations. Elle permet également d'utiliser les ressources publiques de la manière la plus productive et la plus responsable.

Dans le respect de son protocole d'audit, l'Office a recensé les différents éléments composant le système de gestion, lesquels sont divisés en sous-éléments, avec des exigences réglementaires propres à chacun. L'Office exige des sociétés qu'elles se conforment entièrement à toutes les exigences réglementaires propres aux sous-éléments évalués. Tout manquement par un programme à une seule exigence réglementaire fait en sorte que le sous-élément au complet est considéré comme non conforme.

3.0 Contexte

Depuis novembre 2012, les auditeurs et les inspecteurs de l'Office ont visité les installations et le siège social de TransCanada pour y vérifier la pertinence et l'efficacité des PGI de la société et déterminer si elle est conforme à la *Loi sur l'Office national de l'énergie*¹, aux autres règlements et aux normes de l'industrie, comme celle de l'Association canadienne de normalisation (CSA). L'audit ciblé était approfondi et il englobait toutes les filiales réglementées par l'Office appartenant à TransCanada.

¹ Le 17 juillet 2013, l'Office a publié une mise à jour du Protocole de vérification du système de gestion et des programmes de protection. Comme cette vérification était en cours à ce moment, elle s'est déroulée conformément à l'ancien protocole de vérification, lequel est reproduit à l'annexe II.



L'audit comprenait une évaluation ciblée des PGI de TransCanada se rapportant à ses installations de canalisations réglementées par l'Office. Cet audit portait sur les sous-éléments suivants du système de gestion se rapportant aux PGI de TransCanada :

- Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques
- Structure organisationnelle, rôles et responsabilités
- Formation, compétence et évaluation
- Contrôle opérationnel – exploitation courante
- Contrôle opérationnel – perturbations ou conditions anormales
- Inspection, mesure et surveillance
- Mesures correctives et préventives
- Vérification interne
- Revue de la direction

Les filiales de TransCanada visées par la portée de cet audit comprenaient expressément :

- TransCanada Pipelines Limited
- TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.
- Gazoduc Trans Québec & Maritimes, Inc.
- Foothills Pipe Lines Ltd.
- NOVA Gas Transmission Ltd.

Ces filiales détiennent les certificats pour les installations réglementées par l'Office appartenant à TransCanada, ce qui comprend la canalisation principale du Canada (exploitée par TransCanada PipeLines Limited), la canalisation Keystone (exploitée par TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.), le réseau de canalisations de TQM (exploité par Gazoduc Trans-Québec & Maritimes Inc.), le réseau Foothills (exploité par Foothills Pipe Lines Ltd.) et le réseau de l'Alberta (NGTL) (exploité par NOVA Gas Transmission Ltd.).

Le 1^{er} mai 2012, l'Office a reçu la déclaration d'un plaignant alléguant l'existence d'éléments non conformes à la réglementation contre TransCanada. L'Office a lancé une enquête et confirmé qu'il n'existait aucune menace immédiate pour la santé publique et l'environnement en rapport avec ces allégations. À la lumière des préoccupations soulevées, l'Office a commencé plus tôt un audit de TransCanada qui avait été prévue pour le deuxième trimestre de 2013 et il a intégré une évaluation des allégations en fonction de la portée et du protocole technique établis pour cet audit.



4.0 Objectifs et portée de l'audit

La portée de l'audit comprenait une évaluation visant à déterminer si TransCanada satisfaisait aux exigences établies dans :

- la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;
- le RPT-99²;
- la norme CSA Z662-11, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*;
- ses politiques, pratiques et procédures.

Plus particulièrement, l'audit portait sur neuf sous-éléments des exigences du système de gestion de l'Office se rapportant aux PGI de TransCanada. Ces sous-éléments ont été choisis à l'aide de la démarche fondée sur la connaissance du risque de l'Office dans le but de fixer la portée de l'audit sur les éléments ayant déjà présenté les taux de non-respect les plus élevés parmi les sociétés réglementées par l'Office et d'accélérer et d'orienter l'évaluation des programmes techniques des PGI à la lumière des allégations.

Dans le but d'évaluer la conformité aux sous-éléments, TransCanada a dû prouver la pertinence et l'efficacité de ses PGI et démontrer qu'elle respectait les exigences énumérées ci-dessus à l'aide d'entrevues menées auprès de son personnel et de la présentation de registres et de documents justificatifs pertinents.

Comme on l'a mentionné, le protocole d'audit a été modifié pour évaluer précisément les allégations de non-conformité à la réglementation portées à l'attention de l'Office par le plaignant. Cela comprenait entre autres ce qui suit :

- la confirmation que les pratiques de TransCanada concernant l'inspection des soudures et l'examen non destructif satisfont aux exigences de l'Office, lesquelles demandent une inspection par un tiers certifié qui relève directement de TransCanada et qui est indépendant des entrepreneurs exécutant les travaux;
- l'examen des modifications apportées par TransCanada à sa pratique interne sur les directives en matière de génie et la détermination du respect ou du non-respect des exigences de l'Office;
- l'évaluation des mesures précises de remise en état qui ont été prises en fonction des conclusions de la vérification interne de TransCanada;

² Le 10 avril 2013, le RPT-99 a été modifié et renommé « *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* » (RPT). Comme cet audit était en cours à ce moment-là, on a continué de suivre le RPT-99, et toutes les références dans ce rapport d'audit renvoient au RPT-99, à moins d'indications contraires. L'élaboration de PGI est aussi obligatoire en vertu du RPT, et tout élément jugé non conforme dans cet audit selon le RPT-99 est également considéré comme non conforme suivant le RPT, TransCanada a également fait l'objet d'un audit lié aux exigences de la norme CSA Z662-11, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*. Ces exigences n'ont subi aucune modification durant l'audit.



- l'évaluation des processus révisés d'inspection de TransCanada pour établir s'ils satisfont ou non aux exigences fixées dans le RPT-99;
- l'évaluation du nouveau programme de formation des inspecteurs sur les procédures d'examen non destructif pour déterminer s'il est adéquat;
- l'examen de la description de poste du nouveau gestionnaire du contrôle ou de l'assurance de la qualité et la confirmation de ses responsabilités.

5.0 Processus de l'audit

Le 8 novembre 2012, une première rencontre a eu lieu à Calgary, en Alberta, avec des représentants de TransCanada dans le but de discuter des objectifs, de la portée et du processus de l'audit de l'Office et d'établir un calendrier pour les entrevues auprès du personnel et les vérifications sur le terrain. Les entrevues au siège social de TransCanada et les vérifications sur le terrain ont été faites de novembre 2012 à juillet 2013. À la fin de chaque jour, des résumés quotidiens avec des mesures à prendre ont été remis à TransCanada. Le 27 août 2013, une dernière rencontre d'audit a été tenue au bureau de l'Office, et les résultats de l'audit, y compris un résumé des éléments non conformes du projet d'audit, ont été examinés avec TransCanada.

Depuis, l'Office a examiné et évalué les renseignements recueillis durant la vérification, y compris les documents déposés, les transcriptions des entrevues menées auprès du personnel de la société et les documents justificatifs pertinents.

Pour une liste des participants aux réunions et des représentants interrogés de TransCanada, veuillez consulter l'annexe III. Pour la liste des documents et registres examinés, veuillez consulter l'annexe IV.

6.0 Résultats de l'audit – Résumé

Le résumé qui suit présente un survol des conclusions de l'audit de l'Office. Les conclusions détaillées des évaluations de l'Office pour chacun des neuf sous-éléments des PGI de TransCanada de cet audit sont fournies à l'annexe II. L'évaluation de l'Office portant sur les allégations du plaignant concernant la non-conformité à la réglementation se trouve au sous-élément 4.4, « Vérification interne », de l'annexe II.

Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques

Le sous-élément 2.1, « Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques », de la vérification du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à démontrer qu'elle a une procédure pour déterminer tous les dangers possibles, qu'elle évalue le degré de risque lié à ces dangers et qu'elle met en œuvre des mesures destinées à atténuer ou éliminer le risque.



TransCanada a implanté un système pour déterminer et gérer ses risques d'exploitation et d'entretien. Les risques sont déterminés en alignant la probabilité des événements et l'ampleur possible de leurs conséquences. Selon les registres, pour les canalisations et les installations, les travaux sont planifiés et les évaluations des risques sont menées en tenant compte des conséquences des risques liés à la santé, à la sécurité, à l'environnement et aux personnes. La méthode de détermination des menaces de TransCanada a fait l'objet d'un examen pour toutes les menaces, et l'évaluation a établi que cette méthode respectait les exigences.

L'audit n'a relevé qu'une seule situation de non-conformité dans le sous-élément de la détermination des dangers et de l'évaluation et de la maîtrise des risques. TransCanada a élaboré un nouveau programme de gestion pour les canalisations sous haute pression dans les installations gazières. Ce nouveau programme a fait l'objet d'une évaluation, et son contenu est adéquat. Cependant, il n'a pas encore été mis en œuvre dans toutes les installations de TransCanada.

Conclusion sur le sous-élément de la vérification du système de gestion : En raison de la mise en œuvre incomplète du programme requis sur la tuyauterie des postes sous haute pression, on évalue que TransCanada ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 ni de la norme CSA Z662-11 et qu'elle est donc non conforme à ce sous-élément de la vérification.

Structure organisationnelle, rôles et responsabilités

Le sous-élément 3.1, « Structure organisationnelle, rôles et responsabilités », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à avoir une structure organisationnelle propre à assurer le bon fonctionnement de ses programmes de gestion et de protection. Elle doit avoir des rôles et responsabilités clairement définis, dont des responsabilités liées à la mise en œuvre de ces programmes.

À TransCanada, environ 310 employés travaillent sur les programmes de gestion de l'intégrité pour l'ensemble du réseau des canalisations canadiennes de la société. Cet effectif est complété par quelque 80 techniciens sur le terrain qui réalisent les activités relatives à l'intégrité.

Pour les PGI des canalisations de gaz et des canalisations transportant des liquides, l'audit a établi que les rôles et les responsabilités sont bien définis et que les ressources qui y sont consacrées sont adéquates. L'audit a aussi évalué le PGI des installations révisé de TransCanada, appelé « Programme de gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations » (PGIFI), pour conclure qu'il comble les lacunes de la version précédente quant aux rôles et aux responsabilités.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.



Formation, compétence et évaluation

Le sous-élément 3.3, « Formation, compétence et évaluation », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à avoir un programme de formation documenté à l'intention des employés et des entrepreneurs visés par ses programmes de gestion et de protection. La formation doit inclure l'information sur les politiques propres aux programmes, les exigences en matière de protection civile et d'intervention environnementale ainsi que les conséquences en cas de non-respect de ces exigences. La formation doit permettre d'évaluer la compétence pour s'assurer que les exigences en matière de connaissances souhaitées sont respectées.

Selon les documents et les registres examinés, l'audit a établi que TransCanada a élaboré des méthodes efficaces de gestion de la formation et de la qualification de ses employés et entrepreneurs.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Contrôle opérationnel – exploitation courante

Le sous-élément 3.6, « Contrôle opérationnel – exploitation courante », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à établir et à mettre à jour au besoin un processus pour élaborer, mettre en œuvre et diffuser des mesures d'atténuation, de prévention et de protection afin de prévenir les risques et les dangers relevés dans les éléments 2.0 et 3.0. Cela doit comporter des mesures visant à réduire ou éliminer de façon proactive les risques et les dangers à leur source.

L'audit a établi que les programmes de gestion des menaces de TransCanada fournissent une liste de mesures d'intégrité pertinente pour gérer les risques et menaces et les risques recensés. Certaines de ces menaces comprennent, entre autres, la corrosion des canalisations, la construction et la production, les forces liées aux conditions météorologiques et les forces extérieures ainsi que les dommages mécaniques.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Contrôle opérationnel – perturbations ou conditions anormales

Le sous-élément 3.7, « Contrôle opérationnel – perturbations ou conditions anormales », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à établir et à mettre



à jour au besoin des méthodes pour déterminer l'éventualité de conditions inhabituelles d'exploitation, de rejets accidentels, d'incidents et de situations d'urgence.

TransCanada a mis en œuvre des procédures pour déterminer l'éventualité de perturbations ou de conditions d'exploitation anormales. L'infrastructure de canalisations de TransCanada est surveillée à distance en permanence au moyen d'un système informatisé d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) et d'un système de secours sur place. En cas de panne de ces deux systèmes à la suite d'une catastrophe, un centre de contrôle secondaire situé à un autre endroit comprend une sauvegarde complète des systèmes primaire et secondaire de secours.

Cet audit a également établi que les systèmes limiteurs de pression et de décharge de la pression, les systèmes de détection des fuites, les systèmes de la qualité du gaz, les systèmes d'alerte, les dispositifs d'arrêt et les systèmes de fonctionnement des vannes de TransCanada étaient tous adéquats et conformes aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11.

La protection contre la surpression dans les réseaux de canalisations de pétrole de TransCanada s'est avérée adéquate, mais l'Office a déterminé que le système de NOVA Gas Transmission Ltd (NGTL) n'effectue pas assez d'inspections ou de vérifications dans les installations de ses clients pour s'assurer que le réseau est exploité selon les exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11. Étant donné l'historique des incidents liés à une surpression du système et le fait que TransCanada n'a pas encore complètement mis en œuvre son plan d'action visant à vérifier le respect des exigences, la société ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11; elle ne respecte donc pas ce sous-élément de l'audit.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel au sujet des programmes relatifs aux systèmes de protection contre la surpression du réseau de l'Alberta (NGTL), on considère que TransCanada ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle ne respecte donc pas ce sous-élément de l'audit.

Inspection, mesure et surveillance

Le sous-élément 4.1, « Inspection, mesure et surveillance », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à élaborer et mettre en œuvre des programmes de contrôle et de surveillance, ce qui comprend les travaux exécutés par voie de contrat pour le compte de la société. Ils doivent renfermer des mesures pour évaluer les programmes de gestion et de protection de la société.

Selon les documents et les registres examinés, l'audit a établi que TransCanada a élaboré et mis en œuvre des programmes efficaces d'inspection, de mesure et de surveillance.



D'autres sections de ce sous-élément ont été jugées non conformes aux exigences réglementaires en raison d'une mise en œuvre inadéquate ou incomplète des programmes. Cela comprenait ce qui suit :

- la position de TransCanada selon laquelle la surveillance continue de tous les produits transportés pour le pétrole brut acide dans la canalisation Keystone n'est pas requise puisque des essais récents ont confirmé l'actuelle nature non acide de ces produits;
- l'incapacité de TransCanada à produire assez d'éléments probants afin de démontrer le caractère adéquat de ses programmes permanents de gestion de l'intégrité pour la corrosion des segments impossibles à racler du réseau de NGTL;
- le caractère trop général de descriptions contextuelles du programme d'inspection des conduites des installations et le manque de précision des éléments requis pour une mise en œuvre adéquate, efficace et cohérente.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel au sujet de la surveillance du sulfure d'hydrogène (H₂S) dans le pétrole brut de la canalisation Keystone; de la surveillance de la corrosion externe dans les canalisations impossibles à racler du réseau de l'Alberta (NGTL); et de la surveillance de l'intégrité de la tuyauterie souterraine des postes de toutes les installations de TransCanada, on considère que TransCanada ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et que, par conséquent, elle ne respecte pas ce sous-élément de l'audit.

Mesures correctives et préventives

Le sous-élément 4.2, « Mesures correctives et préventives », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à avoir un processus pour enquêter sur les incidents ou les cas de non-conformité susceptibles de survenir, ce qui comprend un processus pour atténuer les problèmes réels ou éventuels découlant de ces incidents ou ces cas de non-conformité. La société doit mettre au point des procédures pour analyser les données colligées sur les incidents afin de déceler les défauts et de trouver de façon proactive des améliorations.

Durant l'audit, TransCanada a fourni des éléments probants de ses analyses sur les types d'incidents possibles. La société a également démontré qu'elle colligeait et analysait des données sur les indicateurs de rendement clés dans le but d'évaluer les tendances et de connaître les causes fondamentales des incidents.

Quand des problèmes ou des incidents sont notés, l'Office a constaté que les méthodes de signalement des incidents et des cas de non-conformité internes étaient adéquates, mais qu'elles pourraient comporter plus de détails sur les mesures de prévention et le partage des apprentissages à l'échelle de la société. TransCanada s'est engagée à améliorer le niveau de détail de ces éléments.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux



exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Vérification interne

Le sous-élément 4.4, « Vérification interne », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à élaborer et à mettre en œuvre un processus documenté pour entreprendre l'audit de ses programmes et procédures de gestion et de protection. Le processus d'audit doit inclure et gérer les besoins en formation et en compétences du personnel affecté aux audits et être effectué régulièrement.

Les audits internes des PGI sont réalisés par des employés qui sont indépendants des secteurs à auditer ou par des tiers contractuels. Des audits de la conformité sur le terrain sont menés tous les trimestres à différents endroits au Canada. Toutes les conclusions des audits font l'objet d'un suivi et doivent être résolues. Les conclusions sont classées comme étant propres à un site ou systémiques, et la responsabilité de ces conclusions est attribuée en conséquence. L'état d'avancement de la résolution des conclusions des audits fait l'objet d'un suivi, et elles sont transmises à des échelons supérieurs au besoin.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Revue de la direction

Le sous-élément 5.1, « Revue de la direction », de l'audit du système de gestion renvoie aux règlements qui obligent une société à revoir formellement les programmes de gestion et de protection pour s'assurer qu'ils sont toujours adéquats, pertinents et efficaces. La revue doit s'appuyer sur des documents et dossiers appropriés, être formelle et documentée et être exécutée à intervalles réguliers.

L'audit a conclu que TransCanada a entrepris plusieurs initiatives visant à revoir ses PGI, dont les suivantes :

- la désignation d'un dirigeant responsable de la revue de la direction;
- l'instauration de niveaux de responsabilité et d'obligation redditionnelle à chaque niveau de l'organisation;
- la participation à des activités d'associations de l'industrie pour mettre en commun les apprentissages et les pratiques exemplaires.

Certains cas de non-conformité constatés durant l'audit, comme la protection insuffisante contre la suppression et la gestion des dangers associés à la corrosion externe, illustrent les résultats d'une méthode de revue de la direction qui n'est pas entièrement efficace. Cet élément de l'audit



comprenait aussi un examen des allégations faites par un plaignant et une analyse de l'examen interne de TransCanada qui a résulté de la plainte (voir la section ci-dessous sur les allégations de non-conformité).

Conclusion sur l'élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les interviews menées auprès du personnel au sujet de la revue de la direction, il a été déterminé que TransCanada ne respecte pas les exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et que, par conséquent, elle n'est pas conforme à ce sous-élément de l'audit.

Allégations de non-conformité

Le 1^{er} mai 2012, l'Office a reçu la déclaration d'un plaignant alléguant l'existence d'éléments non conformes à la réglementation dans les pratiques de gestion de l'intégrité de TransCanada. Ces préoccupations ont été portées à l'attention de l'Office après que le plaignant ait exprimé des inquiétudes semblables à l'aide des mécanismes internes de TransCanada.

L'Office avait déjà prévu le début d'un audit des PGI de TransCanada au deuxième trimestre de 2013. À la suite d'allégations de non-conformité à la réglementation formulées par une personne travaillant alors pour TransCanada (plaignant), l'Office a commencé plus tôt son audit et inclus une vérification des allégations dans la portée et les protocoles techniques établis pour l'audit.

L'audit des PGI menée par l'Office a permis de réaliser une évaluation détaillée des procédures de TransCanada et des registres de toutes les mesures préventives et correctives prises par TransCanada en fonction de ces allégations. Les détails de la vérification de l'Office pour chaque allégation du plaignant sont présentés au sous-élément 4.4, « Vérification interne », de l'annexe II du présent rapport d'audit. L'audit de l'Office a confirmé que la société avait élaboré et pris des mesures visant à prévenir ou à corriger de telles occurrences pour les problèmes jugés valides. L'audit de l'Office a également établi que certaines allégations du plaignant ne concernaient pas des problèmes de non-conformité aux exigences réglementaires.

L'Office a évalué les procédures pertinentes de la société et les registres de toutes les mesures préventives et correctives prises par TransCanada en fonction de ces allégations. L'Office a aussi évalué l'enquête interne de TransCanada sur son respect des procédures et des normes techniques et il note que de nombreuses allégations de non-conformité à la réglementation formulées par le plaignant avaient été confirmées par la vérification interne de TransCanada.

L'audit de l'Office a confirmé que, à l'issue de cet audit, TransCanada avait élaboré et pris des mesures visant à prévenir ou à corriger de telles occurrences pour les éléments non conformes confirmés qui avaient été soulevés par le plaignant.

L'Office conclut que les pratiques et les procédures de TransCanada quant au signalement des préoccupations des employés au moment de l'audit n'étaient pas mises en œuvre efficacement, ce qui justifie la conclusion de non-conformité de l'Office pour le sous-élément 5.1, « Revue de la direction », de l'audit.



Une liste détaillée de l'évaluation de l'Office pour chaque allégation est consignée au point 4.4, « Vérification interne », de l'annexe II.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Voir la conclusion du sous-élément 4.4, « Vérification interne », de l'audit ci-dessus.

7.0 Conclusions

Les entreprises réglementées par l'Office doivent démontrer leur volonté d'agir de façon proactive en vue d'améliorer constamment leur rendement sur le plan de la sécurité, de la sûreté et de la protection de l'environnement. Les sociétés pipelinières relevant de l'Office sont tenues d'incorporer des PGI à leurs activités au quotidien. Ces programmes comprennent les outils, les technologies et les mesures nécessaires pour veiller à ce que les pipelines soient sécuritaires et qu'ils le demeurent. Les programmes de gestion de l'intégrité aident les sociétés pipelinières à prédire et à prévenir les défaillances.

L'Office a conclu que TransCanada est conforme pour cinq sous-éléments de cet audit :

- Structure organisationnelle, rôles et responsabilités
- Formation, compétence et évaluation
- Contrôle opérationnel – exploitation courante
- Mesures correctives et préventives
- Vérification interne

L'Office a conclu que TransCanada est non conforme pour quatre sous-éléments de l'audit :

- Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques;
- Contrôle opérationnel – perturbations ou conditions anormales
- Inspection, mesure et surveillance
- Revue de la direction

L'Office est d'avis que les processus suivis actuellement par TransCanada ont décelé la majorité des dangers et des risques et les plus importants. Malgré cela, l'audit a établi que les conclusions de non-conformité se rapportent aux facteurs contributifs suivants :

- la reconnaissance de tous les dangers possibles et leur intégration dans les sous-éléments des programmes qui ont été jugés non conformes;
- les problèmes relatifs aux pratiques de gestion interne de TransCanada. Les exemples comprennent notamment : confiance excessive dans des indicateurs tardifs; prise en considération inadéquate des avis de sécurité de l'Office pour lesquels on constate des conditions dangereuses et un non-respect des exigences réglementaires; mise en œuvre inefficace des pratiques internes pour résoudre les problèmes du plaignant avant la notification de l'Office.



En ce qui concerne l'enquête menée par l'Office sur les allégations de non-conformité à la réglementation formulées par le plaignant contre les pratiques de gestion de l'intégrité de TransCanada, l'évaluation de l'Office a permis d'établir que TransCanada a élaboré et pris des mesures afin de prévenir et de corriger des occurrences semblables pour les problèmes confirmés. L'Office reconnaît qu'il ne peut pas être partout, à tout moment, malgré un cadre réglementaire strict. Voilà pourquoi l'Office encourage les personnes concernées à exprimer leurs inquiétudes en matière de sécurité à l'intérieur des sociétés et, au besoin, de les porter à l'attention de l'Office.

L'Office a également mené une enquête sur certaines canalisations en acier et certains raccords installés sur la canalisation Keystone pouvant avoir une force de rupture inférieure aux prévisions. Cette enquête n'est pas terminée. Les conclusions de l'enquête et les mesures correctives obligatoires seront établies hors de la portée de l'audit.

Un PGI efficace et bien implanté ne représente qu'une partie de l'exigence globale envers les sociétés réglementées par l'Office. Au moment de la publication de ce rapport d'audit, d'autres audits distincts et concurrents se poursuivent quant aux programmes de TransCanada sur la sécurité, la protection de l'environnement, la gestion des urgences, les croisements et la sensibilisation du public. L'Office publiera le rapport d'audit final sur son site Web.

TransCanada devra soumettre un plan de mesures correctives à l'approbation de l'Office dans les 30 jours suivant la publication du rapport d'audit final. Ce plan décrira de quelle manière la société traitera les conclusions de non-conformité établies durant l'audit. L'Office réalisera d'autres activités de vérification de la conformité pour s'assurer que les améliorations proposées dans le plan de mesures correctives sont mises en œuvre de façon proactive et expéditive dans l'ensemble du réseau.

ANNEXE I

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ET DE SES FILIALES RÉGLEMENTÉES PAR L'OFFICE (TRANSCANADA)

CARTES ET DESCRIPTION DU RÉSEAU DE CANALISATION

Les cartes et descriptions suivantes portent sur les filiales de TransCanada comprises dans la portée du présent audit, à savoir :

- TransCanada Pipelines Limited;
- TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.;
- Gazoduc Trans Québec & Maritimes, Inc.;
- Foothills Pipe Lines Ltd.;
- NOVA Gas Transmission Ltd.;

Ces filiales détiennent les certificats pour les installations réglementées par l'Office appartenant à TransCanada, qui incluent le réseau principal au Canada, le pipeline Keystone, le réseau pipelinier de TQM, le réseau Foothills et le réseau de l'Alberta (NGTL).

Le réseau principal au Canada, illustré dans la figure 1, consiste en un gazoduc de 14 100 km de long qui s'étend de la limite entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'est jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont et se raccorde à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

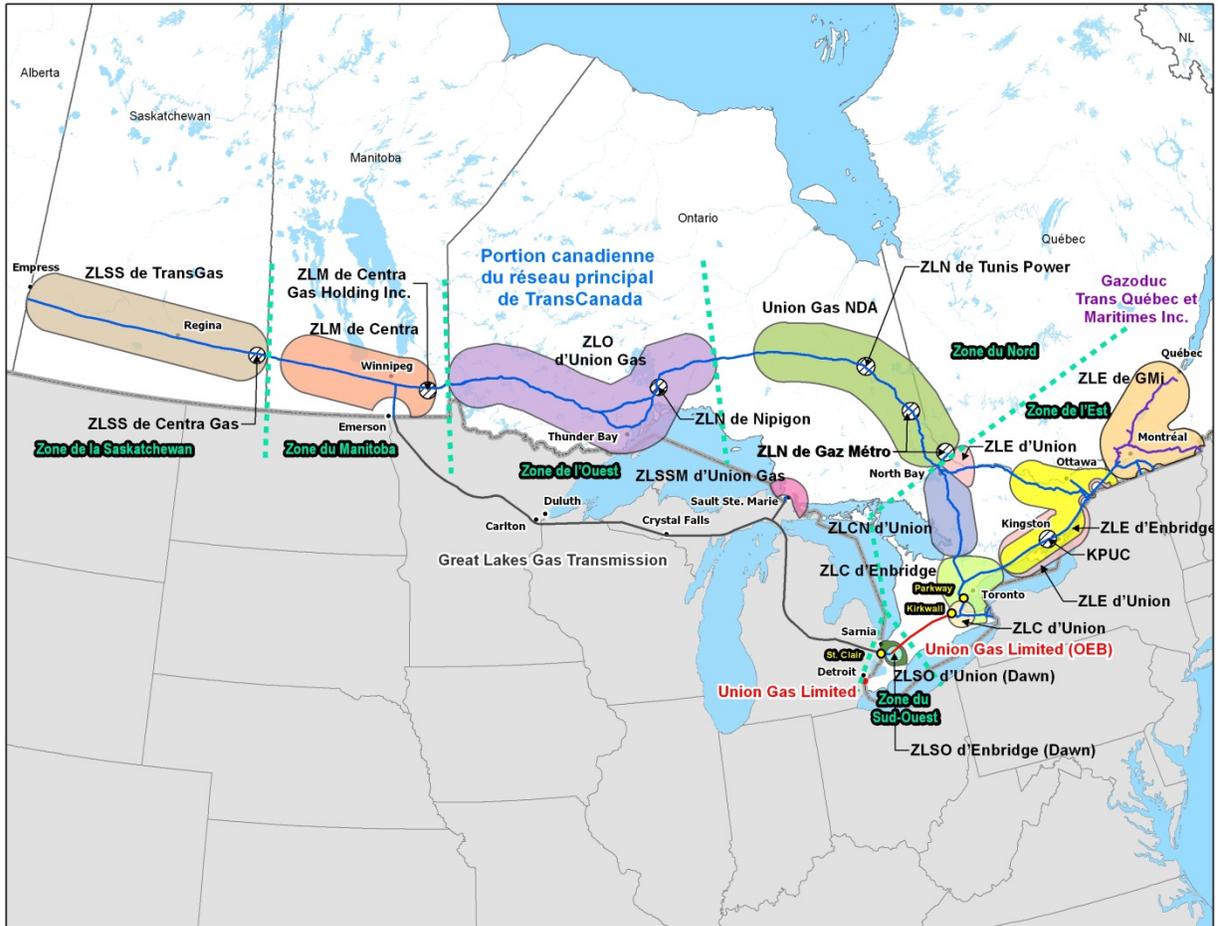


Figure 1 : Réseau principal au Canada

Le pipeline Keystone, illustré dans la figure 2, est un pipeline de 1 251 km de long qui transporte du pétrole brut de Hardisty, en Alberta, jusqu'à la frontière entre le Manitoba et le Dakota du Nord. Le pipeline Keystone se prolonge aux États-Unis.

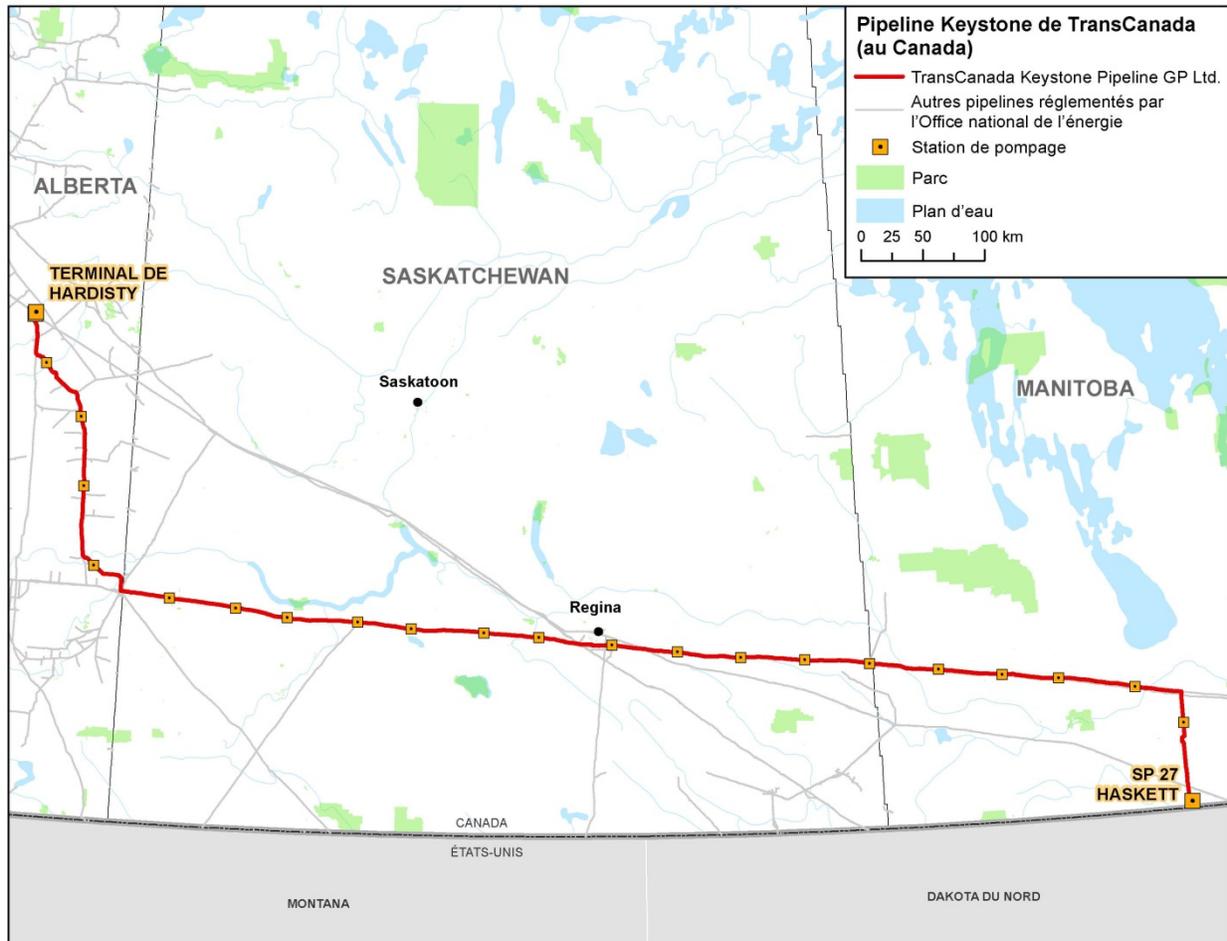


Figure 2 : Pipeline Keystone

Le réseau pipelinier de TQM, illustré dans la figure 3, est un gazoduc de 573 km de long situé au Québec, qui relie Saint-Lazare, à l'ouest de Montréal, à Saint-Nicolas, sur la rive sud de la Ville de Québec, et Lachenaie, à l'est de Montréal, à East Hereford, à la frontière avec le New Hampshire.

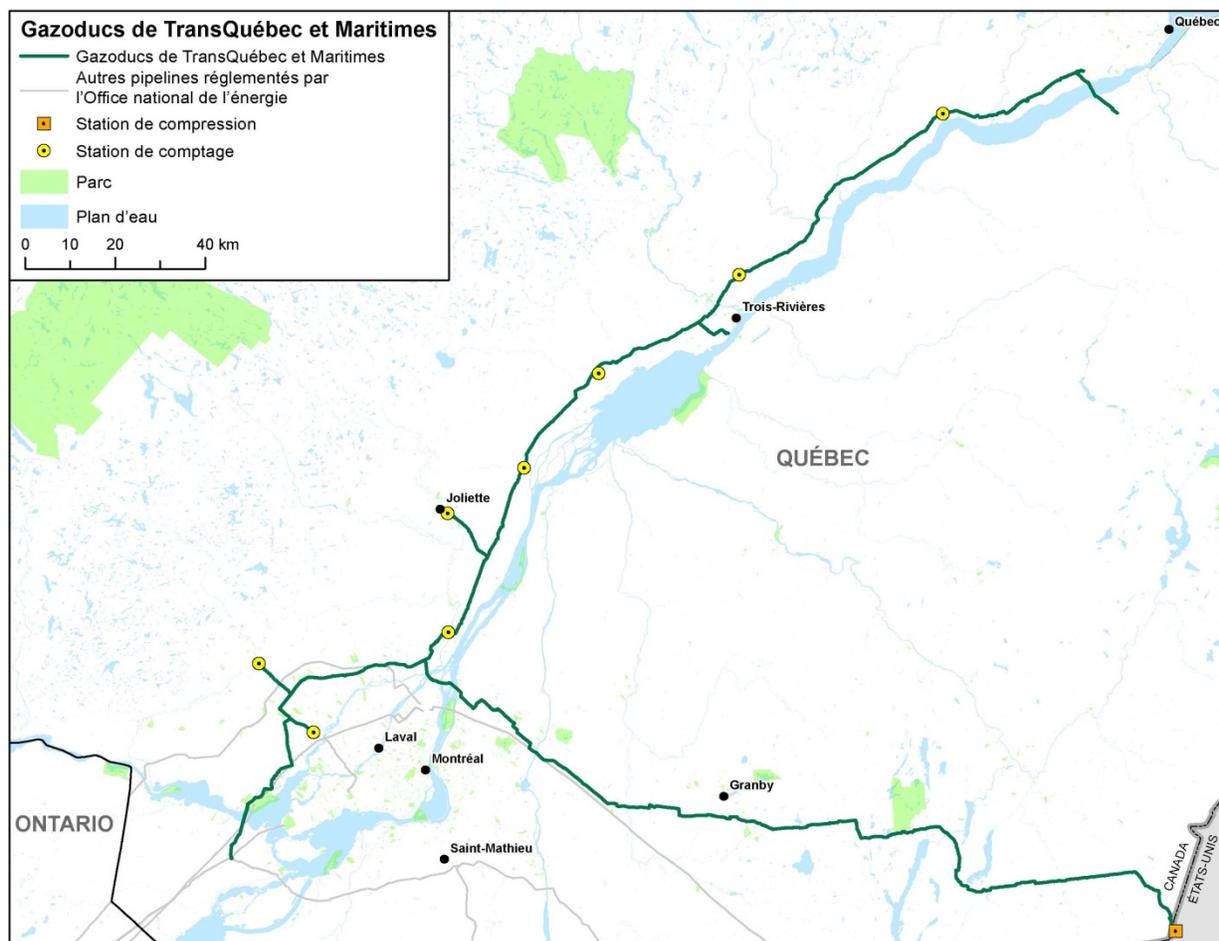


Figure 3 : Réseau pipelinier de TQM

Le réseau Foothills, illustré dans la figure 4, est un gazoduc de 1 046 km de long qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta vers les États-Unis.

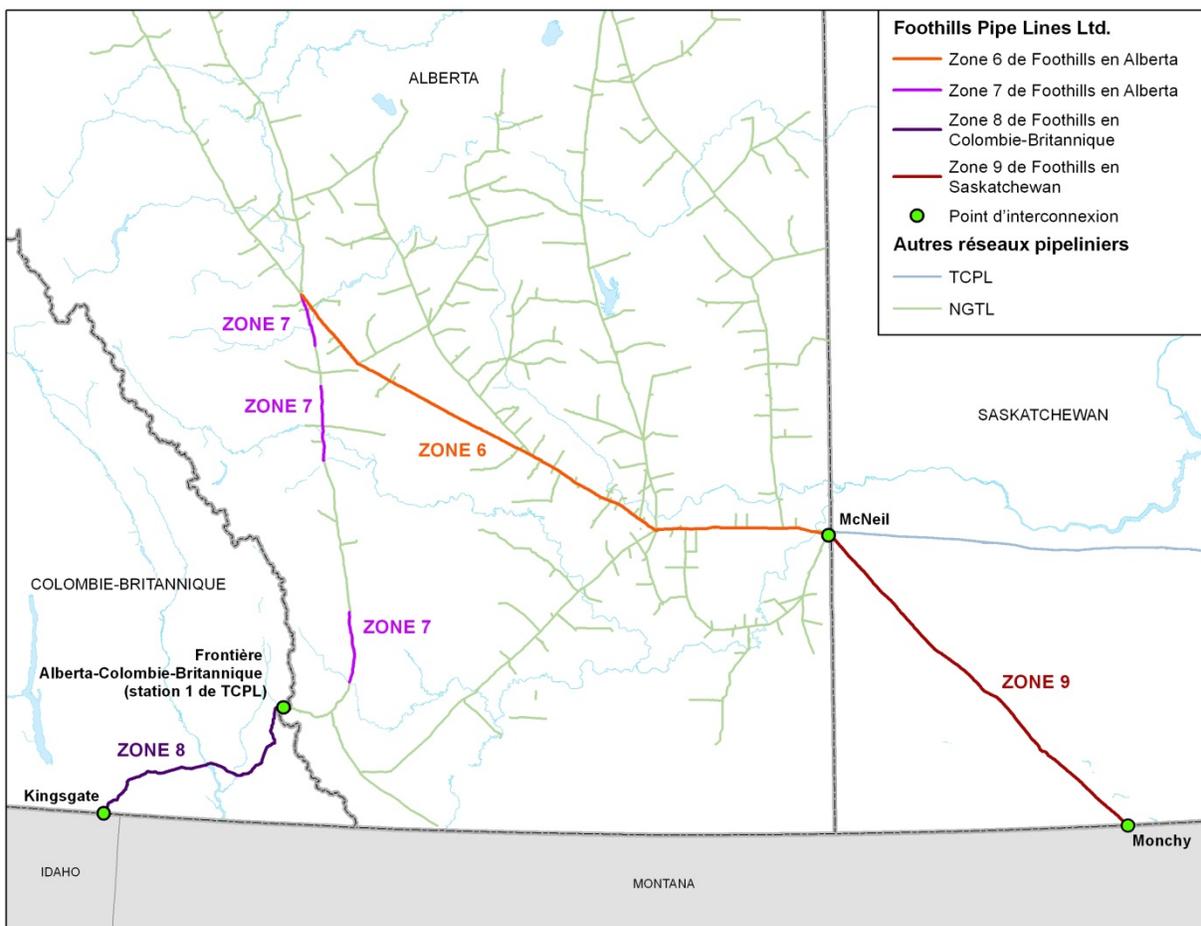


Figure 4 : Réseau Foothills

Le réseau de l'Alberta (NGTL), illustré dans la figure 5, est un réseau de collecte de gaz naturel de 24 828 km de long situé en Alberta qui permet de livrer le gaz naturel à des points de raccordement du réseau principale du Canada, du réseau Foothills et des gazoducs d'autres sociétés.

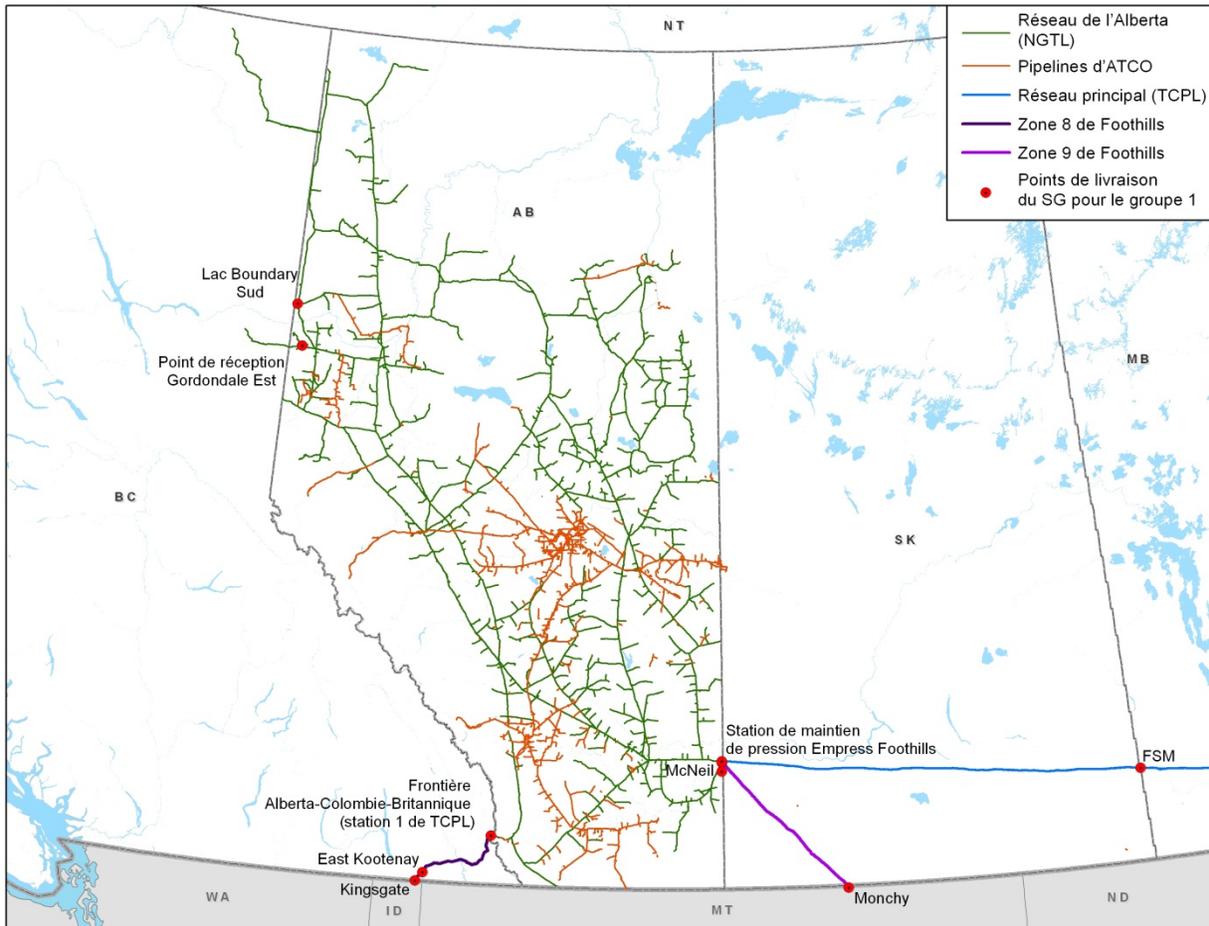


Figure 5 : Réseau de l'Alberta (NGTL)

ANNEXE II
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ET SES FILIALES RÉGLEMENTÉES PAR L’OFFICE
(TRANSCANADA)
ÉVALUATION DE L’AUDIT DES PROGRAMMES DE GESTION DE L’INTÉGRITÉ

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	8
1.0 POLITIQUE ET ENGAGEMENT	
1.1 Énoncé de politique et d’engagement	10
Attentes	10
Références	10
Évaluation de l’audit	10
Statut de conformité	10
2.0 PLANIFICATION	
2.1 Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques	11
Attentes	11
Références	11
Évaluation de l’audit	11
Généralités	11
Méthode de détermination des dangers	12
<i>Méthode de détermination des menaces</i>	12
<i>Évaluations des menaces individuelles : Dommage mécanique</i> <i>(bosselures)</i>	13
<i>Canalisations</i>	13
<i>Installations</i>	14
Tuyauterie des stations sous haute pression dans les installations gazières	15
Évaluation des risques	15
<i>Canalisations</i>	15
<i>Installations</i>	17
<i>Détermination des menaces ou évaluations des risques récentes</i>	18
<i>Canalisation en acier de faible résistance et raccords</i>	19
Résumé	20
Statut de conformité	20

2.2 Exigences juridiques	21
Attentes	21
Références	21
Évaluation de l'audit	21
Statut de conformité	21
2.3 Buts, objectifs et cibles	22
Attentes	22
Références	22
Évaluation de l'audit	22
Statut de conformité	22
3.0 MISE EN ŒUVRE	
3.1 Structure organisationnelle, rôles et responsabilités	23
Attentes	23
Références	23
Évaluation de l'audit	23
Résumé	26
Statut de conformité	26
3.2 Gestion du changement	27
Attentes	27
Références	27
Évaluation de l'audit	27
Statut de conformité	27
3.3 Formation, compétence et évaluation	28
Attentes	28
Références	28
Évaluation de l'audit	28
Généralités	28
<i>Système de gestion de l'apprentissage</i>	29
<i>Compétence technique pour les rôles sur le terrain</i>	29
<i>Gestion active</i>	29
<i>Pratique du génie</i>	30
<i>Méthode de gestion du rendement</i>	30
Résumé	30

Statut de conformité	31
3.4 Communication	32
Attentes	32
Références	32
Évaluation de l'audit	32
Statut de conformité	32
3.5 Documentation et contrôle des documents	33
Attentes	33
Références	33
Évaluation de l'audit	33
Statut de conformité	33
3.6 Contrôle opérationnel - exploitation courante	34
Attentes	34
Références	34
Évaluation de l'audit	34
Généralités	34
Surveillance et contrôle des conditions	35
Mesures de prévention	36
Mesures de protection	37
Mesures d'atténuation	37
Mesures de correction	37
Procédures d'évaluation et de réparation des défauts	38
Procédures d'essais hydrostatiques pour la détection des défauts	39
Approbation, documentation et communication des plans d'entretien	39
Mise en œuvre des plans d'entretien	39
Réalisation des plans d'entretien	40
Évaluation et communication des plans d'entretien	40
Résumé	41
Statut de conformité	42
3.7 Contrôle opérationnel — perturbations ou conditions anormales	43
Attentes	43
Références	43
Évaluation de l'audit	43
Généralités	43

Canalisations – SCADA	43
<i>Activités de contrôle du pétrole</i>	43
<i>Activités de contrôle du gaz</i>	44
Automatisation des installations	45
<i>Activités pétrolières</i>	45
<i>Activités gazières</i>	45
Arrêt d’urgence ou isolation d’une station	46
<i>Activités pétrolières</i>	46
<i>Activités gazières</i>	47
Régulation de la pression et protection contre la surpression	47
<i>Activités pétrolières</i>	47
<i>Activités gazières</i>	48
<i>Danger lié à la surpression</i>	48
Systèmes limiteurs de pression et de décharge de la pression	50
<i>Activités pétrolières</i>	50
<i>Activités gazières</i>	51
Détection des fuites	51
<i>Activités pétrolières</i>	51
<i>Activités gazières</i>	52
Qualité du gaz	52
Détection des incendies et des concentrations élevées de gaz	53
Système d’alarme	53
Systèmes et dispositifs d’arrêt	54
Fonctionnement des vannes	54
Méthode de préparation et d’intervention en cas d’urgence	55
Résumé	55
Contrôle opérationnel --- perturbations ou conditions anormales	55
Statut de conformité	56

4.0 CONTRÔLES ET MESURES CORRECTIVES

4.1 Inspection, mesure et surveillance	57
Attentes	57
Références	57
Évaluation de l’audit	57
Généralités.....	57
Programmes de surveillance et de contrôle des conditions	57
<i>Surveillance de la qualité du gaz</i>	57

<i>Surveillance de l'eau et des sédiments</i>	60
<i>Surveillance de la teneur en H₂S dans le pétrole brut</i>	61
<i>Surveillance de la corrosion dans les canalisations impossibles à racler</i>	62
<i>Enquêtes sur la protection contre la corrosion</i>	65
<i>Patrouilles aériennes, détection aérienne des fuites et détection terrestre des fuites</i>	66
<i>Inspections de l'intégrité des installations</i>	68
<i>Tuyauterie des stations sous haute pression (installations gazières)</i> ..	69
<i>Inspections des réservoirs</i>	71
<i>Inspections des chaudières et des appareils sous pression</i>	73
<i>Surveillance géotechnique</i>	75
<i>Vérifications des traversées de cours d'eau</i>	78
Résumé	80
Statut de conformité	81
4.2 Mesures correctives et préventives	82
Attentes	82
Références	82
Évaluation de l'audit	82
Système de gestion des incidents	82
Programme de gestion des problèmes	83
Suivi des incidents et des problèmes (SIP)	84
Tableau des résultats pour la gestion des menaces à l'intégrité	84
Méthode relative à la non-conformité	85
<i>Canalisations (de pétrole ou de gaz)</i>	85
<i>Installations</i>	86
Signalement des incidents	86
Signalement des cas de non-conformité	87
Résumé	87
Statut de conformité	88
4.3 Gestion des dossiers	89
Attentes	89
Évaluation de l'audit	89
Statut de conformité	89

4.4 Vérification interne	90
Attentes	90
Références	90
Évaluation de l'audit	90
Généralités	90
Enquête de l'Office sur la réponse de TransCanada aux allégations d'un plaignant	92
1. <i>Examen non destructif d'un tiers indépendant</i>	92
<i>Résumé : Examen non destructif d'un tiers indépendant</i>	94
2. <i>Surveillance visuelle indépendante des soudeurs</i>	94
<i>Résumé : Surveillance visuelle indépendante des soudeurs</i>	96
3. <i>Examen non destructif des appareils sous pression</i>	96
<i>Résumé : Examen non destructif des appareils sous pression</i>	97
4. <i>Qualification des soudeurs de la canalisation Keystone</i>	97
<i>Résumé : Qualification des soudeurs de la canalisation Keystone</i>	97
5. <i>Pratique du génie à TransCanada</i>	97
<i>Résumé : Pratique du génie à TransCanada</i>	98
6. <i>Assemblage de conduites ayant des parois d'épaisseurs différentes</i>	98
<i>Résumé : Assemblage de conduites ayant des parois d'épaisseurs différentes</i>	99
7. <i>Recours à des essais aux ultrasons automatisés</i>	99
<i>Résumé : Recours aux essais aux ultrasons automatisés</i>	100
8. <i>Soumission du programme d'assemblage de TransCanada à l'Office</i>	100
<i>Résumé : Soumission du programme d'assemblage de TransCanada à l'Office</i>	101
9. <i>Programme de vérification officiel de TransCanada</i>	101
<i>Résumé : Programme de vérification officiel de TransCanada</i>	101
Résumé	101
Vérification interne	101
Statut de conformité	102

5.0 REVUE DE LA DIRECTION

5.1 Revue de la direction	103
Attentes	103
Références	103
Évaluation de l'audit	103
Généralités	103

<i>Tableau des résultats sur la gestion des menaces de TransCanada</i>	104
<i>Indicateurs de rendement clés</i>	104
<i>Système de revue de la direction pour les PGI</i>	105
<i>Suivi des incidents et des problèmes (SIP)</i>	105
<i>Revue des buts et des objectifs à l'aide des indicateurs de rendement clés</i>	105
<i>Examens des programmes de gestion de l'intégrité</i>	106
<i>Apprentissages de l'industrie</i>	106
Résumé	106
Statut de conformité	108

ANNEXE II
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED ET SES FILIALES RÉGLEMENTÉES PAR L'OFFICE
(TRANSCANADA)
ÉVALUATION DE L'AUDIT DES PROGRAMMES DE GESTION DE L'INTÉGRITÉ

INTRODUCTION

TransCanada compte trois programmes de gestion de l'intégrité (PGI) :

- le programme de gestion de l'intégrité des canalisations de gaz au Canada (CND-GAS-IMP);
- le programme de gestion de l'intégrité des canalisations transportant des liquides au Canada (CDN-LIQ-IMP);
- le programme de gestion de l'intégrité des installations (PGI des installations).

Dans le présent tableau d'évaluation de l'audit, ces PGI sont appelés « PGI des gazoducs », « PGI des pipelines de liquides » et « PGI des installations », respectivement.

Les filiales de TransCanada visées par l'audit comprenaient expressément :

- TransCanada Pipelines Limited;
- TransCanada Keystone Pipelines GP Ltd.;
- Gazoduc Trans-Québec & Maritimes Inc.;
- Foothills Pipe Lines Ltd.;
- NOVA Gas Transmission Ltd.

OBJECTIFS ET PORTÉE DE L'AUDIT

La portée de l'audit comprenait une évaluation visant à déterminer si TransCanada satisfaisait aux exigences :

- de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*;
- du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres (RPT-99)*;
- de la norme CSA Z662-11, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*;
- de ses politiques, pratiques et procédures.

Plus particulièrement, l'audit portait sur neuf sous-éléments des exigences du système de gestion de l'Office se rapportant aux programmes de gestion de l'intégrité de TransCanada. Ces sous-éléments ont été choisis à l'aide de la démarche fondée sur la connaissance du risque de

l'Office dans le but de fixer la portée de l'audit sur les éléments ayant déjà présenté les taux de non-respect les plus élevés parmi les sociétés réglementées par l'Office et d'accélérer et d'orienter l'évaluation des programmes techniques des PGI à la lumière des allégations.

1.0 POLITIQUE ET ENGAGEMENT

1.1 Énoncé de politique et d'engagement

Attentes

La société doit avoir une politique approuvée et acceptée par la haute direction (la « politique »), qui doit comprendre des buts et objectifs et viser à améliorer le rendement de la société.

Références

Article 4 du RPT-99

Articles 3.1.2 et 3.2 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Ce sous-élément du système de gestion n'a pas été évalué officiellement dans le cadre de l'audit des programmes de gestion de l'intégrité.

Statut de conformité

Non évalué

2.0 PLANIFICATION

2.1 Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques¹

Attentes

La société doit être en mesure de démontrer qu'elle a une procédure pour déterminer tous les dangers possibles. Elle évalue le degré de risque lié à ces dangers. Elle doit être en mesure de motiver l'inclusion ou l'exclusion de risques possibles pour l'environnement, la sûreté, l'intégrité et les croisements, ainsi que de programmes de sensibilisation, de gestion et de protection en cas d'urgence (programmes de gestion et de protection). La société est capable de mettre en œuvre des mesures destinées à atténuer ou à éliminer le risque.

Références

Paragraphe 4(2) et articles 39, 40 et 41 du RPT-99

Articles 3.1.2(f), 3.2(a), 3.2(b), 10.5.1.1(d) et 16.2 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a indiqué qu'elle a élaboré des procédures pour déterminer les menaces (dangers), évaluer le degré de risque associé à ces menaces et mettre en œuvre des mesures de contrôle pour atténuer ou éliminer le risque des menaces. TransCanada a expliqué que son service d'ingénierie et de fiabilité des actifs (IFA) est responsable de la gestion du rendement opérationnel, des coûts et des risques liés aux actifs des canalisations et des installations de TransCanada. Cela comprend l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies relatives aux actifs et de systèmes de gestion de l'intégrité pour gérer les risques d'exploitation et d'entretien. Au sein du service d'IFA, les spécialistes du service de l'intégrité des canalisations et du service de l'intégrité des installations sont responsables de l'élaboration des programmes de gestion de l'intégrité (PGI). Le service de l'intégrité des canalisations est formé d'équipes mises sur pied en fonction des menaces, et le service de l'intégrité des installations est composé d'équipes instaurées en fonction des équipements. Ces équipes sont responsables de l'évaluation des risques et de l'élaboration des plans de travail annuels pour l'entretien et l'évaluation.

¹ Danger : Source de dommage potentiel ou situation susceptible de causer un dommage défini comme étant une blessure ou une maladie, des dommages aux biens ou au milieu de travail, ou une combinaison de ce qui précède.
Risque : Combinaison de la vraisemblance d'un événement dangereux déterminé et des conséquences s'il se produisait.

Méthode de détermination des dangers

Les méthodes de détermination des menaces² et d'évaluation et de maîtrise des risques sont consignées dans les trois PGI de TransCanada. Ces trois PGI sont :

- le programme de gestion de l'intégrité des canalisations de gaz au Canada (CND-GAS-IMP);
- le programme de gestion de l'intégrité des canalisations transportant des liquides au Canada (CDN-LIQ-IMP);
- le programme de gestion de l'intégrité des installations (PGI des installations).

Méthode de détermination des menaces

La méthode de détermination des menaces de TransCanada a pour but de vérifier des conditions pouvant rendre un tronçon vulnérable à une menace. La détermination de ces conditions varie selon chaque catégorie de menaces. TransCanada classe les menaces comme suit :

- les menaces temporelles :
 - la corrosion externe;
 - la corrosion interne;
 - la fissuration causée par l'environnement (p. ex., fissuration par corrosion sous contrainte);
- les menaces intemporelles :
 - les dommages mécaniques;
 - la mauvaise exploitation;
 - les forces liées aux conditions météorologiques et les forces extérieures;
- les menaces statiques ou internes :
 - les défauts liés à la production;
 - les défauts liés au soudage ou à la fabrication;
 - les défaillances de l'équipement.

La méthode de détermination des menaces de TransCanada a fait l'objet d'un examen pour toutes les menaces. Exception faite des indications sur la menace pour la tuyauterie des stations sous haute pression des installations gazières, l'évaluation a établi que cette méthode respecte les exigences. On présente un exemple d'évaluation des menaces pour des dommages mécaniques (bosselures) dans le but d'illustrer la méthode de TransCanada.

² TransCanada emploie le terme « menace » pour « danger » dans ses documents.

Évaluations des menaces individuelles : dommage mécanique (bosselures)

Le programme relatif aux bosselures de TransCanada est géré en fonction de l'analyse des données de l'inspection interne des déformations pour les canalisations au Canada (TEP-ILI-DEF-CDN, SGED 006980190) et du programme de gestion des menaces liées aux dommages mécaniques (TEP-ITM-MECH, SGED 006786487). TransCanada utilise les données du programme d'inspection interne pour caractériser les bosselures de son réseau de canalisations et continue d'améliorer cette technologie à l'aide de ses fournisseurs d'outils. La détection et la caractérisation des anomalies géométriques subissent d'autres traitements pour élaborer des activités de remise en état prioritaires dans des secteurs précis, d'après les rapports d'excavation antérieurs d'autres programmes, et à des endroits où des bosselures ont déjà été atténuées. Quand des bosselures sont excavées, TransCanada applique les méthodologies de la norme CSA Z662-11, la norme ASME B31.8 et sa propre formule B31.8 modifiée pour choisir les techniques de remise en état ou d'atténuation à mettre en œuvre. TransCanada considère que la menace liée aux dommages mécaniques causés par des sources externes est faible en raison de son programme de sensibilisation du public et des patrouilles des emprises qu'elle effectue. D'autres mesures sont mises en œuvre dans des secteurs où la menace liée aux dommages mécaniques est plus élevée que faible (p. ex., densité de la population, historique des dommages, activités de construction accrues).

Canalisations

Pour les canalisations, TransCanada compte neuf catégories de menaces potentielles à considérer dans le cadre de sa méthode de détermination des menaces (section 9.7 du PGI des gazoducs et section 3.1.2 du PGI des pipelines de liquides). Les catégories de menaces comprennent aussi des sous-menaces découlant de l'examen de l'article H.2.6 de l'annexe H de la norme CSA Z662-11 et de la norme ASME B31.8S.

Les programmes de gestion des menaces de TransCanada pour les neuf catégories de menaces indiquées ci-dessous sont les suivants :

- le programme de gestion des menaces liées aux dommages mécaniques (TEP-ITM-MECH, SGED 006786487);
- le programme de gestion des menaces liées à la corrosion externe (Canada) (TEP-ITM-ECOR, SGED 006570955);
- le programme de gestion des menaces liées à la corrosion interne (TEP-ITM-IC, SGED 006786402);
- le programme de gestion des menaces liées à la fissuration par corrosion sous contrainte (TEP-ITM-SCC-CDN, SGED 005767613);

- le programme de gestion des menaces liées aux défaillances de l'équipement (TEP-ITM-EQUIP, SGED 006786449);
- le programme de gestion des menaces liées à la mauvaise exploitation (TEP-ITM-IOPS, SGED 006810297);
- le programme de gestion des menaces liées à la construction et à la production (TEP-ITM-MANUF, SGED 006786458);
- le programme de gestion des menaces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures (TEP-ITM-WOF, SGED 005767611);
- le programme de gestion des menaces liées à la tuyauterie des installations (Canada) (TEP-ITM-FPIPE-CDN, SGED 007379193).

La section 9 du PGI des gazoducs explique que chaque programme de gestion des menaces possède une démarche cohérente selon laquelle la détermination des menaces constitue une étape dans la méthode globale de gestion des menaces. Les tronçons vulnérables à une menace sont recensés, et les motifs justifiant l'inclusion ou l'exclusion des menaces sont consignés dans chaque programme de gestion des menaces. Des analyses des risques sont réalisées, et les résultats de ces analyses servent à planifier et à hiérarchiser les activités visant à réduire ou à éliminer les risques de défaillance, les conséquences des défaillances ou les deux. Les activités retenues pour le prochain cycle budgétaire sont consignées annuellement dans le plan d'entretien des canalisations de TransCanada. Les résultats obtenus à la suite de la mise en œuvre du plan d'entretien des canalisations sont évalués et utilisés comme données d'entrée pour le cycle de planification suivant.

Installations

Le groupe des installations de TransCanada est divisé en plusieurs domaines de compétence, soit la mécanique, le SCADA sur le terrain, le génie civil, l'aide à la conception technique, le génie métrologique, les commandes et l'électricité. Conformément à la section 2.5.5 du PGI des installations, les nouvelles constructions respectent les codes applicables, lesquels traitent des dangers associés et des risques correspondants. En outre, de nombreux dangers d'exploitation possibles sont recensés et atténués durant l'étape des premiers travaux de conception au moyen d'analyses d'identification des dangers (HAZID) et d'analyses des dangers et de l'exploitabilité (HAZOP). Dans la note de roulement des projets, les risques résiduels sont déterminés et documentés pour le groupe de l'intégrité des installations. Pour s'occuper de la fiabilité continue, on a recours à des plans applicables existants ou on crée de nouveaux plans d'intégrité afin de maintenir la fonctionnalité de l'équipement et ainsi gérer les dangers relevés et les codes et concepts associés tout au long du cycle de vie de l'équipement.

Tuyauterie des stations sous haute pression dans les installations gazières

TransCanada a élaboré un nouveau programme de gestion en décembre 2012 pour les canalisations sous haute pression des installations gazières (p. ex., stations de comptage et de compression, emplacements des vannes). Ce fait est consigné dans le programme de gestion des menaces liées à la tuyauterie des installations (TEP-ITM-FPIPE-CDN, SGED 007379193). Avant l'élaboration de ce nouveau programme, la tuyauterie des stations était régie par le processus de la méthode de gestion de l'intégrité pour les canalisations (deuxième révision) de TransCanada. Le nouveau programme comprend une méthode documentée de détermination des dangers et d'évaluation des risques pour la tuyauterie des stations sous haute pression. On a déterminé que le contenu du nouveau programme était adéquat, mais TransCanada n'a pas encore mis en œuvre le programme dans toutes ses installations. Dans sa réponse à une demande de renseignements dans le cadre de l'audit, TransCanada a indiqué que l'évaluation des risques et le choix des plans d'atténuation devraient être terminés en novembre 2013. Étant donné que le nouveau programme n'a pas encore été pleinement mis en œuvre, TransCanada ne satisfait pas aux exigences de ce sous-élément de l'audit ni des articles 3.1.2(f) et 3.2 de la norme CSA Z662-11.

Évaluation des risques

TransCanada a mis en œuvre son système de gestion des actifs (SGA) pour gérer ses risques d'exploitation et d'entretien. L'élément de gestion des risques du SGA décrit brièvement l'exigence imposée au service de l'exploitation et de l'ingénierie quant à l'élaboration et à la mise à jour d'un registre des risques afin d'y consigner tout événement à risque pour tous les actifs exploités par TransCanada. L'équipe du système de gestion des actifs et de la gouvernance (SGAG) supervise l'élaboration du registre, mais les données d'entrée sont recueillies par les services de l'ingénierie, des activités sur le terrain, des activités commerciales, de la santé et sécurité en entreprise et de la conformité. On détermine les risques en alignant la probabilité des événements et l'ampleur possible de leurs conséquences. La saisie et la mise à jour du registre des risques sont faites dans une base de données Microsoft Access et elles sont vérifiées par l'équipe du SGAG durant les étapes de développement pour garantir l'intégrité des données. Une évaluation de la mise en œuvre des méthodes d'évaluation des risques est présentée ci-dessous en fonction des catégories d'installations.

Canalisations

Les méthodologies d'évaluation et de gestion des risques sont consignées dans la section 10 du PGI des gazoducs et la section 4 du PGI des pipelines de liquides. Comme on l'a indiqué précédemment dans la partie sur la détermination des menaces, les méthodes servant à évaluer les risques sont propres à chaque menace, et les détails des méthodes sont fournis dans la section sur

l'évaluation et la hiérarchisation des risques des programmes de gestion des menaces à l'intégrité de TransCanada.

TransCanada utilise l'une des deux approches suivantes pour l'évaluation et la gestion des risques :

1. Pour les canalisations où l'on a relevé des anomalies à la suite d'une évaluation ou d'un examen direct ou pour lesquelles des conditions semblables ont été déduites, on évalue les anomalies en question et on planifie des activités de contrôle ou d'atténuation.
2. Dans le cas des canalisations pour lesquelles aucune donnée d'évaluation n'a été amassée, on effectue une évaluation des risques en intégrant des renseignements provenant de diverses sources : expertise en la matière; connaissances appliquées provenant d'autres tronçons semblables du réseau de TransCanada, dont le rendement historique; algorithme d'évaluation des risques de TransCanada avec PRIME (TEP-INT-PRIME, SGED 003972569) pour la corrosion externe et les menaces liées à la FCSC; et suivi des principaux indicateurs, comme une augmentation des communications aux intervenants en réponse à une hausse de la fréquence des empiétements interdits sur des emprises ou d'autres renseignements pertinents provenant d'associations de l'industrie.

Quand des données d'évaluation sont disponibles, on effectue un examen préalable pour déceler les conditions de réparation urgentes. Vient ensuite une évaluation fondée sur la fiabilité pour évaluer la probabilité de défaillance et tenir compte des incertitudes relatives aux mesures. Les détails techniques du modèle sont compris dans le document sur les modèles de risques pour la corrosion à l'aide des données d'inspection interne (TER-COR-RSK, SGED 005767603). Avec les données d'évaluation, on planifie la remise en état à court terme et future, et on détermine les priorités selon la densité de la population. En outre, on s'occupe du maintien de la sécurité au moyen d'une restriction temporaire de la pression. Les critères servant à déterminer s'il faut recourir à une restriction de la pression sont décrits brièvement dans l'analyse de l'inspection interne de la DFM pour les canalisations canadiennes (CAN) (TEP-INT-ILI-CDN, SGED 006570876). La procédure de mise en œuvre de la restriction de la pression est décrite brièvement dans la procédure de restriction des canalisations des méthodes d'exploitation de TransCanada (MET). La régulation de la pression est traitée suivant la procédure de réduction de la PMMS des canalisations du service de conception des systèmes et des activités commerciales (SGED 006837355).

Quand aucune donnée d'évaluation n'a été recueillie, on effectue une évaluation des risques en exécutant l'algorithme d'évaluation des risques de TransCanada avec PRIME (TEP-INT-PRIME, SGED 003972569). Les spécialistes intègrent les résultats des données de PRIME à d'autres renseignements pertinents pour établir les priorités des calendriers d'inspection des canalisations.

On présente un exemple d'évaluation et de gestion des risques pour la menace liée aux conditions météorologiques et aux forces extérieures. Cette menace est gérée suivant le programme de gestion des menaces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures (TEP-ITM-WOF, SGED 005767611). L'approche consiste à mener une étude géotechnique de phase 1 le long des actifs pipeliniers de la société. Cela permet de recenser les endroits très préoccupants et de les examiner plus en détail au moyen d'études de phase 2 et 3. Les renseignements recueillis servent à déterminer le risque réel pour les actifs pipeliniers, puis à prévoir des programmes d'atténuation, de contrôle et de surveillance en fonction des résultats. La méthode d'évaluation des risques et de gestion des risques de TransCanada pour la menace liée aux conditions météorologiques et aux forces extérieures a été jugée adéquate.

Installations

À TransCanada, la gestion de l'intégrité des installations compte quatre composantes évaluées en fonction des risques :

1. la planification de l'intégrité, ce qui comprend l'évaluation du réseau, l'évaluation des installations et les programmes d'intégrité;
2. l'intégrité des projets, ce qui comprend l'analyse des risques des projets, l'analyse de la valeur commerciale et le classement des projets;
3. l'intégrité de la conception, ce qui comprend les réunions interdisciplinaires de vérification de la conception ainsi que la fiabilité et la maintenabilité;
4. l'intégrité de l'entretien, ce qui comprend la criticité des installations.

Dans le cadre de la gestion de l'intégrité des installations autres que les canalisations, TransCanada a relevé un certain nombre de menaces possibles à l'intégrité, ce qui comprend des défaillances d'équipement, une incapacité à exploiter les installations selon les prévisions, la désuétude et les préoccupations liées à l'environnement et à la sécurité. Les conséquences liées aux menaces et aux défaillances possibles des installations comprennent les décès ainsi que les effets sur la sécurité publique, la clientèle, les affaires, la réglementation et l'environnement. Les évaluations des risques portent sur les menaces potentielles et leurs conséquences afin de recenser les effets possibles et les mesures de prévention et de correction. Quand des activités sont requises pour gérer les risques, les détails de ces activités sont consignés dans les plans d'intégrité propres à l'équipement de TransCanada. Chaque plan d'intégrité propre à l'équipement est élaboré en tenant compte des commentaires des régions, des fabricants de l'équipement, du suivi des incidents et des problèmes (SIP), d'autres exploitants, des activités du réseau de canalisations et des plans d'intégrité de l'année précédente. Les plans d'intégrité propres à l'équipement mentionnent les MET pertinentes ayant pour but de gérer les menaces et d'atténuer les risques relatifs à l'exploitation fiable de l'équipement des installations.

Des plans d'intégrité propres à l'équipement qui traitent des exigences relatives aux risques ont été rédigés pour de nombreux types d'équipements. Des exemples sont fournis dans les documents suivants :

- Le plan d'intégrité SCADA sur le terrain des canalisations principales (SGED 004782175) renferme une section sur l'évaluation des risques (section 4), recense les problèmes préoccupants et leurs conséquences et établit un plan d'action pour les résoudre. En outre, la section 3 du document présente la stratégie d'exploitation et d'entretien, laquelle comprend un entretien programmé, préventif et réactif.
- Le plan d'intégrité des appareils sous pression (SGED 003763099) renferme une section sur l'évaluation des risques (section 4). On y traite de l'inspection des appareils sous pression et on y mentionne la MET sur l'inspection interne et externe des appareils sous pression (SGED 003694710).

Détermination des menaces ou évaluations des risques récentes

Les activités de détermination des menaces et d'évaluation des risques sont colligées annuellement dans le cadre du processus d'approbation du budget des programmes d'entretien des canalisations et des installations. Les programmes d'entretien des canalisations et des installations (PEC) de 2013, qui sont le résultat de l'évaluation globale des risques de la détermination des menaces, ont été achevés en septembre 2012.

Selon les registres, pour les canalisations et les installations, les travaux sont planifiés et les évaluations des risques sont menées en tenant compte des conséquences des risques liés à la santé, à la sécurité, à l'environnement et aux personnes. On prend en considération les conséquences durant la hiérarchisation des activités de remise en état, de prévention, de contrôle et d'atténuation ainsi que dans les critères de réparation.

Pour les canalisations de gaz, les activités d'atténuation et de réparation exigeant une excavation des actifs pipeliniers sont menées selon la MET sur la procédure d'excavation (SGED 003672343). La procédure prévoit une consultation avec un spécialiste en environnement de TransCanada et exige que les travaux soient réalisés suivant le guide des procédures environnementales sur le terrain (SGED 003671954).

Pour les canalisations transportant des liquides, les évaluations des risques tiennent compte des conséquences d'un éventuel déversement. Par exemple, les conséquences possibles sont les déversements de pétrole vers ce que TransCanada appelle les « récepteurs hautement sensibles ». TransCanada définit ces récepteurs comme des endroits précis où un déversement provenant d'une canalisation peut avoir d'importantes conséquences sur la santé publique, l'environnement ou l'économie.

Pour les risques associés aux dommages causés par des tiers, TransCanada possède des programmes sur l'emplacement des classes de canalisations et le développement urbain pour analyser la question de la protection du public et des canalisations à mesure que la population grandissante empiète sur les canalisations (MET sur la procédure de croisement et d'empiètement des canalisations au Canada [SGED 003674617], MET sur les procédures des emprises de canalisation au Canada [SGED 003672613] et l'analyse et la remise en état des catégories [CAN] [TEP-INT-CLA, SGED 005766974]). TransCanada a déclaré que son programme de sensibilisation du public (MET sur le plan du programme de sensibilisation du public aux canalisations, SGED 003860909) instruit les gens et les sensibilise à la sécurité en lien avec les canalisations.

Après la détermination des menaces et l'évaluation des risques, les équipes responsables des menaces élaborent un plan d'entretien des canalisations (PEC) propre à chaque menace. Les planificateurs des programmes axés sur les actifs assemblent les sections propres aux menaces du PEC en un seul PEC propre à chaque actif. Durant les entrevues menées pour l'audit et l'examen des documents, l'Office a confirmé que la détermination des menaces pour les canalisations transportant des liquides a été faite principalement par l'équipe de l'intégrité des liquides, avec le soutien adéquat de spécialistes des menaces particulières suivant les besoins.

Des mesures de maîtrise des risques sont établies de plusieurs manières, dont les suivantes :

- Les mesures de remise en état et d'atténuation requises pour corriger des défauts précis sont énoncées dans les programmes de gestion des menaces.
- L'équipe de prévention de la corrosion s'occupe de la protection contre la corrosion au moyen de l'inspection, de l'entretien et de la remise en état du système de protection cathodique.
- Au besoin, des méthodes d'exploitation de TransCanada (MET) sont élaborées pour gérer une menace ou un risque en particulier (p. ex., MET sur la procédure d'évaluation de la vibration de la vanne de réglage de la pression de Keystone [SGED 006811833]).
- Des MET sont également élaborées pour garantir une inspection et un entretien courants et consistants (p. ex., MET sur le programme d'inspection et de révision des vannes de décharge [SGED 003694631] et MET sur l'inspection et l'entretien des vannes et des mécanismes de commande pour vanne [SGED 003849601]).

Canalisation en acier de faible résistance et raccords

En 2008, l'Office a appris que certaines canalisations en acier et certains raccords achetés et installés sur la canalisation Keystone pouvaient avoir une force de rupture inférieure aux prévisions. L'Office a donc lancé une enquête. Cette enquête a précédé l'audit et elle n'est pas

terminée. Le problème de faible force a été confirmé durant l'audit. On a donc examiné des documents et tenu des entrevues avec du personnel de TransCanada sur cette question. Toutefois, le problème fait encore l'objet d'une enquête de l'Office, et les conclusions de cette enquête et les mesures correctives obligatoires seront établies hors de la portée de l'audit.

Résumé

Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques

L'élément 2.1, « Détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques », de la vérification du système de gestion oblige une société à démontrer qu'elle a une procédure pour déterminer tous les dangers possibles, qu'elle évalue le degré de risque lié à ces dangers et qu'elle met en œuvre des mesures destinées à atténuer ou éliminer le risque.

TransCanada a implanté un système pour déterminer et gérer ses risques d'exploitation et d'entretien. Les risques sont déterminés en alignant la probabilité des événements et l'ampleur possible de leurs conséquences. Selon les registres, pour les canalisations et les installations, les travaux sont planifiés et les évaluations des risques sont menées en tenant compte des conséquences des risques liés à la santé, à la sécurité, à l'environnement et aux personnes. La méthode de détermination des menaces de TransCanada a fait l'objet d'un examen pour toutes les menaces, et l'évaluation a établi que cette méthode respectait les exigences.

L'audit n'a relevé qu'une seule situation de non-conformité dans le sous-élément de la détermination des dangers, de l'évaluation des risques et de la maîtrise du gaz. TransCanada a élaboré un nouveau programme de gestion pour les canalisations sous haute pression dans les installations. Ce nouveau programme a fait l'objet d'une évaluation, et son contenu est adéquat. Cependant, il n'a pas encore été mis en œuvre dans toutes les installations de TransCanada.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : En raison de la mise en œuvre incomplète du programme requis sur la tuyauterie des stations sous haute pression de ses installations gazières, on évalue que TransCanada ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 ni de la norme CSA Z662-11 et qu'elle est donc non conforme à ce sous-élément de vérification.

Statut de conformité

Non conforme

2.2 Exigences juridiques

Attentes

La société doit avoir un processus vérifiable pour identifier les exigences juridiques et les intégrer dans ses programmes de gestion et de protection. Elle doit avoir une méthode documentée pour recenser et résoudre les situations de non-conformité liées aux exigences juridiques, méthode qui prévoit notamment la mise à jour, au besoin, des programmes de gestion et de protection.

Références

Articles 4, 6 et 40 et paragraphe 41(1) du RPT-99

Article 3.2 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Ce sous-élément du système de gestion n'a pas été évalué officiellement dans le cadre de l'audit des programmes de gestion de l'intégrité.

Statut de conformité

Non évalué

2.3 Buts, objectifs et cibles

Attentes

La société doit avoir des buts, des objectifs et des cibles quantifiables en ce qui concerne les risques et les dangers liés à ses installations et ses activités (c.-à-d., construction, exploitation et entretien). Les objectifs et les cibles doivent être mesurables et conformes à la politique et aux exigences juridiques et comporter entre autres idéalement des initiatives de prévention et d'amélioration continue, s'il y a lieu.

Références

Article 40 du RPT-99

Articles 3.1.2 (h) (ii) et 3.2 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Ce sous-élément du système de gestion n'a pas été évalué officiellement dans le cadre de l'audit des programmes de gestion de l'intégrité.

Statut de conformité

Non évalué

3.0 MISE EN ŒUVRE

3.1 Structure organisationnelle, rôles et responsabilités

Attentes

La société doit avoir une structure organisationnelle propre à assurer le bon fonctionnement de ses programmes de gestion et de protection. Elle doit avoir des rôles et responsabilités clairement définis, dont des responsabilités liées à la mise en œuvre des programmes de gestion et de protection.

Références

Articles 40, 47 et 48 du RPT-99

Articles 3.1.1, 3.1.2(b) et 3.2 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a indiqué qu'elle possédait une structure organisationnelle propre à assurer le bon fonctionnement de ses programmes de gestion de l'intégrité (PGI) pour l'ensemble de ses canalisations de gaz et de liquides et des actifs de ses installations.

TransCanada a affirmé que les employés (principalement des ingénieurs et des technologues) qui gèrent ses PGI canadiens sont surtout installés à Calgary. Environ 160 employés effectuent des travaux en lien avec les PGI des gazoducs et des canalisations transportant des liquides, et quelque 150 employés réalisent des travaux relatifs au PGI des installations. En outre, les bureaux régionaux répartis dans l'ensemble du réseau de canalisations canadiennes comptent approximativement 80 spécialistes en intégrité. Cet effectif est complété par des techniciens sur place qui réalisent les activités liées à l'intégrité.

À TransCanada, les pouvoirs relatifs aux PGI sont transmis de façon hiérarchique et successive à un premier vice-président, à un vice-président, à un directeur, à un gestionnaire, puis à un chef ou gestionnaire de programme. Sous l'autorité du vice-président de l'ingénierie et de la fiabilité des actifs, un directeur est responsable de l'intégrité des canalisations et un autre directeur est chargé de l'intégrité des installations. Les autorités et les responsabilités connexes sont décrites dans chaque document suivant des PGI :

- la section 3 et l'annexe A du PGI des gazoducs;
- la section 2 et l'annexe A du PGI des pipelines de liquides;

- la section 2 et l'annexe C du PGI des installations.

Pour les PGI des gazoducs et les canalisations transportant des liquides, l'audit a permis d'établir que les rôles et les responsabilités sont définis et consignés pour chaque station. Ces deux PGI décrivent également les obligations redditionnelles et les responsabilités des unités organisationnelles pertinentes de TransCanada, par menaces. Les rôles et les responsabilités de chaque unité organisationnelle sont décrits plus avant dans les méthodes techniques de TransCanada (MTT) pour chaque menace, comme suit :

- l'examen de la gestion des PGI — Méthode d'examen de la gestion de l'intégrité des canalisations (TEP-INT-MREV);
- la corrosion externe — Programme de gestion des menaces liées à la corrosion interne (TEP-ITM-ECOR-CDN);
- la corrosion interne — Programme de gestion des menaces liées à la corrosion interne (TEP-ITM-IC);
- la défaillance de l'équipement — Programme de gestion des menaces liées à la défaillance de l'équipement (TEP-ITM-EQUIP);
- la mauvaise exploitation — Programme de gestion des menaces liées à la mauvaise exploitation (TEP-ITM-IOPS);
- la production — Programme de gestion des menaces liées à la production, à la fabrication et à la construction (TEP-ITM-MANUF-CDN);
- les dommages mécaniques — Programme de gestion des menaces liées aux dommages mécaniques;
- la fissuration par corrosion sous contrainte — Programme de gestion des menaces liées à la fissuration par corrosion sous contrainte (TEP-ITM-SCC-CDN);
- la géotechnique — Méthode de gestion des menaces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures (géotechniques) (TEP-ITM-WOF).

Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel, la structure organisationnelle, les rôles et les responsabilités de TransCanada pour les PGI des gazoducs et les canalisations transportant des liquides satisfont aux exigences de ce sous-élément. Les structures organisationnelles relatives à ces deux PGI sont bien définies, et les ressources qui y sont consacrées sont adéquates.

L'audit a établi que les rôles et les responsabilités du PGI des installations ne sont pas bien définis. Dans la section 2.2 du PGI des installations (hiérarchisation des responsabilités et élaboration du PGI ou d'une méthode d'atténuation des risques), seuls les postes de haut niveau (p. ex., premier vice-président, vice-président, directeur) sont identifiés pour le PGI des installations. Les postes

fonctionnels importants pour le PGI des installations ne sont pas spécifiés. L'organigramme de l'annexe C du PGI des installations est beaucoup moins détaillé que les organigrammes compris dans les annexes A du PGI des gazoducs et du PGI des pipelines de liquides.

Durant l'audit, TransCanada s'affairait à revoir son PGI des installations. La direction de TransCanada a approuvé le programme de gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations (PGIFI) (SGED 007803540) en juillet 2013. La section 2.2 (rôles et responsabilités) du PGIFI décrit plus explicitement les fonctions et les méthodes du PGIFI, les interactions entre les services et la structure organisationnelle. Les rôles et les responsabilités se rapportant aux appareils sous pression, à la protection en cas de surpression, aux vannes de décharge et aux réservoirs sont évoqués dans les MTT, les spécifications techniques de TransCanada (STT), les méthodes d'exploitation de TransCanada (MEP) et les directives techniques de TransCanada (DTT) s'y rapportant. Le PGIFI renvoie à la section 6 du manuel d'assurance de la qualité (SGQ) de TransCanada (SGED 003722000) qui précise les rôles et les responsabilités en lien avec les appareils sous pression, les chaudières de chauffage et les appareils de protection contre la surpression de l'ASME pour l'ensemble de l'organisation. Le PGIFI révisé de TransCanada traite des exigences liées aux rôles et aux responsabilités, qui étaient absentes du PGI des installations.

En plus de la structure organisationnelle des PGI de TransCanada, l'audit a évalué les rôles et les responsabilités du personnel de l'intégrité en lien avec les projets de construction. Ces renseignements étaient nécessaires parce que les PGI relèvent de la structure organisationnelle principale du service d'exploitation et de l'ingénierie, alors que les activités de construction relèvent de la structure organisationnelle principale du service des grands projets. À la lumière de cette structure organisationnelle séparée, l'audit a déterminé s'il existait un partage de renseignements sur les questions liées à l'intégrité, les incidents et les apprentissages ciblés. Le partage de renseignements sur les problèmes observés pendant la durée utile des canalisations et des installations (par le personnel des PGI) est important parce qu'il peut mener à une modification de la conception ou de la construction des futures canalisations et installations (par le personnel du service des grands projets). À l'inverse, le partage de renseignements sur les problèmes observés durant la construction est important, car il peut avoir une incidence sur les PGI ultérieurs en lien avec les canalisations et les installations.

Durant les entrevues menées pour l'audit, TransCanada a expliqué pourquoi son système de gestion des projets d'immobilisation avait besoin d'un soutien et d'un engagement fonctionnels entre le service d'exploitation et d'ingénierie et le service des grands projets et elle a précisé que le document sur le soutien et l'engagement fonctionnels de l'exploitation et de l'ingénierie décrit les obligations redditionnelles en matière d'engagement pour le gestionnaire de projet, le gestionnaire technique du projet et le gestionnaire de l'intégration. Les documents et les dossiers examinés confirment une communication adéquate entre le personnel de l'intégrité du service de

l'exploitation et de l'ingénierie, d'une part, et le personnel du service des grands projets, d'autre part.

Résumé

Structure organisationnelle, rôles et responsabilités

L'élément 3.1, « Structure organisationnelle, rôles et responsabilités », de l'audit du système de gestion oblige une société à avoir une structure organisationnelle propre à assurer le bon fonctionnement de ses programmes de gestion et de protection. Elle doit avoir des rôles et responsabilités clairement définis, dont des responsabilités liées à la mise en œuvre de ces programmes.

À TransCanada, environ 310 employés travaillent sur les programmes de gestion de l'intégrité pour l'ensemble du réseau des canalisations canadiennes de la société. Cet effectif est complété par quelque 80 techniciens sur le terrain qui réalisent les activités relatives à l'intégrité.

Pour les PGI des gazoducs et des canalisations transportant des liquides, l'audit a établi que les rôles et les responsabilités sont bien définis et que les ressources qui y sont consacrées sont adéquates. L'audit a aussi évalué le PGI des installations révisé de TransCanada, appelé « Programme de gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations » (PGIFI), pour conclure qu'il comble les lacunes de la version précédente quant aux rôles et aux responsabilités.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Conforme

3.2 Gestion du changement

Attentes

La société doit avoir un programme de gestion du changement, qui doit inclure :

- l'identification des changements susceptibles d'avoir une incidence sur les programmes de gestion et de protection;
- la documentation des changements;
- l'analyse des répercussions des changements, notamment des nouveaux risques ou dangers ou encore des nouvelles exigences juridiques.

Références

Article 6 du RPT-99

Article 3.1.2(g) de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Ce sous-élément du système de gestion n'a pas été évalué officiellement dans le cadre de l'audit des programmes de gestion de l'intégrité.

Statut de conformité

Non évalué

3.3 Formation, compétence et évaluation

Attentes

La société doit avoir un programme de formation documenté à l'intention des employés et des entrepreneurs visés par ses programmes de gestion et de protection. Elle doit informer les visiteurs se rendant à ses sites d'entretien des pratiques et procédures à suivre. La formation doit inclure l'information sur les politiques propres aux programmes. Elle doit aussi notamment inclure les exigences en matière de protection civile et d'intervention environnementale, ainsi que les conséquences en cas de non-respect de ces exigences. La société doit déterminer les niveaux de compétence requis des employés et des entrepreneurs. La formation doit permettre d'évaluer la compétence pour s'assurer que les exigences en matière de connaissances souhaitées sont respectées. Les programmes de formation doivent comprendre : des procédures de gestion des dossiers, des méthodes visant à actualiser la formation du personnel, et des exigences et normes pour donner suite aux situations de non-conformité relevées quant aux exigences de formation.

Références

Articles 4, 18, 29 et 46 du RPT-99

Articles 3.1.2(c), 3.2 et 10.2.1 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a déclaré qu'elle possédait un programme de formation documenté pour les employés et les entrepreneurs internes en lien avec ses programmes de gestion de l'intégrité (PGI). TransCanada a indiqué que les exigences en matière de formation pour les entrepreneurs externes sont précisées dans ses contrats de service, lesquels sont vérifiés par le personnel de TransCanada au moyen d'inspections et de supervision.

TransCanada utilise les méthodes suivantes pour gérer la formation et la qualification des employés et, dans certains cas, des entrepreneurs internes :

- le système de gestion de l'apprentissage (SGA);
- la gestion active;
- la pratique du génie;
- la méthode de gestion du rendement.

Système de gestion de l'apprentissage

Le SGA est un outil Web qui sert à gérer la formation et l'évaluation des compétences des employés et des entrepreneurs internes de TransCanada. Il sert également à documenter les résultats des tâches techniques évaluées au moyen de trois méthodes d'évaluation des compétences (examen par le gestionnaire, discussion et description, observation sur le chantier), lesquelles sont décrites ci-dessous. Tout travailleur qui n'est pas jugé compétent ou qualifié pour une tâche précise n'est pas autorisé à accomplir cette tâche seul.

Compétence technique pour les rôles sur le terrain

En 2011, TransCanada a introduit son projet d'évaluation des tâches relatives aux rôles sur le terrain pour améliorer la qualité des programmes d'apprentissage, de perfectionnement et d'évaluation des compétences en lien avec le travail sur le terrain. La méthode d'évaluation des compétences et les exigences en matière de formation pour les tâches techniques sur le terrain s'appuient sur un modèle élaboré par l'Association canadienne du gaz et adapté à l'usage de TransCanada. Pour les évaluations des rôles sur le terrain, il faut effectuer des simulations ou des observations des tâches sur le chantier pour démontrer la compétence. TransCanada utilise trois méthodes d'évaluation des compétences :

- l'examen par le gestionnaire, qui s'applique aux évaluations des tâches à faible risque. Selon cette méthode d'évaluation, le gestionnaire, en consultation avec un technicien qualifié, approuve la compétence propre à une tâche de l'employé;
- la discussion et la description, qui s'appliquent aux évaluations des tâches à risque moyen. Selon cette méthode d'évaluation, le gestionnaire approuve la compétence propre à une tâche de l'employé en s'appuyant sur la réussite d'une entrevue menée par un évaluateur qualifié;
- l'observation sur le chantier, qui s'applique aux évaluations des tâches à risque élevé. Selon cette méthode d'évaluation, le gestionnaire approuve la compétence propre à une tâche de l'employé si ce dernier réussit une simulation ou l'exécution d'une tâche sur le chantier en présence d'un évaluateur qualifié.

Gestion active

Il incombe aux dirigeants de TransCanada de s'assurer que leurs employés et leurs entrepreneurs internes sont formés correctement et compétents pour accomplir les tâches qu'on leur confie. Les gestionnaires partagent cette responsabilité en attribuant et en surveillant activement les travaux, en formulant des commentaires et en examinant les compétences du personnel en permanence.

Pratique du génie

La spécification sur la pratique du génie de TransCanada (TES-ENG-POE, SGED 003672108) établit l'adhésion obligatoire aux associations professionnelles selon les compétences pour le personnel du génie ainsi que la portée de la pratique. L'adhésion à l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA) est une condition d'embauche pour les postes d'ingénieur en Alberta. La pratique du génie précise les qualifications pour l'ingénieur dirigeant, les ingénieurs responsables et les vérificateurs du respect de la conception. Il revient à l'ingénieur dirigeant de s'assurer que les employés qui effectuent des travaux techniques possèdent les qualifications et les compétences requises pour l'endroit où se déroulent les travaux techniques et de construction.

Méthode de gestion du rendement

Durant les entrevues menées pour l'audit et l'examen des documents, TransCanada a déclaré qu'elle surveillait et gérait la formation et le perfectionnement des employés à l'aide de sa méthode de gestion du rendement (MGR), laquelle sert à établir les attentes annuelles en matière de rendement et à documenter le plan de formation et de perfectionnement de chaque employé. La MGR définit les exigences en matière de perfectionnement pour l'employé, ce qui comprend la formation. On adapte le plan de perfectionnement d'un employé en fonction des exigences changeantes des tâches et selon les besoins. La gestion du rendement, surtout en lien avec l'intégrité des canalisations, est documentée dans la procédure d'embauche, de formation et d'évaluation des compétences du service de l'intégrité des canalisations (TEP-INT-COMP, SGED 007379172), qui décrit la méthode employée pour déterminer et communiquer les exigences en matière de formation et l'évaluation des compétences. Les registres de formation et des compétences, qui ont fait l'objet d'un examen durant l'audit, sont fournis à l'élément 4.1, « Inspection, mesure et surveillance », puisqu'ils s'appliquent aux programmes de TransCanada.

Résumé

Formation, compétence et évaluation

L'élément 3.3, « Formation, compétence et évaluation », de l'audit du système de gestion oblige une société à avoir un programme de formation documenté à l'intention des employés et des entrepreneurs visés par ses programmes de gestion et de protection. La formation doit inclure l'information sur les politiques propres aux programmes, les exigences en matière de protection civile et d'intervention environnementale ainsi que les conséquences en cas de non-respect de ces exigences. La formation doit permettre d'évaluer la compétence pour s'assurer que les exigences en matière de connaissances souhaitées sont respectées.

Selon les documents et les registres examinés, l'audit a établi que TransCanada a élaboré des méthodes efficaces de gestion de la formation et de la qualification de ses employés et entrepreneurs. Ces méthodes sont les suivantes :

- le système de gestion de l'apprentissage (SGA), un outil Web qui documente les méthodes d'évaluation des compétences et détermine si les employés ou les entrepreneurs sont qualifiés pour une tâche en particulier;
- la gestion active, un outil dont disposent les dirigeants pour attribuer et surveiller activement les travaux, formuler des commentaires et examiner les compétences du personnel en permanence;
- la pratique du génie, qui établit l'adhésion obligatoire aux associations professionnelles, définit la portée de la pratique et précise les qualifications de l'ingénieur dirigeant;
- la méthode de gestion du rendement, qui sert à établir les attentes annuelles en matière de rendement et à documenter le plan de formation et de perfectionnement de chaque employé.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Conforme

3.4 Communication

Attentes

La société doit avoir un ou des processus de communication appropriés, efficaces et documentés pour :

- informer toutes les personnes associées à ses installations et activités (les personnes intéressées) des buts et des objectifs de ses programmes de gestion et de protection ainsi que des politiques qui les gouvernent et des engagements qu'ils supposent;
- informer et consulter toutes les personnes intéressées à propos des questions liées à son exploitation;
- répondre aux communications émanant des intervenants externes;
- communiquer aux personnes intéressées les exigences juridiques et autres liées aux programmes de gestion et de protection;
- communiquer aux personnes intéressées les rôles et responsabilités rattachés au programme.

Références

Articles 4, 18, 28, 29, 40, 47 et 48 du RPT-99

Articles 3.1.2 (d) et 3.2 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Ce sous-élément du système de gestion n'a pas été évalué officiellement dans le cadre de l'audit des programmes de gestion de l'intégrité.

Statut de conformité

Non évalué

3.5 Documentation et contrôle des documents

Attentes

La société doit avoir des documents où sont décrits les divers éléments de ses programmes de gestion et de protection – s’il y a lieu. Ces documents doivent être examinés et révisés à intervalles réguliers et planifiés d’avance. Ils doivent être révisés sans délai lorsque des changements s’imposent en raison d’exigences juridiques, sinon tout défaut d’apporter les changements sans délai risque d’entraîner des conséquences fâcheuses. Les programmes de gestion et de protection de la société doivent comprendre des procédures pour contrôler les documents et les données concernant les risques relevés dans l’élément 2.0.

Références

Articles 4, 27, 47 et 48 du RPT-99

Articles 3.1.2(e), 3.1.2(f), 3.2 et 10.5.1.1(d) de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l’audit

Ce sous-élément du système de gestion n’a pas été évalué officiellement dans le cadre de l’audit des programmes de gestion de l’intégrité.

Statut de conformité

Non évalué

3.6 Contrôle opérationnel - exploitation courante

Attentes

La société doit établir et mettre à jour au besoin un processus pour élaborer, mettre en œuvre et diffuser des mesures d'atténuation, de prévention et de protection afin de prévenir les risques et les dangers relevés dans les éléments 2.0 et 3.0. Le processus doit comporter des mesures visant à réduire ou éliminer les risques et les dangers à leur source.

Références

Articles 4, 27, 36, 37, 39 et 40 du RPT-99

Articles 3.1.2(f), 3.2 et 10 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a indiqué qu'elle établit et met à jour des processus pour élaborer, mettre en œuvre et diffuser des mesures de surveillance et de suivi des conditions ainsi que des mesures de prévention, de protection, d'atténuation et de correction afin de s'attaquer aux risques et aux menaces.

Une fois que TransCanada a terminé son analyse des risques et la détermination des menaces, des mesures d'intégrité sont choisies pour contrôler et gérer les menaces connues et potentielles. Les mesures retenues sont consignées dans les plans d'entretien annuels des canalisations et des installations (plans d'entretien) de TransCanada. Après la mise en œuvre des plans d'entretien, les résultats sont analysés dans le cadre du cycle d'amélioration de TransCanada. L'audit a confirmé que les méthodes d'élaboration des plans d'entretien sont documentées dans les programmes de gestion de l'intégrité (PGI) de TransCanada. Les sections pertinentes des PGI sont les suivantes :

- les sections 11 et 12 du PGI des gazoducs;
- les sections 6 et 9 du PGI des pipelines de liquides;
- les sections 4 et 5 du PGI des installations.

Les programmes de gestion des menaces liées à l'intégrité des canalisations (programmes de gestion des menaces) fournissent une liste des mesures d'intégrité pertinentes servant à gérer des types précis de menaces. Les programmes de gestion des menaces sont les suivants :

- le programme de gestion des menaces liées aux dommages mécaniques (TEP-ITM-MECH, SGED 006786487);

- le programme de gestion des menaces liées à la corrosion externe (CAN) (TEP-ITM-ECOR, SGED 006570955);
- le programme de gestion des menaces liées à la corrosion interne (TEP-ITM-IC, SGED 006786402);
- le programme de gestion des menaces liées à la fissuration par corrosion sous contrainte (TEP-ITM-FCSC-CDN, SGED 005767613);
- le programme de gestion des menaces liées à la défaillance de l'équipement (TEP-ITM-EQUIP, SGED 006786449);
- le programme de gestion des menaces liées à la mauvaise exploitation (TEP-ITM-IOPS, SGED 006810297);
- le programme de gestion des menaces liées à la construction et à la production (TEP-ITM-MANUF, SGED 006786458);
- le programme de gestion des conditions météorologiques et des forces extérieures (TEP-ITM-WOF, SGED 005767611);
- le programme de gestion des menaces liées à la tuyauterie des installations (CAN) (TEP-ITM-FPIPE-CDN, SGED 007379193).

On peut répartir les activités de contrôle des menaces et de réduction des risques examinées de TransCanada dans les cinq catégories suivantes (étudiées plus en détail ci-dessous) : surveillance et contrôle des conditions; mesures proactives; mesures préventives; mesures d'atténuation; et mesures correctives. Ces activités de contrôle des menaces et de réduction des risques sont traitées dans le PGI des gazoducs, le PGI des pipelines de liquides et le PGI des installations, ainsi que dans chaque programme de gestion des menaces.

Surveillance et contrôle des conditions

La surveillance et le contrôle des conditions servent à déceler la présence de menaces et à en contrôler la progression. Les activités de TransCanada se rapportant à la surveillance et au contrôle des conditions comprennent ce qui suit :

- les patrouilles des canalisations (MET sur les procédures relatives aux emprises des canalisations [SGED 003672613], MET sur la patrouille aérienne des canalisations [SGED 003672387] et patrouilles terrestres des canalisations [SGED 003875137]);
- les enquêtes de détection des fuites (procédure de détection des fuites de gaz naturel au Canada [SGED 003676669]);
- les enquêtes sur la protection cathodique (programme de prévention de la corrosion [TEP-CP-PRGM, SGED 006786483] et spécification relative aux enquêtes sur la protection cathodique [TES-CP-SS, SGED 003670956]);

- les enquêtes géotechniques et sur le franchissement des cours d'eau (évaluation des dangers géologiques de phase I de la portion canadienne de la canalisation Keystone en Alberta, en Saskatchewan, au Manitoba et au Canada [103-93179], programme de gestion des conditions météorologiques et des forces extérieures [TEP-ITM-WOF, SGED 007773954] et MET sur les inspections sous-marines des canalisations [SGED 003671756]);
- différents types d'inspections de l'équipement et des installations, dont les méthodes techniques de TransCanada (MTT) ou les méthodes d'exploitation de TransCanada (MET) suivantes : programme de gestion de l'intégrité des canalisations des installations (TEP-ITM-FPIPE-CDN, SGED 007379193), programme de gestion des menaces liées à la défaillance de l'équipement (TEP-ITM-EQUIP, SGED 006786449), MET sur l'inspection et l'entretien des régulateurs de pression de gaz critiques (SGED 007585439), MET sur l'inspection et l'entretien des vannes et des mécanismes de commande pour vannes (SGED 003849601), MET sur l'inspection des vannes de commande au Canada et au Mexique (SGED 003832589) et MET sur l'inspection des vannes de purge et des vannes de surpression des canalisations (SGED 003866831).

Mesures de prévention

Les mesures de prévention ont pour but d'éliminer ou de prévenir la présence d'une menace et elles peuvent comprendre des pratiques améliorées de production et de construction, le choix de meilleurs matériaux, une sécurité accrue, des activités de sensibilisation du public et de la signalisation. L'Office a examiné plusieurs méthodes d'exploitation de TransCanada (MET) qui décrivent et orientent le programme de sensibilisation du public (PSP) de TransCanada. Le PSP de TransCanada vise à éliminer ou à réduire les dommages potentiels causés par des tiers au moyen de communications avec le public, les excavateurs, les entrepreneurs, les responsables des services d'urgence et les représentants des administrations locales. Le programme de sensibilisation du public est documenté dans la MET sur le plan du programme de sensibilisation du public aux canalisations (SGED 003860909). La MET sur les procédures d'appel unique et de localisation et de repérage au Canada (SGED 003671859) décrit les étapes à suivre obligatoirement avant d'entreprendre des activités comme le remuement du sol, le déplacement d'équipements lourds ou des travaux d'excavation, de dynamitage ou de construction à moins de 30 mètres des installations. La MET sur la procédure de signalisation de TransCanada (SGED 003676680) fournit des renseignements sur les types de panneaux, leurs dimensions, leur contenu et les lieux d'affichage en fonction de l'intention de ces panneaux. On a bien reçu des documents sur le PSP de TransCanada, mais ce programme n'a pas été évalué en détail dans le cadre de l'audit des PGI.

Mesures de protection

Les mesures de protection physique ont pour but de protéger l'équipement des canalisations et des installations contre les dommages et les défaillances. Les revêtements sont un exemple de mesure de protection, car ils visent à séparer la canalisation des sources de corrosion. Dans l'industrie, on s'entend pour dire que la prévention de la corrosion est plus efficace quand on utilise un revêtement ultrarésistant avec une protection cathodique. L'Office a examiné le programme de prévention de la corrosion de TransCanada (TEP-CP-PRGM, SGED 006786483; spécification sur les critères de protection cathodique [TES-CP-CR, SGED 00378793]; et spécification relative à l'enquête sur la protection cathodique [TES-CP-SS, SGED 003670956]), qui décrit les caractéristiques du programme d'atténuation de la corrosion sur les structures protégées à l'aide d'une protection cathodique. L'Office a jugé ce programme adéquat.

Mesures d'atténuation

Les méthodes d'atténuation ont pour objectif de réduire la probabilité des défaillances ou leurs conséquences. Elles comprennent des méthodes comme la réduction de la pression, l'amélioration des matériaux des canalisations, l'installation de dalles de protection sur les canalisations, l'augmentation du remblayage, l'amélioration de l'équipement, la modification du tracé des canalisations, l'injection d'inhibiteur de corrosion, le confinement secondaire et des opérations de raclage. Les méthodes considérées pour la réduction des risques et le contrôle des menaces dépendent du type de menaces. Durant l'audit, l'Office a relevé que les PGI de TransCanada, ainsi que les programmes de gestion des menaces, comprenaient des options d'atténuation adéquates pour s'occuper des risques et des menaces potentiels. Par exemple, des mesures préventives et d'atténuation sont décrites dans la section 9 du PGI des pipelines de liquides.

Mesures de correction

La remise en état a pour but de corriger les problèmes connus, comme les défauts des canalisations et les contraintes excessives causées par des facteurs géotechniques (p. ex., mouvement du sol). Les données d'entrée, comme les résultats d'évaluations des défauts, des essais hydrostatiques, des mesures de contrôle et d'examen indirects, sont analysées pour cerner les éléments devant faire l'objet d'enquêtes approfondies ou de réparations. Durant l'audit, l'Office a relevé que les programmes de gestion des menaces et les PGI de TransCanada renvoient à des procédures précises pour la collecte de données supplémentaires et l'analyse des résultats de contrôle ou d'évaluation. L'Office les juge adéquates.

L'audit a étudié des exemples de procédures de TransCanada pour l'analyse de résultats d'inspection interne, analyse durant laquelle on évalue les imperfections afin de déterminer les menaces liées à l'intégrité d'une canalisation. On prête une attention particulière aux

caractéristiques comme les bosselures et les soudures circulaires ou continues qui peuvent être associées à d'autres conditions. Les procédures suivantes de TransCanada décrivent les approches d'analyse des résultats des inspections internes :

- l'analyse des déformations dans les données d'inspection interne des canalisations canadiennes (TEP-ILI-DEF-CDN, SGED 006980190);
- l'analyse de la détection des fissurations dans les données d'inspection interne au moyen d'un transducteur électromagnétique-acoustique pour les canalisations de gaz (TEP-ILI-EMAT, SGED 006980178);
- l'analyse des points durs dans les données d'inspection interne (TEP-ILI-HS, SGED 006980212);
- l'analyse des données d'inspection interne (TEP-INT-ILI-CDN, SGED 006570876).

Des activités comme une évaluation directe ou un essai hydrostatique peuvent s'avérer nécessaires pour caractériser davantage les problèmes connus ou soupçonnés. Les méthodes de réparation des défauts incluent l'application d'un nouveau revêtement et l'installation de manchons ou de pinces ou enveloppes de renfort composite. Les évaluations et les mesures correctives prévues sont ensuite incluses dans les plans d'entretien de TransCanada.

Procédures d'évaluation et de réparation des défauts

Pour les enquêtes sur des problèmes connus ou soupçonnés, on peut recourir à des essais non destructifs pouvant nécessiter une mise à nu de la canalisation. On peut réduire temporairement la pression d'exploitation ou mettre en œuvre d'autres mesures pour garantir la sécurité. L'analyse des données recueillies sur la conception, les matériaux, la construction, l'historique d'exploitation et d'entretien et les conditions d'exploitation prévues de la canalisation détermine les méthodes de remise en état et de réparation nécessaires pour la remise en service complète de la canalisation. Durant l'audit, l'Office a examiné les procédures de TransCanada qui sont pertinentes pour ces activités :

- la MET sur la procédure de restriction des canalisations (SGED 003820831);
- la MET sur les procédures d'évaluation et de réparation de défauts des canalisations (SGED 003674615);
- la MET sur la pression maximale des canalisations à la source de préoccupations connues ou soupçonnées en matière d'intégrité (SGED 003671945);
- l'évaluation des caractéristiques des canalisations (TEP-INT-FASS, SGED 004214235).

L'Office a aussi examiné les registres des restrictions volontaires de la pression mis en place durant l'exposition des canalisations, l'évaluation des défauts et les réparations. Il a constaté que TransCanada avait suivi ses procédures obligatoires.

Procédures d'essais hydrostatiques pour la détection des défauts

Les essais de pression sont une méthode qui produit un résultat de type réussite/échec pour les défauts contenus dans le tronçon visé. On corrige les défauts détectés au moyen de l'échec des essais de pression en retirant ou en remplaçant le tronçon touché. La spécification des essais hydrostatiques pour les tests d'intégrité des canalisations existants (TES-HYDRO-HT4, SGED 003697288) décrit la procédure des essais de pression à laquelle est soumise une canalisation existante afin de déterminer si l'on peut l'exploiter en permanence à une pression maximale autorisée antérieurement. Durant l'audit, l'Office a examiné les procédures d'essais hydrostatiques de TransCanada et il les a jugées adéquates.

Approbation, documentation et communication des plans d'entretien

Les plans d'entretien des activités correctives décrites précédemment sont soumis à l'examen et à l'approbation de la direction de TransCanada. Pour le service de l'intégrité des canalisations, les renseignements sur le plan d'entretien sont transmis conformément à la procédure de communication du service de l'intégrité des canalisations (TEP-INT-COMM, SGED 006980248). Le vice-président de l'ingénierie et de la fiabilité des actifs approuve les plans d'entretien pour le service de l'intégrité des canalisations et le service de l'intégrité des installations. Les travaux d'entretien préventif sont communiqués, documentés et suivis dans Avantis, un système de gestion de l'entretien utilisé par TransCanada.

Mise en œuvre des plans d'entretien

Les plans d'entretien sont mis en œuvre par le personnel de l'intégrité, le personnel de la planification centrale, le personnel régional et les gestionnaires des projets d'entretien des canalisations, suivant le cas. On établit un calendrier en fonction de l'urgence de la réduction des risques, des gains d'efficacité opérationnelle et de la disponibilité des ressources et du matériel et de l'accès à ces éléments. La réparation ou l'atténuation des conditions connues peuvent être prévues indépendamment des autres activités si des mesures urgentes sont requises. Si une activité prévue ne peut pas être terminée dans les délais établis, alors la justification du report et une explication de la raison pour laquelle le changement ne compromettra pas l'intégrité sont consignées sous forme d'écart (approbation des écarts du résumé des décisions sur l'amélioration du réseau, SGED 003909431) ou d'une gestion de changement (procédure de gestion du changement de l'intégrité des canalisations, TEP-INT-MOC, SGED 006425143), suivant le cas. Une réduction temporaire de la pression d'exploitation ou d'autres mesures pertinentes peuvent

s'avérer nécessaires. La section 12 du PGI des gazoducs, la section 7 du PGI des pipelines de liquides et les sections 4 et 5 du PGI des installations traitent de la mise en œuvre des plans d'entretien.

Réalisation des plans d'entretien

TransCanada a indiqué que toutes les activités de surveillance et de contrôle des conditions et que les activités de prévention, de protection, d'atténuation et de correction sont réalisées, gérées et suivies d'une manière visant à réduire au minimum les risques pour l'environnement et la sécurité. Le système de gestion de la santé, de la sécurité et de l'environnement (SGED 003721961) contient plus de renseignements précis sur la gestion de ces risques. La santé, la sécurité et l'environnement n'étaient pas inclus dans la portée de l'audit et ils n'ont donc fait l'objet d'aucune évaluation durant cette vérification des PGI.

Évaluation et communication des plans d'entretien

Les gestionnaires des programmes d'intégrité, les gestionnaires des programmes des menaces et les responsables des plans d'entretien de TransCanada effectuent des évaluations périodiques complètes des plans d'entretien en fonction des éléments suivants :

- les résultats des évaluations passées et actuelles;
- l'intégration des données et les évaluations des risques;
- les résultats des remises en état;
- le rendement des nouvelles technologies ou applications;
- la conformité ou la non-conformité;
- les meures du rendement;
- les enquêtes sur les incidents.

Les résultats d'évaluation des plans d'entretien peuvent servir à modifier les programmes, au besoin. Pour le service de l'intégrité des canalisations, les évaluations sont consignées dans les rapports annuels d'entretien des canalisations propres aux menaces et dans le plan d'évaluation pour les liquides dangereux. Les rapports annuels d'entretien des canalisations sont transmis à la direction conformément à la procédure de communication du service de l'intégrité des canalisations (TEP-INT-COMM, SGED 006980248). Pour le service de l'intégrité des installations, les résultats des plans d'entretien sont transmis à la direction au moyen de rapports de mesure du rendement, de rapports d'activité et de plans d'intégrité.

Résumé

Contrôle opérationnel — exploitation courante

L'élément 3.6, « Contrôle opérationnel — exploitation courante », de l'audit du système de gestion oblige une société à établir et à mettre à jour au besoin un processus pour élaborer, mettre en œuvre et diffuser des mesures d'atténuation, de prévention et de protection afin de prévenir les risques et les dangers relevés dans les éléments 2.0 et 3.0. Cela doit comporter des mesures visant à réduire ou éliminer de façon proactive les risques et les dangers à leur source.

L'audit a établi que les programmes de gestion des menaces de TransCanada fournissent une liste de mesures d'intégrité pertinente pour gérer les risques et menaces et les risques recensés. Certaines de ces menaces comprennent, entre autres, la corrosion des canalisations, la construction et la production, les forces liées aux conditions météorologiques et les forces extérieures ainsi que les dommages mécaniques.

On a constaté que TransCanada gérait ces menaces et ces risques comme suit :

- la surveillance et le contrôle des conditions servent à détecter la présence de menaces et à suivre la progression de ces menaces;
- les mesures de prévention ont pour but d'éliminer ou de prévenir la présence d'une menace, comme le choix de meilleurs matériaux, des activités de sensibilisation du public et de la signalisation;
- les mesures de protection physique ont pour objectif de protéger l'infrastructure contre les dommages et les défaillances, comme le revêtement des canalisations pour prévenir la corrosion;
- les méthodes d'atténuation pour réduire la probabilité de défaillance ou leurs conséquences, comme la modification du tracé des canalisations, la réduction de la pression et l'amélioration de l'équipement;
- la remise en état pour résoudre les problèmes connus (ce qui comprend l'élaboration, la mise en œuvre, l'évaluation et la communication de plans d'entretien);
- les méthodes d'essais non destructifs pour enquêter sur les anomalies connues ou soupçonnées;

- les essais hydrostatiques qui produisent un résultat de type réussite/échec pour déterminer la présence de défauts.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Conforme

3.7 Contrôle opérationnel — perturbations ou conditions anormales

Attentes

La société doit établir et mettre à jour au besoin des plans et méthodes pour déterminer l'éventualité de conditions inhabituelles d'exploitation, de rejets accidentels, d'incidents et de situations d'urgence. Elle doit également définir les moyens d'intervention qu'elle entend prendre pour faire face à ces événements et en atténuer les conséquences ou les effets. Les méthodes doivent être soumises à des essais périodiques et examinées et révisées en cas de besoin (après la survenance d'une situation d'urgence, par exemple).

Références

Articles 4, 32, 37, 40 et 52 du RPT-99

Articles 3.1, 3.2, 4.18 et 10.9.5 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a indiqué qu'elle possédait les méthodes et les contrôles opérationnels à suivre pour déterminer l'éventualité de conditions inhabituelles d'exploitation et qu'elle avait élaboré des plans et des procédures pour prévenir et atténuer les conséquences de ces perturbations ou conditions anormales. TransCanada a également déposé des procédures qui seraient mises en œuvre en réponse aux perturbations ou aux conditions anormales de canalisations et d'installations, ce qui comprend des rejets accidentels, des incidents et des situations d'urgence. Le plan d'intervention en cas d'urgence (PIU) de TransCanada n'était pas inclus dans la portée de l'audit. Il n'a donc fait l'objet d'aucune évaluation durant l'audit des PGI.

Canalisations – SCADA

Activités de contrôle du pétrole

La canalisation Keystone est surveillée et contrôlée à distance par le centre de contrôle du pétrole (CCP) de TransCanada, situé à Calgary. Les contrôleurs de canalisation du CCP sont responsables de l'exploitation globale de la canalisation 24 heures sur 24, tous les jours de l'année. Ils surveillent des points de données cruciaux le long de la canalisation et ils peuvent formuler des commandes de supervision, comme l'activation et l'arrêt d'une pompe ou l'ouverture et la fermeture d'une vanne, à l'aide d'un système informatisé d'acquisition et de contrôle des données (SCADA). Pour garantir la fiabilité du service, le CCP dispose d'un système SCADA et de

systèmes de détection des fuites entièrement redondants. En cas de défaillance du système SCADA et des systèmes de détection des fuites, un système de secours actif prendrait immédiatement la relève. Si les systèmes primaires et de secours du CCP devenaient inaccessibles en raison d'une catastrophe, un centre de contrôle de secours secondaire comprend une copie complète du système SCADA et des systèmes de détection des fuites primaires et secondaires. L'annexe M (informatrice), « Lignes directrices visant le contrôle, la surveillance et la protection de canalisations transportant des liquides », de la norme CSA Z662-11 propose des directives facultatives au sujet de l'utilisation du système SCADA. L'utilisation d'un système SCADA par TransCanada pour la canalisation Keystone respecte ces directives non obligatoires.

La canalisation Keystone est exploitée conformément aux méthodes d'exploitation écrites pour les activités normales, anormales et d'urgence. TransCanada a indiqué que les méthodes étaient conformes à l'article 10.5.2, « Situations d'urgence », de la norme CSA Z662-11. Les méthodes du CCP sont documentées et mises à la disposition des contrôleurs du CCP par l'entremise d'un site Web interne du CCP. Les méthodes du CCP comprennent les activités normales, les activités anormales ou d'urgence, les activités de détection des fuites et la gestion des incidents. Les méthodes d'urgence du CCP n'étaient pas incluses dans la portée de l'audit des PGI; elles n'ont donc fait l'objet d'aucune évaluation officielle.

Les exemples de méthodes d'exploitation de TransCanada (MET) fournis pour soutenir le contrôle opérationnel sont les suivants : MET sur l'inspection des réseaux en arrêt d'urgence (SGED 003830466), méthodes de mise en service de TransCanada, système de contrôle de stations et feuille de vérification de la mise en service – système de contrôle de station (les deux documents ont 01-05-2012 comme date d'entrée en vigueur, mais ils ne possèdent aucun numéro d'identification), et guide de mise en service du régulateur de l'unité de canalisation principale (le numéro du document n'est pas disponible, mais l'adresse du site Web interne de TransCanada donnée est <http://wscada>).

Activités de contrôle du gaz

Les activités d'exploitation de gazoduc de TransCanada sont surveillées et contrôlées à distance par le centre de contrôle du gaz (CG) de Calgary. Les contrôleurs de canalisation sont responsables de l'exploitation globale de la canalisation 24 heures sur 24, tous les jours de l'année. Ils surveillent des points de données cruciaux le long de la canalisation et ils peuvent formuler des commandes de supervision, comme l'activation et l'arrêt d'une pompe ou l'ouverture et la fermeture d'une vanne, à l'aide d'un système SCADA informatisé. Pour garantir la fiabilité du service, les systèmes SCADA de contrôle du gaz sont entièrement redondants. Si le système SCADA primaire fait défaut, alors un système de secours actif prend immédiatement la relève. Si les systèmes primaires et de secours de contrôle du gaz devenaient inaccessibles en raison d'une

catastrophe, un centre de contrôle de secours secondaire comprend un double complet des systèmes SCADA primaires et secondaires pour le contrôle du gaz. L'annexe M (informative), « Lignes directrices visant le contrôle, la surveillance et la protection de canalisations transportant des liquides », de la norme CSA Z662-11 propose des lignes directrices non obligatoires sur l'utilisation d'un système SCADA pour les canalisations transportant des liquides seulement. L'utilisation d'un système SCADA par TransCanada pour ses activités liées aux gazoducs est volontaire et elle respecte l'intention de ces directives facultatives.

Le réseau de canalisations de gaz de TransCanada est exploité conformément aux méthodes d'exploitation écrites pour les activités normales, anormales et d'urgence. TransCanada a indiqué que les méthodes respectaient l'article 10.5.2, « Situations d'urgence », de la norme CSA Z662-11. Le contrôle du gaz comprend deux méthodes, soit la méthode de surveillance et de contrôle (SGED 003835728) et la méthode de préparation et d'intervention en cas d'urgence (SGED 003835729). La méthode de surveillance et de contrôle décrit la démarche visant à s'assurer que l'exploitation du réseau de canalisations se déroule toujours dans des conditions contrôlées. La méthode de préparation et d'intervention en cas d'urgence décrit la démarche employée afin de s'assurer que les programmes, les méthodes et les plans sont mis en œuvre pour garantir des réponses contrôlées à des situations d'urgence. TransCanada a fourni des renseignements sur son programme de préparation et d'intervention en cas d'urgence, mais ce programme n'a fait l'objet d'aucune évaluation officielle dans le cadre de l'audit des PGI.

Automatisation des installations

Activités pétrolières

Durant les entrevues menées pour l'audit, TransCanada a indiqué que les stations de pompage de la canalisation Keystone et toutes les autres installations de canalisations de pétrole, y compris les terminaux et les emplacements des vannes d'isolement des canalisations, étaient munies de systèmes de contrôle entièrement automatisés. Ces systèmes de contrôle surveillent les paramètres critiques, comme la pression et l'écoulement, tous les jours 24 heures sur 24 et ils règlent automatiquement ces paramètres au besoin. Si un paramètre excède les limites de fonctionnement normales, le système de contrôle local arrête automatiquement l'installation pétrolière. Les principaux éléments des systèmes de contrôle d'une installation, en lien avec les activités anormales ou d'urgence, sont les suivants : arrêt d'urgence ou isolation de l'installation, régulation de la pression et protection contre la surpression, et détection de flammes.

Activités gazières

Durant les entrevues menées pour l'audit, TransCanada a indiqué que ses stations de compression étaient munies de systèmes de contrôle entièrement automatisés. Ces systèmes de contrôle

surveillent les paramètres critiques, comme la pression et la température, tous les jours 24 heures sur 24 et ils règlent automatiquement ces paramètres au besoin. Si un paramètre excède les limites de fonctionnement normales, le système de contrôle local arrête automatiquement l'installation. Les principaux éléments des systèmes de contrôle d'une installation gazière, en lien avec les activités anormales ou d'urgence, sont les suivants : arrêt d'urgence ou isolation de l'installation, régulation de la pression et protection contre la surpression, et détection de flammes et de gaz.

L'article 10.9.1.1, « Compresseurs et pompes », de la norme CSA Z662-11 mentionne que « [l]e démarrage, le fonctionnement et l'arrêt des compresseurs et des pompes à gaz doivent être conformes aux méthodes de l'exploitant ». L'automatisation des installations de TransCanada pour les activités pétrolières et gazières de la société satisfait aux exigences de la norme CSA Z662-11.

Arrêt d'urgence ou isolation d'une station

Activités pétrolières

Durant les entrevues menées pour l'audit, TransCanada a indiqué que ses stations de pompage sont munies d'un système d'arrêt d'urgence conçu pour isoler automatiquement la station de la canalisation dès que surviennent des conditions anormales. Un arrêt d'urgence entraîne l'arrêt immédiat de toutes les pompes, soit les pompes de la canalisation principale et les pompes d'injection du puisard. Après l'arrêt des pompes, la vanne de dérivation de la canalisation principale de la station s'ouvre, et les vannes latérales d'aspiration et de refoulement de la station se ferment. Les vannes de la station sont reliées de manière à ce que les vannes latérales d'aspiration et de refoulement de la station ne se ferment pas jusqu'à la vanne de dérivation de la canalisation principale de la station soit entièrement ouverte. Quand une station de pompage fait l'objet d'un arrêt d'urgence, il est verrouillé, et le CCP n'y a plus accès jusqu'à ce que l'incident fasse l'objet d'une enquête et d'une autorisation de la part d'un technicien de l'installation. Le CCP peut aussi lancer une commande d'« isolement ». Cette commande a pour but de demander une isolation non urgente à la station de pompage. Cela entraîne l'ouverture de la vanne de dérivation de la station et la fermeture des vannes latérales, mais ne verrouille pas l'installation et n'empêche pas le CCP d'y accéder. Des systèmes d'arrêt d'urgence semblables sont en place dans des installations d'entrée de pétrole.

L'article 4.14.3.3(a) de la norme CSA Z662-11 indique que « [l]es stations de pompage doivent être équipés d'un système d'arrêt d'urgence conforme aux exigences suivantes : (a) [l]e système doit permettre de couper le liquide à l'extérieur de la station ». L'évaluation a établi que TransCanada satisfaisait à cette exigence. Le paragraphe 12(a) du RPT-99 stipule que « [l]a station de compression ou de pompage doit être munie d'une source d'énergie auxiliaire pouvant assurer, selon le cas : a) le fonctionnement du système d'arrêt d'urgence de la station ». Du 6 au 9 juin 2011, des membres du personnel de l'Office ont inspecté les stations de pompage Portage La

Prairie, Rapid City, Moosomin et Richardson de Keystone au Manitoba et en Saskatchewan. L'inspection a révélé que les stations de pompage du réseau de Keystone ne sont pas munies d'une source d'énergie auxiliaire en mesure d'alimenter le système d'arrêt d'urgence à chaque station, ce que le personnel de l'Office a jugé non conforme aux dispositions du paragraphe 12(a) du RPT-99.

Le 17 août 2012, l'Office a publié l'ordonnance SO-T241-002-2012 qui sommait TransCanada de déposer un plan de mesures correctives en vue de se conformer aux exigences du paragraphe 12(a) du RPT-99. On avait conclu que TransCanada ne respectait pas le paragraphe 12(a) du RPT-99 parce qu'elle n'avait pas de source d'énergie auxiliaire pouvant assurer le fonctionnement des systèmes d'arrêt d'urgence de sa station de pompage. L'Office a accepté le plan de mesures correctives avec l'ordonnance AO-001-SO-T241-002-2012 le 15 octobre 2012. Le plan de mesures correctives est en cours de mise en œuvre, et toutes les mesures correctives devraient être terminées au plus tard le 31 mars 2014.

Activités gazières

Si l'automate programmable (AP) de l'installation détecte des flammes ou une concentration élevée de gaz ou bien une condition de surpression, il déclenche automatiquement un arrêt d'urgence de l'installation. L'arrêt d'urgence isole l'installation touchée en fermant toutes les vannes extérieures adjacentes et en ouvrant les vannes de surpression pour décharger les canalisations extérieures. La présence de flammes entraîne aussi l'activation des systèmes d'extinction des incendies, s'ils sont installés.

Régulation de la pression et protection contre la surpression

Activités pétrolières

TransCanada a indiqué que ses systèmes de régulation de la pression et de protection contre la surpression du pétrole sont conçus conformément à l'article 4.18.2, « Exigences générales visant la conception des systèmes de régulation de la pression et de protection contre la surpression », de la norme CSA Z662-11, qui s'assure que toute défaillance d'un système ne provoque pas la panne de l'autre.

Les pressions d'aspiration et de décharge des stations de pompage sont commandées par la combinaison du mécanisme de contrôle du régime de la pompe et de la modulation de vannes pressostatiques. La majorité des stations de pompage sont munies d'entraînements à fréquence variable pour régler la vitesse de pompage, et toutes les stations de pompage sont équipées d'une vanne pressostatique du côté aval de la station de pompage. Au moment de la perte du système de contrôle, toutes les pompes de la station s'activeront, et le système SCADA réglera la station de pompage en amont à des paramètres sûrs pour la pression d'écoulement.

Les pressions d'aspiration et de décharge des stations de pompage sont surveillées par le système de contrôle de l'installation locale et le système SCADA pour déceler toute condition de surpression. Si la pression d'aspiration excède les niveaux de sécurité, toutes les pompes de toutes les stations en amont de celle ayant une pression d'aspiration élevée s'arrêteront immédiatement. Si la pression d'écoulement excède les niveaux de sécurité, toutes les pompes de cette station s'arrêteront immédiatement. Si le système SCADA détecte un circuit d'écoulement bloqué (comme la fermeture d'une vanne) dans la canalisation, toutes les pompes de toutes les stations en amont de l'installation avec l'écoulement bloqué s'arrêteront immédiatement.

Activités gazières

La méthode de surpression de contrôle du gaz (SGED 003723302) de TransCanada fait référence aux six niveaux de protection visant à prévenir toute surpression dans les canalisations. Quatre niveaux de protection se situent dans les stations de compression et garantissent une protection contre les conditions de surpression mises en place par la station de compression seulement. Les cinquième et sixième niveaux, qui augmentent les contrôles de la station de compression, assurent une protection contre les autres sources de surpression dans les canalisations. Si une condition de surpression survient, les automates programmables (AP) d'une station peuvent ralentir les paramètres d'exploitation du dispositif, l'arrêter complètement ou diminuer la pression au moyen des vannes de décharge du dispositif ou de la station. Selon TransCanada, une protection contre la surpression est aussi habituellement offerte dans les installations des producteurs en amont. Les exigences de ces systèmes de protection sont établies par le tarif du gaz.

Danger lié à la surpression

L'Office a observé un non-respect de cet élément de l'audit relativement à la gestion du danger lié à la surpression dans les stations de comptage des points d'entrée du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL). L'Office a déterminé que NGTL n'effectue pas assez d'inspection et de vérifications des installations de ses clients pour s'assurer que son système est exploité conformément aux articles 4.18.1.1, 4.18.1.2 et 4.18.2 de la norme CSA Z662-11 ainsi qu'à l'article 4 et au paragraphe 53(1) du RPT-99³.

L'article 4.18.1.1 de la norme CSA Z662-11 mentionne que « [s]i la défaillance du dispositif de régulation, ou toute autre cause, peut provoquer le dépassement de la pression d'exploitation maximale de la tuyauterie, on doit installer un dispositif de protection contre la surpression pour assurer que la pression d'exploitation maximale ne soit pas dépassée de plus de 10 % ou 35 kPa, selon la valeur la plus élevée ».

³ Voir l'article 4 et le paragraphe 53(1) du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*, modifié et renommé, pour connaître les dispositions correspondantes.

Les exigences de conception de la norme CSA Z662-11 pour la protection contre la surpression sont établies dans le sous-article 4.18.2 :

« Les systèmes de régulation de la pression et de protection contre la surpression doivent :

- (a) être conçus de façon que toute défaillance dans l'un des systèmes ne puisse provoquer une panne de l'autre système;
- (b) être suffisamment puissants et sensibles pour s'acquitter de la fonction prévue;
- (c) convenir au milieu dans lequel ils seront utilisés;
- (d) être conçus et installés de manière à pouvoir être mis à l'essai, inspectés et étalonnés facilement;
- (e) être conçus et installés de manière à empêcher la manœuvre non autorisée d'une vanne ou d'un appareil qui neutraliserait l'action de ces systèmes;
- (f) être conçus de manière à réduire au minimum le risque d'endommagement;
- (g) dans la mesure du possible, être conçus de manière qu'une défaillance n'entraîne pas une surpression dans la tuyauterie ».

L'Office a examiné l'historique des incidents de TransCanada et relevé des incidents relatifs à la surpression dans le réseau de NGTL. À l'aide d'une demande de renseignements pour l'audit et d'entrevues menées auprès de TransCanada dans le cadre de l'audit, on a demandé à TransCanada en quoi l'approche de NGTL, qui consiste à se fier aux clients, et les ententes et conditions générales (ECG) de NGTL favorisaient le respect des exigences de l'article 4.18 de la norme CSA Z662-11 et de l'article 4 et du paragraphe 53(1) du RPT-99. En outre, on a demandé à NGTL si elle avait mis en œuvre les mesures de prévention soulignées dans l'avis de sécurité de l'Office (ONÉ SA99-1), avis qui faisait référence aux exigences de l'article 4.18.1.2 de la norme CSA Z662-11 sur la protection contre la surpression aux points d'entrée et qui a été publié en septembre 1999.

Par suite de ces incidents relatifs à la surpression, TransCanada a indiqué qu'elle avait commencé un examen de la manière dont ses clients respectent les ECG. TransCanada a déclaré qu'elle a mis en œuvre une méthode pour les nouvelles stations de comptage en décembre 2010. Cette méthode vérifie si la protection contre la surpression des clients respecte les exigences de la norme CSA Z662-11. TransCanada a fait savoir qu'elle avait examiné les philosophies de ses clients sur la façon dont ils respectent les ECG pour 30 stations de comptage d'entrée et qu'elle élabore actuellement un plan pour vérifier la conformité aux exigences en matière de protection contre la surpression pour quelque 1 100 stations de comptage d'entrée supplémentaires.

En outre, TransCanada a indiqué qu'elle a transmis à ses clients le plan d'action suivant sur la protection contre la surpression en février 2012 :

- TransCanada recommencera à vérifier les exigences en matière de protection contre la surpression auprès des clients de NGTL en avril 2013.
- À ce moment, on informera les intervenants de NGTL (dont les clients) que NGTL demandera à tous les opérateurs d'interconnexion des stations de comptage d'entrée des renseignements sur l'état de leurs systèmes de protection contre la surpression pour être jugés conformes à la norme CSA Z662-11, au RPT-99 et aux avis de sécurité de l'Office.
- L'omission de fournir des renseignements adéquats sur l'état du système de protection contre la surpression des opérateurs d'interconnexion entraînera en définitive la fermeture des stations d'entrée ou l'installation de systèmes de protection contre la surpression dans les stations d'entrée de NGTL, aux frais du client.
- On utilise une méthodologie axée sur les risques pour obtenir les renseignements requis sur les stations de comptage afin de permettre à TransCanada et à ses clients d'établir l'ordre de priorité des stations de comptage pour le premier examen en 2013. Les renseignements sur les autres stations de comptage seront demandés et examinés avant la fin de 2014.
- Actuellement, les stations de comptage ayant au moins l'une des caractéristiques suivantes sont choisies pour la collecte de renseignements sur la protection contre la surpression :
 - la station de comptage possède une vanne de sectionnement automatisée;
 - la station de comptage a déjà été impliquée dans un incident lié à de la surpression;
 - la station de comptage possède au moins un raccordement de producteur pour lequel certains éléments quant à la protection contre la surpression sont incertains. Dans de tels cas, tous les exploitants touchés en amont devront fournir des renseignements sur la protection contre la surpression.

D'après l'historique des incidents liés à la surpression dans le réseau de NGTL, le fait que TransCanada a seulement récemment lancé un plan d'action pour vérifier le respect des exigences en matière de protection contre la surpression de l'article 4.18 de la norme CSA Z662-11, et le fait que le plan d'action n'a pas été entièrement mis en œuvre, TransCanada n'est pas conforme à ce sous-élément de l'audit.

Systèmes limiteurs de pression et de décharge de la pression

Activités pétrolières

Les vannes de décharge de la canalisation Keystone sont soumises à des essais annuels, comme l'exige la méthode d'inspection, d'entretien et de révision des vannes de décharge pour les canalisations de pétrole de TransCanada (SGED 007603025) et conformément à l'article 10.9.5.3 de la norme CSA Z662-11. TransCanada amasse actuellement les justificatifs exigés par l'article 10.9.5.3(b) de la norme CSA Z662-11 dans le but d'évaluer et de justifier un autre

intervalle adéquat d'inspection et d'entretien des systèmes de décharge de la pression pour ces installations.

Activités gazières

L'audit a établi que les réglages des vannes de décharge mécaniques et les valeurs déterminées de décharge de la pression qui sont codées dans le système de contrôle sont gérés suivant le document sur les limites des stations de compression au Canada de TransCanada (SGED 003671820).

Durant l'audit, TransCanada a indiqué qu'elle révisait les vannes de décharge de la pression ordinaires et à commande par pilote tous les trois ou cinq ans, conformément à l'article 10.9.5, « Systèmes de régulation de la pression, limiteurs de pression et de décharge de la pression » de la norme CSA Z662-11 ou à la norme API 576, Inspection of Pressure Relieving Devices. L'article 10.9.5.3(b) de la norme CSA Z662-11 précise que, « [à] l'exception des disques de rupture, les systèmes (ou dispositifs) de décharge de la pression doivent être inspectés, évalués et mis à l'essai au moins une fois l'an, à des intervalles ne dépassant pas 18 mois [article 10.9.5.3(a)], et à des intervalles convenant à leur utilisation, établis par l'exploitant, selon l'API 576 et selon les justificatifs et la documentation [article 10.9.5.3(b)] ».

L'audit a établi que TransCanada adopte un intervalle d'inspection et d'entretien de cinq ans pour son programme d'inspection et d'entretien relatif à la décharge de la pression à mesure qu'elle évalue les exigences de chaque emplacement visé par sa méthode de vérification interne, suivant la MET sur la méthode de vérification des vannes de décharge (SGED 003954090). Le système de gestion de la qualité (SGQ) de l'équipement sous pression de TransCanada et l'article 10.9.5.3(b) de la norme CSA Z662-11 obligent TransCanada à examiner l'équipement pour justifier tout prolongement des intervalles d'inspection. TransCanada a déclaré que, jusqu'à présent, aucun incident n'avait comme facteur l'augmentation de l'intervalle d'inspection et d'entretien relatif à la décharge de la pression et qu'aucune hausse du nombre d'incidents liés aux vannes de décharge n'était survenue depuis l'allongement de l'intervalle. Selon les justificatifs et la documentation demandés par l'article 10.9.5.3(b) de la norme CSA Z662-11, le motif de TransCanada pour l'allongement de l'intervalle d'inspection satisfait aux exigences relatives à l'inspection et à l'entretien des vannes de décharge de la pression.

Détection des fuites

Activités pétrolières

L'audit a établi que la méthode de détection des fuites de TransCanada pour les réseaux pétroliers est mise en œuvre par un système informatisé de détection des fuites qui alerte le contrôleur du centre de contrôle du pétrole (CCP) en cas de fuite soupçonnée. Cela permet au contrôleur de

prendre des mesures adéquates pour fermer ou isoler le réseau de canalisations. En outre, des patrouilles aériennes sont faites 26 fois par année (MET sur la patrouille aérienne des canalisations, SGED 003672387). Si l'on détecte une fuite durant une patrouille aérienne, on avise immédiatement le CCP de fermer et d'isoler le réseau. L'article 11.18, « Détection des fuites », de la norme CSA Z662-11 exige ce qui suit : « S'il y a lieu, les canalisations doivent être équipées de systèmes de détection des fuites. Les appareils et les méthodes de détection utilisés doivent permettre la détection rapide des fuites. Le cas échéant, on peut utiliser la méthode de bilan de canalisation. » Le système de détection des fuites de TransCanada pour les activités pétrolières satisfait aux exigences de la norme CSA Z662-11.

Activités gazières

Durant l'audit, TransCanada a déclaré que si l'on détectait ou soupçonnait une fuite dans une canalisation de gaz, on suivait les lignes directrices relatives à la régulation de la pression des canalisations présentant une fuite (SGED 003841207) dans le but de gérer la fuite confirmée ou soupçonnée. On vérifie également la présence de fuites dans les réseaux de canalisations de gaz à l'aide de patrouilles terrestres et aériennes régulières planifiées, conformément à la méthode sur la détection des fuites de gaz naturel (SGED 003676669) et la méthode d'évaluation et de détection des fuites de l'intégrité des canalisations (TEP-INT-LEAK, SGED 007379105). Ces méthodes décrivent les exigences à respecter pour les activités de détection des fuites de gaz naturel. L'article 11.18, « Détection des fuites », de la norme CSA Z662-11 exige ce qui suit : « S'il y a lieu, les canalisations doivent être équipées de systèmes de détection des fuites. Les appareils et les méthodes de détection utilisés doivent permettre la détection rapide des fuites. Le cas échéant, on peut utiliser la méthode de bilan de canalisation. » Le système de détection des fuites de TransCanada pour les activités gazières satisfait aux exigences de la norme CSA Z662-11.

Qualité du gaz

Comme on le mentionne au sous-élément 4.1, « Inspection, mesure et surveillance », de l'audit, TransCanada a désigné des employés importants, comme des techniciens de terrain et des contrôleurs de gaz, qui sont formés pour cerner et gérer les conditions en matière de tarif hors-spécification de la qualité du gaz. La gouvernance et l'approche systématique de la gestion de la qualité du gaz sont décrites dans la méthode sur la qualité du gaz (SGED 003671916) et la méthode d'atténuation des risques liés au H₂S (SGED 003999947). Là où la question des contaminants acides ou d'autre nature peut s'avérer préoccupante, on utilise des instruments supplémentaires et de l'équipement automatisé en plus de la capacité de fermeture. En cas d'introduction d'un tampon de gaz acide dans le réseau de canalisations, la méthode de contamination au H₂S du réseau de Foothills et de l'Alberta (SGED 003723279) propose des méthodes et des lignes directrices à suivre au sujet du contrôle du gaz pour gérer toute

contamination au H₂S. On a examiné les registres du programme de surveillance de la qualité du gaz de TransCanada conjointement avec l'évaluation du programme de gestion des menaces liées à la corrosion interne (Ref_2_2012 IC Susceptible Lines.xlsx). Les programmes élaborés et mis en œuvre par TransCanada pour gérer la qualité du gaz satisfont aux exigences des alinéas 6.5(1)e) et 6.5(1)f) du RPT-99.

Détection des incendies et des concentrations élevées de gaz

Durant l'audit, TransCanada a indiqué que toutes les stations sont munies de capteurs pour surveiller en permanence la présence d'incendies (installations pétrolières et gazières) et de concentrations élevées de gaz (installations gazières seulement), conformément à la norme CSA Z662-11. L'article 4.14.2.7 précise que « [l]es bâtiments faisant partie de la station de compression doivent être munis de systèmes appropriés pour la détection des incendies et des atmosphères dangereuses », et l'article 4.14.3.5 mentionne que « [l]es bâtiments faisant partie de la station de pompage doivent être munis de systèmes appropriés pour la détection des incendies et des atmosphères dangereuses ». TransCanada a déclaré que, comme l'exige la méthode d'inspection de l'équipement de détection des incendies (SGED 005018693), l'équipement de détection des incendies et de gaz est mis à l'essai et étalonné en fonction de calendriers d'entretien établis, semestriellement ou annuellement d'habitude, suivant le type d'équipement de détection. L'équipement de détection des incendies et de gaz est soumis à un intervalle d'inspection et d'entretien annuel. On sait que les détecteurs de gaz catalytique sont plus vulnérables à un « empoisonnement » au gaz avec le temps, ce qui réduit leur capacité à détecter du gaz. Les détecteurs de gaz catalytique ne sont habituellement pas exposés au gaz durant les activités ordinaires, mais ils sont soumis à des inspections semestrielles prescrites par TransCanada comme mesure de prévention.

En ce qui a trait aux exigences réglementaires applicables pour un calendrier d'inspection la norme CSA Z662-11 est silencieuse quant aux exigences relatives à l'intervalle d'inspection et d'entretien, tout comme l'American Petroleum Institute (API) et le Conseil national de recherches du Canada (Code national de prévention des incendies du Canada, 2010). De façon générale, le paragraphe 36(b) du RPT-99 stipule que « [l]a compagnie doit : vérifier régulièrement les instruments et les appareils installés aux stations du pipeline afin de veiller à ce qu'ils fonctionnent correctement et en toute sécurité »⁴. Les fréquences du programme d'inspection et d'entretien de TransCanada pour l'équipement de surveillance des incendies et du gaz sont donc jugées conformes à ces exigences.

Système d'alarme

⁴ Voir le paragraphe 36(b) du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*, modifié et renommé, pour connaître les dispositions correspondantes.

Durant l'audit, TransCanada a désigné le personnel de contrôle du pétrole et du gaz qui surveille le réseau des canalisations et accuse réception de toutes les alarmes transmises par le système SCADA. Les alarmes sont regroupées en « lots », ce qui permet à l'opérateur d'identifier le sous-système d'où provient une alarme en particulier. L'opérateur avise ensuite le personnel pertinent sur le terrain afin qu'il intervienne et détermine la cause de l'alarme. Les directives sur le contrôle du gaz sont fournies suivant la méthode de gestion des alarmes et des événements (SGED 003821127). Les directives sur le contrôle du pétrole sont fournies à partir de diverses méthodes disponibles sur la page Web du CCP. Le système d'alarme de TransCanada est relié à son programme de préparation et d'intervention en cas d'urgence. Ce programme n'était pas inclus dans la portée de l'audit; il n'a donc fait l'objet d'aucune évaluation officielle.

Systèmes et dispositifs d'arrêt

Durant l'audit, TransCanada a indiqué que chaque station de compression et de pompage contient des instruments et des commandes qui comprennent des transmetteurs de pression, des pressostats, des pressostats de vanne de canalisation principale, des commutateurs haute pression de vannes de surpression, des commutateurs de niveau et des transmetteurs de pression et de température de canalisation principale. Dans le but de s'assurer que l'équipement est paramétré adéquatement et qu'il fonctionne correctement, la méthode d'inspection du contrôle et de surveillance (SGED 003834760) contient des lignes directrices. L'article 10.9, « Exploitation et entretien des installations et des équipements », de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement l'article 10.9.1, « Stations de compression et stations de pompage », mentionne que « [l]e démarrage, le fonctionnement et l'arrêt des compresseurs et des pompes à gaz doivent être conformes aux méthodes de l'exploitant ». Les systèmes et dispositifs d'arrêt de TransCanada satisfont aux exigences de la norme CSA Z662-11.

Fonctionnement des vannes

TransCanada a indiqué que les vannes de canalisation principale éloignée de gazoducs sont munies de dispositifs d'arrêt à basse pression qui ferment automatiquement la vanne pour isoler un tronçon de canalisation en cas de basse pression. Les vannes de canalisation principale éloignée de la canalisation Keystone sont commandées électroniquement et peuvent être ouvertes ou fermées, selon les besoins, au moyen d'une commande à distance provenant du CCP.

Les méthodes suivantes fournissent des lignes directrices visant à s'assurer que les vannes de canalisations (de pétrole et de gaz) fonctionnent comme prévu dans des conditions normales, anormales et d'urgence :

- l'inspection des vannes de contrôle (SGED 003832589);
- l'inspection de la position des robinets à vanne (SGED 006493970);

- l'inspection des vannes et des opérateurs de vannes des canalisations de pétrole (SGED 005505594);
- l'inspection des vannes de contrôle au Canada et au Mexique (SGED 0038332589);
- la mise à l'essai du cycle et des fuites des vannes et des opérateurs de vannes (SGED 003864109);
- l'inspection et l'entretien des vannes et des opérateurs de vannes (SGED 003849601).

L'article 10.9, « Exploitation et entretien des installations et des équipements », de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement l'article 10.9.6.2, « Vannes », mentionne que « [l]es vannes des canalisations dont l'utilisation peut être nécessaire en cas d'urgence doivent être vérifiées et actionnées partiellement au moins une fois l'an, et à des intervalles ne dépassant pas 18 mois ». La section 3.0 sur la fréquence de la méthode de TransCanada concernant l'inspection et l'entretien des vannes et des opérateurs de vannes (SGED 003849601) précise que l'inspection doit être faite une fois par année civile et à un intervalle minimal de 18 mois entre les inspections. La section 3.0 sur la fréquence de l'ensemble de tâches d'inspection des vannes de contrôle de TransCanada au Canada et au Mexique (SGED 0038332589) spécifie que la fréquence standard pour la tenue de l'inspection est de 12 mois. Les registres d'inspection des vannes ont été examinés durant l'audit (suivi de l'inspection des vannes de contrôle [OT 741331] et suivi de l'inspection de fermeture rapide [OT 725105]) pour confirmer la mise en œuvre des méthodes d'inspection et d'entretien. Les méthodes de TransCanada pour l'inspection et l'entretien de ses vannes sont jugées conformes aux exigences de la norme CSA Z662-11.

Méthode de préparation et d'intervention en cas d'urgence

Le programme de préparation et d'intervention en cas d'urgence n'était pas inclus dans la portée de l'audit des PGI. Il n'a donc fait l'objet d'aucune évaluation officielle.

Résumé

Contrôle opérationnel — perturbations ou conditions anormales

L'élément 3.7, « Contrôle opérationnel — perturbations ou conditions anormales », de l'audit du système de gestion oblige une société à établir et à mettre à jour au besoin des méthodes pour déterminer l'éventualité de conditions inhabituelles d'exploitation, de rejets accidentels, d'incidents et de situations d'urgence.

TransCanada a mis en œuvre des procédures pour déterminer l'éventualité de perturbations ou de conditions d'exploitation anormales. L'infrastructure de canalisations de TransCanada est surveillée à distance en permanence au moyen d'un système informatisé d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) et d'un système de secours sur place. En cas de panne de ces deux

systèmes à la suite d'une catastrophe, un centre de contrôle secondaire situé à un autre endroit comprend une sauvegarde complète des systèmes primaire et secondaire de secours.

Cette vérification a également établi que les systèmes limiteurs de pression et de décharge de la pression, les systèmes détection des fuites, les systèmes de la qualité du gaz, les systèmes d'alerte, les dispositifs d'arrêt et les systèmes de fonctionnement des vannes de TransCanada étaient tous adéquats et conformes aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11.

La protection contre la surpression dans les réseaux de canalisations de pétrole de TransCanada s'est avérée adéquate, mais l'Office a déterminé que le système de NOVA Gas Transmission Ltd (NGTL) n'effectue pas assez d'inspections ou de vérifications dans les installations de ses clients pour s'assurer que le réseau est exploité selon les exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11. Étant donné l'historique des incidents liés à une surpression du système et le fait que TransCanada n'a pas encore complètement mis en œuvre son plan d'action visant à vérifier le respect des exigences, la société ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11; elle ne respecte donc pas ce sous-élément de l'audit.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel au sujet des programmes relatifs aux systèmes de protection contre la surpression du réseau de l'Alberta (NGTL), on considère que TransCanada ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle ne respecte donc pas ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Non conforme

4.0 CONTRÔLES ET MESURES CORRECTIVES

4.1 Inspection, mesure et surveillance

Attentes

La société doit élaborer et mettre en œuvre des programmes de contrôle et de surveillance. Ces programmes doivent porter sur les travaux exécutés par voie de contrat pour le compte de la société. Ils doivent renfermer des mesures qualitatives et quantitatives pour évaluer les programmes de gestion et de protection et traiter à tout le moins des exigences juridiques ainsi que des risques réputés importants dans les éléments 2.0 et 3.0. La société doit intégrer les résultats des activités de contrôle et de surveillance aux autres données associées aux évaluations des risques et aux mesures de rendement, y compris les résultats des analyses proactives des tendances. La société doit avoir des documents et registres de ses programmes de surveillance et de contrôle.

Références

Articles 4, 27, 28, 36, 37, 39, 47 et 48 et paragraphes 53(1) et 54(1) du RPT-99

Articles 3.1.2(h), 3.1.2(i), 3.2, 9 et 10 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a indiqué qu'elle avait élaboré des programmes de surveillance et de contrôle pour s'occuper des dangers et des risques de ses réseaux de canalisations. Le service d'ingénierie et de fiabilité des actifs (IFA) de TransCanada est responsable de trouver les programmes pertinents et de s'assurer que ces programmes respectent les règlements en vigueur. Par la suite, la définition des tendances et l'évaluation des programmes produisent des renseignements servant à garantir en permanence l'efficacité des programmes de gestion de l'intégrité (PGI).

On a noté que les méthodes de surveillance et d'analyse des dangers de TransCanada sont énoncées dans les sections sur la gestion de la qualité, l'assurance de la qualité et l'examen de la gestion des PGI de TransCanada.

Programmes de surveillance et de contrôle des conditions

Surveillance de la qualité du gaz

Durant l'audit, TransCanada a désigné des employés, comme des techniciens de terrain et des contrôleurs de gaz, qui sont formés pour cerner et gérer les conditions hors-spécification de la

qualité du gaz. La gouvernance et l'approche systématique de la gestion de la qualité du gaz sont décrites dans la méthode sur la qualité du gaz (SGED 003671916). Là où le potentiel acide est préoccupant, on utilise des instruments supplémentaires, des bouteilles acides et de l'équipement automatisé pour s'assurer qu'aucun gaz hors-spécification (plus de 16 ppm de H₂S) n'entre dans la canalisation principale et n'atteigne un point de vente.

Les méthodes d'essai utilisées pour gérer la qualité du gaz peuvent inclure ce qui suit :

- la méthode manuelle des points de rosée de l'eau et des hydrocarbures;
- les échantillons de gaz (gaz carbonique, oxygène et pouvoir calorifique);
- le contrôle du sulfure d'hydrogène et du soufre total au moyen d'échantillons de gaz et d'instruments en ligne;
- la détection de matières indésirables à l'aide de la surveillance des points de rosée;
- l'inspection des plaques à orifice;
- l'analyse de la détection de H₂S;
- les inspections des épurateurs et des compteurs.

Actuellement, 292 stations de comptage d'entrée sont munies d'une protection contre le H₂S dans le réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL). Les principes de TransCanada sur la conception de stations de comptage pour gaz acide consistent à surveiller, à contrôler, à contenir et à rejeter le gaz d'un client si on y détecte des gaz hors-spécification. En outre, toutes les stations de comptage pour la livraison et la réception sont vérifiées mensuellement à l'aide d'une prise d'échantillons de gaz afin de connaître les concentrations de H₂S et de soufre total. Les stations de gaz non corrosif sont vérifiées chaque mois à l'aide de tubes de détection de H₂S. Plusieurs analyseurs de H₂S dans les canalisations principales sont installés dans le réseau de NGTL pour y détecter d'éventuels tampons de H₂S qui pourraient avoir pénétré dans le réseau.

L'audit a établi que tous les stations de comptage et stations de compression de TransCanada comprenaient de l'équipement d'épuration de gaz. Les liquides récupérés sont mesurés régulièrement. Toute récupération excessive de liquides pousse le client en question à corriger le problème.

Les conditions hors-spécification non acides sont gérées directement avec les clients, et cela peut comprendre l'exclusion du client jusqu'à ce que la condition hors-spécification soit rétablie. Comme l'indique la méthode d'exploitation de TransCanada (MET) sur le transport de gaz pour l'entretien général des stations de comptage (SGED 003834481), les visites des stations de comptage de TransCanada sont prévues tous les mois, à moins d'indications contraires. TransCanada a indiqué qu'elle considère le programme efficace puisqu'aucun défaut connu lié à la corrosion interne n'a été causé par des conditions de gaz hors-spécification. L'absence de défauts

importants causés par une corrosion interne a été confirmée durant l’audit du programme de gestion des menaces liées à la corrosion interne.

La norme CSA Z661-11 ne précise rien concernant les exigences spécifiques pour les spécifications sur la qualité du gaz et la surveillance. Les exigences relatives à la qualité du gaz entrent dans la détermination des dangers ainsi que l’élaboration et la mise en œuvre consécutives de programmes de surveillance pour les dangers recensés. L’article 3.1, « Système de gestion de la sécurité et des pertes », de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement l’article 3.1.2, mentionne que « [l]e système de gestion de la sécurité et des pertes doit comprendre les éléments suivants : [...] f) des contrôles opérationnels, y compris l’élaboration de méthodes visant l’identification des dangers et la gestion des risques, la conception et la sélection des matériaux, la construction, l’exploitation et l’entretien, la gestion de l’intégrité du réseau de canalisations et la gestion de la sûreté du réseau de canalisations ». On a jugé que TransCanada satisfaisait aux exigences de contrôle et de surveillance de la qualité du gaz pour ses activités liées aux gazoducs.

Le tableau 4.1 résume les indices de qualité du gaz dans la section des modalités générales de chaque tarif.

Spécifications de qualité du gaz	NGTL	Canalisation principale du Canada	Foothills (Sask.) Zone 9	Foothills (C.-B.) Zone 8	TQM
Sulfure d’hydrogène	23 mg/m ³	23 mg/m ³	23 mg/m ³	23 mg/m ³	23 mg/m ³
Soufre total	115 mg/m ³	115 mg/m ³	230 mg/m ³	230 mg/m ³	115 mg/m ³
Dioxyde de carbone	Max 2 %	Max 2 %	Max 2 %	Max 2 %	Max 2 %
Oxygène	Max 0,4 %	Max 0,4 %	Max 0,4 %	Max 0,4 %	Max 0,4 %
Température	49 °C	50 °C	49 °C	43,3 °C	50 °C
Pouvoir calorifique	Min 36 MJ/m ³	Min 36 MJ/m ³ , Max 41.34 MJ/m ³	Min 36 MJ/m ³	Min 36 MJ/m ³	Min 36 MJ/m ³
Eau	Max 65 mg/m ³ ou min	Max 65 mg/m ³	Max 65 mg/m ³	Max 65 mg/m ³	Max 65 mg/m ³

	-10 °C à plus de 8,275 kPa				
Point de rosée d'hydrocarbure	Min -10 °C à la pression d'exploitation	Min -10 °C à 5 500 kPa (absolu)	Min -10 °C à la pression d'exploitation	Min -10 °C à la pression d'exploitation	Non spécifié

Surveillance de l'eau et des sédiments

La teneur en eau et en sédiments est une mesure des impuretés résiduelles indésirables (eau et particules) que contient le pétrole brut et qui s'applique à la canalisation Keystone. TransCanada a indiqué que chaque lot de pétrole est soumis à des essais de conformité avec une teneur maximale en eau et en sédiments de 0,5 % par volume, conformément à l'article 4.2(ii) des accords tarifaires pour le pétrole Keystone. En plus des essais manuels utilisés pour le transfert de propriété, le terminal de Hardisty est équipé d'un analyseur interne de la teneur en eau qui mesure la teneur en eau d'entrée pour s'assurer qu'aucun produit hors-spécification n'entre inaperçu dans la canalisation. Outre les efforts visant à réduire au minimum la teneur en eau et en sédiments dans le flux, des échantillons de pétrole brut et de sédiments (boue) ont été pris durant des activités de nettoyage précoces dans l'ensemble du réseau de canalisations Keystone afin d'évaluer sa corrosivité. TransCanada a rapporté que les essais d'exposition réalisés avec ces échantillons avaient confirmé que le taux de corrosion était négligeable en l'absence de boue et avec une exposition à du pétrole brut seulement.

Les renseignements examinés ont révélé que le réseau de canalisations Keystone a été conçu pour réduire au minimum l'accumulation possible de sédiments en ayant un débit nominal qui produit un régime turbulent (pour maintenir l'eau et les sédiments suspendus et entraînés par le pétrole brut). En général, le dépôt de sédiments est inévitable dans des situations comme le remplissage d'une canalisation ou un premier démarrage. Par conséquent, des outils de nettoyage ont été utilisés sur toute la longueur du réseau après le premier démarrage. De plus, un outil de nettoyage est aussi utilisé avant chaque inspection interne. Au début de 2013, toutes les activités d'inspection interne liées à la perte de métal du réseau de canalisations Keystone seront terminées au Canada. Une nouvelle inspection est prévue tous les cinq ans. On examine précisément les données de l'inspection interne pour y déceler des indicateurs de début ou de présence de corrosion interne. TransCanada a indiqué qu'aucune donnée d'inspection interne n'a encore prouvé l'existence de

corrosion interne sous des sédiments. Cela a été confirmé durant l'audit du programme de gestion des menaces liées à la corrosion interne.

Un autre élément à considérer dans la conception de la canalisation Keystone était la minimisation des tronçons morts, et un début normal jusqu'aux barils était une manifestation de cette approche. On vérifiera la corrosion pour confirmer l'applicabilité permanente des essais d'exposition initiaux durant les inspections prévues des installations, conformément à l'inspection non destructive de la tuyauterie des installations Keystone (SGED 006790574).

L'article 4.14.3.8 (b) de la norme CSA Z662-11 indique que « [l]e concepteur doit se garder de faire appel à des conduites en impasse à moins que la corrosion ne soit maîtrisée dans de telles conduites. Il doit aussi dimensionner les conduites afin de maintenir une vitesse d'écoulement suffisante pour réduire au minimum l'accumulation d'eau et de dépôts ». On a déterminé que TransCanada satisfaisait aux exigences en matière de conception, de contrôle et de surveillance de l'eau et des sédiments dans les activités relatives aux oléoducs.

Surveillance de la teneur en H₂S dans le pétrole brut

L'article 16.2.1 (b) de la norme CSA Z662-11 définit « gaz acide » pour les réseaux de canalisations ne contenant pas de phase gazeuse (canalisations de liquides sans gaz), tels que la canalisation Keystone Canalisation, comme un « fluide dans lequel la pression partielle de l'hydrogène sulfuré est supérieure à 0,3 kPa à la pression absolue du point d'ébullition du fluide ».

Dans sa réponse de février 2013 à une demande de renseignements dans le cadre de l'audit, TransCanada a indiqué que le pétrole brut qu'elle transporte dans la canalisation Keystone ne constituait pas du gaz acide. Durant l'audit, TransCanada n'a pas pu démontrer que le pétrole brut qu'elle transporte dans la canalisation Keystone ne constituait pas du gaz acide (comme le définit la norme CSA Z662-11) puisqu'elle n'avait mené aucun essai dans le but de vérifier la pression partielle du H₂S à la pression absolue du point d'ébullition du fluide.

Par la suite, en avril 2013, TransCanada s'est engagée à mettre en œuvre un programme d'échantillonnage pour vérifier la teneur en H₂S de tous les produits qu'elle transporte dans la canalisation Keystone. En juin 2013, TransCanada a indiqué qu'elle avait vérifié tous ses produits expédiés régulièrement selon la méthode normalisée Universal Oil Products (UOP) 163-10. Il s'agit d'une méthode de titrage potentiométrique servant à vérifier la teneur en H₂S du pétrole brut. Tous les produits mis à l'essai ont indiqué une pression de H₂S partielle modélisée inférieure à 0,3 kPa, ce qui a confirmé la nature non acide de ces produits. Le rapport de TransCanada indiquait qu'aucun autre essai n'était prévu pour l'instant pour ces produits étant donné le caractère conservateur des essais.

Étant donné que TransCanada n'a pas surveillé la teneur en H₂S des différents lots de produits qu'elle transporte dans la canalisation Keystone et que la pratique prévue de TransCanada consiste à ne pas surveiller la teneur en H₂S des différents lots de produits qu'elle transporte, ou qu'elle transportera, avec la canalisation Keystone, TransCanada ne satisfait pas aux exigences de ce sous-élément de l'audit et de l'article 3.2 de la norme CSA Z662-11.

Surveillance de la corrosion dans les canalisations impossibles à racler

Les documents de TransCanada indiquaient que l'évaluation des risques et la gestion des risques de la menace liée à la corrosion externe étaient réalisées à l'aide de l'une des deux approches suivantes :

1. Pour les canalisations ayant fait l'objet d'une inspection interne, on évalue les anomalies spécifiques et on planifie des activités de contrôle ou d'atténuation en fonction d'une approche de gestion des défauts.
2. Pour les canalisations n'ayant pas fait l'objet d'une inspection interne, on établit des activités d'atténuation des risques en fonction des résultats de l'évaluation des risques de TransCanada (PRIME), de l'expertise en la matière et des connaissances apprises sur d'autres tronçons semblables du réseau de canalisations de TransCanada, ce qui comprend le rendement historique.

La majeure partie du réseau de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) est impossible à racler (environ 25 % du réseau de NGTL a fait l'objet d'une inspection interne). Les résultats de 2013 provenant de PRIME de TransCanada pour le réseau de NGTL System indiquaient que 234 segments de canalisation dépassaient la tolérance à l'égard du risque établie par TransCanada. La section 4 sur les modèles de conséquences de la documentation technique de PRIME présente la courbe d'acceptation du risque sociétal de TransCanada (FN). La région inacceptable de la courbe FN correspond à l'endroit où le risque sociétal ne respecte pas les critères des risques individuels et sociétaux de TransCanada, et ces segments sont ciblés en priorité pour les activités de réduction des risques du programme de l'année en cours.

En ce qui concerne les segments de NGTL impossibles à racler, il faudrait normalement mettre en œuvre des programmes d'atténuation pour réduire le risque à un niveau acceptable. Les documents déposés par TransCanada indiquaient que ce n'était pas tous les segments de canalisation dépassant la tolérance à l'égard du risque de TransCanada qui avaient des plans d'atténuation pour 2013. Selon les documents examinés, 160 segments de canalisation du réseau de NGTL sur 234 dépassaient les tolérances à l'égard du risque de TransCanada et n'avaient pas de plans d'atténuation pour 2013.

Durant l'audit, on a demandé à TransCanada d'expliquer l'absence de plans d'atténuation pour ces 160 segments de canalisation. En guise de réponse, TransCanada a fourni des résultats modifiés d'évaluation des risques indiquant que ces segments étaient désormais acceptables selon ses critères de risque. TransCanada a expliqué que sa méthode modifiée d'évaluation des risques comprend des renseignements recueillis après l'inspection (interne ou directe) de canalisations voisines dans un état comparable. Les conditions des canalisations voisines sont maintenant prises en considération dans le volet de la probabilité de l'évaluation des risques. Par conséquent, tous les segments de canalisation sauf un comportent un risque acceptable. TransCanada a indiqué qu'elle n'avait plus d'autres plans d'atténuation pour les 160 segments, à l'exception de celui qui dépassait toujours la tolérance à l'égard du risque de TransCanada avec la nouvelle méthode d'évaluation des risques méthode et pour lequel TransCanada a ajouté un plan d'atténuation pour 2013.

TransCanada n'a fourni aucun élément probant pour démontrer la validité de sa nouvelle méthode d'évaluation des risques axée sur des renseignements provenant de canalisations voisines ou parallèles comme outil efficace de surveillance de l'intégrité de ses segments de canalisation. L'Office constate que cette méthode n'est pas reconnue dans l'industrie pour déterminer l'intégrité d'une canalisation, contrairement aux méthodes démontrées que sont l'inspection interne, les essais hydrostatiques et la méthode d'évaluation directe de la corrosion externe de la NACE. Qu'il y ait de la corrosion ou non, qu'elle soit grave ou non corrosive, ces éléments sont propres aux conditions locales de la canalisation et aux interactions de la canalisation avec son environnement immédiat. Plusieurs facteurs, comme la méthode de production, les pratiques de construction, les niveaux de protection cathodique (PC), le type de sol et sa composition, les degrés d'humidité et les dommages mécaniques (première, deuxième ou troisième parties ou mouvements de la canalisation ou du sol), peuvent avoir un effet sur la condition du revêtement d'une conduite, et tous ces éléments peuvent rendre des segments vulnérables à la corrosion externe. Les conditions des canalisations voisines peuvent donner des indices sur la corrosivité potentielle d'un emplacement et des conditions d'une canalisation, mais il ne s'agit pas de renseignements fiables pour démontrer efficacement l'intégrité d'une canalisation. À ce titre, l'Office est d'avis que les renseignements sur les canalisations voisines ou parallèles ne peuvent pas être utilisés directement dans la méthode d'évaluation des risques.

Les programmes de surveillance de la corrosion externe de TransCanada pour ces segments de canalisation impossibles à racler sont limités à la partie concernant les enquêtes sur la protection contre la corrosion, traitées plus loin dans la présente section. Ces programmes sont des pratiques courantes de l'industrie, mais la seule surveillance des systèmes de PC n'est pas une pratique reconnue pour évaluer minutieusement l'efficacité du système de PC, ce que l'on fait habituellement au moyen d'évaluations rapprochées entre la conduite et le sol. En outre, pour les canalisations recouvertes d'un revêtement de blindage, comme du ruban de polyéthylène, un

revêtement présent sur de nombreux segments impossibles à racler de TransCanada, la PC pourrait difficilement empêcher la corrosion lorsque le revêtement est décollé.

S'en remettre aux renseignements sur les canalisations voisines ou parallèles et à la surveillance de la PC comme le décrit la section ci-dessous concernant les enquêtes sur la protection contre la corrosion est une méthode inadéquate de surveillance de la menace liée à la corrosion externe des canalisations impossibles à racler ou n'ayant fait l'objet d'aucun essai hydrostatique dans le réseau de NGTL. En conséquence, on considère que TransCanada n'est pas conforme à cet élément de l'audit ni à l'article 3.2 de la norme CSA Z662-11.

En général, TransCanada a caractérisé comme suit les réseaux de canalisations impossibles à racler de NGTL :

- Canalisations de petit diamètre (moins de 20 po) :
 - conséquence mineure sur la société et l'environnement;
 - le mécanisme de défaillance probable est la fuite par opposition à la rupture;
 - faible probabilité d'inflammation;
 - environ 56 % d'ELF ou de polyéthylène extrudé;

- Canalisations de grand diamètre (plus de 20 po) :
 - conséquence mineure sur la société et l'environnement;
 - le mécanisme de défaillance probable est la fuite par opposition à la rupture;
 - faible probabilité d'inflammation;
 - environ 89 % d'ELF ou de polyéthylène extrudé;
 - les conduites à revêtement à faible rendement (ruban de polyéthylène) ont fait l'objet d'essais hydrostatiques de 75 % à 88 %.

Au sujet des activités actuelles et des plans pour s'occuper des canalisations impossibles à racler, l'Office note que TransCanada a fourni les renseignements suivants :

- l'installation de cinq ensembles de sas de départ et d'arrivée pour la canalisation principale du Canada en 2013;
- l'achèvement des évaluations rapprochées de la PC des segments impossibles à racler de TQM en 2012 et des inspections internes et des fouilles exploratoires ultérieures en 2013;
- la planification de deux séries d'inspections internes et de 15 fouilles exploratoires pour le réseau de Foothills en 2013;
- la planification de 21 ensembles de sas de départ et d'arrivée et de sept séries d'inspections internes attachées pour le réseau de l'Alberta en 2013;

- l'inclusion de l'installation de huit à dix ensembles de nouveaux sas de départ et d'entrée par année dans les plans budgétaires de 2014 à 2017 pour les réseaux de canalisations impossibles à racler;
- la planification d'évaluations directes, d'inspections internes ou d'essais hydrostatiques dans les sept prochaines années pour 58 segments ayant de graves conséquences, mais dont le recouvrement possède un rendement élevé;
- la planification d'évaluations directes, d'inspections internes ou d'essais hydrostatiques dans les cinq prochaines années pour 19 segments ayant des conséquences, mais dont le recouvrement possède un rendement faible;
- la planification d'inspections internes par hiérarchisation de 35 segments ayant un revêtement en ruban de polyéthylène et dont le diamètre est supérieur à 12 po;
- la planification d'inspections internes en 2013-2014 pour huit segments comportant un risque sociétal élevé.

Enquêtes sur la protection contre la corrosion

Durant l'audit, les renseignements de TransCanada indiquaient qu'il incombait au groupe de l'intégrité des canalisations de TransCanada Pipe de gérer et d'administrer les programmes de protection contre la corrosion pour les canalisations, les stations de pompage et les installations de terminal. Les mesures de la PC sont prises par le personnel régional sur le terrain ou par surveillance à distance. L'exigence relative à la surveillance de la protection contre la corrosion, établie à l'article 9 de la norme CSA Z662-11, est décrite dans les méthodes d'exploitation de TransCanada (MET) sur l'inspection des redresseurs pour la protection cathodique (SGED 004258831), l'inspection de l'enquête concernant la protection cathodique (SGED 004258833) et l'inspection des mesures concernant les liaisons et les redresseurs pour la protection cathodique (SGED 004258832).

Dans le but de garantir le bon fonctionnement de son système de PC, TransCanada inspecte toutes les installations à courant imposé 12 fois par année civile, à des intervalles maximaux de six semaines. On inspecte annuellement les redresseurs, ce qui comprend la lecture des entrées de CA, le calcul de l'efficacité des redresseurs, la tenue d'inspections visuelles ainsi que du nettoyage et de l'entretien. Des enquêtes sur les raccordements pour les essais sont menées chaque année pour s'assurer que toutes les installations profitent de niveaux de protection cathodique adéquats. Outre la surveillance des installations de PC, on a aussi entrepris des enquêtes sur l'isolation de la PC pour s'assurer que les installations applicables n'interfèrent pas avec le fonctionnement ordinaire du système de PC.

Quand aucune donnée d'inspection interne n'est disponible ou dans le but de surveiller des secteurs pouvant devenir préoccupants, on a recours aux évaluations rapprochées pour analyser le

rendement du système de protection cathodique et les inquiétudes liées à la corrosion externe. Les évaluations rapprochées complètent les enquêtes annuelles sur les raccordements pour les essais en analysant les niveaux de PC entre les raccordements pour les essais. L'exigence relative à ces enquêtes s'appuie sur une évaluation technique du secteur en question. Les critères servant à hiérarchiser les exigences en matière d'évaluation rapprochée comprennent l'historique de la PC, les résultats de l'inspection interne sur les déperditions de flux magnétique (DFM), le type de revêtement, la fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC) et les résultats de l'évaluation des risques liés à la corrosion. La méthode d'enquête sur la protection contre la corrosion de TransCanada en lien avec la PC est jugée conforme aux exigences de ce sous-élément de l'audit.

Patrouilles aériennes, détection aérienne des fuites et détection terrestre des fuites

Exigences réglementaires pour les patrouilles des canalisations

L'article 10.6.1.1 de la norme CSA Z662-11 mentionne que « [l]es exploitants doivent patrouiller régulièrement leurs canalisations afin d'observer l'état de l'emprise et des alentours ainsi que les activités sur l'emprise et aux alentours susceptibles de nuire à la sécurité et au fonctionnement des canalisations. On doit accorder une attention particulière :

- a) aux activités de construction;
- b) aux opérations de dragage;
- c) à l'érosion;
- d) aux effets de la glace;
- e) à l'affouillement;
- f) aux secousses sismiques;
- g) aux glissements de terrain;
- h) aux effondrements;
- i) à la diminution de la hauteur de recouvrement;
- j) à la présence de fuites ».

L'article 10.6.1.2 de la norme CSA Z662-11 mentionne que « [l]es facteurs qui déterminent la fréquence des patrouilles sont les suivants :

- a) la pression d'exploitation;
- b) la grosseur de la canalisation;
- c) la densité de la population;
- d) le fluide transporté;
- e) l'état du terrain;
- f) les conditions météorologiques;
- g) l'utilisation des terres, pour l'agriculture ou à d'autres fins ».

L'article 39 du RPT-99 stipule que « [l]a compagnie doit établir un programme de surveillance et de contrôle visant à assurer la protection du pipeline, du public et de l'environnement ». Le paragraphe 53(1) du RPT-99 indique que « [l]a compagnie procède régulièrement à des inspections [...] ».

Aux États-Unis, la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) du département des Transports fixe les exigences relatives aux patrouilles des canalisations dans les parties suivantes du Code of Federal Regulations (CFR) : l'article 192.705 de la partie 192, « Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards » (49 CFR 192) et l'article 195.412 de la partie 195, « Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline » (49 CFR 195). Les règlements américains sont souvent évoqués parce que TransCanada a élaboré son programme de patrouille des canalisations de manière à satisfaire aux exigences les plus normatives, c'est-à-dire celles définies dans les documents 49 CFR 192 et 49 CFR 195 pour la fréquence des patrouilles des emprises.

Durant l'audit, TransCanada a indiqué qu'elle instaure ses patrouilles des canalisations conformément aux exigences de l'article 10.6.1.1, « Patrouille », de la norme CSA Z662-11. On effectue des patrouilles aériennes pour surveiller les activités de construction, la végétation, la signalisation, l'érosion, les préoccupations géotechniques, les empiétements, les fuites et les franchissements de cours d'eau. La fréquence des patrouilles est précisée dans les MET sur la patrouille aérienne des canalisations (SGED 003672387) et les patrouilles terrestres des canalisations (SGED 003875137). Toutes les canalisations de gaz naturel doivent faire l'objet d'une patrouille au moins deux fois par année. Les canalisations transportant des liquides doivent faire l'objet de patrouilles 26 fois par année. D'autres patrouilles doivent être faites à des fréquences accrues selon les besoins et en fonction d'un examen des observations historiques, de l'ampleur des activités le long de l'emprise, des préoccupations connues en matière d'intégrité ou des directives d'un organisme de réglementation pertinent. Les patrouilles aériennes sont réalisées à bord d'un hélicoptère ou d'un aéronef à voilure fixe selon la compagnie aérienne choisie. La détection aérienne des fuites des réseaux de canalisations de gaz naturel est une composante de la stratégie globale de détection des fuites, comme les observations faites par les propriétaires fonciers, les entrepreneurs et les employés qui travaillent près des canalisations. La détection aérienne des fuites est faite au moins une fois par année pour les réseaux de canalisations de gaz naturel, comme le décrit le document sur l'évaluation et la détection des fuites de l'intégrité des canalisations (TEP-LEAK-INT, SGED 007379105). La détection aérienne des réseaux de canalisations de gaz exige l'utilisation d'hélicoptères. D'autres patrouilles terrestres des fuites sont organisées suivant la MET sur les patrouilles terrestres des canalisations (SGED 003875137) si la fréquence des patrouilles aériennes ne respecte pas les exigences réglementaires minimales ou si des anomalies observées durant la détection aérienne des fuites exigent une confirmation au sol.

La section 4.2 de la MET sur la patrouille aérienne des canalisations (SGED 003672387) et la section 3.0 de la MET sur les patrouilles terrestres des canalisations (SGED 003875137) traitent toutes les deux de la fréquence. Elles définissent les exigences quant à la fréquence des patrouilles en fonction, par exemple, de la classe d'emplacement, des croisements d'autoroute, des passages à niveau, de l'ampleur des activités, des préoccupations liées à l'intégrité et du produit des canalisations. L'article 10.6.1.1 de la norme CSA Z662-11, emploie le terme « régulièrement », et l'article 39 du RPT-99 est silencieux à propos de la fréquence des patrouilles, mais la fréquence des patrouilles de TransCanada est jugée conforme à l'intention de la norme et du règlement en ce qui a trait à la fréquence des patrouilles des canalisations.

La section 4.4 sur la surveillance des emprises et la section 4.6 sur les rapports de la MET concernant la patrouille aérienne, ainsi que la section 4.1 sur les patrouilles terrestres des canalisations de la MET portant sur le même sujet traitent des exigences en matière de patrouille des canalisations pour la surveillance et la production de rapports relatifs aux activités et aux conditions, comme le demandent les articles 10.6.1.1 et 10.6.1.2 de la norme CSA Z662-11. L'Office a examiné au hasard un registre des patrouilles aériennes pour un incident (OB9_Aerial Patrol Reported_DOC_IIT#233782) relié à une doline au 10-27-34-5W4 (emprise de la canalisation Keystone emprise) signalée le 23 avril 2012 et il a constaté que le registre satisfait aux exigences en matière de surveillance et de rapports. Les MET sur les patrouilles des canalisations de TransCanada ont été élaborées pour satisfaire aux exigences les plus strictes et normatives concernant les patrouilles de canalisations. On les considère comme conformes à la norme et au règlement.

Inspections de l'intégrité des installations

Durant l'audit, TransCanada a indiqué que sa méthode sur les inspections de l'intégrité des installations (SGED 003857228) pour les installations de distribution de gaz et sa méthode sur les inspections des installations Keystone (SGED 006787339) pour les installations transportant des liquides sont conçues de manière garantir le fonctionnement de l'équipement crucial selon les prévisions. Il faut inspecter les composants mécaniques, électriques, civils et environnementaux suivant les intervalles décrits dans ces documents.

Dans les installations transportant des liquides, on utilise l'ensemble de tâches d'inspection non destructive de la tuyauterie des installations Keystone (SGED 006790574). Le but de cette trousse d'inspection non destructive consiste à déterminer l'état de la tuyauterie sous pression et de ses raccords, ce qui comprend le revêtement et l'isolation, ainsi qu'à garantir l'aptitude fonctionnelle et à recenser de façon proactive les exigences applicables en matière d'entretien. Le programme d'inspection de TransCanada pour ses installations de transport de liquides a été jugé conforme.

Comme le décrit l'évaluation suivante du programme d'inspection de TransCanada pour la tuyauterie des stations sous haute pression de ses installations gazières, l'ancien programme de l'intégrité des conduites des installations de TransCanada était géré dans le cadre de la méthode de gestion de l'intégrité pour les canalisations (SGED 003892900). Le chapitre 7 de ce document, qui traite de l'intégrité des conduites des installations, renfermait des sections qui donnaient, en termes généraux, des descriptions contextuelles pour :

- la protection contre la corrosion (section 7.1.1);
- la protection contre la surpression (section 7.1.2);
- les dommages mécaniques (section 7.1.3);
- les méthodes d'exploitation ou d'entretien (section 7.1.4);
- la formation des employés ou des entrepreneurs (section 7.1.5);
- les mécanismes relatifs aux attaques localisées (section 7.2);
- l'interface terre-air (section 7.2.1);
- la corrosion par contact (section 7.2.2);
- la corrosion sous l'isolation (section 7.2.3);
- l'érosion ou la corrosion/érosion (section 7.2.4).

L'Office est d'avis que ces descriptions contextuelles génériques n'offrent pas le degré de spécificité requis pour la mise en œuvre d'un programme adéquat et efficace d'inspection des conduites d'une installation. Par conséquent, comme l'a conclu l'évaluation suivante, le programme d'inspection des installations de TransCanada ne satisfait pas aux exigences de cet élément de l'audit ni de l'article 3.2 de la norme CSA Z662-11.

Tuyauterie des stations sous haute pression (installations gazières)

L'audit a établi que TransCanada utilise différentes méthodes pour surveiller l'intégrité de la tuyauterie de ses installations. Ces méthodes comprennent des visites régulières des sites, des vérifications annuelles de la PC, des inspections visuelles et des activités d'entretien préventif, comme des inspections des vannes et des opérateurs de vannes. Les inspections visuelles se déroulent dans les installations durant les inspections prévues des installations, les projets relatifs à la tuyauterie des installations et les visites régulières des sites. On vérifie les conditions dangereuses ou anormales, comme les fuites ou la tuyauterie soulevée par le gel, durant les visites des sites. Il faut communiquer les problèmes recensés au moyen du système de suivi des incidents et des problèmes (SIP) pour y donner suite. Dans les régions où la corrosion atmosphérique est plus préoccupante en raison d'un environnement plus humide, comme dans la région de l'Est, on a récemment mis en œuvre un programme d'évaluation des canalisations montantes pour analyser la corrosion externe sur les canalisations montantes au niveau des interfaces air-sol et d'autres endroits où la corrosion atmosphérique pourrait se manifester, comme entre les supports de la

tuyauterie. Dans le cadre de la méthode de vérification, le personnel de l'Office a réalisé une inspection portant sur le programme d'évaluation des canalisations montantes au Québec le 6 juin 2013. Cette inspection a démontré la mise en œuvre de ce programme, et aucun non-respect n'a été relevé durant l'inspection.

TransCanada a indiqué qu'un nombre limité seulement d'excavations visant principalement à réaliser un examen direct de l'intégrité de la tuyauterie d'une station avait été fait jusqu'à présent, mais aussi que quelques excavations opportunistes (en raison d'activités d'entretien ou de modifications, par exemple) avaient servi à évaluer l'état de la tuyauterie enfouie de stations à certains endroits. TransCanada a fourni les registres de ces inspections opportunistes de la tuyauterie d'installation, qui comprenaient les suivantes :

- la station de compression de Field Lake (NGTL) pour de la corrosion externe (7 mai 2011);
- le projet d'évaluation et d'application de nouveau revêtement des canalisations montantes de Rideau de la canalisation principale pour de la corrosion atmosphérique (septembre 2012);
- le projet d'évaluation et d'application de nouveau revêtement des canalisations montantes du Québec de la canalisation principale pour de la corrosion atmosphérique (septembre 2012);
- le projet d'évaluation et d'application de nouveau revêtement des canalisations montantes de TQM pour de la corrosion atmosphérique (septembre 2012);
- le projet d'évaluation et d'application de nouveau revêtement des canalisations montantes de Maple et de Niagara de la canalisation principale (septembre 2012);
- l'installation de la station de compression ou d'entreposage de Torrington pour de la corrosion externe (septembre 2012).

TransCanada a indiqué qu'elle avait évalué que le risque de corrosion externe était faible pour la tuyauterie de ses stations, compte tenu du fait que la tuyauterie des stations est exploitée à un niveau de contrainte inférieur à celui de la canalisation principale, qu'il n'y avait aucun problème de PC non résolu pour ses stations, qu'il n'y avait jamais eu de rupture et qu'elle ne connaissait l'existence d'aucune fuite du corps d'une canalisation de ses stations.

Comme on l'a décrit précédemment, la tuyauterie des stations de TransCanada était gérée dans le cadre de la méthode de gestion de l'intégrité pour les canalisations (deuxième révision). Un examen des sections 7.3 et 7.4 de cette méthode révèle que le programme de surveillance de l'intégrité se concentrait sur la tuyauterie en surface et qu'il était limité à la surveillance de la PC, à la vérification des fuites et aux excavations opportunistes pour la surveillance standard de la tuyauterie souterraine. L'examen de ces sections a également établi qu'on recourait à des techniques d'inspection comme l'inspection interne, l'évaluation directe et la vérification des

fuites seulement si l'on recensait des problèmes liés à la PC ou à la corrosion externe. Par conséquent, il n'y avait pas de programme de surveillance proactif et adéquat pour l'intégrité de la tuyauterie des stations avant le nouveau programme de gestion des menaces liées aux conduites des installations, programme dont l'utilisation a été approuvée par la direction de TransCanada en décembre 2012 et qui n'a pas encore été pleinement mis en œuvre dans toutes les installations gazières de TransCanada.

D'après l'audit, au moment des activités de vérification, TransCanada n'avait pas réalisé d'évaluations directes, d'essais hydrostatiques ou de programmes d'inspection interne adéquats pour connaître la corrosion externe possible de la tuyauterie souterraine de ses stations. À l'exception du programme d'évaluation des canalisations montantes dans la région de l'Est, où les canalisations montantes des stations sont exposées sur environ 50 cm, il n'existait pas d'évaluation formelle de la corrosion externe possible à l'échelle du réseau pour la tuyauterie souterraine ou à l'interface air-sol des stations. Là où il n'existe aucun programme pour les canalisations montantes, la surveillance de l'intégrité de la tuyauterie souterraine ou à l'interface air-sol des stations est limitée à une surveillance des redresseurs et du potentiel à l'interface conduite-sol de la PC ainsi qu'à un nombre limité d'excavations opportunistes.

TransCanada a déclaré qu'aucun problème de corrosion externe n'avait été identifié pour la tuyauterie souterraine de ses stations, du moins à sa connaissance, mais les méthodes qu'utilise TransCanada ne parviennent pas à démontrer une gestion efficace de l'intégrité de la tuyauterie des stations. On considère donc que TransCanada ne satisfait pas aux exigences de cet élément de l'audit ni à l'article 3.2 de la norme CSA Z662-11.

Inspections des réservoirs

TransCanada exploite des réservoirs de stockage de pétrole pour son réseau de canalisations Keystone à Hardisty, en Alberta. Il faut inspecter les réservoirs de stockage conformément à l'article 10.9, « Exploitation et entretien des installations et des équipements », de la norme CSA Z662-11. Plus particulièrement, l'article 10.9.2, « Réservoirs et réservoirs sous pression hors sol » et l'article 10.9.2.1 de la norme CSA Z662-11 mentionnent que « l'inspection, la réparation, la modification et la reconstruction des réservoirs sous pression atmosphérique hors sol en acier doivent être conformes à l'API 653 ».

La section 4 sur l'inspection de la norme API 653, *Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction*, établit les exigences des inspections internes et externes et oblige un inspecteur autorisé à effectuer ces inspections. Les intervalles sont précisés dans la section 4.2.2 pour les inspections externes et la section 4.4.2 pour les inspections internes. La section 4.4.3 propose des solutions de rechange aux méthodes de la section 4.4.2 pour laquelle un propriétaire-exploitant

peut déterminer l'intervalle d'inspection interne au moyen d'une méthode d'inspection axée sur les risques.

TransCanada a élaboré la MET sur les inspections des réservoirs de stockage hors sol de l'API 653 (SGED 007167240) pour l'inspection de ses réservoirs hors sol. La section 3.0 de cette méthode, qui porte sur la fréquence, précise les intervalles d'inspection standard suivants (exprimés en mois - p. ex., M12 pour une inspection tous les 12 mois) :

- les inspections courantes en service - M1;
- l'inspection des joints secondaires des réservoirs internes ou externes à toit flottant - M12;
- l'inspection visuelle externe - M60 (adaptation de l'intervalle d'inspection selon l'état du réservoir);
- l'inspection ultrasonique externe de l'épaisseur - M60;
- l'inspection des joints primaires des réservoirs internes ou externes à toit flottant - M60;
- l'inspection interne - M120.

La section 4.0 sur les méthodes définit les exigences pour ce qui suit :

- les inspections courantes en service;
- l'inspection des joints secondaires des réservoirs internes à toit flottant;
- l'inspection des joints secondaires des réservoirs externes à toit flottant;
- l'inspection visuelle externe;
- l'inspection ultrasonique externe de l'épaisseur;
- l'inspection des joints primaires des réservoirs internes ou externes à toit flottant;
- l'inspection interne;
- l'emplacement des inspections;
- les exigences en matière de documentation ou de production de rapports.

TransCanada oblige ses inspecteurs à obtenir la certification relative à l'API 653 (c.-à-d. inspecteurs autorisés) et exige que les rapports d'inspection soient examinés par ses ingénieurs qui sont compétents en matière de conception, d'exploitation et d'entretien de réservoirs de stockage hors sol. TransCanada a fourni des registres sur les inspections des réservoirs de stockage hors sol du terminal de Hardisty, registres qui indiquaient que la fréquence et la portée des inspections étaient conformes aux exigences de l'API 653. TransCanada a également présenté des registres sur les qualifications des inspecteurs de réservoirs de stockage hors sol, registres qui comprenaient la certification d'inspecteur de réservoir de stockage suivant l'API 653.

L'Office a déterminé que les méthodes d'inspection des réservoirs de stockage hors sol de TransCanada satisfont aux exigences de la norme CSA Z662-11 et de l'API 653.

Les installations de TransCanada possèdent également des réservoirs souterrains, appelés couramment « réservoirs d'égouttement ». L'article 10.9.3, « Stockage souterrain », de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement l'article 10.9.3.1, mentionne que « [l]es réservoirs souterrains doivent être inspectés périodiquement et maintenus en bon état. La vérification périodique des systèmes de détection des fuites doit faire partie du programme d'inspection. »

TransCanada a élaboré deux MET relatives à l'inspection des réservoirs d'égouttement souterrains, soit la MET sur l'inspection des réservoirs d'égouttement souterrains (SGED 003719673) et la MET sur l'ensemble de tâches d'inspection des réservoirs d'égouttement souterrains (SGED 003719218), pour respecter l'article 10.9.3 de la norme CSA Z662-11. La section 3.0 de la méthode sur l'inspection des réservoirs d'égouttement souterrains fixe à 36 mois l'intervalle d'inspection des réservoirs d'égouttement. TransCanada a fourni une liste des stations comprenant des réservoirs d'égouttement souterrains à inclure dans sa méthode d'inspection aux 36 mois ainsi que des exemples de registres d'anciennes inspections de réservoirs d'égouttement souterrains.

L'Office a déterminé que la méthode d'inspection des réservoirs d'égouttement souterrains de TransCanada satisfait aux exigences de l'article 10.9.3.1 de la norme CSA Z662-11.

Inspections des chaudières et des appareils sous pression

Durant l'audit, TransCanada a indiqué que l'inspection de ses chaudières et appareils sous pression se déroule conformément au manuel d'assurance de la qualité (MAQ) pour la gestion de l'intégrité de l'équipement sous pression, réparations et modifications incluses (SGED 003722000). Cette méthode s'inspire de l'API 510, du code d'inspection des appareils sous pression, des normes d'inspection de l'Alberta et des pratiques de l'industrie. L'inspection des appareils sous pression respecte la MET sur l'inspection interne et externe des appareils sous pression (SGED 003694710), sous la direction de l'inspecteur en chef de TransCanada pour l'équipement sous pression. Les inspections des appareils sous pression sont documentées, et les appareils sont certifiés pour le service continu par l'inspecteur en chef. Le plan d'intégrité des appareils sous pression (SGED 003763099) est révisé périodiquement par le service de l'ingénierie des installations pour revoir les risques et orienter de futurs programmes d'inspection. Les inspections des chaudières de chauffage sont réalisées conformément à la partie 5 du Règlement canadien sur la santé et la sécurité au travail par le pouvoir administratif provincial ou une compagnie d'assurance autorisée par le pouvoir administratif provincial. Parfois, en Alberta (seulement), les inspections des chaudières de chauffage sont menées par l'inspecteur en chef, avec l'autorisation du pouvoir administratif provincial.

TransCanada a présenté un exemple de registres des qualifications pour ses inspecteurs en chef. Ces inspecteurs sont des employés de TransCanada et comprennent :

- un inspecteur des chaudières et des appareils sous pression en service de l'ABSA;
- un inspecteur mandaté par l'Office;
- un inspecteur des appareils sous pression de l'API 510;
- un inspecteur de la tuyauterie sous pression de l'API 570;
- un inspecteur des réservoirs de stockage de l'API 653;
- un inspecteur axé sur les risques de l'API 580;
- un examinateur du soudage de l'ABSA;
- un superviseur du soudage du BCS ou de la norme CSA W47.1;
- un ingénieur en soudage international de l'IIS;
- un inspecteur du soudage de niveau 3 du BCS ou de la norme CSA W178.2.

En outre, les qualifications des inspecteurs en chef comprenaient les adhésions suivantes :

- un ingénieur professionnel de l'APEGA;
- un membre du comité technique de la norme CSA B51, *Code sur les chaudières, les appareils et les tuyauteries sous pression*;
- un membre de l'Upstream Chief Inspector Association;
- un membre de American Society For Nondestructive Testing.

Le MAQ de TransCanada s'applique à quelque 2 500 chaudières et appareils enregistrés en Alberta dans le système de gestion de la qualité de l'ABSA, le responsable de la sécurité de l'équipement sous pression dans cette province. La section 11 du MAQ spécifie les intervalles d'inspection de l'équipement sous pression, ce qui comprend les appareils sous pression, les chaudières et les vannes de décharge de la pression, en fonction des exigences de l'API 510 et de l'API 572 (appareils sous pression), de l'API 570 (tuyauterie sous pression), de l'API 574 (composants de réseaux de tuyauterie) et de l'API 576 (dispositifs de décharge e la pression) ainsi que des exigences en matière d'inspection du National Board Inspection Code (NB23) et de la norme ABSA AB-506, *Inspection and Servicing Requirements for In-Service Pressure Equipment*.

À la demande de l'Office, TransCanada a fourni des exemples de registres d'inspection pour son équipement sous pression; une vérification interne de son MAQ; une vérification du système de gestion de l'intégrité de l'équipement sous pression de TransCanada, menée en 2011 par l'ABSA; un rapport de vérification interne de 2011 concernant l'installation de stockage de gaz de CrossAlta pour le système de gestion de l'intégrité de l'équipement sous pression propriétaire-utilisateur; et une vérification interne de 2010 concernant le programme propriétaire-utilisateur du MAQ pour la gestion de l'intégrité de l'équipement sous pression, réparations et modifications incluses.

L'Office a déterminé que les méthodes d'inspection de l'équipement sous pression de TransCanada satisfont aux exigences des codes et normes en vigueur.

Surveillance géotechnique

Exigences réglementaires pour la surveillance géotechnique

Les articles 10.6.1.1(f), 10.6.1.1(g) et 10.6.1.1(h) de la norme CSA Z662 traitent des exigences relatives à la surveillance des canalisations pour les questions géotechniques. On y mentionne que « [l]es exploitants doivent patrouiller régulièrement leurs canalisations afin d'observer l'état de l'emprise et des alentours ainsi que les activités sur l'emprise et aux alentours susceptibles de nuire à la sécurité et au fonctionnement des canalisations. On doit accorder une attention particulière :

- f) aux secousses sismiques;
- g) aux glissements de terrain;
- h) aux effondrements ».

Au sujet de la fréquence obligatoire des activités de surveillance des canalisations, l'article 10.6.1.2 de la norme CSA Z662-11 mentionne que « [l]es facteurs qui déterminent la fréquence des patrouilles sont les suivants :

- a) la pression d'exploitation;
- b) la grosseur de la canalisation;
- c) la densité de la population;
- d) le fluide transporté;
- e) l'état du terrain;
- f) les conditions météorologiques;
- g) l'utilisation des terres, pour l'agriculture ou à d'autres fins ».

L'article 39 du RPT-99 stipule que « [l]a compagnie doit établir un programme de surveillance et de contrôle visant à assurer la protection du pipeline, du public et de l'environnement ». Le paragraphe 53(1) du RPT-99 indique que « [l]a compagnie procède régulièrement à des inspections [...] ».

D'après les entrevues menées pour l'audit et les documents examinés, l'Office a constaté que des dangers géotechniques, comme des emplacements vulnérables aux glissements de terrain, sont recensés dans l'évaluation des dangers géologiques de phase 1, comme l'indique le programme de gestion des menaces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures (TEP-ITM-WOF, SGED 005767611). Conformément à la section 5 sur les rôles, les responsabilités et les qualifications de cette méthode relative aux conditions météorologiques et aux forces extérieures, les emplacements présentant un risque plus grand sont évalués plus en détail par des ingénieurs en géotechnique principaux de TransCanada (classification E4-5 établie

dans des registres demandés durant l'audit et fournis par TransCanada). Des mesures adéquates (p. ex., inspection et surveillance régulières, remise en état des pentes) sont prises en fonction des résultats de l'évaluation. Les activités de surveillance des éléments géotechniques et des franchissements de rivières sont complétées par le programme de patrouille aérienne des canalisations de TransCanada et par des observations personnelles sur le terrain. Le système de suivi des incidents et des problèmes de TransCanada sert à faire le suivi des problèmes relatifs aux programmes de surveillance et de remise en état géotechnique à des fins de suivi et de résolution.

Dans le programme de gestion des menaces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures (TEP-ITM-WOF, SGED 005767611), la section 6 sur le contexte décrit les types de menaces à évaluer dans le cadre du programme de surveillance géotechnique. Cela comprend ce qui suit :

- les glissements de terrain (6.1.1);
- les phénomènes sismiques (6.1.2);
- les plans de faille (6.1.3);
- l'affaissement et le soulèvement (6.1.4);
- l'écoulement des eaux (6.1.5);
- les phénomènes météorologiques (6.1.6).

L'annexe A du programme de gestion des menaces liées aux conditions météorologiques et aux forces extérieures de TransCanada comprend un résumé de la classification des dangers géologiques pour les menaces indiquées ci-dessus et des descriptions quantitatives de la classification des menaces, soit faible, moyenne et élevée. Les classifications des menaces guident la méthode d'évaluation des risques et les programmes consécutifs de remise en état, d'atténuation et de surveillance, conformément à la méthode de gestion des conditions météorologiques et des forces extérieures illustrée à la figure 7-1 de la MET sur les conditions météorologiques et les forces extérieures et les mesures procédurales de la section 8 de cette même MET.

Durant les entrevues menées pour l'audit, TransCanada a indiqué qu'elle avait fait une étude de phase 1 pour tous ses réseaux de canalisations. À la demande de l'Office, TransCanada a fourni des extraits des documents et registres suivants provenant de ses évaluations des dangers géologiques de phase 1 :

- la mise en œuvre de phase I des modèles de mouvement du sol à la suite de précipitations (septembre 1999);
- l'inspection visuelle de pentes et un résumé des observations sur 11 pentes dans le nord de l'Alberta (11 octobre 2001);
- le rapport concernant l'installation d'instruments géotechniques sur une canalisation latérale d'un ruisseau sans nom du lac Cranberry (20 janvier 2003);

- la stabilité des pentes de la rivière Pembina (20 octobre 2001);
- l'évaluation des dangers géologiques de phase I de Keystone Canada (2010).

L'Office a demandé à TransCanada de fournir des exemples de ses études de phase II et III. TransCanada a présenté un exemple de la phase I de TQM, suivi d'une étude de phase II pour TQM et d'exemples d'études de phase III avec les descriptions suivantes :

« Dans le rapport de phase I de 1999, on indiquait que le ruisseau sans nom SW-22-85-20-W5 du lac Cranberry présentait un potentiel moyen sur le plan des mouvements du sol. Une étude de phase II a ensuite été réalisée en 2001, et les conclusions ont été consignées dans un rapport de synthèse des observations sur 11 pentes dans le nord de l'Alberta, publié en 2001. Dans le but d'atténuer le risque pour la canalisation, une étude de phase III a été réalisée en 2003. Elle a mené à l'installation d'équipements de surveillance des pentes ».

« Dans le rapport de phase I de 1999, on indiquait que la canalisation principale d'Edson, site SW-28-48-15-5 de la rivière Pembina, présentait un potentiel élevé sur le plan des mouvements du sol. Une étude de phase II a ensuite été réalisée en mai 2000 pour évaluer les conditions du site. Les conclusions ont été consignées dans une note technique sur le rapport de visite du site pour l'évaluation du potentiel de mouvement des pentes. Une étude de phase III, qui comprenait un relevé de terrain, a été réalisée en 2001. Elle a mené à l'installation d'équipements de surveillance des pentes. »

Durant l'audit, on a constaté que le programme relatif aux conditions météorologiques et aux forces extérieures de TransCanada avait effectivement identifié des secteurs sensibles sur le plan géologique, mais ces renseignements ne semblent pas avoir d'effets sur la portée ou la fréquence du programme de patrouille des dangers géologiques. TransCanada a répondu à cette observation en indiquant qu'elle « détermine la portée et la fréquence typique des patrouilles des emprises selon les classes d'emplacement, l'historique des canalisations et d'autres facteurs. Des patrouilles supplémentaires sont instaurées en fonction des phénomènes géotechniques et météorologiques imprévus. L'étape 35 de la section 8.4 du TEP-ITM-WOF précise que des relevés aériens ou de terrain doivent être faits durant la vérification de phénomènes météorologiques importants, et l'étape 27 de la section 8.4 indique qu'il faut réaliser un relevé aérien ou de terrain pour étudier des secteurs où la magnitude des séismes terrestre dépasse 0,2 g d'accélération maximale au sol. La détermination des menaces géotechnique fait partie de la patrouille des emprises, mais elle n'est habituellement pas un facteur important qui dicte la fréquence des patrouilles parce que les menaces géotechniques connues sont traitées séparément suivant leur propre manière systématique. Dès qu'une étude de terrain établit et confirme un secteur sensible sur le plan géologique, TransCanada installe de l'équipement de surveillance et réalise des inspections régulières sur le terrain. À certains endroits où les mouvements de sol sont fréquents (croisement

de la rivière Simonette, par exemple), TransCanada y fait des inspections et de la surveillance jusqu'à trois fois par année, en plus de la patrouille aérienne ordinaire de l'emprise. L'expérience de TransCanada a démontré jusqu'à présent que la combinaison des patrouilles aériennes planifiées régulièrement et des activités supplémentaires d'inspection et de surveillance sur le terrain aux endroits sensibles s'avère efficace pour déterminer les dangers relatifs aux conditions météorologiques et aux forces extérieures avant qu'ils ne menacent l'intégrité des canalisations de TransCanada. »

L'Office a déterminé que le programme de surveillance géotechnique de TransCanada's programme satisfait aux exigences des articles 10.6.1.1(f), 10.6.1.1 (g), 10.6.1.1(h) et 10.6.1.2 de la norme CSA Z662 et de l'article 39 et du paragraphe 53(1) du RPT-99.

Vérifications des traversées de cours d'eau

Exigences réglementaires pour les vérifications des traversées de cours d'eau

Les articles 10.6.4.1 et 10.6.4.2 de la norme CSA Z662-11 décrivent les exigences relatives aux pipelines franchissant des cours d'eau.

Article 10.6.4.1 : « On doit accorder une attention particulière à l'inspection et à l'entretien des canalisations traversant : (a) des services publics; (b) d'autres canalisations; (c) des voies ferrées; (d) des routes; et (e) des cours d'eau. »

Articles 10.6.4.2 : « On doit vérifier périodiquement l'état des traversées sous-marines en ce qui a trait à la hauteur de recouvrement, à l'accumulation de débris et aux autres conditions pouvant influencer sur la sécurité et l'intégrité des traversées. »

Les réseaux de canalisations de TransCanada comprennent de nombreuses traversées de cours d'eau exigeant des programmes d'inspection et de surveillance. Durant les entrevues menées pour l'audit, TransCanada a indiqué que les traversées préoccupantes font l'objet d'inspections périodiques en ce qui a trait à la hauteur de recouvrement, à l'accumulation de débris et aux autres conditions pouvant influencer sur la sécurité et l'intégrité des traversées. Des vérifications de la hauteur de recouvrement sous-marine sont réalisées à certaines traversées de cours d'eau en fonction de la taille du lit des cours d'eau, de la visibilité durant les patrouilles aériennes, des résultats des vérifications antérieures, des dommages mécaniques possibles et de la gravité des conséquences établies. On a constaté des spécifications de recouvrement des cours d'eau et méthodes d'évaluation des traversées de cours d'eau minimales dans la MET sur les inspections sous-marines des canalisations (SGED 003671756).

Durant les entrevues menées pour l'audit, l'Office a constaté que le résumé des classifications des dangers géologiques de TransCanada faisait mention des menaces liées aux facteurs géotechniques et à l'érosion, mais que le programme relatif aux conditions météorologiques et aux facteurs externes ne traite pas des menaces liées à l'érosion du sol de recouvrement ou aux inondations. L'Office a demandé à TransCanada de s'occuper de cet élément préoccupant. TransCanada a répondu ce qui suit :

« Le résumé des classifications des dangers géologiques des rapports d'évaluation des dangers géologiques de phase I de TQM détermine que l'érosion et la stabilité des pentes sont deux menaces géotechniques pouvant avoir une incidence sur les canalisations du réseau de TQM. On les traite un peu différemment dans le programme de gestion des conditions météorologiques et des forces extérieures (TEP-ITM-WOF) en raison de la nature des menaces sur le plan de l'intégrité. La stabilité des pentes a une incidence directe sur l'intégrité des conduites; des mesures visant à résoudre les mouvements des pentes sont donc clairement établies dans la MTT. L'érosion du sol ne menace pas en soi l'intégrité, jusqu'à ce qu'elle entraîne l'exposition d'une conduite. À ce titre, TransCanada ne traite pas de l'érosion du sol dans le TEP-ITM-WOF. Les méthodes de traitement des conduites exposées sont plutôt énoncées et consignées des étapes 40 à 49 (pages 20 à 22) du TEP-ITM-WOF. »

Le document sur le programme de gestion des conditions météorologiques et des forces extérieures (TEP-ITM-WOF) contient les références suivantes à propos des inondations :

- 1) la définition d'un phénomène d'intégrité lié aux conditions météorologiques et aux forces extérieures (page 9) établit que les inondations font partie des phénomènes pouvant avoir une incidence sur l'intégrité d'une canalisation;
- 2) la section 6.1.5 décrit les écoulements d'eau, dont les inondations, pouvant causer l'exposition de conduites et, conséquemment, accroître la possibilité de dommage mécanique;
- 3) l'étape 8 de la section 8.2 indique au lecteur de déterminer les secteurs où des conduites sont exposées ou peuvent le devenir. On mentionne directement les inondations à cette étape;
- 4) les étapes 28 à 33 de la section 8.4 s'appliquent « lors d'enquêtes sur des inondations importantes »;
- 5) l'étape 35 de la section 8.4 demande au lecteur de faire des relevés aériens et de terrain lors d'enquêtes sur des phénomènes météorologiques importants.

La menace potentielle de l'érosion de cours d'eau, qui peut causer l'exposition d'une conduite, est gérée au moyen de vérifications sous-marines régulières des principales traversées de cours d'eau. Selon l'étape 8 de la section 8.2 du TEP-ITM-WOF, il faut déterminer l'emplacement des conduites exposées et les secteurs où pourraient se produire de telles expositions à partir d'études

sous-marines. Les études sous-marines sont réalisées conformément à la MET sur les inspections sous-marines des canalisations (SGED 003671756). Durant l'audit, l'Office a examiné les méthodes de surveillance des traversées de cours d'eau de TransCanada et il a déterminé qu'elles satisfont aux exigences.

Résumé

Inspection, mesure et surveillance

L'élément 4.1, « Inspection, mesure et surveillance », de l'audit du système de gestion oblige une société à élaborer et mettre en œuvre des programmes de contrôle et de surveillance, ce qui comprend les travaux exécutés par voie de contrat pour le compte de la société. Ils doivent renfermer des mesures pour évaluer les programmes de surveillance et de contrôle.

Selon les documents et les registres examinés, l'audit a établi que TransCanada a élaboré et mis en œuvre des programmes efficaces d'inspection, de mesure et de surveillance. Cela comprend, entre autres, ce qui suit :

- des programmes de surveillance et d'atténuation de l'eau et des sédiments pour prévenir et réduire la corrosion interne du réseau de canalisations Keystone;
- des patrouilles aériennes et terrestres des canalisations, conformément aux exigences de la norme CSA Z662-11 ainsi que des patrouilles supplémentaires selon les besoins ou les directives de l'organisme de réglementation;
- l'élaboration de programmes de surveillance pour évaluer les dangers géotechniques propres à chaque région d'exploitation;
- l'inspection et la surveillance régulières des secteurs sensibles, ce qui comprend les traversées des rivières et les endroits vulnérables aux glissements de terrain.

D'autres sections de ce sous-élément ont été jugées non conformes aux exigences réglementaires en raison d'une mise en œuvre inadéquate ou incomplète des programmes. Cela comprenait ce qui suit :

- la position de TransCanada selon laquelle la surveillance continue de tous les produits transportés pour le pétrole brut acide dans la canalisation Keystone n'est pas requise puisque des essais récents ont confirmé l'actuelle nature non acide de ces produits;

- l'incapacité de TransCanada à produire assez d'éléments probants afin de démontrer le caractère adéquat de ses programmes permanents de gestion de l'intégrité pour la corrosion des segments impossibles à racler du réseau de NGTL;
- le caractère trop général de descriptions contextuelles du programme d'inspection des conduites des installations et le manque de précision des éléments requis pour une mise en œuvre adéquate, efficace et cohérente.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel au sujet de la surveillance du sulfure d'hydrogène (H₂S) dans le pétrole brut de la canalisation Keystone; de la surveillance de la corrosion externe dans les canalisations impossibles à racler du réseau de l'Alberta (NGTL); et de la surveillance de l'intégrité de la tuyauterie souterraine des stations de toutes les installations de TransCanada, on considère que TransCanada ne satisfait pas aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et que, par conséquent, elle ne respecte pas ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Non conforme

4.2 Mesures correctives et préventives

Attentes

La société doit avoir un processus pour enquêter sur les incidents ou les cas de non-conformité susceptibles de survenir. Elle doit avoir un processus pour atténuer les problèmes réels ou éventuels découlant de ces incidents ou ces cas de non-conformité. L'atténuation peut comprendre des mesures pour régler les problèmes et le moment pour les appliquer. La société doit démontrer qu'elle a mis en place une procédure documentée pour :

- établir les critères de non-conformité;
- déterminer la survenance d'un cas de non-conformité;
- enquêter sur la ou les causes de la non-conformité;
- élaborer des mesures correctives ou préventives;
- mettre en œuvre les mesures correctives ou préventives nécessaires en toute efficacité.

La société doit mettre au point des procédures pour analyser les données colligées sur les incidents afin de déceler les défauts et de trouver les moyens d'améliorer ses programmes et procédures de gestion et de protection.

Références

Articles 4, 6 et 52 du RPT-99

Articles 3.1.2(g), 3.1.2(h)(i), 3.2, 10.3.6, 10.4.4 et 10.5

Évaluation de l'audit

Système de gestion des incidents

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a indiqué qu'elle possédait un système de gestion des incidents (SGI), c'est-à-dire un ensemble de méthodes et d'outils de gestion servant à enquêter sur des incidents ou des éléments non conformes. Dans le SGI se trouve le programme de gestion des incidents et des problèmes (PGIP), qui se sert des outils suivants :

- un système de suivi des incidents et des problèmes (SIP). Il s'agit d'un outil de base de données électroniques que l'on utilise pour produire des rapports et faire le suivi d'une enquête sur un incident, un quasi-incident ou un élément non conforme. Les critères des incidents, des quasi-incidents et des éléments non conformes se trouvent dans la fiche de résumé des incidents du système de SIP de la société;
- un guide de classification. Ce document définit les types d'incidents et de problèmes que l'on peut signaler dans le système de SIP. Ces types d'incidents et de problèmes peuvent être répartis en quatre degrés de gravité (mineur, grave, majeur, critique);

- un site Web pour le PGIP. Il s'agit d'un site Web interne de TransCanada qui renferme des outils de référence, des modèles d'enquête, des documents et des formulaires manuels.

Le système de gestion des incidents de TransCanada et ses critères de classification des incidents et d'enquête ont été jugés conformes aux exigences de l'article 10.3.6, « Enquêtes sur les incidents se produisant dans un réseau de canalisations », de la norme CSA Z662-11.

Programme de gestion des problèmes

TransCanada a fourni des renseignements sur les six grandes étapes de son PGIP. Ces étapes sont les suivantes :

1. Intervention : Tous les employés et entrepreneurs de TransCanada doivent participer au PGIP. Il leur incombe de reconnaître l'existence d'un incident ou d'un problème et de le signaler au personnel pertinent.
2. Notification : Après le début de l'intervention, un employé entre l'incident dans le système de SIP qui s'occupe d'aviser le personnel et les organismes de réglementation concernés.
3. Enquête : Il faut examiner tous les incidents et problèmes. Le degré de rigueur de l'enquête de chaque incident dépend de la gravité de cet incident. Après l'établissement des conclusions de l'enquête, il faut définir et mettre en œuvre des mesures pertinentes de correction et de prévention pour éviter tout autre incident ou en réduire l'effet au minimum.
4. Documentation et mise en œuvre : Les recommandations documentées sont mises à jour dans le système de SIP ou dans les programmes de gestion de l'intégrité de TransCanada, ou les deux, selon les besoins.
5. Suivi : Après la mise en œuvre des recommandations, le suivi permet de s'assurer que les recommandations réussissent à régler l'incident ou le problème.
6. Partage des apprentissages : La dernière étape du PGIP consiste à mettre en commun les apprentissages avec les employés de TransCanada, les entrepreneurs et les parties externes dans le but de prévenir toute autre conséquence indésirable.

L'article 3.1, « Système de gestion de la sécurité et des pertes », de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement les articles 3.1.2 (h)(i), mentionne que « [L]e système de gestion de la sécurité et des pertes doit comprendre les éléments suivants : (h) un processus d'amélioration continue, y compris : (i) la surveillance du rendement des performances en vue d'une évaluation en continu de la conformité aux exigences du système de gestion de la sécurité et des pertes, et les mécanismes visant les mesures de prévention et de correction à appliquer en cas de non-conformité ». En outre, l'article 10.3.6, « Enquêtes sur les incidents qui se produisent dans un réseau de canalisations », de la norme CSA Z662-11 indique que « [L]es exploitants doivent procéder à des enquêtes concernant l'endommagement et les défaillances attribuables à des causes externes pour en déterminer les causes. Des mesures destinées à empêcher que d'autres incidents attribuables à des causes

similaires se produisent doivent être mises de l'avant ». On a déterminé que les méthodes de gestion des incidents de TransCanada satisfont aux exigences. Toutefois, comme on l'indique dans la section sur les rapports d'incident, les rapports d'incident de TransCanada manquent de détails sur les mesures de prévention, le suivi et le partage des apprentissages. TransCanada s'est engagée à collaborer avec l'Office pour améliorer le degré de détail de ses RID.

Suivi des incidents et des problèmes (SIP)

Durant l'audit et en réponse à une demande de renseignements dans le cadre de cet audit, TransCanada a fourni des preuves d'analyse pour six types d'incidents :

- la surpression dans les canalisations ou la tuyauterie des installations;
- les fuites des stations de pompage;
- les autres rejets des stations;
- les fuites et les ruptures du corps d'une canalisation;
- les incidents liés à la batterie d'alimentation sans coupure.

Les entrevues et l'examen des documents se rapportant à ces types d'incidents avaient pour but de déterminer si TransCanada avait réussi à appliquer efficacement les méthodes de son SGI en vue de découvrir les causes fondamentales des incidents et de mettre en œuvre des mesures adéquates et efficaces de correction et de prévention, et à suivre adéquatement et efficacement les méthodes de son PGIP en lien avec le suivi et le partage des apprentissages sur les incidents, particulièrement pour les incidents relatifs aux PGI de TransCanada. Comme on l'indique dans la section sur les rapports d'incident, les rapports d'incident de TransCanada manquent de détails sur les mesures de prévention, le suivi et le partage des apprentissages. TransCanada s'est engagée à collaborer avec l'Office pour améliorer le degré de détail de ses RID.

Tableau des résultats pour la gestion des menaces à l'intégrité

TransCanada a également déposé des documents (tableau des résultats pour la gestion des menaces à l'intégrité) pour prouver qu'elle avait compilé et analysé les indicateurs de rendement clés et les données sur les incidents. Les tableaux des résultats présentés et examinés étaient les suivants :

- la corrosion interne;
- la corrosion externe;
- les dommages mécaniques;
- les défauts de construction;
- les conditions météorologiques et les forces extérieures;
- les défauts de production;
- l'équipement;

- la fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC);
- les fuites et les ruptures;
- le SIP du service de l'ingénierie de la fiabilité des actifs;
- les journées parfaites des clients.

En outre, TransCanada a fourni le document « Gas Release-Leak (Canada) 2007-2012 Chart Q4r1.xls » qui comptabilisait les rejets de gaz à signaler à l'Office de 2007 à 2012. TransCanada a présenté ces renseignements pour démontrer qu'elle disposait d'une méthode d'analyse des incidents, de leurs tendances et de leurs causes fondamentales. Le document soumis contenait des histogrammes sur les tendances ou les facteurs causals relatifs aux rejets de gaz, dont les suivants :

- Figure 1 : Tendances relatives aux fuites et aux rejets de gaz;
- Figure 2 : Répartition des fuites de gaz (facteurs causals);
- Figure 3 : Défaillances électriques, des instruments ou des AP;
- Figure 4 : Joints d'étanchéité, garnitures d'étanchéité, joints toriques, etc.;
- Figure 5 : Tuyauterie, tubes ou raccords.

Les tableaux des résultats de TransCanada contiennent des renseignements sur chaque programme de gestion des menaces, ce qui comprend les buts et les objectifs, les statistiques sur les défaillances (taux d'incident $\times 10^3$ par km/an) dues à chaque menace, les fuites et les ruptures en service ainsi que des histogrammes et des diagrammes circulaires sur les données relatives aux menaces. On considère que les tableaux de résultats respectent l'article 10.3.6, « Enquêtes sur les incidents qui se produisent dans un réseau de canalisations », de la norme CSA Z662-11.

Méthode relative à la non-conformité

TransCanada a indiqué qu'elle a une approche systématique pour traiter les cas de non-conformité. Les cas de non-conformité liés aux PGI, aux règlements et aux codes sont traités et suivis au moyen de son système de SIP. Les mesures de correction, ce qui comprend les dates d'achèvement et le suivi, sont confiées à des personnes précises dans le système de SIP. Le statut des incidents et des problèmes dans le système de SIP et les mesures à prendre sont soumis à l'examen de la direction tous les mois. Outre la surveillance quotidienne, les cas de non-conformité sont relevés à l'aide des éléments suivants : les conclusions des vérifications (internes et externes); les examens des méthodes, dont les méthodes d'exploitation de TransCanada (MET); et les enquêtes sur les incidents (défaillances, quasi-incidents).

Canalisations (de pétrole ou de gaz)

Pour ses réseaux de canalisations (de gaz ou de liquides), TransCanada a indiqué que les mesures de correction et de prévention établies par les conclusions des vérifications internes sont

consolidées dans un registre des mesures. Le registre de vérification énumère les mesures à prendre pour corriger des lacunes, les personnes responsables, les dates d'achèvement et les statuts. Le statut des mesures de correction et de prévention est indiqué dans le rapport annuel d'examen et d'amélioration (CDN-LIQ-IMP). Les méthodes sont soumises à un examen des procédures tous les ans, comme l'exige la méthode d'examen des processus d'intégrité des canalisations.

Installations

Pour ses installations, TransCanada a indiqué que les mesures de correction sont également déterminées, examinées, évaluées et hiérarchisées selon le domaine technique du génie et le type d'équipement, en utilisant d'autres systèmes, comme les méthodes d'exploitation de TransCanada (MET), Avantis (le système de gestion des travaux de TransCanada) et l'établissement de tendances sur les moteurs de surveillance de l'état. D'autres outils, comme un système d'aide à la décision (SAD), la surveillance de l'état, et les études sur les réservoirs et les appareils sous pression, sont utilisés afin de compléter les analyses des tendances et de déterminer s'il faut d'autres mesures pour les problèmes systémiques, si ces mesures doivent être consignées dans un registre de correction et si elles doivent être soumises à l'examen des intervenants tous les mois. Les mesures sont ensuite intégrées dans le programme du capital d'entretien du plan général (CEPG) ou le programme d'entretien préventif (EP), lequel détermine si le risque est toléré, éliminé ou transféré.

TransCanada a indiqué qu'elle veille à ce que les mesures de correction soient mises en œuvre et suivies dans le cadre de la méthode de revue de la direction. La revue de la direction comprend la surveillance mensuelle de l'état des mesures de correction et de prévention dans le système de SIP ainsi que l'examen des mesures de rendement des programmes pour déterminer l'efficacité du programme global.

L'évaluation du SGI et du PGIP de TransCanada a établi que, dans le cadre de ses méthodes internes, TransCanada satisfait aux exigences de cet élément de l'audit pour ses installations. Comme on l'indique dans la section ci-dessous, le signalement d'incidents à TransCanada, sous la forme de rapports d'incident détaillés (RID) présentés à l'Office, ne comporte pas assez de détails sur les mesures de prévention, le suivi et le partage des apprentissages.

Signalement des incidents

À une réunion tenue le 7 mars 2013 pour discuter des RID de TransCanada, on a indiqué ce qui suit à TransCanada : en général, les mesures de correction des RIP sont jugées adéquates; les mesures de prévention ont tendance à régler les problèmes locaux seulement; et le suivi des incidents et le partage des apprentissages sont habituellement inadéquats. TransCanada a déclaré

que le délai de remise de ses RID à l'Office et ses méthodes d'enquête sur les incidents internes expliquent les écarts relatifs au niveau de détail. C'est-à-dire que ses RID sont rédigés et déposés immédiatement après un incident, alors que ses méthodes relatives aux incidents internes sont habituellement mises en œuvre en détail quelques mois plus tard. Pour résoudre le problème, TransCanada s'est engagée à collaborer avec l'Office afin d'améliorer le niveau de détail de ses RID, et l'Office et TransCanada se sont engagés à améliorer leurs communications quant au respect des attentes de l'Office par TransCanada pour le signalement et les enquêtes sur les incidents.

Signalement des cas de non-conformité

On a demandé à TransCanada de fournir ses politiques et ses méthodes sur le signalement des cas de non-conformité. TransCanada a indiqué que les employés ont accès à de nombreux moyens pour soumettre leurs préoccupations à la direction de TransCanada. Ces moyens comprennent le système de suivi des incidents et des problèmes (SIP), la ligne d'aide en matière d'éthique, les rapports formels et informels aux gestionnaires techniques, les rapports de non-conformité (RNC) ainsi que la politique et les méthodes découlant du code d'éthique des affaires de TransCanada. TransCanada a déclaré que les employés reçoivent une formation sur ces méthodes durant la procédure d'accueil et par l'entremise de la formation et de la certification annuelles sur la politique du code d'éthique des affaires à l'intention des employés. Le site Web interne des ressources humaines de TransCanada fournit aux employés une liste des coordonnateurs de la conformité pour différents secteurs de la société, et un lien menant à ce document était, et continue d'être, accessible aux employés dans la section du site Web leur permettant de faire part de leurs préoccupations. TransCanada a mentionné que sa direction encourage un dialogue ouvert et franc sur tous les éléments préoccupants et met en valeur un environnement où la sécurité constitue un but primordial. TransCanada a fourni les documents suivants à l'appui du signalement interne des cas de non-conformité :

- le code d'éthique des affaires de TransCanada (TRP901-a77en);
- la politique du code d'éthique des affaires (SGED 003721479);
- l'éthique et la conformité (copie imprimée d'une page du site Web);
- l'organisation de l'éthique et de la conformité (copie imprimée d'une page du site Web);
- la ligne d'aide en matière d'éthique (copie imprimée d'une page du site Web);
- la liste des coordonnateurs de la conformité par services (document de trois pages énumérant les 12 coordonnateurs pour les canalisations);
- la formulation d'une préoccupation (copie imprimée d'une page du site Web);
- la foire aux questions (copie imprimée d'une page du site Web).

Résumé

Mesures correctives et préventives

L'élément 4.1, « Mesures correctives et préventives », de l'audit du système de gestion oblige une société à avoir un processus pour enquêter sur les incidents ou les cas de non-conformité susceptibles de survenir, ce qui comprend un processus pour atténuer les problèmes réels ou éventuels découlant de ces incidents ou ces cas de non-conformité. La société doit mettre au point des procédures pour analyser les données colligées sur les incidents afin de déceler les défauts et de trouver de façon proactive des améliorations.

Durant l'audit, TransCanada a fourni des éléments probants de ses analyses sur les types d'incidents possibles. La société a également démontré qu'elle colligeait et analysait des données sur les indicateurs de rendement clés dans le but d'évaluer les tendances et de connaître les causes fondamentales des incidents.

L'Office a constaté que les méthodes de signalement des incidents et des cas de non-conformité internes étaient adéquates, mais qu'elles pourraient comporter plus de détails sur les mesures de prévention et le partage des apprentissages à l'échelle de la société. TransCanada s'est engagée à améliorer le niveau de détail de ces éléments.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Conforme

4.3 Gestion des dossiers

Attentes

La société doit établir et mettre en œuvre des procédures visant la conservation, l'accessibilité et l'entretien des programmes de soutien à la gestion des dossiers. La société doit, à tout le moins, conserver tous les dossiers pour la durée minimale prévue par la loi, le règlement et les normes incorporés par renvoi dans le règlement.

Références

Articles 4, 41 et 56 du RPT-99

Articles 3.1, 3.2, 9.11, 10.4 et 10.5 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Ce sous-élément du système de gestion n'a pas été évalué officiellement dans le cadre de l'audit des programmes de gestion de l'intégrité.

Statut de conformité

Non évalué

4.4 Vérification interne

Attentes

La société doit élaborer et mettre en œuvre un processus documenté pour entreprendre l'audit de ses programmes et procédures de gestion et de protection. Le processus de vérification doit définir et gérer les besoins en formation et en compétences du personnel affecté aux vérifications. Les vérifications doivent être effectuées régulièrement.

Références

Articles 4, 53 et 55 du RPT-99

Articles 3.1.2(c) et 3.1.2(h)(iii) de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a indiqué que le mandat du service de la vérification interne de TransCanada (Vérification interne) consiste à jouer le rôle d'évaluateur indépendant et à produire des rapports sur le système de contrôles internes de la société et ses méthodes de gouvernance et de gestion des risques. La Vérification interne relève du comité de vérification du conseil d'administration d'une manière fonctionnelle et dirigeant principal de la conformité d'un point de vue administratif. La Vérification interne a le droit d'effectuer des vérifications internes, dont celles se rapportant aux programmes de gestion de l'intégrité (PGI). Pour les PGI de TransCanada, la Vérification interne respecte un intervalle maximal de trois ans entre les vérifications.

Les documents suivants des PGI établissent les exigences relatives au programme de vérification interne de TransCanada :

- la section 4.10 du PGI des gazoducs;
- la section 11.3.5 du PGI des pipelines de liquides;
- la section 2.5.2 du PGI des installations.

Tous les trois ans, les responsables des documents et autres intervenants examinent l'efficacité des procéduraux. En ce qui concerne les PGI, les méthodes techniques font l'objet d'un examen annuel, conformément à la méthode d'examen des processus relatifs à l'intégrité des conduites (TEP-INT-PR, SGED 006522487). On analyse l'efficacité de la méthode et des éléments du

système de gestion de chaque document pour relever les cas de non-conformité ou tout autre élément à améliorer.

Les vérifications internes sont réalisées par des employés de TransCanada qui sont indépendants des secteurs à vérifier, conformément à l'annexe N, « Lignes directrices visant les programmes de gestion de l'intégrité des réseaux de canalisations », de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement l'article N.15.4(d). À cet égard, les vérifications des PGI sont réalisées par le groupe de la gestion de la qualité et des normes techniques ou un vérificateur indépendant. Il incombe au gestionnaire de la qualité de s'assurer que les employés sont compétents pour mener des vérifications internes au bureau (compétences documentées, certifications, formation ou études). À tout le moins, le vérificateur principal a réussi la formation de vérificateur interne de l'ISO, la formation de vérificateur interne de la CSA ou une formation équivalente. La compétence des vérificateurs indépendants est gérée au moyen de la méthode relative aux qualifications des fournisseurs, laquelle comprend les exigences de documentation pour la formation et la certification des vérificateurs indépendants.

Tous les trimestres, TransCanada effectue des vérifications ciblées de la conformité sur le terrain, à de multiples endroits dans les régions où se déroulent des activités liées aux canalisations canadiennes. Les résultats sont regroupés dans un seul rapport qui recense les problèmes systémiques relatifs au sujet évalué durant l'audit. Les vérifications sur le terrain sont menées par des membres de l'équipe de la conformité des activités des canalisations canadiennes (conformité des ACC), dont un spécialiste principal de la conformité et trois spécialistes de la conformité sur le terrain. Tous les membres de l'équipe suivent des cours de formation internes et reçoivent une certification pour un cours de formation donné par une tierce partie. Il incombe au gestionnaire de la conformité des ACC de s'assurer que les employés sont compétents pour mener des vérifications sur le terrain (compétences documentées, certifications, formation ou études). La méthode concernant la réalisation des vérifications est documentée dans la méthode d'exploitation de TransCanada (MET) sur le programme d'assurance de la conformité (SGED 005364423) et la MET connexe sur la vérification ciblée (SGED 006281982).

Les méthodes de vérification interne du groupe de la gestion de la qualité et des normes techniques exigent un responsable pour le programme vérifié afin de donner suite aux conclusions. Les conclusions de la vérification font l'objet d'un suivi dans les registres des mesures ou la base de données de suivi des incidents et des problèmes (SIP). Les problèmes relatifs à chaque vérification sont établis, et l'équipe de vérification de la conformité des ACC recommande des mesures de correction et de prévention, des responsabilités et des échéances. Les conclusions propres au site qui ne sont pas considérées comme systémiques en soi sont transmises au gestionnaire du secteur visé à des fins de suivi. Le rapport de vérification définitif est remis au vice-président des activités des canalisations canadiennes, aux équipes régionales de direction (directeurs et gestionnaires) et

aux chefs des autres services qui sont responsables de mesures précises visant à corriger des lacunes ou qui pourraient être touchés par les effets de la vérification. Il revient au spécialiste principal de la conformité de surveiller l'état d'avancement des résolutions de la vérification et de la transmission des problèmes aux échelons supérieurs, au besoin. L'état d'avancement des mesures fait également l'objet d'un suivi dans le tableau mensuel des résultats sur la conformité des ACC, lequel est publié et examiné par le vice-président des activités des canalisations canadiennes et les directeurs.

Enquête de l'Office sur la réponse de TransCanada aux allégations d'un plaignant

Le service de vérification interne de TransCanada a fait une vérification portant sur les allégations d'un plaignant. Cette vérification portait sur les éléments suivants :

1. l'examen non destructif d'un tiers indépendant;
2. la surveillance visuelle indépendante des soudeurs;
3. l'examen non destructif des appareils sous pression;
4. les qualifications des soudeurs de la canalisation Keystone;
5. la pratique du génie à TransCanada;
6. l'assemblage de conduites ayant des parois de différentes épaisseurs;
7. le recours à des essais aux ultrasons automatisés;
8. la soumission du programme d'assemblage de TransCanada à l'Office;
9. le programme de vérification officielle de TransCanada.

Les conclusions de la vérification interne de TransCanada et les mesures consécutives de remise en état par TransCanada ont été présentées à l'Office le 18 juillet 2012. De plus, le 18 mars 2013, l'Office a mené des entrevues de vérification portant sur la résolution des allégations d'un plaignant auprès de TransCanada. On a demandé à TransCanada de fournir des renseignements et des documents complémentaires pour étayer les réponses données durant les entrevues.

Voici une description de chaque problème examiné par la vérification interne de TransCanada et l'évaluation de l'Office sur les mesures de remise en état en cours ou terminée établies par TransCanada en réponse aux conclusions de la vérification.

1. Examen non destructif d'un tiers indépendant

La vérification interne de TransCanada a conclu que, dans certains cas, TransCanada ne s'était pas assurée de l'embauche de fournisseurs de services d'examen non destructif (END) indépendants sous sa supervision directe (et non celle d'un entrepreneur en canalisations, en installations ou en fabrication), ce qui a causé un manque d'indépendance. Cela ne respectait pas le paragraphe 54(1) du RPT-99 qui stipule que « [l]orsque la compagnie construit un pipeline, celle-ci ou son

mandataire qui n'a aucun lien avec tout entrepreneur en construction dont elle a retenu les services doit inspecter les travaux de construction afin de veiller à ce qu'ils répondent aux exigences du présent règlement et respectent les conditions de tout certificat ou ordonnance délivré par l'Office ».

La vérification interne de TransCanada a établi qu'une méthode était en cours de mise en œuvre pour garantir des END indépendants. Durant les entrevues de vérification de l'Office, TransCanada a confirmé que de nouvelles méthodes étaient en place pour garantir l'embauche de fournisseurs de services d'END directement par TransCanada. Les vérificateurs de l'Office ont demandé à TransCanada de prouver qu'elle avait bien appliqué un plan visant à examiner les résultats d'END antérieurs et à vérifier si ces inspections non indépendantes pouvaient comporter un risque pour l'intégrité. TransCanada a répondu ce qui suit :

« Au sujet de la fabrication de la tuyauterie de mai 2004 à d'août 2011, TransCanada a eu recours à des ateliers de fabrication ayant des systèmes certifiés de gestion de la qualité. Les installations de fabrication étaient responsables de l'embauche de tiers entrepreneurs en END indépendants pour réaliser les inspections. TransCanada a embauché un tiers inspecteur pour superviser les travaux de l'atelier de fabrication et de l'entrepreneur en END. L'inspecteur de TransCanada avait pour responsabilité de s'assurer que les ateliers de fabrication respectent les exigences des spécifications et des méthodes sur les matériaux, le soudage, l'examen non destructif, les essais sous pression et le revêtement. Il lui incombait de vérifier le film radiographique pour s'assurer de l'atteinte du niveau de qualité et de l'inspection de toutes les soudures. La fabrication de la tuyauterie s'est terminée conformément aux exigences de la norme CSA Z662, et l'assemblage de la tuyauterie s'est fait selon la spécification sur le soudage de TransCanada (TEP-NDT-ADT, SGED 003797402), laquelle requiert une END de toutes les soudures. Les spécifications de TransCanada sur les END exigeaient l'interprétation de tous les films radiographiques par un technicien de niveau II de l'Office des normes générales du Canada (ONGC). TransCanada a indiqué que les assemblages fabriqués en question ont tous été soumis à des essais hydrostatiques à haute pression avant leur mise en service et qu'ils ne sont pas considérés comme un danger pour l'intégrité. »

TransCanada a examiné les projets pour lesquels de la tuyauterie avait été fabriquée de 2004 à 2011. Elle a déterminé qu'environ 50 stations de comptage et sept projets de pipeline pour lesquels des canalisations fabriquées avaient été installées sans END d'un tiers là où l'Office avait compétence. Dans le but de résoudre le problème, TransCanada a proposé de vérifier les projets en fonction des articles 7.2.2 à 7.2.4 (inclusivement) de sa méthode sur l'END (TEP-NDT-ADT), lesquels prévoient une vérification progressive de 15 % des radiographies en cause. L'Office a examiné les critères de vérification proposés par TransCanada pour déterminer s'il s'agirait d'un examen adéquat des soudures réalisées lors de projets antérieurs. L'Office a déterminé que la

méthode de vérification proposée par TransCanada (15 % des soudures) ne satisfaisait pas aux exigences de l'article 17⁵ du RPT-99. TransCanada a ensuite revu ses critères de vérification pour inclure la totalité des soudures visées et elle respecte donc maintenant les exigences de l'article 17 du RPT-99.

Pour s'assurer que TransCanada trouve des tiers entrepreneurs en examen non destructif (END) qualifiés qui sont embauchés sous sa supervision directe au lieu de celle de l'entrepreneur en canalisations, en installations ou en fabrication, la société a indiqué qu'elle avait préparé de nouveaux contrats d'entente de service de base (ESB) avec ses entrepreneurs approuvés en END, contrats selon lesquels TransCanada est l'unique responsable de l'embauche du personnel d'END. TransCanada a mentionné qu'elle avait aussi révisé les documents relatifs aux contrats d'autorisation des travaux pour les tâches qui ne sont pas comprises dans les ESB et que ces documents indiquent spécifiquement que les entrepreneurs en END sont embauchés directement par TransCanada. Par suite de sa vérification interne, TransCanada a également préparé une méthode (méthode sur l'inspection des examens non destructifs pour les ateliers de fabrication [TEP-NDE-INSP-SHOP, SGED 006684544]) qui fixe les exigences relatives au déroulement des END dans les ateliers de fabrication. Cette méthode indiquait le 15 octobre 2011 comme date d'entrée en vigueur, et son premier article était le suivant : « *TransCanada embauche : (1) un fabricant pour construire des assemblages; (2) un entrepreneur en END pour soumettre les soudures à des examens non destructifs; et (3) un inspecteur de fabrication pour vérifier les résultats préparés par l'entrepreneur en END* ».

Résumé : Examen non destructif d'un tiers indépendant

L'Office a constaté que, dans certains cas, TransCanada ne s'était pas assurée de l'embauche de fournisseurs de services d'examen non destructif (END) indépendants sous sa supervision directe. Par conséquent, TransCanada ne respectait pas le paragraphe 54(1) du RPT-99. Toutefois, l'Office a également conclu que les mesures prises par TransCanada pour garantir des END par un tiers indépendant et que l'engagement de TransCanada quant à la vérification de la totalité des soudures précédemment touchées résolvent adéquatement le problème de l'END par un tiers indépendant.

Surveillance visuelle indépendante des soudeurs

La vérification interne de TransCanada a conclu que, par le passé, TransCanada ne respectait pas l'article 7.10.2 de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement l'article 7.10.2.1 (« Inspection visuelle »), qui mentionne que « [I]es soudures effectuées sur la surface extérieure de la tuyauterie doivent faire l'objet d'un examen visuel sur 100 % de la longueur de la soudure à la recherche

⁵ Voir l'article 17 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*, modifié et renommé, pour connaître la disposition correspondante.

d'imperfections non décelables par un examen non destructif, conformément aux méthodes documentées approuvées par la compagnie. Ces méthodes doivent traiter de l'ampleur et de la fréquence des examens visuels, de la qualification du personnel et de l'acuité visuelle exigée de ce personnel, de la distance et de l'angle d'observation maximaux, des conditions d'éclairage, des outils d'évaluation et des rapports ».

La vérification interne de TransCanada a constaté que la direction de TransCanada a accepté de faire un suivi sur cette question. Le service du génie des matériaux de TransCanada a rencontré la direction des services de construction, les soudeurs et les contremaîtres dans le but de discuter de la question des méthodes d'inspection ou de vérification pour la soudure d'entretien afin de garantir le respect des exigences de l'article 7.10.2.1 de la norme CSA Z662-11. TransCanada a déclaré que son personnel a effectué un examen complet des méthodes et des spécifications sur le soudage et les END se rapportant à leurs responsabilités. Un spécialiste technique qualifié a offert de la formation sur le soudage et examiné les soudures des essais de qualification. En outre, une méthode révisée de suivi des qualifications des soudeurs a été mise en œuvre. Le groupe des services de constructions de TransCanada a créé et doté le poste de gestionnaire des services de construction qui s'occupera de l'équipement, du contrôle ou de l'assurance de la qualité, du soudage et de la fabrication. Le service du génie des matériaux a rencontré le gestionnaire des services de construction pour discuter des mesures prises jusqu'à la date de la vérification interne ainsi que de la mise en œuvre des autres recommandations sur la formation et les exigences globales en matière d'inspection en vue de la supervision et de l'inspection des soudeurs.

Par suite des entrevues de vérification de l'Office, TransCanada a fourni sa méthode technique sur l'examen visuel (TEP-NDT-VT, SGED 007381161) et des exemples de rapports d'inspection de soudeurs comme documents complémentaires pour démontrer qu'elle satisfait aux exigences de l'article 7.10.2.1 de la norme CSA Z662. La méthode technique TEP-NDT-VT s'appuie sur la norme CSA Z662-11, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*; les lignes directrices de l'article 9 de la section V de l'ASME; et l'API 1104, *Welding of Pipelines and Related Facilities*. La méthode technique s'applique à l'examen visuel à réaliser pour déterminer l'état d'une partie, d'un composant ou d'une surface, ce qui comprend des conditions que la qualité de la soudure, l'alignement des surfaces de contact, les fissures, l'usure, la corrosion, l'érosion, les traces de fuites ou les dommages physiques. Les registres des examens visuels des soudures demandés par les vérificateurs de l'Office pour un projet précis (projet des essais hydrauliques du prolongement d'Edson de 36 po, ED-120 à ED-130, 2012) comprenaient une liste des soudures avec des registres d'inspection visuelle et de confirmation des paramètres de soudage, tous les rapports d'inspection visuelle du projet, les rapports quotidiens des inspecteurs du soudage du projet ainsi que la liste de contrôle de l'inspecteur des soudeurs et du représentant de la société.

Résumé : Surveillance visuelle indépendante des soudeurs

L'Office a conclu que TransCanada ne respectait pas l'article 7.10.2 de la norme CSA Z662-11, et plus particulièrement l'article 7.10.2.1 (« Inspection visuelle »). L'Office a également conclu que TransCanada avait mis en place des méthodes pour satisfaire aux exigences de l'article 7.10.2.1 de la norme CSA Z662-11 et que ces méthodes résolvaient adéquatement la question de la surveillance visuelle indépendante des soudeurs.

Examen non destructif des appareils sous pression

La vérification interne de TransCanada a conclu qu'il y avait eu un écart par rapport à la section V, « Non-Destructive Examination », de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME). En effet, une fois, on savait que l'END d'un appareil sous pression avait été insuffisante parce que l'inspecteur END n'avait pas réussi à examiner la soudure complète sous une plaque fixée à une buse. Le rapport d'inspection END ne respectait pas le code, car il indiquait de façon erronée qu'il y avait eu inspection complète. Si le rapport d'inspection END avait plutôt indiqué que l'inspection complète de la soudure n'avait pas été faite en raison d'un accès restreint, le rapport aurait respecté les exigences du code.

Dans sa réponse à la conclusion de la vérification interne, TransCanada a indiqué que l'appareil sous pression en question faisait partie du projet des stations de compression de Gold Creek de NGTL. Ce projet a été mis hors service par le service d'ingénierie de TransCanada en septembre 2011. TransCanada a réalisé un examen complet des dessins de conception, des méthodes de soudage pour la fabrication et des méthodes d'inspection END de septembre à novembre 2011. Un rapport interne a été rédigé à propos de cet examen et, plus particulièrement, des questions ont été soulevées quant à l'END de la soudure de la buse. L'examen a établi que l'END des buses de petit diamètre avait été fait, mais que le technicien END n'avait pas indiqué la bonne méthode et qu'il n'avait pas noté l'espace d'inspection restreint dans le rapport. Cette situation a été signalée à l'entreprise d'END indépendante et corrigée. L'appareil sous pression a été libéré pour l'installation en novembre 2011 et il a été inclus dans le programme d'essais de pression sur le terrain pour la tuyauterie des stations de compression de Gold Creek. Le rapport recommandait également de modifier la méthode d'acquisition et d'inspection des appareils sous pression par un tiers indépendant. Le service du génie des matériaux de TransCanada a vérifié la liste de contrôle de la surveillance par des tiers utilisée pour les appareils sous pression et il a collaboré directement avec l'entreprise indépendante en inspection pour fournir aux tiers inspecteurs de la formation sur les exigences des spécifications et les attentes en matière de production de rapports.

Résumé : Examen non destructif des appareils sous pression

L'Office a conclu qu'il y avait eu un écart par rapport à la section V, « Non-Destructive Examination », de l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) pour le projet des stations de compression de Gold Creek de NGTL. L'Office a aussi conclu que TransCanada avait mis en place des méthodes visant à s'assurer que les inspections END des appareils sous pression respectent les exigences du code de l'ASME et que la présentation des résultats des END reflète fidèlement les méthodes d'END. Les mesures prises par TransCanada règlent adéquatement la question de l'END des appareils sous pression.

Qualification des soudeurs de la canalisation Keystone

La vérification interne de TransCanada a confirmé que des soudures de la canalisation Keystone ne respectaient pas l'article 7.8, « Soudage à l'arc et au gaz — qualification des soudeurs », de la norme CSA Z662-11 parce que le soudage avait été fait par un soudeur non qualifié. TransCanada a indiqué que le manque de qualification du soudeur a été découvert par un coordonnateur de l'inspection et des documents de TransCanada et que ce dernier avait ordonné une mesure de correction, soit l'enlèvement des soudures en question. TransCanada a exigé que toutes les soudures visées soient refaites par un soudeur qualifié. Dans le but de s'assurer que les autres soudures réalisées sur la canalisation Keystone étaient conformes en raison des qualifications des soudeurs, on a soumis tous les registres des qualifications des soudeurs de la canalisation Keystone à un examen. TransCanada a renforcé l'exigence interdisant le début des travaux si l'inspecteur ne se trouve pas dans l'installation de fabrication de l'entrepreneur et exigeant la préparation d'une garantie concernant les qualifications des soudeurs.

Résumé : Qualification des soudeurs de la canalisation Keystone

L'Office a conclu que le projet de la canalisation Keystone de TransCanada comprenait des soudures non conformes à l'article 7.8, « Soudage à l'arc et au gaz — qualification des soudeurs », de la norme CSA Z662-11. L'Office a aussi conclu que les mesures prises par TransCanada ont réglé adéquatement la question de la qualification des soudeurs de la canalisation Keystone et que TransCanada avait mis en place des méthodes afin de vérifier les qualifications requises des soudeurs pour les futurs projets de TransCanada.

Pratique du génie à TransCanada

La vérification interne de TransCanada a conclu que l'examen final et la signature des concepts réalisés par une société d'ingénieurs externes avaient été faits selon le permis de pratique de TransCanada's et par des ingénieurs agréés en Alberta. Dans le but de s'assurer que les ingénieurs et les technologues de TransCanada connaissent bien leurs rôles et responsabilités, la direction de

TransCanada a instauré un examen des exigences en matière d'ingénierie dans la spécification sur la pratique du génie (TES-ENG-POE, SGED 003672108, révision en nov.2011). La spécification sur la pratique du génie comprend des conseils sur les exigences relatives aux activités techniques entreprises par TransCanada en interne ou par un tiers (sections 5.1 et 5.2, respectivement).

En 2012, la direction de TransCanada a également implanté une formation obligatoire sur la pratique du génie et le plan de gestion du génie à TransCanada pour les ingénieurs et les technologues de la société. Cette formation est ajoutée actuellement au système de gestion des apprentissages de TransCanada. Les ingénieurs devront la suivre obligatoirement tous les trois ans. La pratique du génie de TransCanada décrit les exigences en matière d'authentification des documents techniques produits par TransCanada ou pour elle. Le plan de gestion du génie de TransCanada contient des renseignements sur les principes de gestion du génie à TransCanada. Les méthodes de TransCanada en lien avec les projets prévoient la tenue d'examens de conception par des ressources techniques ou d'ingénierie quand la conception est terminée à 30 %, à 60 % et à 90 %. Quand les travaux sont réalisés par des sociétés d'ingénieurs externes, les concepts finaux sont authentifiés ou signés par des ingénieurs en fonction des exigences en vigueur sur le territoire de compétence où sont réalisés ces travaux ou les constructions. Pour les concepts réalisés par des ressources internes de TransCanada, on applique le sceau du permis de pratique de la société.

Résumé : Pratique du génie à TransCanada

L'Office a conclu que TransCanada respecte sa spécification interne sur la pratique du génie, qui régit la pratique de ses ingénieurs. L'Office a également conclu que les mesures prises par TransCanada règlent adéquatement la question de la pratique du génie à TransCanada et pour ses entrepreneurs en génie externes.

Assemblage de conduites ayant des parois d'épaisseurs différentes

La vérification interne de TransCanada a enquêté sur une allégation selon laquelle l'utilisation de soudures de transition en biseau arrière cause davantage de défaillances que les soudures de contre-alésage et en pointe.

La vérification interne a conclu que la mention des défaillances a été faite en fonction de pratiques de soudage historiques qui étaient acceptables à l'époque. TransCanada a indiqué que l'usage de pointe (biseautage arrière) est une pratique courante dans l'industrie des canalisations. L'article 7, « Assemblage » de la norme CSA Z662-11 propose des lignes directrices sur les concepts recommandés pour les joints soudés de parois ayant des épaisseurs inégales. La figure 7.1, « Exemples de préparations et combinaisons de préparations d'extrémités », et plus particulièrement la figure 7.1(a) et sa note, mentionne et plus particulièrement l'article que, pour des diamètres intérieurs différents, « [s]i le décalage nominal interne est d'au plus 2,4 mm, aucun

traitement spécial n'est nécessaire, pourvu que le soudage permette l'obtention d'une pleine pénétration et d'une bonne fusion ». Les figures 7.1(b) à 7.1(g) et leurs notes correspondantes établissent des exigences pour les cas où le décalage interne est supérieur à 2,4 mm, les diamètres extérieurs sont différents et les diamètres intérieurs et extérieurs sont différents.

Les exigences en matière d'assemblage de la norme CSA Z662-11 ont été comparées à la spécification de TransCanada sur la transition des joints soudés avec des conduites ayant des parois d'épaisseurs différentes (choix des pièces de transition et des méthodes d'assemblage [TEP-MECH-TRAN, SGED 000006256]). Cette spécification interne contient des lignes directrices sur le choix entre les soudures en biseau arrière et les soudures de contre-alésage et en pointe. TransCanada met actuellement en œuvre cette spécification quand la différence entre les épaisseurs des parois de deux canalisations voisines est supérieure à 1.0 mm (TEP-MECH-TRAN, figures 2[a] à 2[d] de la section 4.0). La spécification de TransCanada sur l'assemblage satisfait aux exigences de l'article 7 de la norme CSA Z662-11. TransCanada gère également le risque de fissuration des joints soudés par un contrôle des paramètres de soudage, comme le préchauffage, la chaleur produite durant le soudage et le mouvement des conduites durant le soudage. En outre, la section 2.0.3 de la spécification de TransCanada indique ce qui suit : « La soudure de transition n'est pas située dans la région immédiate des moments de flexion importants (comme peuvent en produire des pliages avec compensation, latéraux et par fléchissement). Elle est située à une distance minimale de 3D à partir de la fin du pliage jusqu'à la transition, à moins que l'on démontre qu'une distance plus courte n'aura aucun effet néfaste sur l'intégrité structurale de la canalisation. »

Résumé : Assemblage de conduites ayant des parois d'épaisseurs différentes

L'Office a conclu que la spécification de TransCanada sur l'assemblage respecte les exigences de l'article 7, « Assemblage », de la norme CSA Z662-11. L'Office a aussi conclu que TransCanada a mis en place des méthodes qui visent à régler la question de l'assemblage de conduites ayant des parois d'épaisseurs différentes, mais qui peuvent avoir une incidence sur les joints soudés et l'intégrité de la canalisation.

Recours à des essais aux ultrasons automatisés

La vérification interne de TransCanada a enquêté sur une allégation selon laquelle l'utilisation des essais aux ultrasons automatisés (EUA) est plus sensible pour détecter les défauts que l'inspection radiographique. La vérification interne de TransCanada a indiqué que la norme CSA Z662-11 et le RPT-99 autorisent l'utilisation de méthodes radiographiques et aux ultrasons pour examiner les soudures circonférentielles. TransCanada utilise les EUA ou la radiographie pour l'examen non destructif des soudures des extrémités des canalisations. Ces deux techniques non destructives sont utilisées dans la construction de canalisations depuis de nombreuses années, et leur emploi est

exigé par l'article 7.10.4, « Examens non destructifs » de la norme CSA Z662-11. TransCanada a recours à la radiographie pour les soudures d'extrémité de conduite à conduite ou de composant à conduite ayant un diamètre nominal (NPS) de 2 po à 48 po. On applique la méthode des EUA aux soudures de canalisation principale ou de raccord conduite à conduite de NPS 20 po à NPS 48 po dans les projets de canalisations pour lesquels l'épaisseur des parois est d'au moins 6,4 mm. On applique la limite minimale du diamètre aux projets en raison de l'épaisseur des parois, qui est inférieure à 6,4 mm, et des dimensions du système d'inspection que l'on installe sur la conduite. La spécification de TransCanada que l'on utilise pour l'inspection aux ultrasons automatisée est celle de l'examen aux ultrasons mécanisés des soudures circonférentielles des canalisations (TES-NDT-UT1, SGED 00367096) et elle précise dans la portée du document les limites d'épaisseur des parois pour l'inspection des soudures aux ultrasons.

Résumé : Recours aux essais aux ultrasons automatisés

L'Office a conclu que TransCanada respecte l'article 7.10.4, « Examens non destructifs », de la norme CSA Z662-11 et le RPT-99 quant à l'utilisation de méthodes d'inspection radiographique ou aux ultrasons. L'Office a aussi conclu que TransCanada a mis en place des méthodes pour régler la question de l'inspection des soudures et que ces méthodes satisfont aux exigences de la norme CSA Z662-11 et du RPT-99.

Soumission du programme d'assemblage de TransCanada à l'Office

La vérification interne de TransCanada a enquêté sur une allégation selon laquelle TransCanada avait soumis un programme d'assemblage qui n'était pas pleinement adapté et mis à jour pour le projet de la canalisation latérale de la rivière Cutbank, comme l'exige l'article 16 du RPT-99 qui stipule que « [l]a compagnie doit établir un programme d'assemblage de la conduite et des éléments devant être utilisés dans le pipeline et le soumettre à l'Office lorsqu'il l'exige ».

La vérification interne de TransCanada a confirmé que cette allégation était valide. Une version mise à jour du programme d'assemblage a été présentée ultérieurement à l'Office. La vérification interne a également constaté que les apprentissages liés au projet de canalisation latérale de la rivière Cutbank ont mené à un examen complet des méthodes standard de soudage à l'arc avec électrode enrobée (SMAW). Cela a permis de confirmer que les feuilles de données sur le soudage étaient exactes, de s'assurer que les documents complémentaires mentionnés (dossier de qualification de la procédure [PQR] et spécification concernant la procédure de soudage [WPS]) faisaient partie de la soumission à l'Office et de confirmer que chaque feuille de données était appuyée par des PQR. TransCanada a déclaré que l'on vérifiera dorénavant la conformité de toutes les méthodes de soudage soumises pour ses projets avant de les publier.

Résumé : Soumission du programme d'assemblage de TransCanada à l'Office

L'Office a conclu que TransCanada ne respectait pas l'article 16 du RPT-99 quant à la présentation d'un programme d'assemblage adapté et mis à jour pour le projet de la canalisation latérale de la rivière Cutbank. L'Office a aussi conclu que TransCanada a mis en place des méthodes pour gérer la question de la soumission de méthodes de soudage complètes, exactes et à jour à l'Office.

Programme de vérification officiel de TransCanada

La vérification interne de TransCanada a enquêté sur une allégation selon laquelle la méthode de vérification et d'inspection exigée par le RPT-99 n'existerait pas à TransCanada. Elle a confirmé qu'il existe bel et bien une méthode de vérification et d'enquête à TransCanada, mais que cette méthode pouvait faire l'objet d'améliorations continues. Comme on l'a indiqué précédemment à l'évaluation du sous-élément 4.4, « Vérification interne », de la vérification de l'Office, TransCanada a démontré qu'elle possède une méthode de vérification officielle pour ses programmes de gestion de l'intégrité.

Résumé : Programme de vérification officiel de TransCanada

L'Office a conclu que TransCanada respecte les exigences de l'alinéa 55(1)b) du RPT-99, et l'article 3.1.2(h)(iii) de la norme CSA Z662-11. L'Office a aussi conclu que TransCanada a mis en place des méthodes relatives aux exigences d'un programme officiel de vérification et d'inspection.

Résumé

Vérification interne

L'élément 4.4, « Vérification interne », de l'audit du système de gestion oblige une société à élaborer et à mettre en œuvre un processus documenté pour entreprendre l'audit de ses programmes et procédures de gestion et de protection. Le processus de vérification doit inclure et gérer les besoins en formation et en compétences du personnel affecté aux vérifications et être effectué régulièrement.

Les vérifications internes des PGI sont réalisées par des employés qui sont indépendants des secteurs à vérifier ou par des tiers contractuels. Des vérifications de la conformité sur le terrain sont menées tous les trimestres à différents endroits au Canada. Toutes les conclusions des vérifications font l'objet d'un suivi et doivent être résolues. Les conclusions sont classées comme étant propres à un site ou systémiques, et la responsabilité de ces conclusions est attribuée en conséquence. L'état d'avancement de la résolution des conclusions des vérifications fait l'objet d'un suivi, et elles sont transmises à des échelons supérieurs au besoin.

Au sujet de la vérification interne de l'enquête de TransCanada découlant de préoccupations soulevées par un plaignant, l'Office établit que les méthodes de vérification interne de la société ont déterminé et attribué efficacement la résolution des cas de non-conformité à la réglementation.

Conclusion sur le sous-élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel, TransCanada a pu démontrer qu'elle satisfait aux exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et qu'elle respecte donc les exigences de ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Conforme

5.0 REVUE DE LA DIRECTION

5.1 Revue de la direction

Attentes

La société doit revoir formellement les programmes de gestion et de protection pour s'assurer qu'ils sont toujours adéquats, pertinents et efficaces. La revue doit s'appuyer sur des documents et dossiers appropriés, notamment sur les résultats des programmes de surveillance, de contrôle et de vérification. Elle doit être formelle et documentée et être exécutée à intervalles réguliers. La revue de la direction doit inclure une revue des décisions, des mesures et des engagements, le cas échéant, qui ont trait à l'amélioration des programmes et au rendement global de la société.

Références

Articles 4, 40 et 55 du RPT-99

Articles 3.1.2 (h)(iii) et 3.2 de la norme CSA Z662-11

Évaluation de l'audit

Généralités

Durant les entrevues et dans les documents déposés, TransCanada a décrit ses méthodes de revue de la direction.

Aux réunions trimestrielles du comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement (SSE) du conseil d'administration, la direction de TransCanada présente et examine un tableau des résultats sur la sécurité opérationnelle, ce qui comprend les éléments des programmes de gestion de l'intégrité (PGI).

Le vice-président principal des opérations et de l'ingénierie de TransCanada préside le comité principal de la gouvernance (CPG), qui réunit les vice-présidents de l'ingénierie et de la fiabilité des actifs, des activités des canalisations canadiennes et des services des canalisations. Le CPG constitue le niveau le plus élevé de la gouvernance de la direction et il supervise des aspects stratégiques, comme la politique et l'orientation du système de gestion des actifs (SGA), qui régit les PGI de TransCanada. Les sections suivantes des PGI présentent les méthodes nécessaires au respect des exigences du SGA :

- la section 8.0 du PGI des gazoducs;
- la section 2.1 du PGI des pipelines de liquides;
- la section 2.2 du PGI des installations.

Tableau des résultats sur la gestion des menaces de TransCanada

TransCanada a présenté des documents (tableaux des résultats sur la gestion des menaces à l'intégrité) pour démontrer qu'elle avait compilé et analysé les indicateurs de rendement clés et des données sur les incidents. Les tableaux de résultats relatifs à la gestion des menaces à l'intégrité de TransCanada qui ont été soumis et examinés étaient les suivants :

- la corrosion interne;
- la corrosion externe;
- les dommages mécaniques;
- les défauts de construction;
- les conditions météorologiques et les forces extérieures;
- les défauts de production;
- l'équipement;
- la fissuration par corrosion sous contrainte;
- les suites et les ruptures;
- le suivi des incidents et des problèmes de l'ingénierie et de la fiabilité des actifs;
- les journées parfaites des clients.

Les tableaux des résultats de TransCanada contiennent des renseignements sur chaque programme de gestion des menaces, ce qui comprend les buts et les objectifs, les statistiques sur les défaillances (taux d'incident $\times 10^3$ par km/an) dues à chaque menace, les fuites et les ruptures en service ainsi que des histogrammes et des diagrammes circulaires sur les données relatives aux menaces. On considère que les tableaux de résultats respectent les articles 3.1.2 (h)(iii) et 3.2 (d) de la norme CSA Z662-11.

Indicateurs de rendement clés

Au début de chaque année, le CPG fixe une orientation au moyen de buts et objectifs ainsi que les indicateurs de rendement clés (IRC) pour les PGI. Ces buts et objectifs communs sont transmis aux niveaux inférieurs de l'organisation, soit du CPG jusqu'à chaque employé. À chaque niveau successif de l'organisation, des buts, des objectifs et des IRC plus spécifiques sont surveillés et étudiés pour évaluer continuellement les différents programmes de TransCanada, dont les PGI, en fonction de leur pertinence, de leur caractère adéquat et de leur efficacité. Au sein du CPG, des réunions mensuelles de revue de la direction sont tenues pour discuter de la fiabilité, de la sécurité, de la conformité, du risque et du coût des domaines des actifs liés aux IRC. Des comptes rendus réguliers sont transmis par la chaîne de commandement sous la forme de rapports hebdomadaires et d'examen mensuels des incidents et des problèmes non résolus.

Système de revue de la direction pour les PGI

La responsabilité de la revue et de la révision des PGI s'étend du gestionnaire du programme des PGI, passe par l'équipe de direction respective et remonte jusqu'au vice-président de l'ingénierie et de la fiabilité des actifs. Les PGI et les documents complémentaires sont révisés régulièrement pour y intégrer toute amélioration importante. La modification des PGI et de leurs méthodes connexes est habituellement motivée par les leçons apprises et comprend les apports suivants :

- le SIP;
- la revue des buts et des objectifs à l'aide des IRC;
- les conclusions des vérifications et les mesures de suivi;
- les examens des PGI;
- les apprentissages de l'industrie.

Suivi des incidents et des problèmes (SIP)

Le SIP est le premier mécanisme par lequel TransCanada définit et prend des mesures en lien avec des incidents et des problèmes, y compris ceux se rapportant aux PGI. Les notifications automatisées facilitent la supervision et la gouvernance de la direction. La résolution des mesures à prendre fait l'objet d'un suivi dans le système de SIP et d'un examen mensuel de la part des dirigeants pertinents de TransCanada.

Revue des buts et des objectifs à l'aide des indicateurs de rendement clés

Pour évaluer continuellement les PGI en fonction de leur pertinence, de leur caractère adéquat et de leur efficacité, les buts et objectifs communs servant à suivre l'état d'avancement sont transmis à chaque niveau inférieur de l'organisation et reflétés dans chaque IRC. Pour le vice-président, les IRC plus détaillés font partie de la revue de la direction de l'équipe de direction de l'ingénierie et de la fiabilité des actifs. Pour les directeurs et les gestionnaires, les IRC plus détaillés font l'objet d'un suivi pour les PGI et les méthodes connexes dans le cadre de ces PGI. Durant l'audit, TransCanada a fourni des documents (IRC de TransCanada – Mesures du rendement, décembre 2012) sur ses IRC liés aux PGI. En général, parmi plus de 500 IRC fournis, beaucoup d'éléments étaient davantage des caractéristiques de canalisation plutôt que des IRC (P. ex., longueur des réseaux de canalisations, diamètre extérieur, épaisseur des parois, nuance des matériaux, catégorie de conception, type de revêtement et fabricant des conduites). Ces éléments sont simplement des attributs fixes des réseaux de canalisations et ils n'offrent aucun renseignement utile sur le suivi du rendement. En outre, dans la liste des IRC présentée, seulement quelques éléments produisaient un apport direct aux tableaux des résultats sur la gestion des menaces individuelles.

Examens des programmes de gestion de l'intégrité

Des activités précises sont menées en lien avec l'examen des PGI, dont les suivantes :

- Examens fonctionnels de la gestion : Tous les trimestres, on tient une réunion entre l'équipe de direction de l'intégrité des conduites et des spécialistes pour examiner l'état de chaque programme. À la fin de l'année, le service de l'intégrité des installations fait un examen fonctionnel qui comprend une analyse des forces, des faiblesses, des possibilités et des menaces (FFPM) pour harmoniser les grandes stratégies aux objectifs des installations. Les objectifs sont ensuite reliés à la réussite des programmes et plans d'intégrité mis en œuvre l'année suivante.
- Examen annuel du plan d'entretien : Les groupes des menaces à l'intégrité élaborent des plans annuels d'entretien, qui devient le plan de travail à compléter durant l'année suivante. Chaque année, tous les dirigeants jusqu'au vice-président de l'ingénierie et des activités reçoivent un aperçu du plan d'entretien de l'année précédente et un projet de plan d'entretien pour l'année suivante.
- Examens des méthodes : Les résultats des examens des documents justificatifs des PGI (p. ex., plans d'intégrité, méthodes) sont présentés à la direction. La méthode d'examen des procédures de l'intégrité des canalisations (TEP-INT-PR, SGED 006522487) décrit la méthodologie des examens des procédures de l'intégrité des canalisations. La méthode d'examen de la gestion de l'intégrité des conduites (TEP-INT-MREV, SGED 006980169) décrit la méthode de revue de la direction pour les programmes de gestion de l'intégrité du gaz naturel de l'intégrité des conduites. Durant l'audit, TransCanada a fourni l'examen des programmes de gestion de l'intégrité (du 26 janvier au 12 février 2010) comme exemple de rapport d'examen de ses PGI. Pour l'essentiel, le document de 16 pages, dont six renferment le véritable examen, était un examen des méthodes de haut niveau plutôt qu'un examen de base zéro de la conformité et de l'efficacité des PGI de TransCanada. Dans le document, TransCanada a indiqué qu'un examen technique des données et des rapports produits par un ensemble d'activités, d'évaluation et de plans n'était pas inclus dans la portée. L'annexe 2 concernant la liste de contrôle des programmes de gestion de l'intégrité contenait 25 questions visant à couvrir 12 sections sur la gestion (avec quatre sections manquantes selon le système de numérotation). L'annexe 2 du rapport était vide. Le rapport ne contenait aucun renseignement sur les réponses à ces questions ou les références des documents examinés. Ce document sur l'examen des programmes de gestion de l'intégrité a été jugé inadéquat quant à l'objet énoncé et preuve de la méthode de revue de la direction de TransCanada.

Apprentissages de l'industrie

TransCanada a indiqué qu'elle suivait également le rendement de l'industrie en participant aux activités d'associations de l'industrie, comme l'Association canadienne de pipelines d'énergie (CEPA). Au cours des dix dernières années, la CEPA a suivi une trentaine d'IRC, ce qui a permis à TransCanada de se comparer à l'industrie à l'aide de mesures comme les causes de défaillance causation, les inspections internes et les enquêtes sur place. Durant l'audit, TransCanada a fourni des documents (extrait du rapport annuel de 2012 sur les indicateurs de rendement [SGED 008029673]) pour illustrer une comparaison entre ses IRC et ceux d'autres organismes de réglementation et d'associations de l'industrie.

Résumé

Revue de la direction

L'élément 5.1, « Revue de la direction », de l'audit du système de gestion oblige une société à revoir formellement les programmes de gestion et de protection pour s'assurer qu'ils sont toujours adéquats, pertinents et efficaces. La revue doit s'appuyer sur des documents et dossiers appropriés, être formelle et documentée et être exécutée à intervalles réguliers.

L'audit a conclu que TransCanada a entrepris plusieurs initiatives visant à revoir ses PGI, dont les suivantes :

- la désignation d'un dirigeant responsable de la revue de la direction;
- l'instauration de niveaux de responsabilité et d'obligation redditionnelle à chaque niveau de l'organisation;
- la participation à des activités d'associations de l'industrie pour mettre en commun les apprentissages et les pratiques exemplaires.

Certains cas de non-conformité constatés durant l'audit, comme la protection insuffisante contre la surpression et la gestion des dangers associés à la corrosion externe, illustrent les résultats d'une méthode inefficace de revue de la direction. Cet élément de l'audit comprenait aussi un examen des allégations faites par un plaignant et l'examen interne de TransCanada qui a résulté de la plainte.

Conclusion sur l'élément de l'audit du système de gestion : Selon les documents examinés et les entrevues menées auprès du personnel au sujet de la revue de la direction, il a été déterminé que TransCanada ne respecte pas les exigences du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11 et que, par conséquent, elle n'est pas conforme à ce sous-élément de l'audit.

Statut de conformité

Non conforme

Annexe III

Audit du programme de gestion de l'intégrité de TransCanada prévu dans le RPT-99

Représentants de TransCanada interrogés et participants aux rencontres

Représentant de TransCanada interrogé	Titre du poste
██████████	Gestionnaire de programme, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Chef d'équipe, Intégrité de la canalisation, installations canadiennes
██████████	Gestionnaire, Programme de gestion de l'intégrité et de la fiabilité
██████████	Ingénieur, Stratégie du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Gestionnaire de programme, Intégrité de la canalisation, Prévention des dommages
██████████	Conseillère juridique
██████	Gestionnaire de programme, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Gestionnaire, Demandes visant des installations, Affaires juridiques et réglementaires
██████████	Gestionnaire, Stratégie du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Technologue, Intégrité de la canalisation, Prévention des dommages
██████████	Stratégie du programme, Intégrité des pipelines de liquides
██████████	Gestionnaire de programme, Intégrité des pipelines de liquides
██████████	Gestionnaire du programme de protection cathodique, Canada
██████████	Conseillère juridique
██████████	Gestionnaire, Soutien au projet – SCMR
██████████	Prévention des dommages – Gestionnaire du programme de sensibilisation du public
██████████	Ingénieur en prévention de la corrosion, Intégrité de la canalisation, Services et soutien, Intégrité

Représentant de TransCanada interrogé	Titre du poste
[REDACTED]	Directeur, Intégrité des installations
[REDACTED]	Vice-président, Ingénierie et fiabilité des actifs
[REDACTED]	Directeur, Intégrité des installations
[REDACTED]	Ingénieur, Ingénierie de l'automatisation
[REDACTED]	Gestionnaire, Génie des matériaux
[REDACTED]	Spécialiste de l'application des règlements, Conformité réglementaire, PLSC, Canada
[REDACTED]	Gestionnaire, Services de soutien, Réglementation
[REDACTED]	Spécialiste des vannes, Ingénierie et fiabilité des actifs – Soutien au programme d'intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Ingénieur, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Ingénieur, Installations techniques
[REDACTED]	Ingénieur en intégrité, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Gestionnaire, Intégrité de la canalisation, Prévention des dommages
[REDACTED]	Consultant en gestion de l'intégrité
[REDACTED]	Gestionnaire, Gouvernance et conformité du programme, Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Gouvernance et conformité du programme, Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Gestionnaire, Soudage et essais non destructifs, Ingénierie des matériaux
[REDACTED]	Spécialiste de la prévention de la corrosion, Intégrité de la canalisation, Stratégie du programme
[REDACTED]	Gestionnaire de programme, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Conseiller juridique principal, Recherche en droit et en réglementation
[REDACTED]	Représentant de la direction, Génie mécanique et civil
[REDACTED]	Chef, Intégrité des réservoirs, Génie mécanique
[REDACTED]	Gestionnaire, Gestion de la qualité, IFA
[REDACTED]	Gestionnaire, Planification du programme

Représentant de TransCanada interrogé	Titre du poste
	d'entretien, Canada
██████████	Ingénieur en intégrité, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Gestionnaire de projet, Services de réglementation
██████████	Gestionnaire de programme, Gazoducs américains, Programme de gestion de l'Intégrité
██████████	Soutien à la gestion et aux opérations et gouvernance des sociétés, Planification du programme d'entretien, Canada
██████████	Gestionnaire, Soutien du programme – Intégrité de la canalisation
██████████	Directeur, Services de réglementation
██████████	Ingénieur, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Gestionnaire, pipelines, Californie et est des États-Unis – Planification des opérations
██████████	Gestionnaire de programme, Intégrité de la canalisation, Ingénierie
██████████	Gestionnaire de programme, ICAM, Gouvernance et conformité du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Ingénieur en intégrité, Soutien du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Gestionnaire de l'intégration, Développement commercial et soutien de projet
██████████	Gestionnaire, Conformité réglementaire, PLSC, Canada
██████████	Ingénieur principal, Intégrité de la canalisation
██████████	Conseiller juridique, Droit des opérations et de l'ingénierie
██████████	Conseillère, Services de soutien, Réglementation
██████████	Conseillère juridique principale, Services juridiques, Pipelines américains
██████████	Spécialiste en prévention de la corrosion intérieure, Planification du programme, Intégrité de la canalisation
██████████	Gestionnaire, Planification du programme, Intégrité

Représentant de TransCanada interrogé	Titre du poste
	de la canalisation
[REDACTED]	Ingénieur stagiaire – Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Spécialiste des vannes et des opérations, Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Planification du programme, Intégrité de la canalisation
[REDACTED]	Gestionnaire de programme, Programme de gestion de l'intégrité, Gazoducs canadiens, Gouvernance et conformité du programme, Intégrité de la canalisation

Annexe IV
Vérification du programme de gestion de l'intégrité du RPT-99 de TransCanada
Documents examinés

15-11-2012 – Lettres relatives au programme et déclaration d'engagement

- 01 CDN-LIQ-IMP Liquids IMP Rev 02 DRAFT 5742060.pdf
- 02 CDN-GAS-IMP Canadian Gas Pipeline IMP 3892900.PDF
- 03 Plant IMP 3899337.pdf
- 04 Pipe Integrity Commitment Statement 7058269.pdf
- 05 TEP-INT-DOC Pipe Integrity Doc Control 6765885.pdf
- 06 Letter to NEB IMPs 15Nov12.pdf

27-11-2012 – Autres documents de TransCanada

- TransCanada Aerial Pipeline Patrol TOP Nov. 27.pdf
- TransCanada Incident and Issue Mgmt Program.pdf
- TransCanada Incident Mgmt Classification Guide 3976290.pdf
- TransCanada Issues Mgmt Classification Guide 3976292.pdf
- TransCanada Pipeline Public Awareness Program - TOP Nov. 27.pdf
- TransCanada PL Crossing and Encroachment Proc. Canada - TOP Nov. 27.pdf
- TransCanada PL Ground Based Patrols TOP Nov. 27.pdf

29-11-2012 – Éléments 3.1 et 4.2 – 29 novembre 2012

- Element 3.1 Org Structure Roles and Responsibilities Re-draft Nov 29 12.pdf
- Element 4.2 Corrective and Preventive Actions Draft Nov 22 2012.pdf
- Letter to NEB Audit General Confidentiality 22Nov12 (2).pdf

6-12-2012 – Éléments 2.1 et 4.4 – 6 décembre 2012

- 01 Element 2.1 Hazard ID, Risk Assess, Control Dec 6 12.pdf
- 02 Integrity Management System.pdf
- 03 Asset Management System Framework.pdf
- 04 Element 4.4 Internal Audit Dec 6 12.pdf

6-12-2012 – Éléments 3.3 et 5.1 – 6 décembre 2012

- Element 3.3 Training Competence and Evaluation - Re-Draft Dec 6.pdf
- Element 3.3 Training Competence and Evaluation First Draft Nov 29 12.pdf
- Element 5.1 Management Review Draft Nov. 29 12.pdf
- TEP-INT-MREV Pipe Integrity Mgmt Review Proc.pdf

12-12-2012 – Documents de TransCanada fournis à l’Office

- TEP-ITM-ECOR-CDN External Corrosion Threat Management Program (CDN) 6570955.pdf
- TEP-ITM-EQUIP Equipment Failure Threat Management Program 6786449.pdf
- TEP-ITM-IC Internal Corrosion Threat Management Program (Cdn-US) 6786402.pdf
- TEP-ITM-IOPS Incorrect Operations Threat Management Program 6810297.pdf
- TEP-ITM-MANUF-CDN Manufacturing, Fabrication and Construction Threat Management Program (Cdn) 6786458.pdf
- TEP-ITM-MECH Mechanical Damage Threat Management Program (CDN-US-MEX) 6786487.pdf
- TEP-ITM-SCC-CDN Stress Corrosion Cracking Threat Management Program 6786458.pdf
- TEP-ITM-WOF Weather and Outside Forces (Geotechnical and Meteorological) Threat Management Process (Cdn-US-Mex) 5767611.pdf

14-12-2012 – Éléments 3.6, 3.7 et 4.1 – 14 décembre

- 3.6 NEB Audit Evaluation - Operational Control - Normal Operations Dec 14 12.pdf
- 3.7 NEB Audit Evaluation - Ops Control - Upset or Abnormal Ops Dec 14 12.pdf
- 4.1 NEB Audit Evaluation - Inspection Measurement and Monitoring Dec 14 12.pdf

14-12-2012 – Documents de TransCanada fournis à l’Office

- TransCanada Corrective and Preventive Actions DRAFT 3 Dec 14.pdf
- Presentation - NEB Audit 2.1 - Hazards Ident.pdf
- Presentation - NEB Audit 4.4 - Internal Audits.pdf
- TransCanada - Scope of PIMP and FIMS.pdf

18-12-2012 – Documents de TransCanada fournis à l’Office

- Presentation KPIs and Corrective and Preventive Measures Dec 6.pdf
- Presentation 3.6 Introduction and Normal Operations Dec 14.pdf
- Presentation 3.7 Upset or Abnormal Operating Conditions Dec 14.pdf
- Presentation 4.1 Inspection Measurement and Monitoring Dec 14.pdf
- TransCanada - ECOR (CDN) Scorecard.pdf
- TransCanada - Leaks and Ruptures Scorecard.pdf
- TransCanada - SCC Scorecard.pdf

19-12-2012 – Documents de TransCanada fournis à l’Office

- TransCanada - Facilities Control Integ Plan Internal Audit Report 2011.pdf
- TransCanada - Pipeline Integrity Mgmt Program Review 2010.pdf
- TransCanada KPIs - Performance Measures.pdf

21-12-2012 – Éléments du rapport provisoire 2.1, 3.6, 3.7, 4.1 et documents connexes – 21 décembre

- 2.1 NEB Audit Evaluation - Hazard ID, Risk Assess, Control Redraft Dec 21 2012.pdf

- 3.6 NEB Audit Evaluation - Operational Control - Normal Operations Redraft Dec 21 2012.pdf
- 3.7 NEB Audit Evaluation - Ops Control Upset or Abnormal Ops Redraft Dec 21 2012.pdf
- 4.1 NEB Audit Evaluation - Inspect Measure and Monitor Redraft Dec 21 2012.pdf
- TQM Threat Identification and Risk Assess Dec 21 2012.pdf
- TransCanada Presentation - Update to NEB 22-06-2012_Dec 21 2012.pdf

31-01-2013 – Documents de TransCanada fournis à l'Office

- Table 3 3-1.doc

08-02-2013 – Mesures de rendement de la gestion des menaces à l'intégrité – Tableau des résultats

- Construction - Integrity Threat Management Scorecard.pdf
- Equipment - Integrity Threat Management Scorecard.pdf
- Incorrect Operations - Integrity Threat Management Scorecard.pdf
- Internal Corrosion - Integrity Threat Management Scorecard.pdf
- Manufacturing - Integrity Threat Management Scorecard.pdf
- Mechanical Damage - Integrity Threat Management Scorecard.pdf
- Weather Outside Forces - Integrity Threat Management Scorecard.pdf

14-02-2013 – Deuxième cycle de réponses aux demandes de renseignements d'audit de l'Office

Demandes de renseignements d'audit de l'Office 2-1.1 à 2-1.4

- NEB AIR 2-1.1 - Final Response 15Feb13.pdf
- NEB AIR 2-1.2 - Final Response 15Feb13.pdf
- NEB AIR 2-1.3 - Final Response 15Feb13.pdf
- NEB AIR 2-1.4 - Final Response 15Feb13.pdf
- NEB AIR 2-2.1 - Final Response 15Feb13.pdf
- NEB AIR 2-2.2 - Final Response 15Feb13.pdf
- NEB AIR 2-2.3 - Final Response 15Feb13.pdf
- NEB AIR 2-2.4 - Final Response 15Feb13.pdf

Dossiers en réponse à la demande de renseignements d'audit 2-1 de l'Office

- Corrective and Preventive Action Procedure 006262052.pdf
- CPMS Control of Records 006416311.pdf
- CPMS Internal Audit Procedure 006271464.pdf
- CPMS Manage Continual Improvement 006556411.pdf
- CPMS Manage Project Design (006740639).pdf
- CPMS Manage Project Turnover 007044410.pdf
- CPMS NEB Summary.pdf
- CPMS One Page.pdf
- CPMS Overview_08Feb13.pdf
- CPMS Scope Diagram.pdf

- Lessons Learned Procedure 003788443.pdf
- Major Project O&E Functional Engineering and Support 007218421.pdf
- NEB AIR 1.4 Example - Project Turnover to Operations Deliverables List (Parkway Loop Project).pdf
- TEP-QUAL-ESM-DOC Document Control Procedure (Cdn-US-Mex) 003764703.pdf
- TransCanada Nonconformance Procedure (006556411).pdf

Dossiers en réponse à la demande de renseignements d'audit 2-2 de l'Office

- 2011 Annual Geotechnical Threat Management PMP Activities Report - WOF 007765534.pdf
- 2012 Oct - Pipe Integrity Business Review Meeting Presentation (redacted).pdf
- 2012 Process Review Weather and Outside Forces TEP-ITM-WOF - Meeting Minutes 007773954.pdf
- 2012-02-11 IIT Action Report - PGC.pdf
- 2013 Canadian Corrosion Program.pdf
- 2013 PI Keystone Maintenance Plan.pdf
- Canadian Liquid Integrity Management Program CDN-LIQ-IMP Dec 2012.pdf
- CPO Capital Project Performance Report - Dec 2012 7822977.pdf
- ICAM Scorecard Program Planning Example.pdf
- IIT Overview TEP-INT-COMM.pdf
- IIT Report - Feb. 1, 2013.pdf
- Integrity Plan Revision, Review and Approval Process 4497609.pdf
- Integrity Plans 101 4786600.pdf
- Liquid Pipeline Systems Assessment Plan TER-AP-LIQ-CDN 005933450.pdf
- NEB AIR 2.2.4 OE December 2012 data block.pdf
- NEB AIR 2.2.4 Reference Summary of O_E Scorecard.pdf
- Pipe Integrity Business Review Meeting Q3 2012 Keystone.pdf
- Quality Team Meeting 7 Agenda Nov 28 2012 (2).pdf
- RB211 2012 Integrity Plan 6995890.pdf
- TOPs Report.pdf

12-03-2013 – Documents remis à la réunion d'audit avec l'Office

- TEP-ILI-DEF-CDN Analysis of Deformation ILI Data for CDN Pipelines 6980190.pdf
- TEP-INT-CLA Class Analysis and Remediation (CDN) 5766974.pdf
- TEP-INT-ILI-CDN Analysis of MFL In Line Inspection (ILI) Data for CDN Pipelines 6570876.pdf
- TEP-INT-PR Pipe Integrity Management - Process Review Procedure 6522487.pdf
- TEP-ITM-FPIPE-CDN Facilities Piping Integrity Management Program (CDN) 7379193.pdf

14-03-2013 – Documents remis à la réunion d'audit avec l'Office

- TEP-CP-PRGM Corrosion Prevention Program (Cdn-US-Mex) 6786483.pdf

18-03-2013 – Documents relatifs à l'intégrité des appareils de pression

- 0.1 QMS Pressure Vessels 2011.pdf
- 0.2 PRESSURE VESSEL INTEGRITY PLAN.pdf
- 0.3 PRV INTEGRITY PLAN.pdf
- 06.1 training list.pdf
- 06.2 John ISPVC certificate.pdf
- 06.3 Bill Yang's Qualification Summary.pdf
- 06.4 training schock.pdf
- 06.5 owners inspector training list.pdf
- 08.1 Approved Manufacturers List REDACTED.pdf
- 08.2 SMS Service Listing- Testing.pdf
- 09 sample calibration cert.pdf
- 10.1 screenshot Avantis Hierarchy.pdf
- 10.3 TOP Pressure vessel Integrity External Inspection.pdf
- 10.4 TOP scrubber vessel inspection.pdf
- 10.5 TOP strainer vessel inspection.pdf
- 10.6 TOP Pressure Relief Valve Inspection.pdf
- 10.7 TOP Feedback.pdf
- 11.1 API 510_e9.pdf
- 11.1A API 576_e3.pdf
- 11.2 AB-506 ABSA standard.pdf
- 11.3 CDN Gas Leaks Only Q4-2012.pdf
- 11.3a PSV failure trending.pdf
- 11.3b Gas Leak Analysis feedback.pdf
- 11.4 vessel inspection documents.pdf
- 11.5 vessel and piping UT data.pdf
- 12 Repair of heating Boiler.pdf
- 13.1 TES-MATL-PV1.pdf
- 13.2 design data.pdf
- 13.4 3PI manufacturing inspection.pdf
- 13.6 Completion of Construction.pdf
- 13.7 commissioning docs 1.pdf
- 13.8 commissioning docs 2.pdf
- 13.9 AB-10 change of status.pdf
- 16.01 Internal Audit procedure for QMS.pdf
- 16.02 Internal Audit QMS 2012.pdf
- 16.03 ABSA External Audit QMS-8119 2011.pdf
- 16.03a ABSA External Audit Completion 2011.pdf
- 16.04 QMS 2011 Internal Audit Report.pdf
- 16.05 QMS 2010 Internal Audit Report.pdf
- 16.06 Pressure Relief Valve Audit Procedure R2.pdf
- 16.07 Tunis Station 102 Relief valve Audit pictures.pdf
- 16.08 Tunis Station 102 Relief Valve Audit.pdf

- 16.11 QMS Internal Audit checklist 2012.pdf
- 18.2 IIT 194030 Provincial Inspection Findings.pdf
- 19.02 IIT180040 Stn45 FG heater.pdf
- 19.03 IIT180040 Investigation Stn45 FG heater.pdf
- 19.04 Metallurgical Report IIT180040.pdf
- 19.05 MOC Stn45 FG heater.pdf
- 19.06 TOP HVAC.pdf
- 19.07 IIT1161890 Norwalk FG filter.pdf
- 19.08 IIT 161890 Investigation FG filter.pdf
- 19.09 Norwalk inspection.pdf
- 19.10 Compressed Air Systems Integrity Plan.pdf
- 19.99 CDN Gas Leaks Only Q4-2012.pdf
- 19.99 Gas Leaks and Releases Q4-2012.pdf
- 19.99a PSV failure trending.pdf
- 19.99b Gas Leak Analysis feedback.pdf
- 20.1 LMS owners inspector.pdf
- 20.2 owners inspector training.pdf
- 21.1 MOC.pdf
- 22.1 Station 45 heater failure DIR.pdf

19-03-2013 – Installations – Contrôles – Documents relatifs à l'ingénierie de l'automatisation

- A - Compressor Station Pressure Limits and Settings Canada.pdf
- B - Control and Monitoring Inspection.pdf
- C - Emergency Shutdown System Inspection.pdf
- D - Emergency Shutdown System M12 Inspection Station 116C 2011 M12 ESD Checklist WO 682966-1.pdf
- E - Station 1211 Work Orders.pdf
- F - Station Control System Procedure.pdf
- G - Station Control System Commissioning Checksheet.pdf
- H - SCADA Commissioning Guide Rev 0.pdf
- I - Station 1211 Station Control System Upgrade.pdf
- J - IIT 246462 Station 1211 Control System Design Change.pdf

19-03-2013 – Installations – Mécanique – Documents relatifs aux stations de compression

- COM 1 Approved Manufacturers List.pdf
- COM 3 PSSR.pdf
- DES 1 Excerpt HPG Guiding principal.pdf
- DES 2 HL Station Relief Valve Re-IFP.pdf
- INT IIT 1 CDN Gas Leaks Only Q4-2012.pdf
- INT IIT 2 PSV failure trending.pdf
- INT IIT 3 Gas Leak Analysis feedback.pdf
- INT 1 PRV INTEGRITY PLAN.pdf

- INT 2 QMS Pressure Equip 2011.pdf
- INT 3 Tunis Station 102 Relief Valve Audit.pdf
- INT 4 PRV Audit Procedure R2.pdf
- INT 5 Tunis Station 102 PRV Audit pictures.pdf
- INT T1 John ISPVC certificate.pdf
- INT T2 Bill Yang's Qualification Summary (3).pdf
- INT T3 owners inspection training list.pdf
- MTC 1 TOP Pressure Relief Valve Inspection.pdf
- MTC 10 API 576_e3.pdf
- MTC 11 AB-506.pdf
- MTC 2 TOP Inspection and Cycle test for Emergency valves.pdf
- MTC 3 TOP Surge Valve Set-point Verification.pdf
- MTC 4 Vendor service reports.pdf
- MTC 5 Avantis data.pdf
- MTC 5a Avantis screenshot.pdf
- MTC 5b Avantis screenshot.pdf
- MTC 6 NCR List vessels.pdf
- MTC 7 194030 Provincial inspection findings.pdf
- MTC 9 TOP Feedback.pdf
- OPS 1 TOP Facilities Integrity Inspections.pdf
- QMS Pressure Equipment 2011.pdf

19-03-2013 – Installations – Mécanique – Documents relatifs à l'intégrité des canalisations et des vannes

- 01 Valve Integrity Mail box snapshot.pdf
- 02 TEP_ITM_IOPS Incorrect Operations Threat Management Program.pdf
- 03 TEP-ITM-EQUIP Equipment Failure Threat Management Program.pdf
- 04 2013 PMP approval document example.pdf
- 05 Pipeline Pressure Relief Valve Blow off Valve Inspection.pdf
- 06 Valve and Valve Operator Inspection and Servicing.pdf
- 07 Valve and Valve Operator Leak Inspection and Cycle Test (Canada).pdf
- 08 Control Valve Inspection Canada and Mexico.pdf
- 09 Alberta System (Down Stream of Delivery Stations) Over Pressure Protection Devices.pdf
- 10 Mainline Over Pressure Protection Devices (Canada).pdf
- 11 Critical Gas Pressure Regulator Inspection and Maintenance.pdf
- 12 Non Critical Gas Pressure Regulator Inspection and Maintenance.pdf
- 13. Valve and Valve Operator Leak Inspection and Cycle Test for Emergency valves.pdf
- Example. auto blowoff inspection track.wo 726096.pdf
- Example. Control Valve inspection track.wo741331.pdf
- Example. Slam shut inspection track.wo725105.pdf

19-03-2013 – Installations – Mécanique – Documents relatifs aux réservoirs

Inspection du réservoir de Hardisty et processus de rétroaction sur les méthodes d'exploitation de TransCanada (MET)

- 2007 Pass Creek West Underground Drip tank M36 Inspection.pdf
- 2007 Underground Drip Tank Inspection M36 Inspection.pdf
- Aboveground Tank Containment Area Inspection 2009 Shelbyville 005787568.pdf
- CS - Central - Cavendish - 2010 Test report.pdf
- CS - WR - Beaver Creek - 2002 Test Inspection 005370386.pdf
- CS-WR-Buffalo Creek - 2001 Test Report 005370396.pdf
- IIT 144757 French Man River sample.pdf
- MS - WR - High River East - 2011 006495829.pdf
- Revision 3 Frenchmar River Underground Tank Leak Report and Findings 003823430.pdf
- Tanks Inspections test reports wildrose.pdf
- TransCanada reports and Invoices Leak technologies 2012 (2).pdf
- TransCanada reports and Invoices Leak technologies 2012.pdf
- Underground Drip tank Inspection Athabasca.pdf
- Underground Drip Tank Inspection Prosperity.pdf
- Underground Drip tank Inspection Record Kaybob 2013 006232688.pdf
- Underground drip tank inspection screen shot EDMS search 1.pdf
- Underground drip tank inspection screen shot EDMS search 2.pdf
- Underground drip tank inspection screen shot EDMS search 3.pdf
- Underground drip tank inspection screen shot EDMS search.pdf
- Underground Drip Tank M36 Inspection00.pdf
- Underground Drip Tank M36 Inspection01.pdf
- Underground Drip Tank Test Alta Beaver Creek.pdf
- Underground Drip Tank Test Berland River.pdf
- Underground TOP version history.pdf

Historique des MET pour le programme d'intégrité des réservoirs

- 1.1 Presentation screen shots.pdf
- 1.1.2 API 653 TOPs screen shot.pdf
- 1.2 Canada Tanks Bar graph.pdf
- 1.2.1 Screen Shot Existing TOPs.pdf
- 1.2.2 Screen Shot TOP feedback completed.pdf
- 1.2.3 Screen shot feedback answer.pdf
- 1.3 - API 653 Aboveground Storage Tank Inspection.pdf
- 1.3.1- API 653 Aboveground Storage Tank Monthly or Weekly Inspection Form.pdf
- 1.3.2 - API 653 Aboveground Storage Tank Out of Service Inspection Form.pdf
- 1.4 - Storage Tank Inspection and Testing Excludes API 650 or API 12C.pdf
- 1.5 - Underground Drip Tank Inspection.pdf
- 1.5.1 Underground Drip Tank Inspection Record.pdf
- 1.5.2 Underground Drip Tank Testing Summary.pdf

- 1.6 Aboveground Storage Tank Cleaning Form.pdf
- 1.7 Aboveground Storage Tank Repairs Form.pdf
- 3 Screen Shot Avantis Data.pdf
- 3.1 Screen Shot PM Plan Tk 01.pdf
- 3.2 Screen Shot Activity History Tank 01.pdf
- 3.3 Screen Shot PM Task info.pdf
- Aboveground Hardisty tank PM Plan screen shot Work History.pdf
- Aboveground Hardisty tank PM Plan screen shot.pdf
- Aboveground Hardisty tank screen shot Work Task.pdf
- Aboveground Tank Inspection Hardisty Tank 1.pdf

19-04-2013 – Demandes d'accès à la chambre des données confidentielles – ECOR – SWRA (PRIME)

- 2013 Budget CND ECOR Redacted.pdf
- AB 2013 PRIME Risk Assessment - Final Results.pdf
- Finalized SWRA Data.pdf

01-05-2013 – PRIME – Résultats de 2013

- 2013 PRIME Foothills Final Results.pdf
- 2013 PRIME Mainline Final Results.pdf
- 2013 PRIME Mainline Final Results.xls
- 2013 PRIME TQM Final Results.pdf

06-05-2013 – Données sur l'évaluation des risques à l'échelle du réseau pour 2013

- 2013 SWRA Foothills Data.pdf
- 2013 SWRA Mainline Data.pdf
- 2013 SWRA TQM Data.pdf

08-05-2013 Corrosion interne – Réponse de suivi

- 2012 IC Susceptible Lines with GQ Issues Review.xls
- AITF Sludge Corrosion Testing and Chemical Analysis v6.pdf
- Craigend East - 10 years Gas Quality Data.pdf
- Craigend East - Non-Compliance Water Content Letter.pdf
- NEB - Internal Corrosion response - final.pdf

10-06-2013 – Prévention de la corrosion extérieure au Canada

- NEB Interview Action Item AIR No3 Observation 1.1 and 1.2 June 2013.pdf
- NEB Interview Action Item AIR No3 Observation 1.3 June 2013.pdf
- NEB Interview Action Item AIR No3 Observation 1.4 June 2013.pdf
- NEB Interview Action Item AIR No3 Observation 1.5 June 2013.pdf

- NEB Interview Action Item AIR No3 Observation 1.6 June 2013.pdf
- NEB Interview Action Item AIR No3 Table 1a and Table 2a.pdf

14-06-2013- Demandes de renseignements d'audit pour les canalisations des installations

- NEB AIR Non Sour Service - Follow Up.pdf

09-07-2013 – Document relatif au programme de gestion de l'intégrité et de la fiabilité des installations

- Facility Integrity and Reliability Management Program (CDN-US-MEX) 7803540.pdf

Jour 1 – 4 – Éléments relatifs au risque – Réponse consolidée

- Appendix C - Tech Memo EMAT Analysis rev1.pdf
- Appendix E 2010 Golders field assessment draft.pdf
- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX A 8041010.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX B 8041012.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX C 8041014.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX D 8041034.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX E 8041038.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX F 8041040.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX G 8041042.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX H 8041044.pdf
- PRIME Technical Documentation July 2006 8041008.pdf
- TEP-INT-PRIME Risk Assessment Using PRIME 003972569.pdf
- TER-COR-RSK Risk Models for Corrosion using ILI Data 5767603.pdf
- TER-RISK-CON - 2009 Consequence Models within PRIME (highlighted) 5767605.pdf
- TER-RISK-CON Consequence Models Within System Wide Risk Assessment and Integrity Management 7326298.pdf
- TER-RISK-SWR- 2009 System Wide Risk Assessment (highlighted) 5767607.pdf
- TOP Pipeline Inspection Report 3841211.doc
- TOP Pipeline Right Of Way Procedures Canada 3672613.pdf
- TransCanada Aerial Pipeline Patrol TOP Nov. 27.pdf
- TransCanada Pipeline Public Awareness Program - TOP Nov. 27.pdf
- TransCanada PL Crossing and Encroachment Proc. Canada - TOP Nov. 27.pdf
- 2013 Mar 12 - Performance Indicators Report for 2012 - Pipe Integrity - Risk 8029673

Jour 1 – 12 mars – Programme de prévention de la corrosion extérieure et des bosselures

10 Mesure – Évaluation du risque au moyen de PRIME

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

11 Mesure – MTT – Canalisation des installations

- TEP-ITM-FPIPE-CDN Facilities Piping Integrity Management Program (CDN) 7379193.pdf

2 – Observations – Communications du programme de prévention de la corrosion extérieure

- 2 Observation ECOR - NEB Response - TEP-INT-ILI-CDN.pdf
- 2 Observation ECOR - NEB Response - TEP-ITM-ECOR-CDN.pdf
- CDN-GAS-IMP Canadian Gas Pipeline Integrity Management Program 003892900.pdf
- MOC 12-065 Revision of TEP-INT-ILI-CDN 007722164.pdf
- MOC 12-066 Revision of TEP-ITM-ECOR (Cdn) 007722167.pdf
- TEP-INT-ILI-CDN Analysis of MFL ILI Data 006570876.pdf
- TEP-INT-MOC Pipe Integrity - Management of Change Procedure 006425143.pdf
- TEP-ITM-ECOR-CDN External Corrosion Threat Management Program 006570955.pdf
- TES-CORR-PMP Corrosion Pipeline Maintenance Plan Development 005767609.pdf

4 Mesure – Examen du processus de prévention de la corrosion extérieure et rapports annuels sur la prévention de la corrosion

- Pipe Integrity Process Review – External Corrosion (ECOR) Canada (EDMS 007728805) (dans la chambre des données confidentielles)
- Canadian External Corrosion Pipeline Maintenance Plan (PMP) Annual Report for 2012 (EDMS 008055282) (dans la chambre des données confidentielles)
- Canadian External Corrosion Pipeline Maintenance Plan (PMP) Annual Report for 2011 (EDMS 008038129) (dans la chambre des données confidentielles)

6(a) – Mesure – Conséquence de l'évaluation du risque – Intrants et extrants

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

6(b) – Mesure – Risques pour la société et pour les individus

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

6(d) – Mesure – Segments impossibles à racler

- 2013 Budget Presentation - CDN ECOR 008037970.pdf
- 6d Action ECOR - NEB Response - Unpiggable segment.pdf
- TEP-INT-PRIME Risk Assessment Using PRIME 003972569.pdf
- TEP-ITM-ECOR-CDN External Corrosion Threat Management 006570955.pdf
- 2011 Pipeline Maintenance Plan (PMP) Annual Report (EDMS No. 008038129) (dans la chambre des données confidentielles)
- 2012 Pipeline Maintenance Plan (PMP) Annual Report (dans la chambre des données confidentielles)

6(e) – Mesure – Dix principaux segments impossibles à racler

- 6e Action ECOR - NEB Response - Top 10 Unpiggable.pdf
- PRIME Technical Documentation 008041008.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX A 8041010.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX B 8041012.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX C 8041014.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX D 8041034.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX E 8041038.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX F 8041040.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX G 8041042.pdf
- Prime Technical Documentation APPENDIX H 8041044.pdf
- PRIME Technical Documentation July 2006 8041008.pdf
- TEP-INT-PRIME Risk Assessment Using PRIME 003972569.pdf
- TEP-ITM-ECOR-CDN External Corrosion Threat Management Program 006570955.pdf
- 2013 SWRA Alberta Final Results.xls (dans la chambre des données confidentielles)
- Finalized SWRA Data.xlsx (dans la chambre des données confidentielles)

6(f) – Mesure – Nombre de segments impossibles à racler

- 2013 Budget Presentation - CDN ECOR 008037970.pdf
- 6f Action ECOR - NEB Response - Number of Unpiggable.pdf
- NC Technical Memo TM 1347 Relative Failure Frequency of Large Diameter vs Small Diameter.pdf
- Nova Chemicals TR 2283 Relative Failure Frequency on Small versus Large Diameter Pipe.pdf
- 2011 Pipeline Maintenance Plan (PMP) Annual Report (EDMS No. 008038129) (dans la chambre des données confidentielles)
- 2012 Pipeline Maintenance Plan (PMP) Annual Report (dans la chambre des données confidentielles)

6(g) – Mesure – Intégration des données du programme de prévention de la corrosion

- NEB Response - See folder 'Day 1 - 4 Risk Items - Consolidated Response'

6(h) – Mesure – Données du programme de prévention de la corrosion tirées de l'évaluation du risque de corrosion externe

- 6h Action - NEB Response - CP Data in EC RA.pdf
- TEP-ITM-ECOR-CDN External Corrosion Threat Management 006570955.pdf
- AB CP.xls (chambre des données confidentielles)
- 2013 AB Summary.xlsx (chambre des données confidentielles)

6(i) Mesure – Effets conjugués des menaces

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

7 – Mesure – Mesures de rendement de la prévention de la corrosion extérieure

- 7 Action ECOR - NEB Response - Performance Measures.pdf
- TEP-ITM-ECOR-CDN External Corrosion Threat Management 006570955.pdf
- Canadian External Corrosion Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012

9(c) – Mesure – Évaluations techniques des bosselures

- 9c Action ECOR - NEB Response - Dent Eng Assessments.pdf
- ANG Kootenay - Kingsgate DENT Strain Analysis Report.pdf
- MLV45-52-1 dent strain report - Caliper.pdf
- PR-218-063511 Development of a Model for Predicting the Severity of Pipeline Damage Identified by In-Line Inspection.pdf
- Technical Memo - MLV46-52-1 DNT Assessment.pdf
- Technical Memorandum - ANG Kootenay-Kingsgate Dent Assessmen.pdf
- TEP-ILI-DEF-CDN Analysis of Deformation In-Line Inspection Data 006980190.pdf

9(d) – Mesure – MTT pour les bosselures et pour la prévention de la corrosion

- TEP-CP-PRGM Corrosion Prevention Program (Cdn-US-Mex) 6786483.pdf
- TEP-ILI-DEF-CDN Analysis of Deformation ILI Data for CDN Pipelines 6980190.pdf

9(e) – Mesure – Incidences du programme de prévention des bosselures

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

9(f) – Mesure – Bosselure sans outil à haute résolution

- 9f Action ECOR - NEB Response - Dents with no high resolution tool.pdf

Jour 2 – 13 mars – Protection cathodique (PC)

1 – Mesure – PC par rapports aux solutions potentielles

- 1 Action CP - NEB Response - CP Overprotection.pdf
- IPC2002 27267 Permeable Coatings and CP Compatibility.pdf
- IPC2004 000570 Long Term FBE Performance.pdf
- TES-PIPE-EW Specification for Electric Welded Pipe (CDN) 3670788.pdf
- TES-PIPE-SAW Specification for Double Submerged Arc Welded Pipe 3776714.pdf
- WIC Example 7932-313_FINAL.PDF

2 – Mesure – PC pour les inspections potentielles seulement

- 2 Action CP - NEB Response - ON Potential Criteria.pdf
- 900mV ON Memo 2003.pdf
- Nova Criteria Study.pdf

- Prairie ON Criteria Study.pdf
- TES-CP-CR Cathodic Protection Criteria Specification 003678793.pdf

3 – Mesure – Rapport annuel sur la PC

- Corrosion Prevention Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012 - Alberta et Colombie-Britannique (dans la chambre des données confidentielles)
- Corrosion Prevention Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012 – MLV 2-16 (dans la chambre des données confidentielles)
- Corrosion Prevention Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012 – MLV 16-58 (dans la chambre des données confidentielles)
- Corrosion Prevention Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012 – Nord de l’Ontario et est de l’Ontario (dans la chambre des données confidentielles)
- Corrosion Prevention Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012 (Résumé pour l’ensemble du Canada, avec les indicateurs de rendement clés) (dans la chambre des données confidentielles)

5 – Observation – Établissement des priorités d’enquête à faible potentiel de la PC

- 5 Observation CP - NEB Response - CP Prioritization.pdf

Jour 2 – 13 mars – Fissuration par corrosion sous contrainte (FCSC)

1 – Mesure – Rapport annuel sur la FCSC

- 1 Action SCC - NEB Response - SCC Annual Report.pdf
- SCC Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012.(dans la chambre des données confidentielles)

2 – Mesure – Rencontres mensuelles sur les effets conjugués des menaces

- 2 Action SCC - NEB Response - Monthly Threat Interaction Meetings.pdf
- Shared Group Activities Meeting December 2010.pdf
- Shared Group Activities Meeting Minutes_May_2012.pdf
- Shared Group Activities Meeting Minutes_November_2011.pdf
- Shared Group Activities Meeting Minutes_October_2012.pdf

3 – Mesure – Résultats attendus du programme sur la FCSC

- 3 Action SCC - NEB Response - SCC Program Deliverables.pdf
- Evidence 002 - SCC Cost Reasoning Spreadsheet.pdf
- Evidence 003 - 2161505_PI2011 Mainline EMAT Inspection MLV 130 - 139 Line 1.pdf
- Evidence 004 - 2168666_PI2011 Post-ILI SCC Excavations from EMAT run between MLV 130-139 Line 1.pdf
- Evidence 005 - 2171464_PI2011 SCC Extra EMAT Data Analysis between MLV 130-139 Line 1.pdf

- Preuve 001: Processus d'examen 2012 – Notes de la rencontre - SCC TEP-ITM-SCC-CDN (dans la chambre des données confidentielles)

4 – Mesure – Incidences de l'évaluation du risque de la FCSC

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

5 – Mesure – FCSC (pH élevé)

- 5 Action SCC - NEB Response - High pH SCC Management.pdf
- GE EMAT Specification.pdf
- Rosen EMAT Specification.pdf
- TES-ILI-EMAT Specification for EMAT In-Line Inspection Technologies (CDN).pdf

6 – Mesure – FCSC (fissurage de fatigue)

- 2012-01-12 - 2012 Eastern Mainline Expansion s58 Application Responses to NEB Information Requests NEB 1-7 Part A.pdf
- 6 Action SCC - NEB Response - Fatigue Crack Growth.pdf
- CEPA study on Characterization of Pipeline Pressure Fluctuations in Terms Relevant to Stress Corrosion Cracking.pdf
- MLV 107-2 Engineering Assessment of Line 2 Report.pdf
- MLV 76-2 Acuren Investigation.pdf

Jour 2 – 13 mars – Forces liées aux conditions météorologiques et les forces extérieures (FCMFE)

1 – Mesure – Révisions des MTT – FCMFE

- 1 Action WOF - NEB Response - WOF TEP Revisions.pdf

12 – Observation – Incidences de l'évaluation du risque des FCMFE

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

13 – Observation – Influence des FCMFE sur le programme de patrouilles des emprises

- 13 Obs WOF - NEB Response - WOF Influence on ROW patrol program.pdf
- TOP Aerial Pipeline Patrol 3672387.pdf

2 – Mesure – Examen du processus des FCMFE

- (Chambre des données confidentielles) 2012 Process Review TEP-ITM-WOF Weather and Outside Forces Management Program Meeting Minutes 7773954.pdf

2 – Observations – Renvoi à la norme CSA Z662-07

- 2 Observation WOF - NEB Response - Reference to CSA Z662-07.pdf
- (Chambre des données confidentielles) 2012 Process Review TEP-ITM-WOF Weather and Outside Forces Management Program Meeting Minutes 7773954.pdf

4 – Mesure – Enquêtes de phase 1

- 1999 - AB - Phase I Implementation of Rainfall Ground Mvt Models Action Item 4.pdf
- 2001 - AB - Visual Inspection of 11 slopes - Evidence 3.pdf
- 2003 SI Installations Cranberry Creek Lateral - Evidence 4.pdf
- 4 Action WOF - NEB Response - Phased Surveys.pdf
- CND Keystone Phase I Geohazard Analysis 2010_Action Item 4.pdf
- Pembina River Slope Monitoring _Edson Mainline Evidence 6.doc
- Evidence 005 2000 Assessment of Slope Movement Potential, Site Visit Report (dans la chambre des données confidentielles)

7 – Mesure – Érosion du sol – Menace d’inondation

- 7 Action WOF - NEB Response - Soil erosion flooding threat.pdf
- TOP Pipeline Underwater Inspections 003671756.pdf

99 – Mesure – Processus d’examen du rapport annuel des MET et des FCMFE

- 99 Action WOF - NEB Response - Requested Documents.pdf
- TOP Aerial Pipeline Patrol 3672387.pdf
- TOP Pipeline Underwater Inspections 3671756.pdf
- 2012 Process Review Management Systems TEP-INT-PR – Meeting Minutes 7898342 (dans la chambre des données confidentielles)
- Weather and Outside Forces Pipeline Maintenance Plan Annual Report for 2012 8029726 (dans la chambre des données confidentielles)

Jour 3 – 14 mars – Corrosion interne

6(f) – Mesure – Sites d’excavation coordonnés

- 6f Action IC - NEB Response - Coincident Dig Sites.pdf

6(h) – Mesure – Rapport annuel sur la corrosion interne

6h Action IC - NEB Response - IC Annual Report .pdf

1. 2012 PMP Annual Report IC Canada EDMS No. 008029989 (dans la chambre des données confidentielles)

6(j) – Observation – Évaluation du risque et établissement des priorités

- 6j Observation IC - NEB Response - Completion of IC Program.pdf
- Ref 2_2012 IC Susceptible Lines.xlsx
- Ref 3_2013 Approved PMP Budget ICOR Redacted.pdf
- Ref 4_Dec Sum for 2013 IC Corrosion Coupons and Solids-Liquids Sampling - Financials Redacted.pdf

6(k) – Mesure – Examen du processus pour la corrosion interne

- 6k Action IC - NEB Response - IC Process Review .pdf

Jour 3 – 14 mars – Production, fabrication et construction

1 – Mesure – Comité consultatif de la PHMSA en matière de canalisation

- 1 Action MFC - NEB Response - PHMSA Advisory on Pipe.pdf
- Response to NEB Audit in Regards to Pipe Manufacturing Threats for New Pipe Manufacturing 13 03 17.pdf

2 – Mesure – Rapports de contrainte

- 2 Action MFC - NEB Response - R Ratios - Supplemental.pdf
- 2 Action MFC - NEB Response - R Ratios.pdf
- Reference 1 Pressure Data for Western Mainline (Cabri CS).pdf
- Reference 2 Pressure Data for Line 2 in Northern Ontario (Dryden CS).pdf
- Reference 3 Pressure Data for Canadian Mainline Toronto - Montreal, Youngstown Pipe Line (Cobourg CS).pdf

2 – Observation – Incidence sur la production, la fabrication et la construction

- NEB Action Items - Consolidated Risk Response Mar 28.pdf

6 – Observation – Plan d’audit de TransCanada

- 6 Action MFC - NEB Response - TC Audit Plan.pdf
- TEP-NDT-ADT Procedure for Non-Destructive Examination (NDE) Audits 3797402.pdf

7 – Observation – Raccords à faible résistance

- 7 Observation MFC - NEB Response - Validation of Existing Fittings.pdf

Jour 3 – 14 mars – Programme de gestion de l'intégrité – Canalisations transportant des liquides – Keystone

1 – Mesure – Achat de matériaux de faible qualité

- 1 and 2 Action Liquid IMP - NEB Response - Validation of Pipe and Fittings.pdf
- Divers documents dans la chambre des données confidentielles

2 – Mesure – Raccords à faible résistance

- 1 and 2 Action Liquid IMP - NEB Response - Validation of Pipe and Fittings.pdf
- 2 Action Liquid IMP - NEB Response - Below Spec Fittings.pdf
- Liquid Pipeline Systems Assessment Plan TER-AP-LIQ-CDN 005933450.pdf

3 et 4 – Mesures – Gaz naturel non acide – Keystone

- Non Sour Keystone Service Liquid IMP - Action Items 3 and 4.pdf
- Non Sour Service of Keystone - Addendum - 2013-03-20.pdf
- TransCanada Hydrocarbon Exposure Control Procedures TOP EDMS 005528684.pdf
- TransCanada Hydrogen Sulphide Exposure Control TOP EDMS 003671879.pdf
- TransCanada Portable Gas Detection of the Atmosphere TOP EDMS 003835957.pdf

Jour 4 – 15 mars – Équipement et mauvaise exploitation

1 – Mesure – Fuites de gaz naturel au Canada

- 1 Action - Equip IOPs NEB Response - Canadian Gas Leaks.pdf
- Gas Release-Leak (Canada) 2007-2012Chart Q4 r1.xls

10 – Observation – MTT additionnelles

- 10 Observation Equip IOPs - NEB Response - Threat References.pdf

11 – Observation – Évaluation des risques inhérents aux programmes

- 11 Observation Equip IOPs - NEB Response - Risk Assessment.pdf

2 – Mesure – Rapport annuel

- 2 Action Equip IOPs - NEB Response - Annual Summary.pdf
- 2013 Valve WIG KPIs.pdf
- Valve Issues and Actions Summary2012.pdf

3 – Mesure – Examen mensuel de la direction

- 3 Action Equip IOPs - NEB Response - Monthly Management Review.pdf

- Engineering and Asset Reliability October 2012 Business Review filed (dans la chambre des données confidentielles)

Jour 4 – 15 mars – Tuyauterie des installations

1 – Mesure – Rapport annuel

- 2012 PMP Annual Report FPIPE (CDN) Final (dans la chambre des données confidentielles)

2 – Mesure- 9 – Observation – Ancien programme requis sur la tuyauterie des stations

- 2 Action FPIPE - NEB Response - Previous Process.pdf
- 2003.04.TEP-CP-DT Cathodic Protection Diagn.PDF
- 2004.03.25 TES-CP-CR.pdf
- 2005.07.07 TES-CP-SS Cathodic Protection Survey Spec.pdf
- 2008.12.21 Fugitive Emissions Inspection.doc
- 2009.01.07 Relief Valve Inspection and Overhaul Program.doc
- 2009.06.25 Excavation Procedure (Canada and Mexico).doc
- 2009.06.29 Facilities Integrity Inspections.doc
- 2009.07.24 Meter Station General Maintenance Gas Transmission.doc
- 2009.07.29 Valve and Valve Operator Inspection and Servicing.doc
- 2009.07.30 Valve and Valve Operator Leak Inspection and Cycle Test (Canada).DOC
- 2161986_PI2011 Edson Meter Station Sour Bottle Integrity Assessment and Permanent Drain Scoping.pdf
- A1-1206ST-80-L1-FG56_14.tif
- A1-1206ST-80-L1-FG78_12.tif
- AB Field Lake CS - 2011 Facility Pipe Assessment Report.pdf
- Action 2 FPIPE - NEB Response - Previous Process.pdf
- CP Annual Station Exception Report - Rideau Area.pdf
- CP Annual Station Exception Report - STN 1206 Deux Rivieres CS.pdf
- CP Annual Station Report - STN 1401 Iroquois CS.pdf
- CP Remedial Station 1206_IFC_Set.pdf
- Dec Sum AB Field Lake Compressor Station Piping Recoat 2011_March14.doc
- Facilities Integrity Work Orders Canada 2010.xls
- IIT Issue 172642.pdf
- IIT Issue 209400.pdf
- IIT Issue 228504.pdf
- IIT Issue 228656.pdf
- IIT Issue 228827.pdf
- IIT Issue 229998.pdf
- Measurement Routine M1-M12 2010 Canada.xls
- ML Maple Niagara Riser Program - 2012 Facility Pipe Assessment Report.pdf
- ML Quebec Riser Program - 2012 Facility Pipe Assessment Report.pdf
- ML Rideau Riser Program - 2012 Facility Pipe Assessment Report.pdf
- Motor Vehicle Operation Program.pdf

- Pipeline Inspection Report - Torrington CS - Sep 11 2012.doc
- Snow Removal Procedures.doc
- TES-COAT-EPU External Multi-Component Liquid Coating Systems for Below Ground Facilities (Cdn-US-Mex).pdf
- TES-COAT-P1 Paint Systems for Above Ground Facilities (Non-Coastal) (Cdn-US-Mex).pdf
- TQM Riser Program - 2012 Facility Pipe Assessment Report.pdf

2 – Observation – Mise en œuvre du nouveau programme

- 2 Observation FPIPE - NEB Response - New TEP.pdf
- Integrity Management Process for Pipelines Rev 2.0 3892900.pdf

3 – Observation – Fuites du corps de la tuyauterie d'une station

- 3 Observation FPIPE - NEB Response - Pipe Body Leaks.pdf

6 – Observation – Classe d'emplacement et conséquences

- 6 Observation FPIPE - NEB Response - Class Locations and Consequences.pdf
- TEP-INT-PR Pipe Integrity Process Review Procedure 006522487.pdf
- TEP-INT-PRIME Risk Assessment Using PRIME 003972569.pdf
- TEP-ITM-FPIPE-CDN Facility Pipe Integrity Management Program 007379193.pdf

Jour 5 – 19 mars – Endommagement mécanique et information du public

1 – Mesure – Liste de vérification des travaux d'excavation

- 1 Action MECH - NEB Response - Excavation Checklist.pdf
- Action1_Completed Excavation Checklist.pdf

2 – Mesure – Travaux d'excavation à l'emplacement d'un dispositif de gestion des menaces

- 2 Action MECH - NEB Response - Interaction of Threats for Planned Excavations.pdf
- Calnash Trucking Crossing email.pdf
- PI 2009 SI Project Dec Summary- AB-Simonette River Crossing-Monitoring Equipment Installation and Corrosion 3776714.pdf
- RE D-8994-1, Calnash Trucking - Corrosion response.pdf
- RE D-8994-1, Calnash Trucking - Geotech response.pdf
- RE D-8994-1, Calnash Trucking - SCC Response.pdf
- TEP-ITM-ECOR-CDN External Corrosion Threat Management Program.pdf

3 – Mesure – Cycles de vie des travaux d'excavation

- 3 Action MECH - NEB Response - Excavation Lifecycle Examples.pdf
- EX1_Email_Correspondence_MLV 19-20-3 Safe Dig Pressures.htm
- EX1_Engineering_Evaluation_Safe Dig Pressure MLV 19-20-3.pdf

- EX1_Excavation Procedure Checklist.pdf
- EX1_Field Integrity Report.pdf
- EX1_PulDown_ Compressor Elog Entry (19-20-3)-2.pdf
- EX1_PullDown_ Compressor Elog Entry2 (19-20-3).pdf
- EX1_Stake Out Report.pdf
- EX2_Excavation Check List - SMS Line.pdf
- EX2_FW Longlac Lateral Safe Dig Pressure.htm
- EX2_Integrity Field Report.pdf
- EX2_Locate Request.docx
- EX2_Longlac email Ops to Field and Gas Control.pdf
- EX2_Longlac excavation Gas Control Logs.pdf
- EX2_One Call Ticket.pdf
- EX2_Safe Excavation Pressure Engineering Evaluation.pdf
- EX2_Stake Out Report.pdf
- EX3_3RD_Party_PipeLine_Inspection_Report.pdf
- EX3_3RD_Party_Crossing_Agreement.pdf
- EX3_3RD_Party_Crossing_AsBuilt.pdf
- EX3_3RD_Party_OneCall.pdf
- EX3_3RD_Party_StakeOut_Report.pdf
- FW SCADANET DATA TRENDING DATABASE.msg
- MLV 19-20 Line 100-3 Isolation Procedure.pdf

4 – Mesure – Examen annuel 2011 du comité sur les dommages mécaniques

- 4 Action Mechanical Damage - NEB Response - Excavation Steering Committee.pdf
- Excavation Report - March 2013.pdf
- Excavation Steering Committee Meeting Minutes.pdf
- Excavation with Spoon Attachment - April 2008 4846083.pdf
- Ground Disturbance Excavation Requirements - January 2008 4784248.pdf
- TES-PROJ-OHP Powerline Specification_IFR.pdf
- TOP Excavation Procedure 3672343.pdf
- TOP Overhead Powerline Procedure IFR.pdf

5 – Mesure – Demande de réduction de la pression

- 5 Action MECH - NEB Response - Safe Dig Pressure.pdf
- Document 1_Derate Calculation Request_Email.pdf
- Document 2_Engineering_Evaluation_Safe Dig Pressure .pdf
- Document 3_Isolation Procedure.pdf
- Document 4_ Compressor Elog Entry (19-20-3)-2.pdf
- Document 5_Compressor_Elog Entry2 (19-20-3).pdf

6 – Mesure – Programmes régionaux de sensibilisation du public

- 2012 Eastern Region Approved IPA Regional Overview Plan.pdf

- 2012 RMR IPA Regional Plan FINAL.PDF
- 6 Action MECH - NEB Response - Regional Public Awareness Programs.pdf
- IPA Regional Plan Overview NOR_MAR2_2012_FINAL.PDF
- IPA Regional Plan Overview Wildrose.pdf
- PA Regional Plan Overview (Central Region)2012 Final.pdf

9 – Observation – Vérifications de la hauteur du recouvrement

- 2012 12 03 NEB Agricultural Crossing Consultation.pdf
- 9 Observation MECH - NEB Response - Depth of Cover Surveys.pdf
- NEB_Exemption_Order_MO-21-2010.pdf
- OB9_Aerial Patrol Reported_DOC_IIT233782.pdf
- OB9_Integrity Field Report.pdf
- OB9_Landowner Reported_DOC_IIT230784.pdf
- OB9_Pipeline Inspection Report.pdf

10 – Observation – Pression de fonctionnement sécuritaire

- 10 Observation MECH - NEB Response - Safe Operating Pressure.pdf
- TOP Maximum Pressure Pipelines with Known or Suspected Integrity Concerns Canada 3671945.pdf
- TOP Pipeline Defect Assessment and Repair Procedures Canada 3674615.pdf

Jour 5 – 19 mars – Allégations des plaignants

1 – Point ajouté – Spécifications d’approvisionnement en éléments de raccord

- 1 Add Issue - NEB Response - Fittings Components procurement Specs.pdf

1a – Problème – Inspections non indépendantes

- 1a Issue - NEB Response -Non-Independent Inspections.pdf
- TEP-NDT-ADT Procedure for Non-Destructive Examination (NDE) Audits 3797402.pdf

1b – Problème – Inspections des travaux de soudage

- 1b Issue - NEB Response - Welding Inspections.pdf
- Edson Extension Hydro Test-Visual and Weld Parameter Record Overview.pdf
- Edson Ext-Weld Parameter Records.pdf
- Edson VT Reports.pdf
- Edson-Daily Inspection Reports.pdf

2 – Point ajouté – Signalement de cas de non-conformité

- 2 Add Action - NEB Response - Reporting of Nonconformances.pdf
- Code of Business Ethics Policy.pdf

- Ethics and Compliance Organization.pdf
- Ethics and Compliance.pdf
- Ethics Help Line.pdf
- FAQ.pdf
- List of compliance coordinators by department.pdf
- Raising A Concern.pdf
- TransCanada Code of Business Ethics.pdf

3 – Point ajouté – Signalement de cas non-conformité

- 3 Add Issue - NEB Response – Non-Compliance Procedure Reporting.pdf
- TEP-NDT-VT Visual Examination 7381161.pdf

4 – Problème – Suivi des éléments approuvés non liés à la pratique du génie

- 5 Action - NEB Response - Non POE Sign off.pdf
- TES-ENG-POE Practice of Engineering 3672108.pdf

5 – Problème – Transition et assemblage

- 6 Issue - NEB Response - Transitions and Joining.pdf
- TEP-MECH-TRAN Selection of Transition Pieces and Joining Methods 6256.pdf

6 – Problème – Critère des essais ultrasons automatisés

- 7 Issue - NEB Response - AUT Criteria.pdf
- TES-NDT-UT1 Mechanized Ultrasonic Examination of Pipeline Girth Welds 3670963.pdf

7 – Problème – Procédure d’audit des examens non destructifs

- 9 Issue - NEB Response - NDE Audit Procedure.pdf
- TEP-NDT-ADT Procedure for Non-Destructive Examination (NDE) Audits 3797402.pdf

Jour 6 – 20 mars – Protection contre la surpression

01 – Mesure – Contrôle de la pression et protection contre la surpression

- 1 Action OPP - NEB Response - Over Pressure Protection.pdf
- Evidence 1_IIT 240971 Information.pdf
- Evidence 10 IIT 241921 Technical Memo Lifting derate.pdf
- Evidence 11 IIT 241924 - SCADA Pressure Data.xls
- Evidence 12 IIT 241924 Elog Entries.doc
- Evidence 13 IIT 241924 Facility Notepad.pdf
- Evidence 2_IIT 240971 Technical memo_Derate.pdf
- Evidence 3_IIT 240971 Technical memo Lifting derate.pdf
- Evidence 4 IIT 240971 - SCADA Pressure Data.xls

- Evidence 5 IIT 240971 Elog Entries.doc
- Evidence 6 IIT 240971 Facility Notepad.pdf
- Evidence 7 IIT 240971 Isolation Procedure.pdf
- Evidence 8 IIT 241924 Information.pdf
- Evidence 9 IIT 241924 Technical Memo Derate.pdf

02 – Mesure – Plan de protection contre la surpression des stations de comptage

- 2 Action 8 Observations OPP - NEB Response - Meter Station Over Pressure Protection.pdf
- TEF-OPP-VER-S-OFF-CDN Customer OPP Systems for New Meter Stations – TransCanada Sign-Off Form 7772654.pdf
- TEF-VER-OPP-RFI-CDN Customer OPP Systems for New Receipt Meter Stations - Request for Information Form 6587713.pdf

Jour 6 – 20 mars – Appareils sous pression

01 – Mesure – Compétence exigée pour être inspecteur

- 1 Action Pressure Vessel - NEB Response - Examiner Qualifications.pdf
- Pressure Vessel Attachment 1: Vendor Qualification.pdf
- Pressure Vessel Attachment 2: Internal training.pdf

02 – Mesure – Appareils de pression 29C

- Action 2 Pressure Vessel - NEB Response - -29C Pressure Vessel.pdf

Jour 6 – 20 mars – Réservoirs

01 – Mesure – Programme de l'intégrité des canalisations sous basse pression

- 1 Action Tanks - NEB Response - Low Pressure Piping rev 01.pdf

04 – Observation – Stocks

- 4 Observation Tanks - NEB Response - Underground tank inventory.pdf

07 – Observation- Inspection des réservoirs hors sol

- 7 Observation Tanks - NEB Response - Tank Inspection Audit.pdf

Jour 6 – 20 mars – Vannes destinées à la protection contre la surpression et au contrôle de la pression.

01 – Mesure – Processus applicables aux fuites et liste des fuites par les vannes

- 1 Action Valves for OPP - NEB Response - Leaking Valve Process and List.pdf

- TOP Gate Valve Position Inspection 6493970.pdf
- TOP Gate Valve Position Inspection Form 6598306.pdf
- TOP Pipeline Operations Gas Handling 3672508.pdf

01 – Ajout de mesure – Réponse relative aux gaz sulfureux

- 1 Add Action Valves for OPP - NEB Response - Sour Service Response.pdf

Jour 7 – 2 avril – Mesures correctives et préventives

- 2 Action Day 8 CA-PA - TransCanada Corrective and Preventive Actions DRAFT April 5 2013.pdf
- TEP-ILI-DEF-CDN Analysis of Deformation In-Line Inspection Data 006980190.pdf
- TOP Aerial Pipeline Patrol 3672387.pdf
- TOP Pressure Control of Leaking Pipelines 3841207.pdf
- TransCanada Oil Pipelines Unit Start-Stop Procedure 6813148.pdf

Jour 7 – 2 avril – FCMFC – Franchissements de cours d'eau

- 1-4 Action Day 7 WOF - NEB Response - Water Crossings.pdf
- B-18b_-_Keystone_Responses_to_NEB_IR_3_(A0Y4Q8)_.pdf
- Consolidated Valve and Geotech Water Crossing Listing.xls

Jour 8 – 3 avril – Mesures correctives et préventives

- 5 Action -Day 8 CA-PA - NEB Response - Significant SCC.pdf
- NEB Notification Significant SCC NPS30 MLV 115-116 and NPS20 MLV 130-139 Line 100-1 March 22 2012.pdf

Jour 8 – 3 avril – Fuites par les bosselures

- 1 Action Day 8 - NEB Response - Leaking Dent.pdf

Jour 8 – 3 avril – Gaz liquide sulfureux et tests de H₂S

- 2 and 3 Actions Day 8 - NEB Response - Liquid Sour Service and H₂S Tests.pdf
- Gibson MSDS Petroleum Crude Oil 2008 12 31.pdf
- TOP API 653 Aboveground Storage Tank Inspection 7167240.pdf
- TOP Portable Gas Detection of the Atmosphere 3835957.pdf
- 2008 Assay report for Surmont Heavy Blend (SHB).xls (dans la chambre des données confidentielles)
- Commodity Approval Form for their Access Western Blend (AWB).pdf (dans la chambre des données confidentielles)
- Commodity Approval Form for their Peace Heavy (PH assay).pdf (dans la chambre des données confidentielles)

Jour 8 – 3 avril – Liste de travaux d’excavation à venir

- 2013 ML TQM Risers Program - Site List NEB Visit.xls
- 4 Action Day 8 Excavation-Inspection Schedule April May 2013.pdf

Jour 8 – Après réunion – Possibilités de FCSC

- Post Meeting Day 8 - NEB Response - Potential for SCC.pdf

Autres documents demandés

- Natural Gas Leak Detection Procedure Canada, EDMS No. 003676669
- TEP-INT-LEAK Pipe Integrity Leak Detection and Evaluation, EDMS No. 007379105
- Pressure Control of Leaking Pipelines, EDMS No. 003841207
- 2013-07-25 Response to NEB Audit Questions June 14 2013.pdf

8 septembre 2013- Réponses aux questions d’audit de l’Office

- 2013-08-15 Below Specification Facility Fittings Response.pdf
- CB2013-208-0075781_01-01R0 HTR-18597 Lakesend Pump Station.pdf
- CB2013-208-0075781_01-01R0 HTR-26056-01 Monitor Pump Station.pdf
- CB2013-208-0075781_01-01R0 U13508VOR Lakesend Elbows.pdf
- CB2013-208-0075781_01-01R0 U13509VOR Lakesend Tees.pdf
- CB2013-208-0075781_01-01R0 U-20130727-01HS.PDF
- Emc2 Keystone Fitting Report-for Canada.pdf
- Piping Stress Analysis Report – Cdn Pump Stn Fittings Analysis 8288118.pdf
- 9-8-2013_Response to NEB regarding Keystone Expanded Pipe.pdf
- Blade Energy Report_Keystone Coupon Mech and Metallurgical Testing.pdf