Office national de l'énergie

National Energy Board

Rapport d'incident pipelinier

Enquête en vertu de l'article 12 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* sur la rupture, le 20 juillet 2009, de la canalisation principale de Nova Gas Transmission Ltd. à la BK 379, au sud de High Level en Alberta (Canada)

Novembre 2013

Canada

Office national de l’énergie

Rapport d’incident pipelinier

Enquête en vertu de l’article 12 de la *Loi sur l’Office national de l’énergie* sur la rupture, le 20 juillet 2009, de la canalisation principale de Nova Gas Transmission Ltd. à la BK 379, au sud de High Level en Alberta (Canada)

Novembre 2013

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement. Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board. For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail : info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2011
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-177/2013F-PDF
ISBN 978-0-660-21649-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2008 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE23-177/2013E-PDF
ISBN 978-1-100-23099-3

This report is published separately in both official languages.

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

Office national de l'énergie
Résumé de l'incident

Rupture, le 20 juillet 2009, de la canalisation principale Peace River (CPPR) appartenant à NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) et exploitée par TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)

Incident

Le 20 juillet 2009, il y a eu rupture de la canalisation principale Peace River en un lieu éloigné du nord de l'Alberta. Un volume de 1 450 $10^3 m^3$ de gaz naturel rejeté par le gazoduc s'est enflammé. Aucun travailleur ni membre du public n'a été blessé. Les dommages à l'environnement se sont limités au sol et à la végétation.

Mesures prises par l'Office

L'Office national de l'énergie (l'Office) a enquêté sur l'incident de juillet 2009 à juin 2010. Il a produit un décret de sécurité et deux ordonnances modificatrices pour fixer les conditions de sécurité de l'exploitation de la CPPR et garantir que TransCanada adopterait les mesures correctives nécessaires. Il clôt son enquête en publiant le rapport ci-joint.

Constatations

L'Office fait sept constatations quant à la cause et aux facteurs à l'origine de l'incident :

1. La corrosion extérieure a été la cause immédiate.
2. La corrosion microbienne a été un facteur contributif.
3. La défaillance du revêtement de chlorure de polyvinyle (CPV), qui a eu pour effet de neutraliser localement la protection cathodique, a été une cause intrinsèque de la rupture de la CPPR le 20 juillet 2009.
4. L'inexactitude de la mesure de la défectuosité par l'outil d'inspection interne servant à la détection des fuites de flux magnétique a été une cause intrinsèque.
5. L'insuffisance des critères d'enquête sur le terrain a été une cause intrinsèque.
6. L'inefficacité du contrôle opérationnel a été une cause liée au système de gestion.
7. L'insuffisance de l'inspection a été une cause liée au système de gestion.

Mesures correctives prises par la société

TransCanada a constaté les limites technologiques de l'outil d'inspection interne servant à la détection des fuites de flux magnétique à l'origine de l'inexactitude de la mesure de la corrosion dans les rares circonstances où les anomalies corrosives sont d'une géométrie complexe. Dans ses mesures correctives, TransCanada s'est attachée aux améliorations à apporter aux procédés d'inspection interne. Elle a indiqué trois types de corrosion complexe que devraient examiner les exploitants de pipelines lorsqu'ils sont décelés par les outils d'inspection interne :

- corrosion profonde;
- corrosion alignée;
- corrosion incidente.

Prière de se reporter au rapport d'incident publié ci-joint pour obtenir un compte rendu complet des mesures correctives, ainsi que des descriptions détaillées et un classement prioritaire des anomalies de corrosion complexe.

Recommandations

L'Office fait les recommandations suivantes :

1. Les programmes de gestion de l'intégrité des sociétés réglementées par l'Office devraient démontrer les éléments suivants :
   - évaluation de la sensibilité au risque de corrosion extérieure;
   - dans le cas des réseaux pipeliniers sensibles à cette corrosion :
     - prise en considération des critères de corrosion complexe de TransCanada dans l'analyse des limites technologiques de l'inspection interne;
     - justification de l'acceptation, du rejet ou de l'adaptation des critères de corrosion complexe de TransCanada;
     - en cas d'adoption ou d'adaptation, mise à jour du processus en fonction d'une orientation « système de gestion ».

Table des matières

Chapitre 1. Aperçu ... 6

Chapitre 2. Canalisation principale Peace River ... 7
2.1 Propriété et compétence passées ... 7
2.2 Lieu ... 7
2.3 Caractéristiques de la canalisation principale Peace River ... 8
2.4 Incidents et rendement passés ... 8

Chapitre 3. Rupture de la CPPR le 20 juillet 2009 ... 11
3.1 Rupture et phase d'urgence ... 11
3.2 Enquête préliminaire sur place ... 11
3.3 Remise en service et décret de sécurité SG-N081-02-2009 de l'Office ... 12
3.4 Incidence ... 12

Chapitre 4. Constatations de l'enquête ... 13
4.1 Cause immédiate ... 13
4.1.1 Corrosion extérieure et corrosion microbienne ... 13
4.2 Causes intrinsèques ... 15
4.2.1 Défaillance du revêtement de chlorure de polyvinyle et neutralisation de la protection cathodique ... 15
4.2.2 Insuffisance de la mesure de la défectuosité à l'inspection interne et insuffisance des critères d'enquête sur le terrain ... 17
4.3 Causes liées au système de gestion ... 22
4.3.1 Inefficacité du contrôle opérationnel ... 22
4.3.2 Insuffisance de l'inspection ... 23
4.4 Autres mesures de prévention et d'atténuation ... 24
4.4.1 CPPR au sud de la station de compression Meikle River ... 24
4.4.2 Retour à la pression d'exploitation maximale au nord de la station de compression Meikle River ... 25
4.4.3 Améliorations de la surveillance continue ... 25
4.4.4 Améliorations du rendement par rapport au passé ... 26

Chapitre 5. Recommandations ... 27
5.1 Recommandations à TransCanada ... 27
5.2 Recommandations aux sociétés réglementées par l'Office ... 27

Chapitre 6. Conclusions ... 29

Annexe I Mesures réglementaires de l'Office ... 30

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques de la canalisation principale Peace River 8
Tableau 2 : Chronologie sommaire de la rupture et de la phase d'urgence 11
Tableau 3 : Comparaison des mesures de l'inspection interne et des mesures réelles 18
Tableau 4 : Critères d'enquête sur le terrain de TransCanada 19

Liste des figures

Figure 1 : Carte du nord de l'Alberta et de la CPPR 9
Figure 2 : Fuites et ruptures au fil des ans de la canalisation principale Peace River 10
Figure 3 : Diagramme des causes de la rupture de la CPPR en 2009 13
Figure 4 : Critère 1 : Corrosion profonde 20
Figure 5 : Critère 2 : Corrosion alignée 21
Figure 6 : Critère 3 : Corrosion incidente 21
Figure 7 : Critère 4 : Assurance de la qualité du fournisseur – Corrosion liée 21

Liste des abréviations et des définitions

BSR	Bactéries sulfatoréductrices contribuant à la corrosion microbienne
BST	Bureau de la sécurité des transports du Canada
Cause immédiate	Mesure de protection ou d'atténuation ayant échoué et mené directement à l'incident survenu.
Cause intrinsèque	Mesure de protection ou d'atténuation ayant échoué et causé une défaillance (cause immédiate) qui a mené directement à l'incident survenu.
Cause liée au système de gestion	Élément du système de gestion qui a échoué, laissant se produire les anomalies liées aux causes intrinsèques et immédiates; ce sont les causes ultimes d'un incident; l'Office établit les causes liées au système de gestion par le Protocole de vérification et d'évaluation des programmes de gestion et de protection.
COU	Centre des opérations d'urgence
CPPR	Canalisation principale Peace River
CPV	Chlorure de polyvinyle
Défectuosité	Imperfection d'une ampleur suffisante pour justifier le rejet par rapport aux exigences de la norme CSA Z662-07 (norme de la CSA intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*).
DSAS	Double soudure à l'arc submergée
Imperfection	Discontinuité ou irrégularité physique décelable par inspection (selon la définition de la norme CSA Z662, *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*).
km	kilomètre (10^3 mètres)
Loi sur l'Office	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
MIC	Corrosion microbienne
mm	millimètre (10^{-3} mètre)
MPa	Mégapascal (10^6 pascals)
mV	millivolts (10^{-3} volt)
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd., propriétaire de la canalisation principale Peace River

SCADA	Système de surveillance et d'acquisition de données
TCPL	TransCanada Pipeline Ltd., société exploitante de la canalisation principale Peace River
TransCanada	TransCanada Pipeline Ltd., société exploitante de la canalisation principale Peace River

Chapitre 1. Aperçu

L'Office national de l'énergie (l'Office) tire son mandat d'enquête sur les incidents du paragraphe 12.(1.1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Cet article confère à l'Office un pouvoir d'enquête sur les incidents qui consiste à :

a) en dégager les causes et facteurs,
b) faire des recommandations sur les moyens d'éliminer ces accidents ou d'éviter qu'ils ne se produisent et
c) rendre toute décision ou ordonnance qu'il lui est loisible de rendre.

Le présent rapport vise à rendre publiques les constatations et les recommandations de l'enquête de l'Office consacrée à la rupture du 20 juillet 2009 de la canalisation principale Peace River (CPPR) de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL). L'Office a structuré ce compte rendu de manière à livrer l'information sous une forme logique : évocation du contexte (chapitre 2), description détaillée de la rupture du 20 juillet 2009 (chapitre 3), constatations (chapitre 4), recommandations (chapitre 5) et conclusions (chapitre 6).

Les constatations et recommandations sont de nature à accroître l'intégrité des pipelines dans toute l'industrie pipelinière. L'Office incite les lecteurs à faire circuler le rapport et à en diffuser le contenu.

Chapitre 2. Canalisation principale Peace River

2.1 Propriété et compétence passées

C'est en 1968 qu'a été construite la canalisation principale Peace River (CPPR) par la Peace River Oil Pipe Line Company pour le transport du pétrole[1]. En 1971, l'Alberta Gas Trunk Line (devenue par la suite NOVA Gas Transmission Ltd. ou NGTL) a fait l'acquisition de cet oléoduc. En 1973, elle l'avait transformé en gazoduc. La CPPR a été exploitée sous la compétence de l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) jusqu'en avril 2009, année où l'Office national de l'énergie a approuvé la demande de changement de compétence de la NGTL[2]. À l'heure actuelle, NOVA Gas Transmission Limited est propriétaire de la CPPR dont l'exploitation est confiée à TransCanada PipeLines Ltd. (TransCanada) sous la compétence de l'Office national de l'énergie.

2.2 Lieu

La CPPR se situe dans le nord-ouest de l'Alberta. Elle achemine le gaz naturel sur une distance de 481 km entre Zama Lake et Valleyview. Son emprise se trouve dans une région très éloignée. Il n'y avait pas de constructions là où a eu lieu la rupture dans les limites de la classe d'emplacement selon la définition de la CSA. La figure 1 présente la carte du lieu pour préciser le contexte.

[1] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.1 de l'Office en date du 2 octobre 2010.
[2] Certificat GC-113 de l'Office national de l'énergie en date du 13 février 2009.

2.3 Caractéristiques de la canalisation principale Peace River

Le tableau 1 décrit en détail les caractéristiques de la CPPR[3].

Tableau 1 : Caractéristiques de la canalisation principale Peace River

Caractéristique matérielle	Dimensions
Pression maximale d'exploitation	5 650 kPa
Longueur	481 km
Diamètre extérieur	508 mm
Épaisseur(s) de la paroi	5,56, 6,48, 7,14 et 12,7 mm
Nuance	290, 359, 386 et 414 MPa
Soudure continue	Double soudure à l'arc submergée (DSAS)
Revêtement	Ruban en chlorure de polyvinyle (CPV)
Caractérisation d'origine	CSA Z183-1967

2.4 Incidents et rendement passés

En 1973, la CPPR a subi sa première rupture imputable à des forces géotechniques[4]. Depuis, la corrosion extérieure est devenue le mécanisme prédominant de défaillance, ayant causé 16 fuites et 6 ruptures. La figure 2 décrit graphiquement le nombre de fuites et de ruptures du corps de canalisation au cours du cycle de vie de la CPPR.

[3] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.1 de l'Office en date du 2 octobre 2010.
[4] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.1d) de l'Office en date du 2 octobre 2010.

Figure 1 : Carte du nord de l'Alberta et de la CPPR

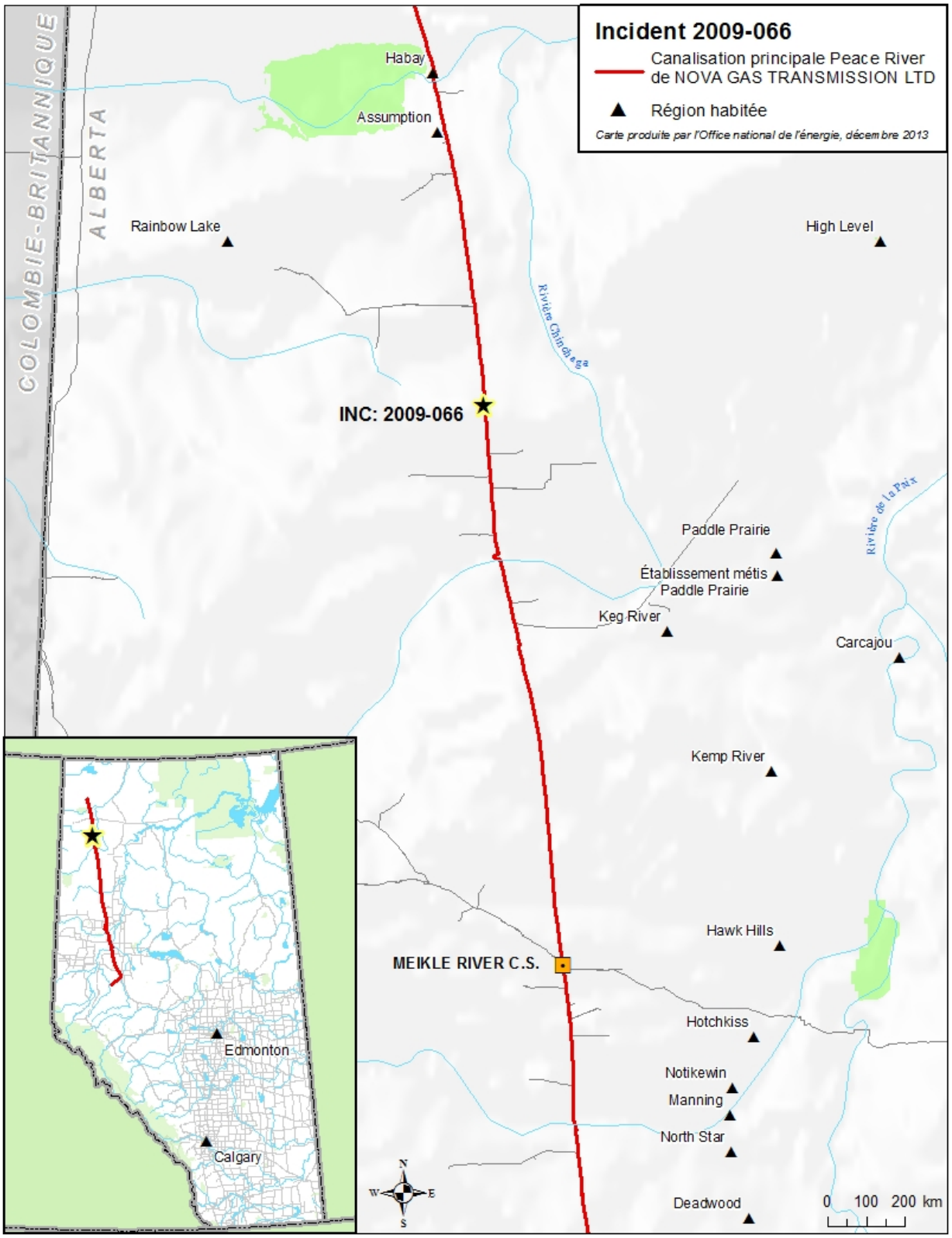
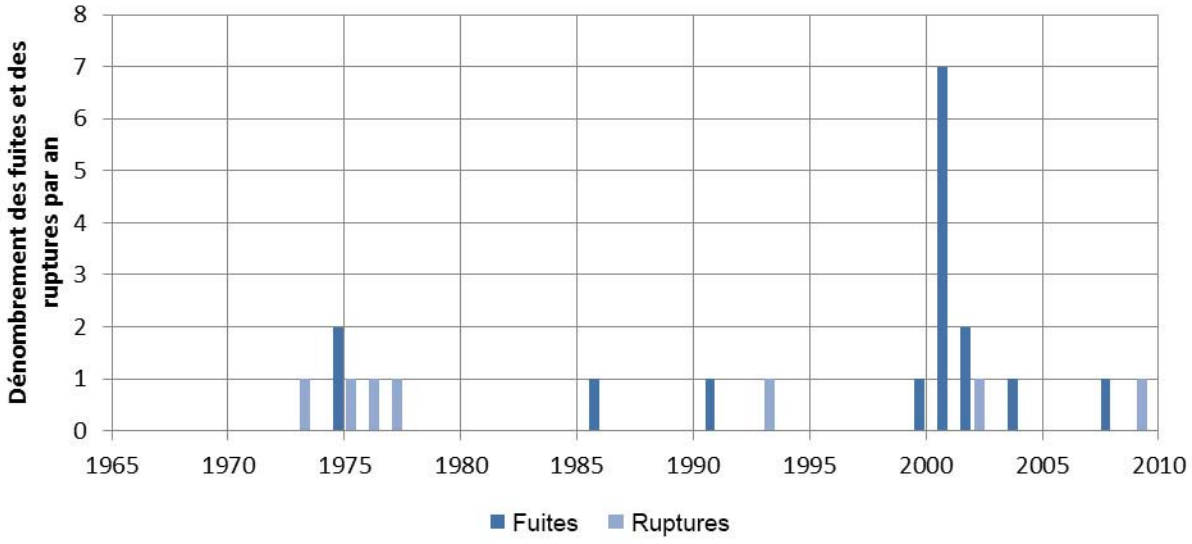


Figure 2 : Fuites et ruptures au fil des ans de la canalisation principale Peace River



Chapitre 3. Rupture de la CPPR le 20 juillet 2009

3.1 Rupture et phase d'urgence

Le tableau 2 résume la chronologie de la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR et de l'intervention d'urgence qui a suivi[5,6] :

Tableau 2 : Chronologie sommaire de la rupture et de la phase d'urgence

Heure	Événement
9 h 25	La CPPR subit une rupture et son contenu s'enflamme à la borne kilométrique (BK) 379.
9 h 29	Le système SCADA de TransCanada reçoit des avertissements de pannes multiples.
9 h 51	Développement durable des ressources Alberta avise TransCanada d'une rupture et d'un incendie possibles de son pipeline à son service téléphonique d'urgence. TransCanada met en branle ses processus d'intervention en cas d'urgence.
10 h 22	TransCanada avise son intervenant sur appel et le dépêche sur place pour enquêter.
10 h 25	TransCanada active ses centres d'opérations d'urgence (COU) de Calgary et de Vegreville.
11 h 15	TransCanada avise le Bureau de la sécurité des transports (BST) à sa ligne d'information continue sur les incidents.
11 h 21	TransCanada ferme les vannes de canalisation principale et isole la CPPR.
12 h 35	Le BST avise l'Office national de l'énergie.
13 h 00	On observe un petit foyer de combustion de gaz naturel au lieu de la défaillance.
13 h 36	Un incendie de broussailles s'éteint de lui-même au lieu de la défaillance.
14 h 00	L'Office dépêche sur place un enquêteur qui arrivera le 21 juillet 2009.
15 h 15	Le foyer de combustion de gaz naturel s'éteint de lui-même.
18 h 00	TransCanada déclare les mesures d'urgence terminées avec l'accord de l'Office. TransCanada met ses COU en veilleuse.
19 h 00	L'Office met son propre COU en veilleuse.

3.2 Enquête préliminaire sur place

Les enquêteurs de l'Office et de TransCanada sont arrivés sur place le 21 juillet 2009. Le BST a choisi de ne pas intervenir[7]. À la fin de la journée du 21 juillet 2009, les enquêteurs de l'Office et de la TCPL ont confirmé que la corrosion extérieure pouvait être considérée à titre préliminaire

[5] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.4 de l'Office en date du 2 octobre 2009.
[6] Rapport détaillé sur l'incident de TransCanada en date du 11 mai 2010.
[7] Nota : Le Bureau de la sécurité des transports a aussi choisi de ne pas enquêter sur l'incident, s'en remettant à l'Office.

comme la cause probable de la rupture[8]. L'amincissement de la paroi et la corrosion excessives qui ont été observées sur place autorisaient cette première constatation. Le 23 juillet 2009, l'Office a mis fin à l'étape de terrain de son intervention et de son enquête.

3.3 Remise en service et décret de sécurité SG-N081-02-2009 de l'Office

Le 29 juillet 2009, TransCanada a fait part à l'Office de son intention de remettre la CPPR en service[9]. Elle a décrit en détail les mesures d'enquête et de correction qu'elle s'était proposé d'adopter, dont une mesure volontaire de réduction de 10 % de la pression d'exploitation. L'Office a examiné son plan et l'a autorisée par le décret de sécurité SG-N081-02-2009[10] (annexe I) à remettre la canalisation en service à condition, notamment, de réduire la pression de 20 %. TransCanada a procédé à la remise en service le 5 août 2009[11].

3.4 Incidence

La rupture de la CPPR a fait s'échapper et s'enflammer 1 450 $10^3 m^3$ de gaz naturel, ce qui a produit une flamme d'environ 50 mètres de haut[12]. Voici en résumé l'incidence de cette rupture et de cet incendie[13,14] :

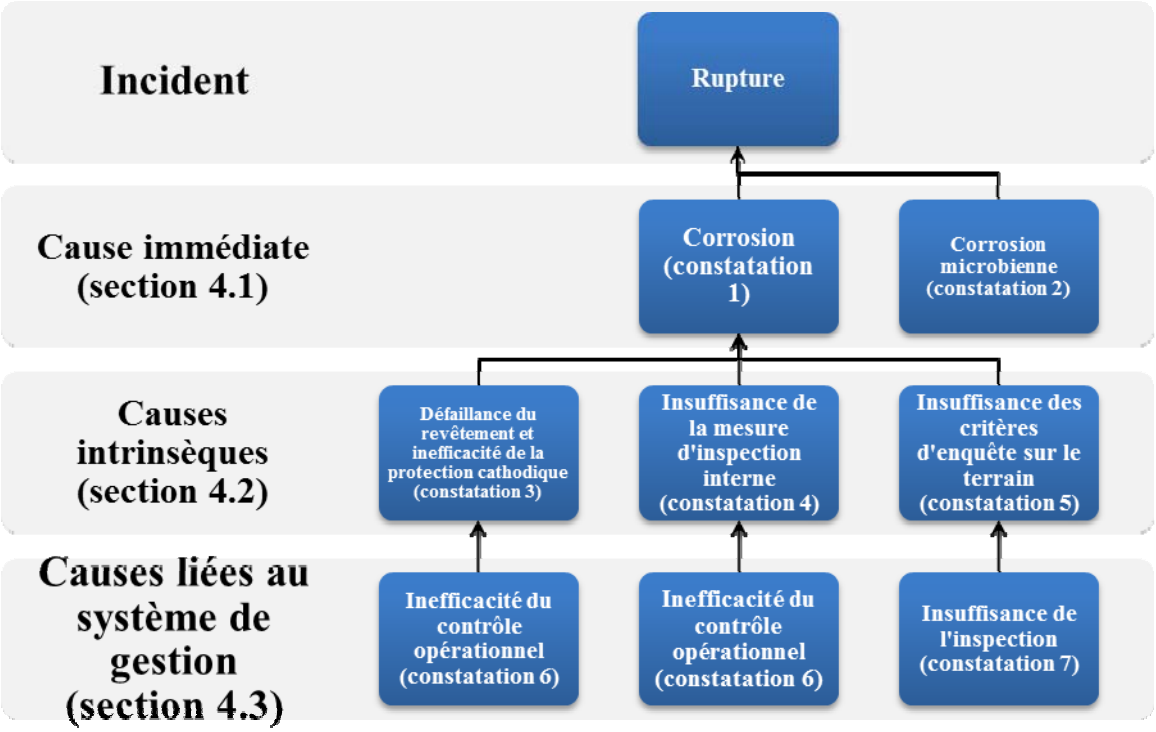
- Aucun travailleur ni membre du public n'a été blessé.
- Le foyer de combustion de gaz naturel a provoqué un petit incendie de broussailles sur environ 2 hectares de végétation environnante. TransCanada avait remis le lieu en état le 7 août 2009.
- La combustion de gaz naturel a détruit une ligne adjacente de transport d'électricité.
- La panne de service qui a suivi a touché 23 expéditeurs à des degrés divers.

[8] Séance d'information sur l'incident de l'Office en date du 21 juillet 2009.
[9] Lettre de remise en service de TransCanada en date du 29 juillet 2009.
[10] Décret de sécurité SG-N081-02-2009 de l'Office en date du 31 juillet 2009.
[11] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.5 de l'Office en date du 2 octobre 2009.
[12] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.4 de l'Office en date du 2 octobre 2009.
[13] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.5 de l'Office en date du 2 octobre 2009.
[14] Réponse de TransCanada à la demande de renseignements 1.6 de l'Office en date du 2 octobre 2009.

Chapitre 4. Constatations de l'enquête

Dans ce chapitre, l'Office s'acquitte de son mandat de présenter les causes et les facteurs de la rupture[15] du 20 juillet 2009 de la CPPR. Il structure son exposé en fonction du diagramme de causes de la figure 3. Il décrit dans les sections correspondantes les mesures correctives liées aux diverses constatations. Il conclut en décrivant des mesures préventives supplémentaires.

Figure 3 : Diagramme des causes de la rupture de la CPPR en 2009



4.1 Cause immédiate

La CPPR a subi une rupture lorsque ce qui restait comme résistance de la paroi de la canalisation a été emporté par les contraintes de pression intérieure. Dans cette section, l'Office détermine ce qui a fait se détériorer la résistance restante, établissant ainsi la cause immédiate de la rupture.

4.1.1 Corrosion extérieure et corrosion microbienne

Contexte

Il y a corrosion extérieure lorsque le métal de la canalisation est en présence d'une solution électrolytique corrosive. La corrosion microbienne est une forme de corrosion extérieure où l'action biologique de certaines bactéries accroît la puissance corrosive.

[15] Paragraphe 12.(1.1)*a*) de la Loi sur l'Office.

Faits établis par l'enquête

Pendant l'intervention et l'enquête préliminaire sur le terrain, les enquêteurs de l'Office et de TransCanada ont relevé à vue des indices de corrosion extérieure sous forme de piqûres étendues le long de la canalisation défaillante[16]. L'enquêteur de l'Office a aussi trouvé un point possible d'origine de la rupture qui correspondait à deux piqûres de corrosion profonde au milieu de la corrosion extérieure étendue.

TransCanada a chargé un laboratoire indépendant d'analyser la canalisation défaillante en application du décret de sécurité SG-N081-02-2009 et du protocole d'examen de l'Office. Dans son analyse, ce laboratoire[17] a tiré les conclusions suivantes :

- La cause de la défaillance était la corrosion extérieure.
- La corrosion microbienne était un grand facteur contributif.
- Les propriétés importantes de la canalisation examinée étaient conformes aux caractéristiques nominales.
- Les valeurs de ténacité étaient inférieures aux valeurs courantes, mais aucune exigence n'avait été formulée en matière de ténacité au moment de la fabrication de la canalisation.
- La canalisation examinée ne présentait aucun indice de fissuration par corrosion sous contrainte (CSC).
- L'outil RSTRENG a permis de prévoir avec précision la pression de défaillance par des mesures prises sur la canalisation défaillante et sa pression d'exploitation au moment de la rupture.

La contamination microbienne est un risque que connaissait TransCanada pour la CPPR, bien que ce phénomène ne soit pas fréquent dans les pipelines réglementés par l'Office[18]. Avant la rupture de 2009, cette corrosion avait contribué comme facteur à une rupture survenue en 2002 dans la même canalisation[19]. Le type de corrosion microbienne rencontré dans la CPPR est principalement attribuable à des bactéries sulfatoréductrices (BSR)[20]. Ces bactéries prolifèrent dans les sols riches en éléments nutritifs (en sulfates) et peuvent causer une corrosion à des taux de croissance particulièrement élevés. Le lieu de la défaillance de 2009 présentait des conditions propres à accélérer nettement la croissance corrosive : alternance de conditions aérobies et anaérobies (selon l'analyse des prélèvements de sol), source connue d'alimentation des BSR avec le ruban adhésif du revêtement de chlorure de polyvinyle.

---

[16] Séance d'information sur l'incident de l'Office en date du 21 juillet 2009.
[17] Rapport intitulé Examination of Rupture From Peace River Mainline produit par Acuren Group Inc. et présenté par TransCanada en application de la condition 5 du décret SG-N081-02-2009 le 29 septembre 2009.
[18] Document intitulé TransCanada Integrity Management Process for Pipelines présenté à l'Office le 30 avril 2010.
[19] Rapport définitif de défaillance de TransCanada sur la rupture du 8 octobre 2002 de la CPPR, document présenté à l'Office le 4 décembre 2009.
[20] Rapport intitulé Examination of Rupture From Peace River Mainline produit par Acuren Group Inc. et présenté à TransCanada le 29 septembre 2009.

Constatations

En s'appuyant sur ces faits, l'Office fait les constatations 1 et 2 qui suivent :

Constatation 1. La corrosion extérieure a été la cause immédiate de la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR.

Constatation 2. La corrosion microbienne a été un facteur contributif de la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR.

Mesures correctives prises par TransCanada

TransCanada n'a pas adopté de mesures correctives pour éliminer la cause immédiate de la corrosion extérieure et le facteur contributif de la corrosion microbienne, mais continue à mettre en œuvre les mesures préventives et correctives du passé, dont les éléments suivants[21] :

- maintien d'un potentiel minimal de protection cathodique à -1 000 mV en vue de neutraliser l'effet dépolarisateur de la corrosion microbienne;
- amélioration de la fiabilité de cette protection par une quasi-élimination des pannes d'alimentation électrique;
- intégration de carters anodiques supplémentaires en vue d'améliorer la répartition de l'intensité dans le réseau de protection cathodique;
- réglage de la fréquence de l'outil d'inspection interne pour la détection des fuites de flux magnétique en fonction des taux accrus de corrosion liés à la corrosion microbienne.

Les mesures correctives adoptées par TransCanada expressément pour l'incident survenu visent les causes intrinsèques de celui-ci. Les deux causes en question sont décrites dans les sections qui suivent.

4.2 Causes intrinsèques

Pour que la corrosion extérieure et la corrosion microbienne se produisent et causent la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR, une défaillance d'un certain nombre de systèmes de protection et d'atténuation était nécessaire. Ce sont là les causes intrinsèques de la rupture.

4.2.1 Défaillance du revêtement de chlorure de polyvinyle et neutralisation de la protection cathodique

Contexte

La première ligne de défense contre la corrosion extérieure est le revêtement du pipeline. Un revêtement idéal fonctionne de la manière suivante :

- Il agit comme barrière matérielle entre le métal nu et le milieu.
- S'il est intact, il devrait soustraire le métal à la protection cathodique.

[21] Lettre de TransCanada en date du 4 février 2011.

- En cas de défaillance, il devrait permettre à cette protection d'atteindre et de sauvegarder le métal exposé.

L'industrie pipelinière canadienne a généralement appliqué des revêtements de ruban en chlorure de polyéthylène et en chlorure de polyvinyle (CPV) tout au long des années 1960 et 1970[22]. Ces deux types de revêtement étaient sujets à décollement (adhérence au métal de la canalisation) et ils ont continué à soustraire le gazoduc à la protection cathodique après leur défaillance. Les mouvements saisonniers du sol, sur le plan vertical en particulier, avaient créé des contraintes par cisaillement entre le sol et le revêtement de ruban, d'où le décollement et la formation de plis (à 3 et à 9 heures sur la canalisation). L'humidité peut s'insinuer par ces plis et entrer en contact avec le métal nu. Bien que la protection cathodique puisse pénétrer à des degrés divers dans le revêtement de CPV en décollement, elle peut se révéler impuissante à prévenir l'action de la corrosion sur le métal nu.

Faits établis par l'enquête

La CPPR est revêtue de ruban en CPV. La défaillance de ce revêtement de ruban a constitué une cause intrinsèque dans les 6 ruptures et les 16 fuites passées de la CPPR[23]. La combustion de rupture a entièrement consumé le revêtement au joint défaillant et l'état du revêtement n'a pu être directement observé, quoique le rapport d'analyse du laboratoire indépendant ait conclu au très piètre état du revêtement dans la partie aval de la canalisation défaillante[24]. Ajoutons que la corrosion à ce même joint a une configuration imitant la forme du revêtement défaillant avec une corrosion étendue à 3 et à 9 heures et une corrosion en spirale correspondant à la disposition de l'enrobage.

TransCanada maintient une protection cathodique conforme à la norme Z662-07 de l'Association canadienne de normalisation et à la pratique recommandée OCC-1 de l'Association canadienne du gaz pour la protection des zones où le revêtement de CPV peut être à sécurité intégrée[25]. Pour atténuer le risque de corrosion microbienne, TransCanada applique comme critère une valeur minimale de protection cathodique de -1 000 mV (électrode de référence cuivre – sulfate de cuivre saturé). Cette protection cathodique supplémentaire vise à neutraliser les effets négatifs de la corrosion microbienne aux points de rupture ouverte du revêtement[26].

L'Office reconnaît et explique que la protection cathodique n'a pas empêché la corrosion à la BK 379 non pas par défaut d'application du revêtement, mais plutôt par neutralisation de la protection comme effet de la défaillance du revêtement en CPV.

---

[22] Rapport d'enquête de l'Office, *Enquête publique sur la fissuration par corrosion sous tension des oléoducs et des gazoducs canadiens* en date du 22 novembre 1996.
[23] Nota : La CPPR ne relevait pas de la compétence de l'Office pour ces fuites et ruptures et, par conséquent, l'Office déduit ce fait des données antérieures.
[24] Rapport intitulé Examination of Rupture From Peace River Mainline produit par Acuren Group Inc. et présenté à TransCanada en application de la condition 5 du décret SG-N081-02-2009 le 29 septembre 2009.
[25] Rapport détaillé sur l'incident de TransCanada en date du 11 mai 2010.
[26] Rapport détaillé sur l'incident de TransCanada en date du 11 mai 2010.

Constatations

En s'appuyant sur ces faits, l'Office fait la constatation 3 qui suit :

Constatation 3. La défaillance du revêtement de chlorure de polyvinyle (CPV), qui a eu pour effet de neutraliser localement la protection cathodique, a été une cause intrinsèque de la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR.

Mesures correctives prises par TransCanada

TransCanada a visé avant tout par ses mesures correctives à améliorer les procédés d'interprétation des données d'inspection interne et d'examen et de réparation des défectuosités selon la description de la section 4.2.2. Ces mesures ne prévoyaient pas l'exécution d'un programme parallèle d'application d'un nouveau revêtement, et ce, pour des raisons économiques et dans un souci d'éviter les effets sur l'environnement, les interruptions de service et les problèmes d'intégrité[27]. Les améliorations de procédés d'inspection interne n'étaient pas directement destinées à améliorer les systèmes de revêtement et de protection cathodique, mais leur effet indirect a été une réparation du revêtement aux points prioritaires de corrosion extérieure. Ces mesures correctives en 4.2.2 ont permis d'examiner en priorité plus d'anomalies à l'inspection interne, ce qui devait indirectement amener un programme prioritaire d'application d'un nouveau revêtement.

4.2.2 Insuffisance de la mesure de la défectuosité à l'inspection interne et insuffisance des critères d'enquête sur le terrain

Contexte

Les exploitants de pipelines atténuent généralement la menace de corrosion extérieure par les mesures suivantes :

1. constatation des imperfections causées par la corrosion à un pipeline au moyen d'outils d'inspection interne servant à la détection des fuites de flux magnétique;
2. enquête sur le terrain sur les anomalies de l'inspection interne qui dépassent ou pourraient dépasser les limites fixées par la clause 10.9.2 de la norme CSA Z662-07 avec une certaine analyse des erreurs imputables à l'outil d'inspection interne;
3. application d'un nouveau revêtement, réparation ou élimination de la corrosion en fonction des exigences de cette même clause.

Pour que l'on puisse prendre des mesures fructueuses d'atténuation de la corrosion extérieure par la méthode décrite, il faut pouvoir compter sur la capacité de l'outil de détection des fuites de flux magnétique à mesurer les anomalies avec précision. Il faut aussi qu'une société règle ses critères d'enquête de manière à tenir compte des erreurs de l'outil de mesure et à empêcher la corrosion de dépasser les limites fixées par la CSA.

[27] Lettre de TransCanada en date du 4 février 2011.

Faits établis par l'enquête

La défaillance constatée à la BK 379 révélait l'inefficacité des mesures d'atténuation de la corrosion extérieure. L'Office a enquêté sur les processus d'atténuation de TransCanada pour en cerner le rôle dans cette défaillance, qu'il s'agisse de caractérisation de l'inspection interne des anomalies, d'enquête sur le terrain sur ces anomalies ou de réparation des défectuosités qui dépassent les limites arrêtées par la CSA.

La comparaison des mesures et des prévisions relatives aux fuites de flux magnétique a permis à toutes les parties à l'enquête de conclure que l'outil de détection de fuite de flux magnétique avait sous-estimé l'anomalie décelée à la BK 379. Le tableau 3 compare les mesures et les prévisions d'inspection interne aux mesures réelles après défaillance et indique le degré d'insuffisance de la mesure de la profondeur et de la pression de défaillance. Dans son examen après défaillance avec le fournisseur d'outils d'inspection interne, TransCanada a déterminé que la géométrie complexe de l'anomalie (corrosion profonde et corrosion incidente) nuisait à la capacité de l'outil de détection de fuite de flux magnétique à mesurer celle-ci avec précision. Le fournisseur a en outre établi qu'aucune croissance importante n'avait eu lieu dans les zones adjacentes et que, par conséquent, les prévisions de croissance n'entraient pas comme facteur dans cette défaillance.

Tableau 3 : Comparaison des mesures de l'inspection interne et des mesures réelles

Caractéristique	Mesure/prévision de l'outil d'inspection interne de la fuite du flux magnétique en 2007	Mesure après défaillance en 2009
Profondeur(s)	Plusieurs anomalies d'une profondeur maximale de 71 % de l'épaisseur de la paroi	Plusieurs piqûres corrosives d'une profondeur maximale de 95 % de l'épaisseur de la paroi[28]
Pression de défaillance	8 310 kPa (prévision fondée sur les mesures de l'inspection interne)	5 540 kPa[29]

L'examen consacré par l'Office aux critères d'enquête sur le terrain de TransCanada sur la corrosion a établi que ces critères étaient conformes à la norme CSA Z662-07, mais sans tenir suffisamment compte d'une géométrie de corrosion complexe qui nuirait à la capacité de détection de l'outil de détection de fuite de flux magnétique. Le tableau 4 compare les exigences de la CSA aux critères d'enquête avant défaillance de TransCanada. Les limites de cet outil en cas de géométrie de corrosion complexe étaient imprévues par l'industrie pipelinière et absentes des critères d'enquête sur le terrain de TransCanada. À la fin, l'outil a insuffisamment mesuré une anomalie critique de corrosion. Les critères appliqués par TransCanada n'ayant pas déclenché une enquête sur le terrain, l'anomalie a pu croître sans mesures d'atténuation jusqu'à la défaillance du 20 juillet 2009.

[28] Document intitulé Examination of Rupture From Peace River Mainline produit par Acuren Group Inc. et présenté à TransCanada en application de la condition 5 du décret SG-N081-02-2009 le 29 septembre 2009.
[29] Document intitulé Examination of Rupture From Peace River Mainline produit par Acuren Group Inc. et présenté à TransCanada en application de la condition 5 du décret SG-N081-02-2009 le 29 septembre 2009.

Tableau 4 : Critères d'enquête sur le terrain de TransCanada

Définition de la défectuosité par corrosion (clause 10.9.2.5 de la norme CSA Z662-07)	Critères correspondants d'enquête sur le terrain de TransCanada	Notes explicatives
Profondeur réelle > 80 % de l'épaisseur de la paroi	Profondeur de l'anomalie de l'inspection interne > 75 % de l'épaisseur de la paroi	Critères déterministes. Prise en compte de l'incertitude de l'outil de détection de fuite de flux magnétique par l'application de critères inférieurs d'enquête sur le terrain.
	Probabilité de fuite > 1 E-2 /année de défectuosité	Critères probabilistes suivant l'annexe O d'application facultative de la norme CSA Z662-07. Le modèle probabiliste tient compte de l'incertitude de l'outil, de la croissance, des équations de modélisation et des propriétés importantes. Il a été mis en œuvre en 2007.
Pression de défaillance ≤ 1,25 x pression d'exploitation maximale ($P_{Déf}$ ≤ 1,25 PEM)	Pression de défaillance prévue ≤ 1,25 x pression d'exploitation maximale ($P_{Déf}$ ≤ 1,25 PEM)	Critères déterministes.
	Probabilité de rupture > 6 E-4/année de défectuosité (inspection interne 2007) ou 4,4 E-4/année de défectuosité (inspection interne 2010)	Critères probabilistes suivant l'annexe O d'application facultative de la norme CSA Z662-07. Le modèle probabiliste tient compte de l'incertitude de l'outil, de la croissance, des équations de modélisation et des propriétés importantes. Il a été mis en œuvre en 2007.

TransCanada a adopté des mesures correctives étendues pour régler le problème des limites de l'outil de détection de fuite de flux magnétique et en tenir compte dans ses critères d'enquête sur le terrain. Les mesures correctives en question et d'autres imposées par l'Office sont décrites plus loin dans le présent document.

Constatations

En s'appuyant sur ces faits, l'Office fait les constatations 4 et 5 qui suivent :

Constatation 4. L'incapacité de l'outil d'inspection interne servant à la détection des fuites de flux magnétique caractériser avec précision une géométrie de corrosion complexe a été une cause intrinsèque de la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR.

Constatation 5. L'insuffisance des critères d'enquête sur le terrain a été une cause intrinsèque de la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR.

Mesures correctives prises par TransCanada

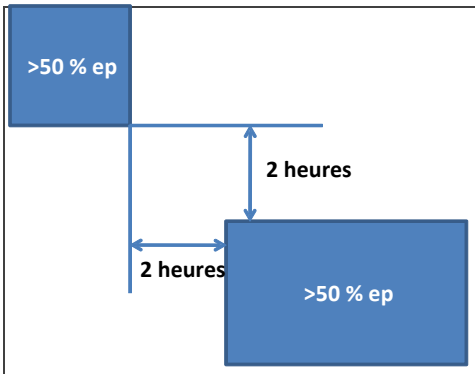
Comme la technologie limite l'outil de détection de fuite de flux magnétique dans sa capacité de mesurer avec précision une géométrie de corrosion complexe, TransCanada s'est employée dans ses mesures correctives à compléter les critères d'enquête sur le terrain en fonction de cette limitation. Dans son plan d'amélioration des procédés d'inspection interne, elle a proposé un nouveau jeu de critères d'enquête sur le terrain avec quatre critères secondaires pour les aspects d'une géométrie de corrosion complexe. Ces « critères de corrosion complexe » sont conçus pour la détection des cas simultanés de corrosion profonde (>70 % de l'épaisseur de la paroi), d'anomalies de corrosion relativement profonde (>50 % de l'épaisseur de la paroi) dans un rapport de grande proximité et du phénomène de corrosion incidente. TransCanada a proposé un quatrième critère d'assurance de la qualité du fournisseur en vue de juger si l'oubli d'une anomalie de dégradation du métal ferait que des points de corrosion groupée se relieraient et aurait une forte incidence sur la pression de défaillance. Les figures 4 à 7 décrivent en détail les divers critères de corrosion complexe[30].

Figure 4 : Critère 1 : Corrosion profonde

>65 % de l'ep	**Objet :** – Relever les défectuosités plus profondes > 70 % de l'épaisseur de la paroi (ep). – Scruter les insuffisances possibles de la mesure. – Améliorer la mesure présentée. **Procédé du fournisseur :** – Donner une assurance supplémentaire de la qualité quand l'anomalie de l'inspection interne est >65 % de l'épaisseur de la paroi. – Évaluer manuellement et revoir la mesure. – Présenter la liste de défectuosités plus profondes.

[30] Présentation de TransCanada à l'Office en date du 15 octobre 2009.

Figure 5 : Critère 2 : Corrosion alignée



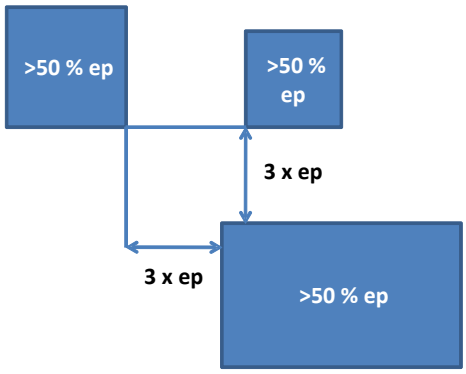
Objet :

- Relever les anomalies très proches des défectuosités plus profondes.
- Relever les joints affaiblis par des défectuosités multiples.
- Relever la corrosion étendue liée à un revêtement nettement détérioré.

Procédé du fournisseur :

- Grouper toutes les anomalies à 2 heures[31] en longueur et largeur avec une corrosion >50 % de l'épaisseur de la paroi.

Figure 6 : Critère 3 : Corrosion incidente



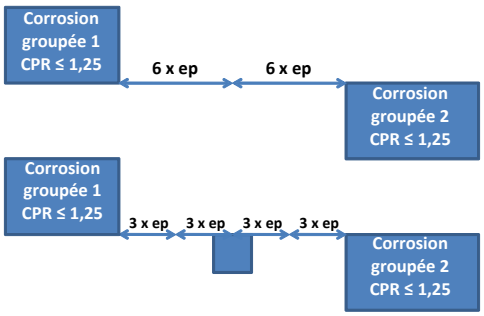
Objet :

- Relever les points où l'interaction de signaux peut compromettre la mesure.
- Relever les points de corrosion groupée plus profonde en fonction des signaux en chevauchement ou d'une réaction sous-jacente de dégradation du métal.

Procédé du fournisseur :

- Relever 3 anomalies et plus d'une profondeur ≥50 % de l'épaisseur de la paroi dans une proximité de 3 x ep.
- En cas d'interaction de signaux, poursuivre l'examen des anomalies et tenir compte de ces défectuosités dans la mesure.
- Présenter les points à interaction de signaux.

Figure 7 : Critère 4 : Assurance de la qualité du fournisseur – Corrosion liée



Objet :

- Vérification de qualité dans les cas où l'oubli d'une anomalie de dégradation du métal ferait que des points de corrosion groupée se relieraient avec une incidence importante sur le coefficient de pression de rupture (CPR).

Procédé du fournisseur :

- Examiner les zones étendues de liaison 6 ep x 6 ep de points de corrosion groupée avec un CPR ≤ 1,25.
- Vérifier si l'oubli de toute défectuosité ferait qu'il y aurait liaison 3 ep x 3 ep de deux points de corrosion groupée de manière à former une même zone 3 ep x 3 ep.
- Vérifier manuellement les changements de CPR. (Nota : Ce critère s'applique seulement au niveau « fournisseur » de l'analyse.)

[31] Nota : 1 heure de diamètre de canalisation équivaut à 1/12 de la circonférence. Dans le cas de la CPPR, 1 heure correspond à 133 mm.

Comme les critères de corrosion complexe constituent un nouvel ensemble de critères d'enquête sur le terrain, l'Office a demandé à TransCanada de valider les améliorations de procédés par un essai de pression classique en application de la condition 6 du décret de sécurité SG-N081-02-2009. À l'hiver 2009-2010, TransCanada a appliqué ses procédés améliorés d'inspection interne et effectué des fouilles exploratoires dans la moitié nord de la CPPR. Le 2 mars 2010, elle a soumis à un essai de pression un échantillon représentatif de la CPPR[32]. L'essai de pression hydrostatique a donné de bons résultats et permis de confirmer que TransCanada avait relevé et réparé toutes les zones critiques de corrosion complexe dans cette partie représentative de la canalisation. La corrélation sur le terrain des anomalies de l'inspection interne a permis de mieux valider encore les critères de corrosion complexe. TransCanada a pu également confirmer que les limites de l'outil de détection de fuite de flux magnétique se présentaient seulement dans les cas où la corrosion répondait aux trois critères de corrosion complexe à la fois.

En ce qui concerne les mesures correctives en fonction des critères existants d'enquête sur le terrain, on n'a pas eu à modifier les critères relatifs à la pression de défaillance, mais l'Office a imposé des critères plus prudents avec des valeurs de profondeur de 70 % et plus de l'épaisseur de la paroi. L'Office a agi ainsi par précaution supplémentaire en matière de sécurité compte tenu du passé de fuites et de ruptures par corrosion de la CPPR. Si on impose un seuil de 70 % de l'épaisseur de la paroi, c'est que TransCanada doit user de prudence quand elle tient compte des limites (jusqu'à 80 % de l'épaisseur de la paroi) et de la marge d'erreur (+/- 10 % de l'épaisseur de la paroi pour un intervalle de confiance à 80 %) de l'outil.

4.3 Causes liées au système de gestion

L'Office soumet les sociétés réglementées à des audits en appliquant son Protocole d'évaluation et de vérification des programmes de gestion et de protection[33]. Il applique également ce protocole pour juger des causes d'incident liées au système de gestion.

4.3.1 Inefficacité du contrôle opérationnel

Contexte

Avec l'élément *Contrôle opérationnel – exploitation courante* du système de gestion, l'Office s'attend à ce que les sociétés adoptent des mesures d'atténuation, de prévention et de protection pour réduire ou éliminer les risques et les dangers à la source.

Faits établis par l'enquête

TransCanada entend faire fonctionner son processus de gestion de l'intégrité des pipelines (« Integrity Management Process for Pipelines » ou IMPP) comme système de gestion pour respecter les exigences formulées par l'Office quant à l'emploi d'un programme de gestion de l'intégrité du pipeline. Dans le cas de la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR, trois éléments bien précis de contrôle opérationnel ont été incapables en même temps de prévenir efficacement la corrosion à la BK 379. Ce sont le revêtement extérieur, la protection cathodique et l'inspection

[32] Rapport détaillé sur l'incident de TransCanada en date du 11 mai 2010.
[33] Protocole de vérification et d'évaluation des programmes de gestion et de protection de l'Office en date du 8 juin 2010.

interne. Nous avons décrit en détail ces trois défaillances du contrôle opérationnel à la section 4.2. L'Office n'a relevé aucune autre déficience de même nature pour la rupture de la CPPR.

Constatations

En s'appuyant sur ces faits, l'Office fait la constatation 6 qui suit :

Constatation 6. L'inefficacité du contrôle opérationnel a été une cause liée au système de gestion dans la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR.

Mesures correctives prises par TransCanada

TransCanada a pris des mesures correctives pour remédier à l'inefficacité de chaque élément de contrôle opérationnel selon la description de la section 4.2.

4.3.2 Insuffisance de l'inspection

Contexte

Avec l'élément du système de gestion appelé *Inspection, mesure et surveillance*, l'Office s'attend à ce que les sociétés disposent de programmes de mesures qualitatives et quantitatives pour l'évaluation des programmes de gestion et de protection.

Faits établis par l'enquête

Dans son IMPP, TransCanada applique un certain nombre de procédés d'inspection, dont un procédé d'enquête sur le terrain sur les anomalies de l'inspection interne. Dans le cas de la défaillance à la BK 379, les critères d'enquête sur le terrain ne suffisaient pas à déclencher une inspection d'anomalies critiques de corrosion. La nature de cette géométrie de corrosion complexe a fait voir une limite imprévue de l'outil dont ne tenaient pas compte les critères d'enquête sur le terrain.

Constatations

En s'appuyant sur ces faits, l'Office fait la constatation 7 suivante :

Constatation 7. L'insuffisance de l'inspection a été une cause liée au système de gestion dans la rupture du 20 juillet 2009 de la CPPR.

Mesures correctives prises par TransCanada

TransCanada a adopté des mesures correctives pour remédier à l'insuffisance de l'inspection, plus particulièrement en élaborant de nouveaux critères d'enquête sur le terrain en cas de corrosion complexe selon la définition de la section 4.2.

4.4 Autres mesures de prévention et d'atténuation

4.4.1 CPPR au sud de la station de compression Meikle River

L'énoncé de la condition 3 dans le décret de sécurité SG-N081-02-2009 de l'Office fixe une date d'expiration pour l'exploitation de la CPPR dans un régime de restriction de pression. Si TransCanada devait continuer à exploiter la CPPR sans mesures d'atténuation dans un tel régime, la condition 3 exige qu'elle présente une demande dans les 15 jours suivant le 30 mai 2010 et justifie une exploitation sûre sans interruption dans ce régime. L'Office a imposé cette condition pour garantir que l'exploitation ne continuerait pas indéfiniment sans atténuation du potentiel de croissance de la corrosion.

Dans l'adoption de ses mesures correctives et ses améliorations de procédés d'inspection interne, TransCanada a demandé à fractionner les fouilles exploratoires selon qu'il s'agissait du nord (fouilles en 2009-2010) ou du sud (fouilles en 2010-2011) de la station de compression Meikle River[34]. L'Office a approuvé la demande malgré la date d'expiration fixée pour l'exploitation dans un régime de restriction de pression[35]. Le 14 juin 2010, TransCanada a demandé à poursuivre l'exploitation de la CPPR au sud de la station de compression[36]. Elle a détaillé ses plans de désaffectation de la canalisation au sud de Meikle River au début de 2011 et proposé de nouvelles restrictions de pression en vue d'atténuer les effets de croissance de la corrosion. L'Office a modifié son décret de sécurité par les ordonnances modificatrices AO-2-SG-N081-02-2009[37] et AO-3-SG-N081-02-2009, d'où de nouvelles restrictions progressives de pression pour la partie de la canalisation au sud de la station de compression Meikle River :

- réduction de 25 % de la pression d'exploitation maximale (PEM) à 4 238 kPa jusqu'au 31 décembre 2010;
- réduction de pression minimale de 45 % à 3 110 kPa au plus entre, d'une part, le 1er janvier 2011 et, d'autre part, la date la plus hâtive entre le 31 mars 2011 et la date d'isolement de la canalisation;
- réduction de pression minimale de 94 % à 340 kPa au plus après la date la plus hâtive entre le 31 mars 2011 et la date d'isolement de la canalisation.

L'Office prévoit que TransCanada demandera ces prochains mois à désaffecter la CPPR au sud de la station de compression de Meikle River.

[34] Dépôt de TransCanada pour la condition 6 en date du 2 décembre 2009.
[35] Lettre de l'Office à TransCanada en date du 18 décembre 2009.
[36] Demande de TransCanada en application de la condition 3 en date du 14 juin 2010.
[37] Ordonnance modificatrice AO-2-SG-N081-02-2009 de l'Office en date du 30 juin 2010.

4.4.2 Retour à la pression d'exploitation maximale au nord de la station de compression Meikle River

Le 11 mai 2010, TransCanada avait exécuté toutes ses mesures correctives et rempli toutes ses conditions pour la partie de la CPPR au nord de la station de compression Meikle River. Elle a demandé à revenir à la pression d'exploitation maximale. L'Office a jugé qu'elle avait adopté toutes les mesures correctives qui s'imposent et a autorisé ce retour. Toutefois, il a jugé que des mesures supplémentaires étaient nécessaires à la prévention d'incidents semblables à l'avenir. Il a modifié son décret de sécurité par l'ordonnance modificatrice AO-2-SG-N081-02-2009 pour que TransCanada renforce ses programmes de détection de fuites et améliore son rendement par rapport au passé.

4.4.3 Améliorations de la surveillance continue

La condition 7 énoncée par le décret de sécurité SG-N081-02-2009 de l'Office exigeait de TransCanada qu'elle améliore son programme de surveillance continue. Dans ses dépôts initiaux[38,39], celle-ci a écarté l'adoption de mesures correctives pour ce programme. Au début, l'Office a différé sa décision jusqu'à la conclusion de l'enquête[40]. Il a ensuite demandé, en juin 2010, à TransCanada d'améliorer ses programmes de détection de fuites en application de cette condition[41].

Le 17 août 2010, l'Office a approuvé la proposition de TransCanada avec modifications[42], ce qui a donné un programme de détection des fuites axé sur le rendement avec les valeurs suivantes de fréquence de levés aériens instrumentés :

- hausse initiale de la fréquence d'annuelle à trimestrielle;
- baisse de la fréquence de trimestrielle à semestrielle si TransCanada ne détecte pas de fuites dans quatre levés consécutifs;
- baisse de la fréquence de semestrielle à annuelle si TransCanada ne détecte pas de fuites dans quatre levés consécutifs;
- hausse de la fréquence à l'intervalle précédent en cas de détection d'une fuite à un moment quelconque.

[38] Dépôt de TransCanada pour la condition 7 en date du 26 octobre 2009.
[39] Dépôt de TransCanada pour la condition 7 en date du 30 novembre 2009.
[40] Lettre de l'Office à TransCanada en date du 18 décembre 2009.
[41] Lettre de l'Office à TransCanada en date du 30 juin 2010.
[42] Lettre de l'Office à TransCanada en date du 17 août 2010.

4.4.4 Améliorations du rendement par rapport au passé

Le rendement de la CPPR a été compromis par le passé par des incidents de corrosion extérieure selon la description de la section 2.4 du présent rapport. Dans sa lettre du 30 juin 2010, l'Office a dit à TransCanada qu'elle devait améliorer le rendement de la CPPR. La condition 11 énoncée dans l'ordonnance AO-2-SG-N081-02-2009 l'a obligée à élaborer un plan à long terme d'amélioration continue du rendement d'intégrité de cette canalisation par rapport aux fuites et aux ruptures passées. Le plan de TransCanada proposait des améliorations dans les domaines suivants :

- qualité de l'application et des données des procédés d'inspection interne;
- analyse des données de l'inspection interne;
- validation des outils d'inspection interne;
- méthodes et cibles en matière de risques et de fiabilité;
- analyse de croissance de la corrosion;
- surveillance de l'utilisation de relevés de protection cathodique et de détection de fuites.

Le 22 février 2011, l'Office a approuvé le plan à long terme d'amélioration continue de TransCanada. Il en surveille toujours les progrès.

Chapitre 5. Recommandations

Dans ce chapitre, l'Office s'acquitte de son mandat de présentation de recommandations pour la prévention d'incidents semblables à l'avenir[43].

5.1 Recommandations à TransCanada

On peut raisonnablement s'attendre à ce que les mesures correctives adoptées par TransCanada à titre volontaire ou par imposition de l'Office aient pour effet d'empêcher que de tels incidents ne se reproduisent. L'Office ne présente donc aucune nouvelle recommandation dans cette optique.

5.2 Recommandations aux sociétés réglementées par l'Office

L'Office fait la recommandation 1 à toutes les sociétés pipelinières relevant de sa réglementation. On peut raisonnablement s'attendre à ce que les critères de corrosion complexe de TransCanada aient pour effet d'empêcher que de tels incidents ne se reproduisent dans la CPPR. Comme la corrosion est avancée dans cette canalisation si on compare celle-ci à d'autres pipelines, l'adoption rapide de ces critères est de nature à prévenir des incidents semblables dans d'autres réseaux pipeliniers. Voilà pourquoi l'Office fait cette recommandation à toutes les sociétés qu'il réglemente.

Recommandation 1. Les programmes de gestion de l'intégrité des sociétés pipelinières réglementées par l'Office devraient démontrer d'emblée les éléments suivants :

- évaluation de la sensibilité aux risques de corrosion extérieure;
- dans le cas des réseaux pipeliniers sensibles à cette corrosion :
  - prise en considération des critères de corrosion complexe de TransCanada dans l'analyse de l'incertitude des mesures d'inspection interne;
  - justification de l'adoption, du rejet ou de l'adaptation des critères de corrosion complexe de TransCanada;
  - en cas d'adoption ou d'adaptation, le processus devrait être mis à jour selon une orientation « système de gestion ».

[43] Paragraphe 12.(1.1)*b*) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

L’Office effectue régulièrement des audits et des inspections d’intégrité et exerce d’autres activités de vérification de la conformité. Il profitera de l’occasion pour vérifier l’application de la recommandation 1 par les sociétés réglementées. Comme celle-ci pourrait avoir directement pour effet d’empêcher que de tels incidents ne se reproduisent, il attend dans ce domaine une collaboration entière des sociétés relevant de sa réglementation.

Chapitre 6. Conclusions

La rupture du 20 juillet 2009 de la canalisation principale Peace River de Nova Gas Transmission Ltd. avait tout d'un incident inacceptable. Il n'y a heureusement eu que des conséquences minimes sur la sécurité, l'environnement, les biens et l'efficience économique. L'enquête de l'Office et les mesures correctives de TransCanada apportent deux avantages permanents : les critères par lesquels TransCanada gère la canalisation principale Peace River sont plus rigoureux aujourd'hui qu'ils ne l'étaient avant le 20 juillet 2009 et les leçons tirées de cet incident sont propres à accroître l'intégrité des pipelines dans toute l'industrie pipelinière.

L'enquête de l'Office a duré de juillet 2009 à juin 2010 et a donné lieu à la délivrance d'un décret de sécurité et de deux ordonnances modificatrices. L'Office a fait sept constatations quant aux causes et aux facteurs à l'origine de cet incident. De plus, il a présenté une recommandation à toutes les sociétés qu'il réglemente à des fins de prévention d'accidents semblables à l'avenir. La publication du présent rapport met fin à l'enquête de l'Office.

Annexe I Mesures réglementaires de l'Office

L'enquête menée par l'Office national de l'énergie sur la rupture du 20 juillet 2009 de la canalisation principale Peace River de NOVA Gas Transmission Ltd. a donné lieu à la délivrance d'un décret de sécurité et de deux ordonnances modificatrices. Le tableau qui suit résume les mesures réglementaires en question avec les décrets, les ordonnances modificatrices et autres pièces en annexe.

Décret ou ordonnance	Condition
SG-N081-02-2009	1. TransCanada devra se conformer à tous les engagements que mentionne sa correspondance du 29 juillet 2009 avec l'Office sauf modification par les présentes.
SG-N081-02-2009	2. La canalisation principale Peace River entre les points VCP 20 et 170 sera exploitée avec une réduction de pression minimale de 20 % à 4 521 kPa au plus, sauf avis contraire de l'Office. Il sera envisagé de réduire davantage la pression d'exploitation en cas de travaux d'excavation ou d'entretien pour la sécurité des travailleurs. [Ordonnances modificatrices AO-2-SG-N081-02-2009 et AO-3-SG-N081-02-2009]
AO-2-SG-N081-02-2009	2. Sauf avis contraire de l'Office, la canalisation principale Peace River entre les points VCP 111 et 20 sera exploitée avec les restrictions spécifiées de pression suivantes : a. réduction de pression minimale de 25 % à 4 238 kPa au plus jusqu'au 31 décembre 2010; b. réduction de pression minimale de 94 % à 340 kPa au plus après le 31 décembre 2010. Il sera envisagé de réduire davantage la pression d'exploitation en cas de travaux d'excavation ou d'entretien pour la sécurité des travailleurs. [Ordonnance modificatrice AO-3-SG-N081-02-2009]
AO-3-SG-N081-02-2009	2. Sauf avis contraire de l'Office, la canalisation principale Peace River entre les points VCP 111 et 20 sera exploitée avec les restrictions spécifiées de pression suivantes : a. réduction de pression minimale de 25 % à 4 238 kPa au plus jusqu'au 31 décembre 2010 inclusivement; b. réduction de pression minimale de 45 % à 3 110 kPa au plus entre, d'une part, le 1er janvier 2011 et, d'autre part, la date la plus hâtive entre le 31 mars 2011 et la date d'isolement de la CPPR; c. réduction de pression minimale de 94 % à 340 kPa au

	plus après la date la plus hâtive entre le 31 mars 2011 et la date d'isolement de la CPPR. Il sera envisagé de réduire davantage la pression d'exploitation en cas de travaux d'excavation ou d'entretien pour la sécurité des travailleurs.
SG-N081-02-2009	3. Au cas où la restriction de pression mentionnée dans le présent décret continuerait à s'appliquer après le 30 mai 2010, TransCanada devrait, dans les 15 jours suivant cette date, demander à l'Office de poursuivre l'exploitation de la canalisation principale Peace River.
SG-N081-02-2009	4. TransCanada avisera l'Office de tout état ou lui communiquera tout renseignement sans délai en cas d'effets négatifs possibles sur la sécurité de l'exploitation de la canalisation principale Peace River, ce qui comprend notamment les conditions anormales ou perturbées, les pressions excessives ou de nouveaux taux de croissance de la corrosion.
SG-N081-02-2009	5. Dans les 60 jours suivant la date du présent décret, TransCanada produira un rapport d'analyse d'un laboratoire indépendant au sujet des causes et des facteurs de la rupture du 20 juillet 2009.
SG-N081-02-2009	6. Dans les 90 jours suivant la date du présent décret, TransCanada fera approuver par l'Office un plan de validation et de mesure de l'efficacité des améliorations de procédés d'inspection interne selon les engagements de sa lettre du 29 juillet 2009. Cette validation devra notamment comprendre un essai hydrostatique ou pneumatique d'une partie sélectionnée de la canalisation principale Peace River. La partie choisie devra être la plus représentative possible du tronçon du pipeline qui a subi la rupture du 20 juillet 2009 et elle devra présenter des défectuosités semblables. On devra songer aux parties de la canalisation où les améliorations de procédés d'inspection interne amènent le plus grand nombre de fouilles/excavations et de réparations. [Ordonnance modificatrice AO-1-SG-N081-02-2009]
AO-1- SG-N081-02-2009	6. *Au plus tard le 30 novembre 2009*, TransCanada devra soumettre à l'approbation de l'Office un plan de validation et de mesure de l'efficacité des améliorations de procédés d'inspection interne selon les engagements de sa lettre du 29 juillet 2009. Cette validation devra notamment comprendre un essai hydrostatique ou pneumatique d'une partie sélectionnée de la canalisation principale Peace River. La partie choisie devra être la plus représentative possible du tronçon du pipeline qui a subi la rupture du

	20 juillet 2009 et elle devra présenter des défectuosités semblables. On devra songer aux parties de la canalisation où les améliorations de procédés d'inspection interne amènent le plus grand nombre de fouilles/excavations et de réparations.
SG-N081-02-2009	7. Dans les 90 jours suivant la date du présent décret, TransCanada devra soumettre à l'approbation de l'Office un plan d'amélioration des programmes de surveillance continue de l'exploitation, de l'état de la canalisation et de l'emprise. Ce plan devrait être fondé sur les constatations relatives aux causes et aux facteurs de la rupture du 20 juillet 2009.
SG-N081-02-2009	8. Sauf avis contraire, TransCanada devra présenter à l'Office un rapport d'étape trimestriel à compter du 30 septembre 2009. Le document devra notamment comprendre les éléments suivants : a. constatations et état d'avancement de l'enquête permanente de TransCanada; b. améliorations de procédés d'inspection interne; c. état d'avancement du programme de fouilles/excavations et validation des améliorations de procédés; d. changements de pratiques, de méthodes et de programmes pour toute partie des réseaux pipeliniers de la NGTL par suite de l'enquête de TransCanada; e. état de conformité avec les conditions du présent décret.
SG-N081-02-2009	9. TransCanada devra employer pour les anomalies de l'inspection interne un critère de fouilles/excavations pour fuites d'au moins 70 % de l'épaisseur nominale de la paroi. Elle devra aussi tenir compte de la croissance à prévoir des anomalies depuis la dernière inspection interne. [Ordonnance modificatrice AO-3-SG-N081-02-2009]
AO-3-SG-N081-02-2009	9. TransCanada devra employer les critères suivants de fouilles/excavations pour fuites : a. au moins 80 % de l'épaisseur nominale de la paroi entre les points VCP 20 et 110, sauf avis contraire de l'Office dans sa lettre du 21 décembre 2010; b. au moins 70 % de l'épaisseur nominale de la paroi entre les points VCP 110 et 170. TransCanada devra aussi tenir compte de la croissance à prévoir des anomalies depuis la dernière inspection interne.

AO-2-SG-N081-02-2009	10. Sauf avis contraire de l'Office, TransCanada devra employer dans son modèle de fiabilité un état limite de fuites qui empêche le plus possible la corrosion de dépasser les limites de défectuosité suivant la clause 10.9.2.7 de la norme CSA Z662-07.
AO-2-SG-N081-02-2009	11. Sauf avis contraire de l'Office, TransCanada devra, dans les 60 jours suivant la date de la présente ordonnance, produire un plan à long terme d'amélioration continue du rendement d'intégrité de la CPPR par rapport aux fuites et aux ruptures du passé. Ce plan comportera notamment une révision des cibles de fiabilité de la CPPR en matière de fuites et de ruptures avec les mesures d'atténuation liées. Nota : À titre de référence, l'Office a établi le rendement passé de la CPPR à 7,9 E-4 fuites et à 3 E-4 ruptures par année-km.