



Dossier OF-Surv-OpAud-C298-2018-2019 01

Le 27 mars 2019

Monsieur Tim S. McKay
Président
Canadian Natural Resources Limited
855, Deuxième Rue S.-O., bureau 2100
Calgary (Alberta) T2P 4J8
Courriel : ██████████

**Rapport d'audit final de l'Office national de l'énergie
Canadian Natural Resources Limited (« CNRL »)**

Monsieur,

L'Office a terminé son rapport d'audit final concernant CNRL. Une version provisoire du rapport lui avait été remise le 14 février 2019 pour commentaires, et elle a fourni ses commentaires et ses demandes de modification le 11 mars. L'Office a accepté certains de ces changements et a modifié son rapport là où il y avait lieu de le faire.

Les résultats de la vérification reposent sur l'évaluation de la conformité de CNRL aux exigences prévues dans ce qui suit :

- la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et ses règlements d'application;
- le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres*;
- les certificats ou ordonnances applicables délivrés par l'Office.

CNRL devait démontrer le caractère adéquat et l'efficacité des méthodes retenues et employées dans son système de gestion et son programme d'intégrité pour ce qui est de satisfaire aux exigences précitées. Pendant sa vérification, l'Office a évalué certains processus relatifs au système de gestion et certaines exigences applicables au programme d'intégrité de CNRL. Vous trouverez ci-joint la version finale du rapport de vérification et ses annexes. Le rapport sera rendu public sur le site Web de l'Office.

.../2

CNRL est tenue de soumettre un plan de mesures correctives et préventives à l'Office pour approbation dans les 30 jours suivant la remise du rapport de vérification final. Ce plan doit préciser les méthodes et l'échéancier proposés pour corriger les cas de non-conformité relevés. Le personnel de l'Office fournira un modèle de plan à utiliser.

L'Office rendra aussi public ce plan et continuera de surveiller et d'évaluer toutes les mesures correctives et préventives devant être prises par CNRL à la suite de cette vérification tant qu'elles n'auront pas été complètement mises en œuvre. Il continuera aussi de surveiller l'efficacité et la mise en œuvre du système de gestion et des programmes de CNRL au moyen d'activités ciblées de vérification de la conformité dans le cadre de son mandat de réglementation.

Si vous avez besoin de plus amples renseignements ou d'éclaircissements, veuillez communiquer avec Niall Berry, vérificateur principal, au 403-471-1921.

Veillez agréer, Monsieur, mes sincères salutations.

La secrétaire de l'Office,

Original signé par L. George pour

Sheri Young

Pièce jointe

c.c.

[Redacted]

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

517, Dixième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2R 0A8

Canadian Natural Resources Limited
855, Première Rue S.-O., bureau 2100
Calgary (Alberta) T2P 4J8

Rapport d'audit définitif
Programme de gestion de l'intégrité

Activité de vérification de la conformité CV1819-420
Dossier OF-Surv-OpAud-C298-2018-2019 01

27 mars 2019



Résumé

Conformément au paragraphe 49(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie a mené une vérification de la conformité de Canadian Natural Resources Limited (« CNRL ») du 21 août 2018 au 4 janvier 2019.

L'Office s'attend à ce que les sociétés aient établi et mis en œuvre des systèmes de gestion et des programmes de protection efficaces et complets ainsi qu'une solide culture de la sécurité, tous indispensables pour assurer la sécurité des personnes et protéger l'environnement. Le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (le « *Règlement* ») exige que les sociétés établissent, mettent en œuvre et entretiennent un programme de gestion de l'intégrité (« PGI ») qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions pouvant avoir une incidence négative sur la sécurité ou l'environnement dans le cadre de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien ou de la cessation d'exploitation du pipeline. La vérification visait donc à confirmer si la société a établi et mis en œuvre un PGI conformément au *Règlement*.

Pendant sa vérification, l'Office a évalué la conformité de certains processus relatifs au système de gestion et de certaines exigences applicables au PGI de CNRL. Certaines activités et pratiques opérationnelles de la société relatives au PGI ont aussi été examinées. La vérification a été menée sur la base des exigences réglementaires énumérées à l'annexe I du présent rapport.

La vérification a fait ressortir des cas de non-conformité dans neuf des douze éléments évalués. La majeure partie d'entre elles avaient trait à la documentation des processus. L'annexe I du présent rapport renferme un tableau sommaire ainsi qu'une explication détaillée des constats de l'Office.

L'Office a constaté qu'au moment de la vérification, le programme de gestion de l'intégrité de CNRL était décrit dans son manuel sur l'intégrité, qui expose diverses facettes du programme d'intégrité des pipelines de la société. Le programme ne documente pas les processus et n'intègre pas les systèmes de gestion comme l'exige le *Règlement*. L'Office oblige les sociétés à se doter d'un système de gestion qui répertorie et contrôle les dangers et les risques, ainsi qu'à constamment évaluer et améliorer l'efficacité de leurs systèmes de gestion et à prendre les mesures correctives nécessaires pour prévenir les incidents. Cette approche a pour but de viser un meilleur rendement dans l'ensemble de l'industrie qu'il réglemente, ce qui devrait rendre l'infrastructure énergétique fiable et sûre pour les personnes, l'environnement et les biens en tout temps.

L'Office attend de CNRL qu'elle corrige les lacunes relevées dans les processus de son système de gestion par la vérification. Il exige de la société qu'elle élabore et soumette un plan de mesures correctives et préventives. Ce plan devra décrire les méthodes proposées pour combler les lacunes relevées, et comprendre un échéancier pour la mise en œuvre des mesures. CNRL devra soumettre son plan pour approbation dans les 30 jours suivant la remise du rapport d'audit final.

L'Office évaluera la mise en œuvre des mesures correctives et préventives par CNRL afin de s'assurer qu'elles sont prises rapidement et appliquées à l'échelle du réseau, jusqu'à ce qu'elles soient toutes mises en place. Il continuera aussi de surveiller l'efficacité et la mise en application globales du système de gestion de CNRL au moyen d'activités ciblées de vérification de la conformité dans le cadre de son mandat permanent de réglementation.

L'Office rendra publics le présent rapport et le plan de mesures correctives et préventives approuvé de CNRL sur son site Web.



Table des matières

Résumé.....	ii
1.0 Introduction	4
1.1 Objectif de la vérification	4
1.2 Portée de la vérification.....	4
2.0 Présentation générale de la société et de son système de gestion.....	4
3.0 Évaluation de la conformité des processus et activités vérifiées.....	4
3.1 Généralités	4
4.0 Évaluation du programme de gestion de l'intégrité	5
5.0 Conclusion.....	11
Annexe I - Tableaux d'évaluation de la vérification.....	12
PV01 : Établissement des objectifs et des cibles précises.....	13
PV02 : Mesures de rendement.....	16
PV03 : Détermination et analyse des dangers.....	19
PV04 : Inventaire des dangers.....	23
PV05 : Processus pour évaluer et gérer les risques	26
PV06 : Processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle	30
PV07 : Processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles.....	34
PA08 : Processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les incidents et les quasi- incidents.....	37
PV09 : Processus permettant d'élaborer des plans d'urgence	42
AP10 : Processus pour inspecter et surveiller.....	45
PV11 : Rapport annuel	49
Annexe II – Abréviations.....	52
Annexe III : Documents et dossiers examinés	53
Annexe IV : Représentants de la société interrogés.....	56



1.0 Introduction

Conformément au paragraphe 49(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie a mené une vérification de la conformité du programme de gestion de l'intégrité (« PGI ») de CNRL du 21 août 2018 au 4 janvier 2019.

1.1 Objectif de la vérification

La vérification visait à confirmer si la société a établi et mis en œuvre un PGI conformément au *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (le « *Règlement* »). Elle portait sur le caractère adéquat, la mise en œuvre et l'efficacité de :

- certains processus relatifs au système de gestion et certaines exigences applicables au PGI;
- certaines activités et pratiques opérationnelles de la société relatives au PGI.

1.2 Portée de la vérification

La vérification portait sur les exigences du *Règlement*, principalement celles concernant le système de gestion énoncées aux alinéas 6.5(1)a) à f), q), r), t) et u) et à l'article 6.6, dans le contexte du programme de gestion de l'intégrité de la société. D'autres exigences réglementaires relatives au PGI ont aussi été intégrées au processus, dont les articles 27, 37, 39, 40, 42, 53 et 55 du *Règlement*, ainsi que les articles pertinents de la norme Z662-15 de l'Association canadienne de normalisation (CSA Z662-15).

La vérification s'est limitée aux activités faisant partie du cycle de vie du réseau pipelinier. En ce qui concerne les installations, les conduites et l'équipement, seuls les pipelines et la tuyauterie des stations ont été évalués; les installations de stockage, les appareils sous pression et les équipements et conduites connexes ont été écartés.

2.0 Présentation générale de la société et de son système de gestion

Le réseau pipelinier de Canadian Natural Resources Limited (« CNRL ») est constitué de 80 548 tronçons de canalisation totalisant 98,652 km de long. Les 25 tronçons de canalisation de la société soumis à la réglementation de l'Office représentent 0,03 % du nombre total de tronçons du réseau pipelinier de CNRL. (Voir la figure 1) Ces tronçons s'étirent sur 190,8 km, soit 0,19 % de la longueur totale des canalisations du réseau de la société. Des 98 652 km de pipelines, 81 % servent au transport de gaz et les 19 % restants, au transport de liquides.

3.0 Évaluation de la conformité des processus et activités vérifiées

3.1 Généralités

Cette section du rapport résume l'évaluation de la conformité des processus et activités du système de gestion de CNRL examinés par l'Office dans le cadre de la vérification. Pour déterminer la conformité, l'Office a examiné les documents et dossiers de CNRL et mené des entrevues avec des représentants de la société sur des questions relevant de la portée et des critères de la vérification. Aux fins de cette dernière, l'Office a appliqué les définitions pertinentes qui se trouvent dans son site Web.



Deux conclusions sont possibles pour chaque exigence réglementaire évaluée par l'Office :

- Rien à signaler – *D'après l'information obtenue et examinée, aucun cas de non-conformité n'a été relevé.*
- Non conforme : *Un élément réglementaire évalué ne satisfait pas aux exigences légales. La société n'a pas démontré qu'elle avait élaboré et mis en œuvre des programmes, processus et procédures conformes aux exigences légales. Un plan de mesures correctives doit être élaboré et mis en application.*

4.0 Évaluation du programme de gestion de l'intégrité

L'Office s'attend à ce que les sociétés aient établi et mis en œuvre des systèmes de gestion et des programmes de protection efficaces et complets ainsi qu'une solide culture de la sécurité, tous indispensables pour assurer la sécurité des personnes et protéger l'environnement. L'article 40 du *Règlement* exige que les sociétés établissent, mettent en œuvre et entretiennent un programme de gestion de l'intégrité qui permet de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions pouvant avoir une incidence négative sur la sécurité ou l'environnement dans le cadre de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien ou de la cessation d'exploitation du pipeline.

L'article 6.1 précise dans les termes suivants les exigences de l'Office relatives au système de gestion :

6.1 La compagnie établit, met en œuvre et maintient un système de gestion qui répond aux exigences suivantes :

- a) il est systématique, explicite, exhaustif et proactif;*
- b) il intègre les activités opérationnelles et les systèmes techniques de la compagnie à la gestion des ressources humaines et financières pour lui permettre de respecter les obligations de la compagnie prévues à l'article 6;*
- c) il s'applique à toutes les activités de la compagnie en matière de conception, de construction, d'exploitation et de cessation d'exploitation d'un pipeline ainsi qu'à chacun des programmes visés à l'article 55;*
- d) il assure la coordination des programmes visés à l'article 55;*
- e) il est adapté à la taille de la compagnie, à l'importance, à la nature et à la complexité de ses activités ainsi qu'aux dangers et aux risques qui y sont associés.*

Pour déterminer si CNRL satisfait à l'exigence concernant l'établissement et la mise en œuvre d'un PGI, l'Office a examiné les documents et dossiers qui décrivent la façon dont la société a établi et mis en œuvre certains processus relatifs au système de gestion dans le contexte de leur application au PGI. Cela lui a permis d'évaluer les pratiques systématiques de CNRL applicables au PGI. Par conséquent, les conclusions de l'Office ne constituent pas une évaluation des autres programmes de CNRL exigés par l'article 55 du *Règlement* ni une évaluation de l'application par



la société des exigences à d'autres activités durant le cycle de vie, comme la construction ou la cessation d'exploitation.

L'évaluation des processus reliés au système de gestion et des autres exigences est fournie à l'annexe I.

L'Office note qu'il est important de comprendre que ses conclusions rendent compte de l'ampleur des progrès réalisés dans l'élaboration et l'application du système de gestion au programme de gestion de l'intégrité de CNRL. Elles ne témoignent pas nécessairement des activités de gestion technique en cours pour assurer l'intégrité des pipelines, la protection de l'environnement et la sécurité des personnes.



Le tableau 1 qui suit dresse une synthèse des conclusions et des lacunes relevées durant la vérification.

Tableau 1 – Résumé des conclusions

N° du protocole de vérification	Article du Règlement	Sommaire de l'exigence	Conclusion	Résumé des lacunes à corriger
PV01	Al. 6.5(1)a)	Processus pour fixer les objectifs et des cibles précises	Non conforme	CNRL ne dispose pas d'un processus explicite documentant les étapes d'un processus pour fixer ses objectifs et des cibles précises.
PV02	Al. 6.5(1)b)	Mesures de rendement	Rien à signaler	
PV03	Al. 6.5(1)c)	Processus pour répertorier et analyser les dangers	Non conforme	CNRL ne dispose pas d'un processus explicite documentant les étapes d'un processus pour répertorier et analyser les dangers. CNRL n'a pas non plus de processus qui intègre à la fois le système de gestion et le programme de gestion de l'intégrité.
PV04	Al. 6.5(1)d)	Inventaire des dangers	Non conforme	CNRL n'a pas dressé un inventaire des dangers et dangers potentiels répertoriés. En outre, si la société estime que les modes de défaillance prévisible répertoriés dans son registre d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (« AMDE ») constituent son inventaire des dangers, il n'existe aucun processus officiel documenté pour réviser cette liste régulièrement.
PV05	Al. 6.5(1)e)	Processus pour évaluer et gérer les risques	Rien à signaler	
PV06	Al. 6.5(1)f)	Processus pour élaborer et mettre en	Non conforme	CNRL ne dispose d'aucun processus explicite pour élaborer ses mécanismes de contrôle, ou de



		œuvre des mécanismes de contrôle		nouveaux mécanismes de contrôle selon les besoins, gérer et atténuer les dangers répertoriés et les risques. De plus, la société n'a pas démontré qu'elle a élaboré un processus pour informer les personnes exposées aux risques des mécanismes de contrôle.
PV07	Al. 6.5(1)q)	Processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles	Non conforme	<p>CNRL dispose de plusieurs procédures et emploie plusieurs modes de communication pour sensibiliser ses employés à la sécurité et les informer des dangers (dont la plupart sont regroupés sous le système de gestion de la sécurité). Toutefois, elle n'a fourni aucune preuve démontrant qu'elle a établi et mis en œuvre un processus explicite et documenté pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles de ses employés afin que chacun soit au courant des activités des autres et dispose des renseignements lui permettant de s'acquitter de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.</p> <p>Les vérificateurs constatent qu'il ne semble pas exister pas de processus-cadre documenté qui satisfait aux exigences de l'alinéa 6.5 1)q) du <i>Règlement</i>.</p>
PV08	Al. 6.5(1)r)	Processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les incidents et les quasi-incidents	Non conforme	Bien que CNRL ait produit plusieurs documents démontrant que la société a bel et bien des lignes directrices et des énoncés d'attentes en matière de rapports, et qu'il semble qu'elle établisse des rapports internes sur de nombreux incidents et dangers, elle n'a pas démontré



				<p>qu'elle disposait d'un processus explicite et documenté pour l'établissement de rapports internes sur les dangers, dangers potentiels, incidents et quasi-incidents et pour prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents.</p>
PV09	Al. 6.5(1)t)	Processus permettant d'élaborer des plans d'urgence	Rien à signaler	<p>CNRL a mis en place un processus permettant d'élaborer des plans d'urgence qui se rapportent à son programme de gestion de l'intégrité.</p>
PV10	Al. 6.5(1)u)	Processus pour inspecter et surveiller	Non conforme	<p>CNRL a produit plusieurs documents, procédures, programmes et indicateurs de rendement pour montrer qu'elle satisfait aux exigences de l'alinéa 6.5(1)u) du Règlement. Bien que ces documents décrivent effectivement les diverses activités auxquelles se livre la société pour inspecter et surveiller ses activités et ses installations, il n'existe pas un ensemble documenté de mesures qui sont prises dans un ordre précis, qui visent un résultat précis et qui définissent les rôles et responsabilités rattachés à chacune de ces mesures. Ces mesures, en elles-mêmes, ne constituent pas un processus pour inspecter et surveiller ses activités et ses installations en vue d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité du programme d'intégrité et de prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes.</p> <p>CNRL n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus explicite et</p>



				<p>documenté pour inspecter et surveiller ses activités et installations dans le but d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité de son programme d'intégrité des pipelines.</p> <p>Elle n'a pas démontré non plus qu'elle disposait d'un processus explicite et documenté pour prendre des mesures correctives et préventives si des lacunes sont relevées.</p>
PV11	Paragr. 6.6(1)	Rapport annuel	Non conforme	<p>L'article 6.6 du <i>Règlement</i> exige que le rapport annuel de la société soit signé par le dirigeant responsable.</p> <p>En prenant connaissance du document <i>CNRL 2017 Annual Stewardship Report</i>, les vérificateurs ont constaté qu'il n'avait pas été signé par le dirigeant responsable.</p> <p>En outre, ce rapport ne satisfait pas aux exigences d'examen du système de gestion ni à celles de l'article 6.6 visant la description de l'atteinte de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles.</p> <p>La société ne satisfait pas à l'exigence de l'article 6.6 du <i>Règlement</i>.</p>
PV12	Paragr. 55(1)	Vérification des programmes	Non conforme	<p>Les vérifications internes de CNRL ne comprennent pas une vérification de la conformité satisfaisant au <i>Règlement</i>. Par conséquent, elle ne se conforme pas à l'exigence du paragraphe 55(1) de celui-ci.</p>



5.0 Conclusion

L'Office juge que CNRL a fait la démonstration de sa volonté d'établir et de mettre en œuvre son système de gestion. Le programme d'intégrité de la société est décrit dans un document intitulé *Pipeline Integrity Manual*, où sont exposées les diverses facettes du programme d'intégrité des pipelines de la société. Ce programme ne documente pas le processus et n'intègre pas les systèmes de gestion.

L'examen du système de gestion a révélé qu'une fois entièrement établi, mis en œuvre et modifié en fonction de tout plan de mesures correctives et préventives découlant de la présente vérification, ce système devrait satisfaire aux exigences du *Règlement*.

L'Office attend de CNRL qu'elle mette la touche finale aux documents relatifs aux processus et qu'elle corrige les lacunes relevées dans les processus de son système de gestion au cours la vérification. Même si aucune mesure d'exécution n'est requise dans l'immédiat pour donner suite aux constats de non-conformité, l'Office exige tout de même que CNRL élabore et soumette un plan de mesures correctives et préventives. Ce plan doit décrire les méthodes proposées pour corriger les lacunes et préciser l'échéancier de mise en œuvre des mesures correctives et préventives. CNRL est tenue de soumettre son plan à l'Office pour approbation dans les 30 jours suivant la remise du rapport d'audit final.

L'Office évaluera la mise en œuvre des mesures correctives et préventives par CNRL afin de s'assurer qu'elles sont prises rapidement et appliquées à la grandeur de son réseau, jusqu'à ce qu'elles soient toutes mises en œuvre. Il continuera aussi de surveiller l'efficacité et la mise en application globales du système de gestion de CNRL au moyen d'activités ciblées de vérification de la conformité dans le cadre de son mandat permanent de réglementation.

L'Office rendra publics le présent rapport et le plan de mesures correctives et préventives approuvé de CNRL sur son site Web.



Annexe I - Tableaux d'évaluation de la vérification

Contexte

L'Office s'attend à ce que les sociétés aient établi et mis en œuvre des systèmes de gestion et des programmes de protection efficaces et complets ainsi qu'une solide culture de la sécurité, tous indispensables pour assurer la sécurité des personnes et protéger l'environnement. À cette fin, le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* (« le *Règlement* ») énonce des exigences spécifiques concernant les processus et autres éléments de ces systèmes et programmes.

Le protocole de vérification (PV01 à PV12) comprend les exigences légales au regard desquelles la conformité du programme de gestion de l'intégrité de la société a été évaluée. La vérification visait à confirmer que CNRL respecte ces exigences et que ses systèmes, processus et procédures répondent aux caractéristiques prévues à l'article 6.1 et aux paragraphes 6.5(2) et (3) du *Règlement*.

6.1 La compagnie établit, met en œuvre et maintient un système de gestion qui répond aux exigences suivantes :

- a) il est systématique, explicite, exhaustif et proactif;*
- b) il intègre les activités opérationnelles et les systèmes techniques de la compagnie à la gestion des ressources humaines et financières pour lui permettre de respecter les obligations de la compagnie prévues à l'article 6;*
- c) il s'applique à toutes les activités de la compagnie en matière de conception, de construction, d'exploitation et de cessation d'exploitation d'un pipeline ainsi qu'à chacun des programmes visés à l'article 55;*
- d) il assure la coordination des programmes visés à l'article 55;*
- e) il est adapté à la taille de la compagnie, à l'importance, à la nature et à la complexité de ses activités ainsi qu'aux dangers et aux risques qui y sont associés.*

Règlement, paragr. 6.5(2) : Dans le présent article, est assimilée au processus toute procédure nécessaire pour le mettre en œuvre.

(3) La compagnie est tenue de documenter les processus et procédures exigés par le présent article.



PV01 : Établissement des objectifs et des cibles précises

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5a) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

a) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour fixer les objectifs et des cibles précises permettant d'atteindre les buts visés au paragraphe 6.3(1) et pour en assurer l'examen annuel.

	Évaluation
Responsabilités	<p>L'engagement de CNRL à l'égard de l'intégrité de ses actifs est démontré dans le document de la société intitulé <i>Corporate Statement on Asset Integrity Management</i>. Ce document est affiché dans chacune des salles de conférence de la société. On y trouve une liste des principes auxquels les membres de la direction de CNRL se sont engagés par leur signature. Parmi ces principes, on note les suivants : « <i>Se conformer à toutes les exigences législatives et réglementaires pertinentes qui ont trait à l'intégrité des actifs</i> » et « <i>S'assurer qu'il existe un programme pour surveiller, vérifier et examiner notre rendement et voir à l'amélioration continue en établissant des objectifs et des cibles clairs.</i> » On peut aussi lire dans le document que : « <i>La direction de Canadian Natural est résolue à améliorer constamment son rendement en matière d'intégrité des actifs au moyen d'objectifs et de cibles annuels.</i> »</p> <p>Les rôles et responsabilités relatifs au programme d'intégrité sont énoncés dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i> du 4 avril 2018. Bien que ce document décrive plusieurs rôles et responsabilités se rapportant à l'intégrité pour le président, le directeur général des opérations, exploration et production, le directeur général des opérations, sables bitumineux, et le vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, aucune responsabilité ni rôle n'inclut expressément l'établissement des objectifs et des cibles précises ni de buts que l'organisation devrait viser pour atteindre ces objectifs et cibles en matière d'intégrité.</p> <p>On peut lire ce qui suit dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i> : « <i>le gestionnaire de l'intégrité des pipelines, ainsi que les responsables de l'intégrité, établissent chaque année des buts et des objectifs en matière d'intégrité des actifs, qui guident les principales activités tout au long de l'année. Ces buts et objectifs sont publiés au début de chaque année et arrimés aux indicateurs de rendement clés afin de suivre les progrès accomplis en regard du plan. Les buts et objectifs relatifs à l'intégrité des actifs s'harmonisent avec les buts et les objectifs de la société.</i> » Au cours des entrevues menées dans le cadre de la vérification, CNRL a précisé que l'établissement des buts et des objectifs annuels relevait du directeur de l'intégrité des actifs.</p> <p>Même si les rôles et responsabilités des niveaux supérieurs sont documentés, comme cela est expliqué ci-dessus, puisque CNRL n'a pas été en mesure de démontrer qu'elle disposait d'un processus documenté pour établir les objectifs et les cibles (voir la section « Processus » ci-dessus), les rôles et responsabilités pour établir ces objectifs et cibles ne sont pas clairement définis pour toutes les personnes concernées par ce processus, dont le responsable du processus, l'approbateur des objectifs et des cibles et les personnes concernées à l'échelle du programme et du système de gestion pour l'établissement et l'examen annuels des objectifs et des cibles. En réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a déclaré que les « <i>objectifs et les cibles ainsi que les indicateurs de rendement clés sont examinés et approuvés par le vice-président des opérations sur le terrain pour l'Ouest, le</i></p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5a) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

a) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour fixer les objectifs et des cibles précises permettant d'atteindre les buts visés au paragraphe 6.3(1) et pour en assurer l'examen annuel.

Évaluation

vice-président des opérations sur le terrain pour l'Est et le premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation. Une fois fixés, les indicateurs de rendement clés sont communiqués à l'équipe de direction et font l'objet d'une discussion, puis distribués tous les mois aux équipes chargées de l'intégrité et des opérations. » CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant cette affirmation.

Processus

CNRL n'a pas produit de documents exposant les buts en matière d'intégrité des pipelines dont il est fait mention dans le document *Pipeline Integrity Manual*, qu'elle dit être établis tous les ans et être l'élément central qui oriente ses principales activités tout au long de l'année. Par contre, CNRL a fait état de neuf principes qui sont censés être les buts de l'entreprise, sur lesquels les activités du programme d'intégrité des actifs sont arrimées. Ces neuf principes n'incluent pas d'engagements explicites en matière de prévention des ruptures, des rejets de gaz et de liquides, des décès et des blessures ni en matière d'intervention en cas d'incidents et de situations d'urgence. Cependant, ils mentionnent que la sécurité est une valeur fondamentale qui s'applique à toutes les activités et vise le but ultime de ne causer aucun tort aux personnes et de n'avoir aucun incident lié à la sécurité, et que le but primordial est celui sur lequel le programme de gestion de l'intégrité arrime ses activités.

CNRL n'a produit aucun document montrant qu'elle s'est donné des buts « *en matière de prévention des ruptures, de rejets de gaz et de liquides, des décès et des blessures et en matière d'intervention en cas d'incidents et de situations d'urgence* », comme l'exige l'alinéa 6.3(1)b) du Règlement.

CNRL n'a pas fourni de documents démontrant qu'elle dispose d'un processus pour établir des objectifs et des cibles. La société a toutefois donné des détails sur ses indicateurs de rendement clés (« IRC ») et les activités s'y rattachant, ainsi que sur l'usage qu'elle en fait pour suivre les progrès réalisés dans l'atteinte des objectifs et cibles ou plages de cibles établis. Le document *2018 KPI Strategy Summary* mentionne que les feuilles de route en la matière « *harmonisent les buts relatifs à l'intégrité des actifs avec ceux de Canadian Natural.* » Puisque la société n'a produit aucun but documenté concernant l'intégrité des actifs, sa stratégie à l'égard des IRC pour arrimer ces buts avec ceux de l'ensemble de l'entreprise n'est pas claire.

CNRL a fourni des documents pour montrer que les IRC font l'objet d'un suivi et qu'ils sont communiqués aux gestionnaires et aux vice-présidents dans le rapport mensuel sur le sujet, tous les trimestres au conseil d'administration dans le document intitulé *Quarterly Stewardship Report* et tous les ans, dans le document *Annual Stewardship Report*. Les IRC sont passés en revue une fois par année.

CNRL a indiqué qu'un groupe au sein de sa structure gère les rapports de gestion et élabore les IRC décrits dans le document *Stewardship KPI*



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5a) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

a) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour fixer les objectifs et des cibles précises permettant d'atteindre les buts visés au paragraphe 6.3(1) et pour en assurer l'examen annuel.

Évaluation

Methodology. Malgré la demande de précisions des vérificateurs, durant la séance d'information quotidienne, sur le processus relatif aux IRC, ce document ne leur a pas été fourni.

CNRL a démontré qu'elle mène de nombreuses activités qui se rapportent à la gestion de l'intégrité et qu'elle a mis au point des mesures comprenant des indicateurs de rendement clés avancés et retardés. Elle n'a toutefois pas produit de documents qui démontrent qu'elle dispose d'un processus pour établir des objectifs et des cibles, et elle n'a pas non plus fait la preuve qu'elle avait établi des buts à l'égard desquels les objectifs et les cibles doivent être atteints.

Intégration et mise
en application

En l'absence d'un processus documenté pour établir des objectifs et des cibles (voir la section « Processus » ci-dessus), CNRL n'a pas démontré que le processus en question est intégré ou rattaché aux exigences ci-après relatives au système de gestion du *Règlement*, qui oriente ou alimente directement ce processus :

- **Paragr. 6.3(1) du *Règlement* – Buts**
- **Al. 6.5(1)b) - Mesures de rendement**
- **Al. 6.6(1)a) - Rapport annuel**

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, CNRL n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus documenté pour établir des objectifs et des cibles (visant le programme de gestion de l'intégrité) qui sont nécessaires pour atteindre ses buts, comme l'exige l'alinéa 6.5(1)a) du *Règlement*. Les rôles et responsabilités relatifs à ce processus ne sont pas clairement définis. Les étapes du processus ne sont pas documentées, et le processus n'est pas directement relié aux autres exigences connexes du système de gestion. La société n'a pas démontré que son processus pour établir les objectifs et les cibles se rapportant au programme d'intégrité est conforme aux exigences de l'alinéa 6.5(1)a) du *Règlement*.



PV02 : Mesures de rendement

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)b) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
b) d'élaborer des mesures de rendement pour évaluer son efficacité dans l'atteinte de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles.

	Évaluation
Responsabilités	<p>CNRL a défini un ensemble d'activités de rendement clés avancées et retardées, et les IRC s'y rattachant, pour mesurer l'exécution du programme de gestion de l'intégrité. Les IRC avancés sont les suivants : 1) rapports des 5 Pourquoi établis; 2) formation sur l'intégrité des pipelines terminée; 3) vérifications de l'achèvement de la détection des fuites; 4) examens de la mise en place terminée des mesures d'atténuation et des mécanismes de contrôle; 5) acceptation des risques accordée. Les fuites de pipeline constituent des IRC retardés. La société n'a pas fourni d'information sur les rôles et responsabilités de la personne qui a, en pratique, élaboré les mesures de rendement (« IRC ») ou qui est chargée de le faire.</p> <p>CNRL a affirmé, dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, que le premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, et les vice-présidents des opérations sur le terrain (Ouest et Est) passent en revue et approuvent les mesures de rendement et tiennent informés, tous les trimestres, les membres de la haute direction et le comité SSE du conseil d'administration. CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant cette affirmation. Cette responsabilité n'est pas documentée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i>, mais elle a été ajoutée dans la demande de renseignements visant à obtenir des éclaircissements.</p> <p>En réponse à la demande de renseignements, CNRL a déclaré que « <i>les objectifs et les cibles, ainsi que les indicateurs de rendement clés sont examinés et approuvés par les vice-présidents des opérations sur le terrain (Ouest et Est) et le premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation. Une fois fixés, les indicateurs de rendement clés sont communiqués à l'équipe de direction et font l'objet d'une discussion, puis distribués tous les mois aux équipes chargées de l'intégrité et des opérations.</i> » CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant cette affirmation.</p> <p>Les renseignements communiqués lors des entrevues au sujet des rôles et responsabilités pour ce processus ne concordaient pas avec les documents fournis.</p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)b) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
b) d'élaborer des mesures de rendement pour évaluer son efficacité dans l'atteinte de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles.

	Évaluation
Mesures de rendement	<p>Comme il est indiqué plus haut, CNRL a défini un ensemble d'activités de rendement clés avancées et retardées, et les IRC s'y rattachant, pour mesurer l'exécution du programme de gestion de l'intégrité.</p> <p>Le document <i>2018 KPI Targets Stewardship - Final</i> dresse la liste des IRC relatifs à l'intégrité des actifs pour les activités d'exploration et de production en Amérique du Nord de la façon suivante :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Examens de l'atténuation des risques liés aux pipelines – Élevé et modéré-élevé (risque organisationnel); 2) Fuites de pipelines/1 000 km; 3) Examen des fuites de pipelines – Élevé et modéré-élevé (risque organisationnel); 4) Incidents liés à la gestion de la sécurité des processus. <p>Comme on l'explique dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i>, des IRC ont été établis pour assurer un suivi des activités de rendement clés sur l'intégrité des pipelines. Les IRC font l'objet d'un suivi et sont communiqués aux gestionnaires et aux vice-présidents dans un rapport mensuel, au conseil d'administration dans un rapport trimestriel intitulé <i>Quarterly Stewardship Report</i> et, tous les ans, dans le document intitulé <i>Annual Stewardship Report</i>. Des plages de cibles accompagnent les IRC afin de procurer une certaine souplesse dans l'atteinte et le dépassement des résultats. Des repères sont aussi établis et suivis pour surveiller les progrès des activités qui sont importantes pour le programme de gestion de l'intégrité des pipelines. Les IRC sont passés en revue une fois par année.</p> <p>CNRL n'a pas fourni d'information sur la façon dont les mesures de rendement ont été ou sont élaborées pour déterminer si ses buts, ses objectifs et ses cibles sont atteints.</p> <p>Malgré l'incertitude quant aux buts de l'intégrité des pipelines, les IRC semblent être harmonisés avec les objectifs fixés (domaines d'intérêt particulier).</p>
Procédures à l'appui	s.o.
Intégration et mise en application	s.o.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)b) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
b) d'élaborer des mesures de rendement pour évaluer son efficacité dans l'atteinte de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles.

Évaluation

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, CNRL a démontré qu'a mis au point des mesures de rendement pour évaluer la réussite de son programme de gestion de l'intégrité en regard de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles, comme l'exige l'alinéa 6.5(1)b) du *Règlement*. Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, l'Office n'a pas relevé de situations de non-conformité à l'alinéa 6.5(1)b) du *Règlement*.



PV03 : Détermination et analyse des dangers

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)c) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

c) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour répertorier et analyser tous les dangers et dangers potentiels

	Évaluation
Responsabilités	<p>L'attribution des responsabilités est consignée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual 4/4/2018</i>. On peut lire dans le document que le directeur général des opérations, exploration et production confie au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, la responsabilité de mettre les ressources appropriées à la disposition du directeur de l'intégrité des actifs (thermique et classique) pour assurer la mise en œuvre efficace du programme ET au premier vice-président des opérations sur le terrain au Canada, classique, celle de collaborer avec le directeur de l'intégrité des actifs pour veiller à ce que le programme soit mis en place de la façon décrite dans ce document.</p> <p>Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a affirmé que le conseiller à l'intégrité organisationnel se chargeait de l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets afin de recenser, comprendre et analyser adéquatement les menaces et les dangers prévisibles. CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant cette affirmation. Cette responsabilité n'est pas documentée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i>, mais on a informé les vérificateurs que cet énoncé avait été ajouté à la suite de la demande de renseignements visant à obtenir des éclaircissements.</p> <p>Le document <i>SMS Element 1 – Introduction and Leadership Commitment</i> précise qu'il incombe aux superviseurs de « recenser les dangers par des inspections et de les écarter si possible » et de « s'assurer que les travailleurs connaissent les dangers potentiels liés à leur travail et les dangers propres à leur lieu de travail et qu'ils soient préparés à y faire face. » Cet énoncé vise le système de gestion de la sécurité; on a toutefois informé les vérificateurs que le programme de gestion de l'intégrité relève du SGS et, par inférence, qu'il incombe aussi aux superviseurs de recenser et de gérer les dangers et dangers potentiels associés aux actifs.</p> <p>CNRL n'a pas fourni de documents définissant expressément les rôles et responsabilités pour le recensement et l'analyse des dangers et dangers potentiels dans le contexte du programme de gestion de l'intégrité.</p> <p>Les renseignements communiqués lors des entrevues au sujet des rôles et responsabilités pour ce processus ne concordaient pas avec les documents fournis.</p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)c) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
c) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour répertorier et analyser tous les dangers et dangers potentiels

Évaluation

Processus

Le document *Pipeline Integrity Manual 4/4/2018* explique la façon de recenser les dangers liés aux pipelines et les mécanismes de contrôle. Cette section fait état de plusieurs approches en matière de gestion de l'intégrité en vue de répertorier, évaluer et gérer les dangers qui peuvent avoir des conséquences sur les pipelines. Les dangers suivants sont traités dans cette section : corrosion interne et externe, matériaux des pipelines non métalliques, géorisques, défauts de fabrication et de construction, anciennes méthodes de construction, fissurations causées par le milieu, dommages par des tiers, activités sismiques, foudre et feux de friches.

Le document *Pipeline Integrity Manual* définit un danger de la façon suivante : « *Un danger s'entend d'une condition ou d'un événement susceptible de provoquer une défaillance ou des dommages ou toute autre chose susceptible de causer du tort aux personnes, à la propriété ou à l'environnement.* »

CNRL a expliqué que le recensement et l'analyse des dangers liés à l'intégrité sont exécutés et documentés conformément son modèle d'évaluation des risques liés au pipeline (*Canadian Natural Pipeline Risk Assessment Model*). Ce modèle évalue quatre facteurs de probabilité prévisible (menaces/dangers), soit la corrosion interne, la corrosion externe, la dégradation des matériaux non métalliques et les géorisques. La valeur la plus élevée de la probabilité de la menace sert à établir le niveau de risque pour le pipeline.

CNRL a fourni l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets pour ses divers types de pipelines (*Failure Modes Effects & Analysis - Register of CNRL Pipeline Types*) pour décrire les dangers prévisibles qui font l'objet d'un rapport et d'une évaluation. Les lignes directrices pour la gestion des risques liés aux pipelines (*Pipeline Risk Management Guideline*) complète une analyse des modes de défaillance et des effets pour chacune des menaces prévisibles aux pipelines (dangers), en fonction du type de pipeline, des liquides ou des gaz transportés et du tracé du pipeline. On évalue chaque type de pipeline pour les dangers prévisibles qui pourraient causer une défaillance du pipeline. Selon les menaces, on réalise une analyse des modes de défaillance pour évaluer le type de défaillance (rupture ou fuite) auquel on peut s'attendre. Les pipelines dont le mode de défaillance identifié comme susceptible est une rupture, notamment les pipelines non métalliques et ceux exposés à des géorisques, peuvent faire l'objet d'une évaluation individuelle en faisant appel à l'encadrement de l'ingénierie ou d'une tierce partie, selon les conséquences qu'aurait la défaillance.

Le document *Pipeline Risk Management Guideline* décrit le processus d'évaluation du risque par la méthode du nœud papillon comme moyen d'évaluer les menaces prévisibles, et explique que chaque pipeline en exploitation doit être soumis, annuellement, à une évaluation des risques au moyen de l'outil *Pipeline Risk Assessment Tool*.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)c) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
c) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour répertorier et analyser tous les dangers et dangers potentiels

	Évaluation
	<p>Au cours des entrevues réalisées durant la vérification, CNRL a expliqué qu'en plus de l'évaluation annuelle des risques pour chaque pipeline (évaluation faite en regard des menaces/dangers prévisibles établis), elle a recours à d'autres méthodes et activités pour répertorier les dangers pour l'intégrité, par exemple des inspections officielles et non officielles des installations, des patrouilles sur les emprises, des relevés d'évaluation des géorisques et des observations des opérations. Comme cela a été expliqué durant les entrevues menées au cours de la vérification et est indiqué dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i>, la société adopte des pratiques exemplaires généralement reconnues en matière d'ingénierie pour recenser et contrôler les dangers associés aux pipelines, et des représentants de la société font partie de divers groupes de l'industrie et de groupes de travail d'organismes de normalisation. Ils assistent également à des ateliers et des conférences pour se tenir à l'affût des meilleures méthodes qui existent en matière de gestion des dangers liés aux pipelines.</p> <p>CNRL a fourni une description et des documents montrant qu'elle a recours à plusieurs activités et ressources dans le cadre de son programme de gestion du risque pour évaluer et gérer les menaces (dangers) prévisibles, mais elle n'a pas démontré qu'il existait un processus explicite et documenté pour répertorier et analyser tous les dangers et dangers potentiels à l'intégrité de son réseau pipelinier.</p> <p>Afin que l'inventaire et l'analyse des risques à l'intégrité soient réalisés par des personnes compétentes, CNRL a informé les vérificateurs que le groupe consultatif sur l'intégrité pour l'ensemble de la société, dont font partie des ingénieurs et des spécialistes de haut niveau hiérarchique, revoit actuellement le processus d'analyse des dangers (analyse des modes de défaillance et de leurs effets). Ces personnes gèrent les instruments d'évaluation des risques et veillent à ce que les menaces ou les dangers émergents, ou la variation de la probabilité ou des conséquences, soient incorporés à ces instruments. CNRL n'a donné aucune référence à un document qui appuierait cet énoncé et a informé les vérificateurs qu'au nombre des tâches du groupe consultatif visant à tenir à jour les données dans l'outil d'évaluation des risques, on comptait l'actualisation des pratiques et des rôles actuels.</p>
Procédures à l'appui	s.o.
Intégration et mise en application	CNRL a expliqué que toutes les facettes de ses activités, dont le recensement et l'analyse de tous les dangers et dangers potentiels liés à l'intégrité, étaient chapeautées par le programme de gestion de la sécurité. Le document <i>SMS Element 6 - Incident Reporting and Investigation</i> indique que les fonctions de déclenchement et de tenue des enquêtes sur des incidents pouvaient être déléguées à une autre autorité au service de la sécurité (y compris l'intégrité des actifs) si l'on juge qu'il s'agit de l'autorité responsable, et les avis d'enquête peuvent inclure l'intégrité des actifs, s'il y a lieu.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)c) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
c) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour répertorier et analyser tous les dangers et dangers potentiels

Évaluation

Au cours des entrevues réalisées durant la vérification, CNRL a expliqué que le signalement à l'interne des dangers, dangers potentiels, incidents et quasi-incident se faisait de la manière exposée dans le document *SMS Element 6 - Incident Reporting and Investigation* et que le suivi était assuré au moyen du formulaire de signalement d'un incident, dont les renseignements sont versés dans une base de données. Le processus pour répertorier les mesures correctives établit une manière officielle pour recenser et suivre une situation inacceptable jusqu'à une résolution. En présence d'une telle situation, un rapport des mesures correctives est établi et soumis à l'examen du responsable de l'intégrité. Cette tâche terminée, ce dernier doit enregistrer le rapport en question et informer le contremaître et le chef de chantier des opérations ainsi que le gestionnaire de l'intégrité de la situation inacceptable. CNRL a précisé que les mesures correctives prises dans le cas d'un incident relèvent du contremaître de la région géographique concernée.

Durant les entrevues, CNRL a expliqué que les dangers ne sont pas tous entrés dans la base de données des incidents. C'est le cas des défaillances du revêtement. Selon les circonstances, les dossiers de quasi-incident (aussi considérés comme une situation dangereuse), comme l'excavation trop près d'un pipeline, ou de surveillance aérienne peuvent ou non être entrés dans la base de données. Tous les mois, l'ingénieur ou le spécialiste de l'intégrité passe en revue, avec les parties prenantes, tous les dossiers de mesures correctives qui ont été consignés. Les dossiers du genre qui sont actifs ou récents font l'objet d'un examen dans le cadre des évaluations annuelles de l'intégrité terrain pour la zone d'exploitation concernée.

CNRL a décrit plusieurs procédures pour faire rapport des dangers, incidents et quasi-incident, ainsi que pour élaborer et gérer les mesures correctives, mais elle n'a pas démontré que le processus de rapports internes exigé au paragraphe 6.5(1) du Règlement établissait des liens explicites entre les conclusions de tels rapports et son programme qui serait alimenté par le processus de recensement et d'analyse des dangers.

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, CNRL n'a pas démontré que son processus pour répertorier et analyser les dangers, tel qu'il s'applique au programme d'intégrité, est conforme à l'alinéa 6.5(1)c) du Règlement. Les documents se rapportant au processus qui ont été fournis ne sont pas assez précis et, de plus, ils n'établissent pas de liens nets avec les procédures, processus ou documents expliquant comment CNRL recense les dangers et dangers potentiels liés à l'intégrité. La société n'a pas démontré que son processus pour répertorier et analyser les dangers, tel qu'il s'applique au programme d'intégrité, est conforme aux exigences de l'alinéa 6.5(1)c) du Règlement.



PV04 : Inventaire des dangers

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1d) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

d) d'établir et de maintenir un inventaire des dangers et dangers potentiels répertoriés

	Évaluation
Responsabilités	<p>L'attribution des responsabilités est consignée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual 4/4/2018</i>. Le document indique que le directeur général des opérations, exploration et production, confie au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, la responsabilité de mettre des ressources appropriées à la disposition du directeur de l'intégrité des actifs (thermique et classique) pour assurer la mise en œuvre efficace du programme ET au premier vice-président des opérations sur le terrain au Canada, classique, celle de collaborer avec le directeur de l'intégrité des actifs, pour veiller à ce que le programme soit mis en place de la façon décrite dans ce document.</p> <p>Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a affirmé que le conseiller à l'intégrité organisationnel se chargeait de l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets afin de recenser, comprendre et analyser adéquatement les menaces et les dangers prévisibles. CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant cette affirmation. Cette responsabilité n'est pas documentée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i>, mais on a informé les vérificateurs que cet énoncé avait été ajouté à la suite de la demande de renseignements visant à obtenir des éclaircissements.</p> <p>Les renseignements communiqués lors d'entrevues au sujet des attributions pour ce processus ne concordaient pas avec les documents fournis.</p> <p>Au cours des entrevues menées durant la vérification, CNRL a informé les vérificateurs que, dans le cadre du processus d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets, il incombe au groupe consultatif sur l'intégrité de la société de maintenir les données, dont celles sur les dangers répertoriés (décrits comme étant des modes de défaillance prévisible dans le processus relatif à l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets).</p>
Inventaire des dangers	<p>Le document <i>Pipeline Integrity Manual</i> définit un danger de la façon suivante : « <i>Un danger s'entend d'une condition ou d'un événement susceptible de provoquer une défaillance ou des dommages ou toute autre chose susceptible de causer du tort aux personnes, à la propriété ou à l'environnement.</i> » Les documents fournis par la société utilisent les termes « danger », « menace » et « facteur » de façon interchangeable. De plus, on ne trouve pas dans ce document de définition de « danger potentiel ». Cependant, la définition de « analyse quantitative des risques » mentionne « <i>transformation d'un danger potentiel en un accident</i> ».</p> <p>L'alinéa 6.5(1)c) du <i>Règlement</i> stipule qu'une société doit avoir un processus pour répertorier et analyser tous les dangers et dangers potentiels et, l'alinéa d) qu'elle doit maintenir un inventaire des dangers et dangers potentiels. CNRL a invité les vérificateurs à consulter la feuille de calcul sur</p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)d) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
d) d'établir et de maintenir un inventaire des dangers et dangers potentiels répertoriés

Évaluation

l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets, qui dresse la liste des modes de défaillance prévisibles (dangers) selon le type de pipeline. Ces modes comprennent la dégradation interne du métal, la dégradation externe du métal, les dommages causés par les éléments naturels, les dommages occasionnés par des tiers, la fissuration externe par corrosion sous contrainte et le mouvement en cours d'exploitation. Cette liste diffère de la liste des dangers fournie dans le document *Pipeline Integrity Manual 4/4/2018* de CNRL. Les dangers suivants sont traités dans cette section : corrosion interne et externe, matériaux des pipelines non métalliques, géorisques, défauts de fabrication et de construction, anciennes méthodes de construction, fissurations causées par le milieu, dommages par des tiers, activités sismiques, foudre et feux de friches.

CNRL a expliqué que la liste des modes de défaillance et de leurs effets (« AMDE ») présentée dans le registre AMDE constituerait une liste de travail et celle qui équivaldrait le plus à son inventaire des dangers et dangers potentiels. Au cours des entrevues, on a aussi informé les vérificateurs que, bien que cette liste soit mise à jour régulièrement par le conseiller sur l'intégrité de l'entreprise (en général quand de nouveaux pipelines s'ajoutent à l'inventaire), il n'existe pas de processus officiel documenté prévoyant une telle révision.

Procédures à
l'appui

s.o.

Intégration et mise
en application

s.o.

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, CNRL n'a pas démontré qu'elle avait dressé un inventaire des dangers et dangers potentiels comme l'exige l'alinéa 6.5(1)d) du *Règlement*.

En outre, si la société estime que les modes de défaillance prévisible répertoriés dans son registre d'AMDE constituent son inventaire des dangers, il n'existe aucun processus officiel documenté pour réviser cette liste régulièrement comme l'exige l'alinéa 6.5(1)d) du *Règlement*.





PV05 : Processus pour évaluer et gérer les risques

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)e) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

e) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux liés aux conditions d'exploitation normales et anormales

Évaluation

Responsabilités

L'attribution des responsabilités est consignée dans le document *Pipeline Integrity Manual 4/4/2018*. Le document indique que le directeur général des opérations, exploration et production, confie au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, la responsabilité de mettre des ressources appropriées à la disposition du directeur de l'intégrité des actifs (thermique et classique) pour assurer la mise en œuvre efficace du programme ET au premier vice-président des opérations sur le terrain au Canada, classique, celle de collaborer avec le directeur de l'intégrité des actifs pour veiller à ce que le programme soit mis en place de la façon décrite dans ce document.

Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a affirmé que le conseiller à l'intégrité de l'entreprise se chargeait de l'analyse des modes de défaillance et de leurs effets afin de recenser, comprendre et analyser les menaces et dangers et qu'il collabore avec les parties prenantes du programme d'intégrité à Calgary et sur le terrain pour trouver des solutions réalisables qui sont à la fois uniformes, efficaces et efficaces pour répertorier et gérer les risques. CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant cette affirmation. Cette responsabilité n'est pas documentée dans le document *Pipeline Integrity Manual*, mais on a informé les vérificateurs que cet énoncé avait été fourni en réponse à la demande de renseignements visant à obtenir des éclaircissements.

Le document *Pipeline Risk Assessment Guideline* de CNRL indique que le directeur de l'intégrité est l'autorité et que le représentant de l'intégrité est responsable de ce qui suit : les évaluations des risques avant une nouvelle construction, l'importation et l'exportation des données de PipeManager, la vérification des données, l'examen des évaluations des risques non atténués et l'évaluation des mesures d'atténuation et des mécanismes de contrôle. Dans le cadre du processus d'évaluation des risques liés aux pipelines, il incombe à l'ingénieur ou au spécialiste d'évaluer le risque résiduel (atténué).

Les renseignements communiqués lors des entrevues au sujet des attributions ne concordaient pas avec les documents fournis.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)e) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
e) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux liés aux conditions d'exploitation normales et anormales

Évaluation

Processus

CNRL définit le risque en fonction de la probabilité qu'un événement indésirable précis se produise et les conséquences de cet événement, c'est-à-dire que le risque représente la probabilité qu'un événement indésirable survienne au cours d'une période précise et qu'il ait une conséquence.

CNRL décrit son processus de gestion du risque en termes de recensement, d'évaluation et de priorisation du risque, suivis de l'allocation des ressources pour contrôler et atténuer les risques liés à la perte de confinement. Le processus en trois étapes employé par la société est exposé dans le document *Pipeline Risk Management Users Handbook*. Ces trois étapes sont l'évaluation du risque, la validation des mesures d'atténuation ou des mécanismes de contrôle, ou les deux, et l'acceptation du risque. CNRL a mis au point une matrice des risques et des lignes directrices pour celle-ci, consignées dans le document *Corporate Risk Matrix Guideline*, qui servent à classer les risques. Tous les pipelines de CNRL sont soumis à une évaluation à l'aide d'un instrument qui tient compte des particularités du pipeline, des produits transportés, des mécanismes de contrôle employés et des dangers répertoriés. Les pipelines sont évalués et classés en leur attribuant une cote d'après les critères établis dans la matrice des risques organisationnels. Les données et les cotes de risques s'y rattachant sont validées périodiquement tout au long de l'année afin de maintenir un degré d'uniformité et un contrôle de la qualité homogène. CNRL a expliqué que cette démarche était complétée par le conseiller à l'intégrité de la société, mais cette activité est ponctuelle et n'est pas officiellement documentée.

Tous les pipelines en exploitation sont soumis à une évaluation annuelle des risques au moyen de l'outil prévu à cette fin. On évalue alors l'efficacité des mesures d'atténuation et des mécanismes de contrôle (atténuation) des pipelines dont le risque est considéré comme modéré-élevé et élevé non atténué. Les pipelines présentant un risque résiduel modéré-élevé ou élevé sont évalués pour savoir s'ils peuvent demeurer en exploitation, au moyen du processus d'acceptation des risques.

Le personnel de l'intégrité sur le terrain met à jour annuellement les données de l'outil d'évaluation des risques liés aux pipelines en exploitation. Les nouveaux pipelines construits par CNRL sont soumis à une évaluation au moyen d'une version de la calculatrice des risques du pipeline utilisant les conditions d'exploitation prévues. Cela permet de programmer des activités d'atténuation de la corrosion interne adéquates avant la mise en service des nouveaux pipelines. Les pipelines obtenus lors d'une acquisition sont aussi évalués au moyen de l'outil d'évaluation des risques. En plus des facteurs mentionnés précédemment, CNRL compte sur son expérience en matière d'exploitation et les lignes directrices acceptées dans l'industrie pour évaluer le type et la gravité de la corrosion prévue dans un pipeline ou un réseau pipelinier donné. Règle générale, les particularités de l'évaluation du risque, jumelé à un examen des antécédents de l'exploitation du pipeline, dont les résultats des inspections et de la surveillance passées, aident à évaluer la corrosivité prévue d'un réseau en particulier. Lorsque les particularités du réseau ne sont pas compatibles avec l'algorithme d'évaluation des risques, la société évalue le danger de corrosion interne à l'aide d'autres technologies adaptées à cette fin particulière. Les données sur l'exploitation sont collectées et étudiées tous



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)e) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
e) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux liés aux conditions d'exploitation normales et anormales

Évaluation

les ans lors de réunions avec des parties prenantes, dont le personnel de l'intégrité, des opérations et de la production. Ces données sont mises à jour selon les besoins pour chaque tronçon dans la base de données de PipeManager.

Les données et les cotes de risques s'y rattachant sont validées périodiquement tout au long de l'année afin de maintenir un degré d'uniformité et un contrôle de la qualité homogène. CNRL a expliqué que cette démarche était complétée par le conseiller à l'intégrité de la société, mais cette activité est ponctuelle et n'est pas officiellement documentée.

Pour valider les cotes de risques, on réalise des inspections internes des pipelines (en général, seulement dans ceux dont le risque est jugé élevé et modéré-élevé et non atténué) pour comparer le risque prédit et les résultats des inspections internes. Les évaluations des risques et l'outil servant à celles-ci peuvent être ajustés en fonction des résultats. CNRL a mené plus de 700 inspections internes en 2017 et plus de 400 sont prévues en 2018.

Dans le cas des pipelines dont le niveau de risque excède le seuil qu'accepte la société, on évalue les facteurs relatifs à la probabilité et à la conséquence pour déterminer si des mesures d'atténuation ou des mécanismes de contrôle peuvent être mis en place pour réduire le risque (non atténué). C'est à l'étape de la validation du processus de gestion du risque que l'on évalue l'efficacité de chaque mesure d'atténuation et de chaque mécanisme de contrôle afin de vérifier l'exactitude du niveau réel de risque résiduel. Par exemple, dans le cas de mesures comme le raclage, le traitement chimique et le traitement par lots, elles ne sont considérées comme efficaces qu'une fois leur efficacité vérifiée.

En ce qui concerne les pipelines en acier, la validation de la probabilité se fait habituellement par des inspections internes ou par leur excavation pour réaliser des examens non destructifs qui confirment l'état de la canalisation. Pour les pipelines non métalliques, le processus de validation peut comprendre des coupes et des essais de rupture, une vérification de la sur-conception du pipeline (réduisant les effets du cycle de sollicitation) ou des excavations et vérifications sélectives du système de soutien du pipeline.

Les stratégies d'atténuation et de réduction des conséquences et les mécanismes de contrôle portent principalement sur l'efficacité des systèmes de détection des fuites, la surveillance des inondations et des stratégies d'arrêt en cas de menaces hydrotechniques; elles sont établies d'après une modélisation de la dispersion du panache dans le cas des réseaux transportant du gaz corrosif.

Le processus d'évaluation du risque de CNRL est décrit en détail dans le document *Pipeline Risk Management Users Handbook*. Ce document expose toutes les étapes de la gestion des risques liés aux pipelines de CNRL ainsi que la démarche pour évaluer les risques à l'aide de l'outil prévu à cette fin. À l'appui de ces processus, on trouve les instruments suivants : la base de données PipeManager, le document *Corporate Risk Guideline*, l'outil d'évaluation



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)e) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
e) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, notamment ceux liés aux conditions d'exploitation normales et anormales

	Évaluation
	des risques liés aux pipelines et le document <i>Pipeline Risk Management Guideline</i> .
Procédures à l'appui	s.o.
Intégration et mise en application	s.o.
CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, CNRL a démontré que son processus pour évaluer et gérer les risques associés aux dangers répertoriés, tel qu'il s'applique au programme d'intégrité, est conforme à l'alinéa 6.5(1)e) du <i>Règlement</i> .	


PV06 : Processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1f) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

f) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle dans le but de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers répertoriés et les risques, et pour informer les personnes exposées aux risques les mécanismes de contrôle

	Évaluation
Responsabilités	<p>L'attribution des responsabilités est consignée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual 4/4/2018</i>. Le document indique que le directeur général des opérations, exploration et production, confie au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, la responsabilité de mettre des ressources appropriées à la disposition du directeur de l'intégrité des actifs (thermique et classique), pour assurer la mise en œuvre efficace du programme ET au premier vice-président, opérations canadiennes sur le terrain, classique, celle de collaborer avec le directeur de l'intégrité des actifs, pour veiller à ce que le programme soit mis en place de la façon décrite dans ce manuel.</p> <p>dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a affirmé que le conseiller à l'intégrité de l'entreprise « <i>collabore avec les parties prenantes du programme d'intégrité à Calgary et sur le terrain pour trouver des solutions réalisables qui sont à la fois uniformes, efficaces et efficaces pour répertorier et gérer les risques, et fournit des conseils à tous les niveaux hiérarchiques et à l'équipe sur le terrain en matière d'atténuation et de contrôle des menaces.</i> » Dans sa réponse toujours, CNRL indiquait que les techniciens et les spécialistes de l'intégrité sur le terrain « <i>recherchent la cause des problèmes de corrosion et d'intégrité et recommandent des stratégies d'atténuation</i> » et « <i>collaborent avec le service des opérations et le fournisseur de services pour les géorisques, au besoin, pour coordonner des évaluations sur le terrain et mettre en place les activités de surveillance et d'atténuation qui sont requises.</i> »</p> <p>CNRL a indiqué que le groupe consultatif sur l'intégrité de la société met au point les mécanismes de contrôle appropriés pour gérer les menaces prévisibles. Le groupe évalue la réglementation ou les problèmes émergents, et les mesures d'atténuation et les mécanismes de contrôle sont adaptés en conséquence.</p> <p>Le fournisseur de services pour les géorisques fournit des conseils pour guider le programme d'atténuation de ces risques ainsi que des solutions techniques pour réduire la probabilité d'une défaillance attribuable à des risques de cet ordre.</p> <p>CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant ces attributions. On a informé les vérificateurs que les responsabilités propres à chaque composante du protocole de vérification ont été ajoutées pour rendre compte des mesures que la société prend à la suite de la demande de renseignements visant à obtenir des éclaircissements.</p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)f) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
f) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle dans le but de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers répertoriés et les risques, et pour informer les personnes exposées aux risques les mécanismes de contrôle

Évaluation

Le document *Pipeline Risk Assessment Guideline* de CNRL indique que le directeur de l'intégrité est l'autorité et que le représentant de l'intégrité est responsable de l'évaluation des mesures d'atténuation et des mécanismes de contrôle. Dans le cadre du processus d'évaluation des risques liés aux pipelines, il incombe à l'ingénieur ou au spécialiste d'évaluer le risque résiduel (atténué).

Les renseignements communiqués lors des entrevues au sujet des rôles et responsabilités ne concordaient pas avec les documents fournis.

Processus

CNRL a fourni un tableau énumérant les diverses stratégies d'atténuation et options de mécanismes de contrôle disponibles pour réduire les risques liés à l'intégrité au sein de la société. On y décrit 13 mesures d'atténuation et mécanismes de contrôle visant à réduire les conséquences et 18 autres qui portent sur la réduction de la probabilité qu'un événement se produise, tous codés par couleur en fonction de la catégorie de menaces en présence. Les catégories comprennent la corrosion, les géorisques, les pipelines non métalliques et une catégorie générale appelée « tous les types de menaces ».

CNRL a expliqué que ce tableau est accessible dans un menu déroulant de l'outil de gestion des risques liés aux pipelines. Un lien vers ce tableau, appelé *Pipeline Risk Mitigation and Controls Table: Pipeline Risk Mitigation & Controls* est fourni dans le document *Pipeline Risk Mitigation and Controls Table: Pipeline Risk Mitigation & Controls*. La quantité d'instructions communiquées aux utilisateurs pour déterminer les mécanismes de contrôle vise à « examiner les mesures d'atténuation et les mécanismes de contrôle et à mettre en place les mesures de réduction de la probabilité suivantes, s'il y a lieu. » L'efficacité potentielle de chaque mesure d'atténuation et mécanisme de contrôle est établie par l'outil de gestion des risques liés aux pipelines, puis on compare la situation avant et après comme suit : Conséquence par rapport à la conséquence atténuée, et probabilité par rapport à la probabilité atténuée. Cette démarche est décrite dans le document *Pipeline Risk Management Users Handbook*.

CNRL a mentionné que le crédit pour la réduction des risques n'est accepté qu'une fois vérifiée l'efficacité des mesures d'atténuation et des mécanismes de contrôle par des inspections internes, une radiographie, des examens par ultrasons, des fouilles exploratoires ou d'autres activités de vérification pertinentes. Les résultats de l'évaluation finale des risques sont communiqués en termes de risque résiduel qui est réputé être le niveau de risque lié au pipeline, en tenant compte des mesures d'atténuation, des mécanismes de contrôle et des mesures de protection vérifiés qui ont été mis en place. Si l'évaluation du risque résiduel est jugée modérée-élevée ou élevée, la personne dont relève le risque (vice-président de l'exploitation pour un risque résiduel élevé et directeur de l'exploitation pour les risques résiduels modérés-élevés) doit être informée du fait que le pipeline demeure en exploitation, et



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)f) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

f) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle dans le but de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers répertoriés et les risques, et pour informer les personnes exposées aux risques les mécanismes de contrôle

Évaluation

elle doit accepter le risque, ou rejeter le risque résiduel et décider si l'exploitation du pipeline doit être interrompue ou si des mesures d'atténuation ou des mécanismes de contrôle supplémentaires doivent être mis en place. Cette démarche est décrite dans le document *Pipeline Risk Management Users Handbook*.

Le document *Asset Integrity Procedure 11-06* précise qu'une fois connus les résultats du risque non atténué et résiduel à la lumière des mesures d'atténuation et des mécanismes de contrôle vérifiés, un formulaire d'acceptation des risques doit être signé et soumis à l'examen de la direction. CNRL a expliqué que la signature d'acceptation du directeur de l'exploitation est requise avant que les mécanismes de contrôle soient mis en place.

Bien que CNRL dispose d'une liste des mesures d'atténuation et des mécanismes de contrôle qui se sont avérés les plus efficaces pour réduire les risques liés à l'intégrité des pipelines, elle n'a pas démontré qu'elle avait mis en place un processus pour élaborer ces mécanismes de contrôle ou des mécanismes supplémentaires au besoin.

CNRL a expliqué que la communication des mécanismes de contrôle repose sur une large distribution du formulaire d'acceptation du risque signé et sur des discussions au sein des équipes et des réunions périodiques de celles-ci, notamment des ingénieurs en production, des directeurs, des chefs de chantier et des contremaîtres. La société a indiqué dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question qu'elle conserve dans ses bureaux régionaux une forte présence en matière d'intégrité des actifs, comme l'illustre le fait qu'environ 70 % de son personnel rattaché à l'intégrité des actifs vit et travaille dans les mêmes centres que le personnel des opérations sur le terrain. L'un des éléments centraux des attributions liées à l'intégrité des actifs sur le terrain est d'assurer des interactions quotidiennes et un haut degré de mobilisation du personnel des opérations sur le terrain, afin que les activités de gestion du risque (y compris les inspections, les mesures d'atténuation et les programmes de surveillance) soient comprises et exécutées par le service des opérations.

Cependant, CNRL n'a pas démontré qu'elle a élaboré et mis en œuvre un processus pour informer les personnes exposées aux risques les mécanismes de contrôle.

Procédures à
l'appui

Aucun problème lié aux documents et à la mise en œuvre n'a été relevé relativement aux procédures de soutien fournies.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)f) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
f) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle dans le but de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers répertoriés et les risques, et pour informer les personnes exposées aux risques les mécanismes de contrôle

	Évaluation
Intégration et mise en application	s.o.
Autres renseignements examinés	s.o.

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, la société n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus pour élaborer ces mécanismes de contrôle ou des mécanismes supplémentaires, au besoin, afin de prévenir, de gérer et d'atténuer les dangers et les risques répertoriés. De plus, la société n'a pas démontré qu'elle a élaboré un processus pour informer les personnes exposées aux risques des mécanismes de contrôle. Dans les deux cas, il s'agit d'exigences de l'alinéa 6.5(1)f) du *Règlement*. La société n'a pas démontré que son processus pour élaborer et mettre en œuvre des mécanismes de contrôle, tel qu'ils s'appliquent au programme d'intégrité, est conforme aux exigences de l'alinéa 6.5(1)f) du *Règlement*.


PV07 : Processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)q) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

q) d'établir et de mettre en œuvre un processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles des employés et de toute autre personne travaillant en collaboration avec la compagnie ou pour le compte de celle-ci afin que chacun soit au courant des activités des autres et dispose des renseignements lui permettant de s'acquitter de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.

	Évaluation
Responsabilités	<p>Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a indiqué que l'ingénieur ou les spécialistes en intégrité et les techniciens/spécialistes en intégrité sur le terrain font des observations sur la sécurité au travail quand ils sont sur le chantier, afin de veiller à ce que le travail soit exécuté de façon sécuritaire, et les opérateurs en chantier communiquent avec les techniciens/spécialistes en intégrité sur le terrain, s'il y a lieu, pour discuter de problèmes liés à l'intégrité et leur fournir une évaluation des dangers, selon les besoins, pour promouvoir des méthodes de travail sécuritaires. Le fournisseur des services pour la protection cathodique prend part à l'évaluation des dangers et aux observations sur la sécurité au travail afin de promouvoir des pratiques de travail sécuritaires.</p> <p>CNRL n'a fourni aucune référence à des documents étayant ces attributions. On a informé les vérificateurs que les responsabilités propres à chaque composante du protocole de vérification ont été ajoutées pour rendre compte des mesures que la société prend à la suite de la demande de renseignements visant à obtenir des éclaircissements.</p> <p>Le document <i>SMS Element 1 – Introduction and Leadership Commitment</i> définit les responsabilités ainsi : « <i>assurer une supervision adéquate de tous les chantiers; veiller à ce que les travailleurs sachent ce que l'on attend d'eux par une formation; veiller à ce que les travailleurs connaissent les dangers potentiels de leur travail et les dangers propres au chantier, et qu'ils soient préparés à y faire face; coordonner les activités des entrepreneurs, quand deux employeurs ou plus sont présents sur le chantier, afin de veiller à ce que leurs activités ne se gênent pas ou qu'elles ne présentent pas des dangers pour les autres; consulter le comité mixte d'hygiène et de sécurité au travail ou le représentant à la santé et à la sécurité et collaborer avec l'un ou l'autre.</i> »</p> <p>Les renseignements communiqués lors d'entrevues au sujet des attributions pour cet élément de la vérification ne concordaient pas avec les documents fournis.</p>



Processus	<p>CNRL emploie plusieurs modes de communication pour sensibiliser ses employés à la sécurité et leur faire connaître les dangers.</p> <p>Comme cela est décrit dans le document <i>SMS Element 1 Introduction and Leadership Commitment</i> de CNRL dans le cadre de l'orientation, tous les travailleurs sur un chantier de la société doivent recevoir les renseignements utiles que l'on trouve dans le dépliant intitulé <i>Safety Orientation</i> ou une formation assistée par ordinateur. CNRL s'attend également à ce que ses travailleurs suivent le cours <i>General Safety Orientation for the Industry</i> de la société Enform. Il est précisé dans le document que l'on doit évaluer les dangers avant d'entreprendre des travaux, quels qu'ils soient, sur un chantier de CNRL, et que les dangers (potentiels) doivent être répertoriés, évalués et contrôlés. On attend des travailleurs et des fournisseurs de services qu'ils prennent part aux évaluations des dangers et qu'ils comprennent les résultats de ces évaluations et les mécanismes de contrôle qu'ils devraient employer. CNRL indique que les évaluations des dangers visent à engager tous les travailleurs qui exécuteront des travaux, afin de bien faire connaître les dangers et les mesures de contrôle qui se rapportent à chacun; de déterminer l'étendue des travaux à accomplir; de répertorier les dangers (potentiels) des travaux ou des tâches; et de veiller à ce que soient mis en place les mécanismes de contrôle appropriés pour éliminer ou atténuer tous les dangers répertoriés.</p> <p>Les opérations pour le classique et le thermique ont recours à une évaluation des dangers, tandis que celles associées aux sables bitumineux utilisent un système d'autorisations d'exécuter des travaux en toute sécurité ou une évaluation des dangers, ou les deux. Dans les deux cas, ces mécanismes doivent être réalisés et documentés par un représentant, un employé ou un exploitant sous contrat de CNRL à qui il revient de superviser les travaux.</p> <p>Dans le cas des fournisseurs de services chevronnés qui exécutent des travaux courants et répétitifs sur des chantiers semblables, CNRL autorise la délivrance d'une évaluation étendue des dangers, mais l'employé de la société qui délivre celle-ci doit clairement répertorier tous les dangers potentiels et tous les mécanismes de contrôle pour le fournisseur de services; faire part de la nécessité pour celui-ci de conserver l'évaluation des dangers sur le chantier et de s'assurer que le fournisseur de services dispose de ses propres procédures d'évaluation des dangers et d'exécution des travaux sur le chantier pour les tâches à accomplir.</p> <p>Les fournisseurs de services et les entrepreneurs qui fournissent des services spécialisés doivent détenir une évaluation des dangers propres à la tâche à accomplir, comme cela est précisé dans le document <i>Hazard Assessment</i> de CNRL. Les fournisseurs de services qui travaillent pour la société doivent produire une évaluation des dangers ou une procédure détaillée propre aux travaux (évaluations de risques pour la sécurité au travail) concernant les services spécialisés qui sont fournis et les conserver sur le chantier.</p> <p>Les observations sur la sécurité sur les chantiers décrites dans le document <i>Guide to Safety and Compliance</i> de CNRL constituent un autre instrument qu'utilise la société pour explorer les possibilités d'amélioration de la sécurité par le truchement d'observations des personnes, de l'équipement, des processus et des procédures faites en se livrant à des activités sur les chantiers de la société.</p>
-----------	--



	<p>En plus de la formation, des évaluations des dangers, des observations sur la sécurité sur les chantiers et des autorisations d'exécuter des travaux en toute sécurité, CNRL a fait valoir qu'elle mise sur des rapports journaliers, des communications quotidiennes et des réunions régulières sur le projet pour l'aider à coordonner et à contrôler les activités opérationnelles de ses travailleurs.</p> <p>CNRL dispose de plusieurs procédures et emploie plusieurs modes de communication pour sensibiliser ses travailleurs à la sécurité et aux dangers (dont la plupart sont regroupés sous le système de gestion de la sécurité). Toutefois, elle n'a fourni aucune preuve démontrant qu'elle a établi et mis en œuvre un processus explicite et documenté pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles de ses employés afin que chacun soit au courant des activités des autres et dispose des renseignements lui permettant de s'acquitter de leurs tâches en toute sécurité et de manière à assurer la sûreté du pipeline et la protection de l'environnement.</p> <p>Les vérificateurs constatent qu'il ne semble pas exister pas de processus-cadre documenté qui satisfait aux exigences de l'alinéa 6.5 1)q) du Règlement.</p>
Procédures à l'appui	
Intégration et mise en application	
<p>CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, la société n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus pour coordonner et contrôler les activités opérationnelles des employés et des autres personnes travaillant pour elle, tel qu'il s'applique au programme d'intégrité, conforme à l'alinéa 6.5(1)q) du Règlement.</p>	



PV08 : Processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les incidents et les quasi-incidents

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)r) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

r) d'établir et de mettre en œuvre un processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les dangers potentiels, les incidents et les quasi-incidents et permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents

Évaluation

Responsabilités

L'attribution des responsabilités est consignée dans le document *Pipeline Integrity Manual 4/4/2018*. Le document indique que le directeur général des opérations, exploration et production, confie au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, la responsabilité de mettre des ressources appropriées à la disposition du directeur de l'intégrité des actifs (thermique et classique) pour assurer la mise en œuvre efficace du programme ET au premier vice-président des opérations sur le terrain au Canada, classique, celle de collaborer avec le directeur de l'intégrité des actifs, pour veiller à ce que le programme soit mis en place de la façon décrite dans ce document.

Sur la question particulière des rapports internes, le document *Pipeline Integrity Manual* définit les tâches suivantes pour les contremaîtres des opérations sur le terrain : 1) informer sans tarder le coordonnateur à la sécurité et le coordonnateur à l'environnement de toute perte de confinement d'un pipeline; 2) informer sans tarder les autorités réglementaires compétentes selon les exigences de rapports d'incidents de CNRL; 3) intégrer les leçons tirées des défaillances de pipelines et des inspections dans les pratiques d'exploitation. Les techniciens / spécialistes de l'intégrité sur le terrain ont les responsabilités suivantes : 1) veiller à ce que les rapports d'incidents impliquant des ruptures de pipelines soient mis à jour; 2) se faire le champion des enquêtes sur des défaillances, en interagissant avec le fournisseur de services effectuant l'analyse de la défaillance; 3) assurer le suivi des recommandations formulées dans le rapport de défaillance, afin que les leçons tirées puissent aider à réduire la répétition des défaillances. Les opérateurs en chantier doivent communiquer sans tarder avec le contremaître dans le cas d'une perte de confinement d'un pipeline.

Le document *SMS Element 1 –Introduction and Leadership Commitment* indique ce qui suit : « *Les travailleurs doivent signaler les dangers potentiels, incidents et blessures aux superviseurs aussitôt que possible.* » Le personnel de CNRL a fait écho à cet énoncé lors des entrevues réalisées durant la vérification.

Dans le document *SMS Element 6 Incident Reporting and Investigation*, on trouve des schémas de responsabilités à couloirs expliquant les étapes du processus, du moment de l'incident jusqu'à la clôture du dossier.

CNRL a fourni plusieurs documents renfermant une description générale des rapports internes en cas de dangers, d'incidents et de quasi-incidents ou y faisant référence. Toutefois, la société n'a pas démontré qu'elle disposait d'un processus explicite et documenté qui établit de façon nette les rôles et responsabilités.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)r) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
r) d'établir et de mettre en œuvre un processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les dangers potentiels, les incidents et les quasi-incidents et permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents

Évaluation

L'alinéa 6.3(1)a) du *Règlement* stipule que la société doit établir une politique relative aux rapports internes sur les dangers, dangers potentiels, incidents et quasi-incidents, qui indique notamment les conditions dans lesquelles la personne qui fait les signalements peut se voir accorder l'immunité contre d'éventuelles mesures disciplinaires.

CNRL a fait état du document intitulé *Canadian Natural Code of Integrity 2015*, qu'elle a aussi fourni, qui répond, selon elle, aux exigences de l'alinéa 6.3(1)a) du *Règlement*. À la rubrique *Reporting Violations of the Code*, on peut lire ce qui suit : « *Une personne qui, de bonne foi, signale une possible violation au code ou qui signale des contrôles comptables, des contrôles comptables internes ou des questions d'audit douteux ou qui prête assistance dans une enquête sur de tels types de violations ne sera pas limogée, rétrogradée, suspendue, menacée ou harcelée et ne fera l'objet d'aucune forme de discrimination en ce qui a trait à ses conditions d'emploi ou autrement.* »

Cet énoncé n'englobe pas le signalement des dangers, dangers potentiels, incidents ou quasi-incidents, et n'énonce pas clairement les conditions dans lesquelles la personne qui les signale peut se voir accorder l'immunité contre d'éventuelles mesures disciplinaires. CNRL n'a pas fourni de preuve additionnelle pour démontrer qu'elle satisfait aux exigences de l'alinéa 6.3(1)a) du *Règlement*.

Processus

Le document *SMS Element 6 Incident Reporting and Investigation* explique en détail le processus de signalement des incidents et d'enquête de CNRL et renferme ce qui suit : des exemples d'incidents qui doivent être signalés, des précisions sur la personne à qui les rapports sur les incidents doivent être remis, les circonstances qui exigent une enquête, la personne qui doit prendre des mesures correctives et les exigences de hiérarchisation pour la participation de la direction en fonction de la gravité de l'incident, selon la matrice des risques de CNRL. Ce document renferme aussi un schéma montrant le processus pour les incidents, y compris les limites des responsabilités, et décrivant les étapes à suivre depuis l'incident jusqu'à la clôture du dossier.

On peut également y lire ce qui suit : « *Les blessures, les dommages au matériel, les déversements et les quasi-incidents doivent tous être signalés dès que cela est possible après que l'incident a été maîtrisé et le site sécurisé.* » Toutefois, on n'énonce pas clairement la façon dont le signalement doit être fait, à savoir verbalement, par écrit ou en ligne. Au nombre des incidents qui doivent être signalés, on compte les quasi-incidents, les déversements ou rejets, les fuites de pipelines, le sabotage et le vandalisme. Le document *SMS Element 6 Incident Reporting and Investigation* ne traite pas directement du signalement interne des dangers ou dangers potentiels.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)r) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

r) d'établir et de mettre en œuvre un processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les dangers potentiels, les incidents et les quasi-incidents et permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents

Évaluation

On peut y lire que « *tous les incidents doivent être signalés dans un rapport d'incident.* » On n'y trouve cependant aucun lien ni renvoi au rapport d'incident qui doit être employé, seulement un modèle de rapport.

Ce document renferme des directives pour les incidents et les enquêtes préliminaires à l'intention des coordonnateurs de la sécurité et de la conformité, consigné sous *Preliminary Incident & Investigation Guide for Safety & Compliance Coordinators*. En ce qui concerne les rapports internes, il y est indiqué que l'incident doit être signalé aux services compétents de CNRL, entre autres, à celui de l'intégrité des actifs pour les incidents impliquant de l'équipement servant au traitement et un pipeline.

CNRL a fourni aux vérificateurs pour examen un exemple de rapport d'incident rempli (*Incident Report Form (Report no. Q0203)*). Aucune mention n'a été faite de l'endroit où ce rapport d'incident est conservé, de la façon d'y accéder, de la personne qui le remplit, de celle à qui il est destiné, de celle qui le révise ou de celle qui y donne suite.

Au cours des entrevues réalisées durant la vérification, CNRL a indiqué que ce formulaire servait à signaler des dangers et des quasi-incidents importants. Elle a précisé que le signalement des quasi-incidents impliquant un remuement du sol, par exemple des travaux d'excavation près d'un pipeline, et les rapports de surveillance aérienne n'utilisent pas ce formulaire, mais sont quand même entrés dans la base de données. Les dangers relatifs à l'intégrité des pipelines, comme la défaillance du revêtement, ne seraient pas entrés dans la base de données sur les incidents, mais la découverte d'amiante ou le contact avec de l'amiante, le seraient.

La société a expliqué durant les entrevues réalisées pendant la vérification qu'il incombe aux contremaîtres de mettre en place les mesures correctives et préventives qui se rapportent aux incidents (ou dangers) se produisant dans leur région géographique.

CNRL a indiqué que le document *Pipeline Risk Management Handbook* expose la marche à suivre pour analyser les dangers, allouer les ressources afin de réduire les risques et répertorier les mécanismes de contrôle et les stratégies d'atténuation pour gérer les risques (et les dangers imminents).

CNRL a recours à diverses stratégies de communication pour partager les leçons tirées des incidents. Voici quelques exemples de documents fournis et



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)r) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
r) d'établir et de mettre en œuvre un processus relatif aux rapports internes sur les dangers, les dangers potentiels, les incidents et les quasi-incidents et permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents

Évaluation

d'activités mentionnées ou ayant fait l'objet de discussions : un bulletin mensuel sur l'intégrité des actifs (*Asset Integrity Bulletin*), un bulletin mensuel sur la sécurité (*Safety Bulletin*), des réunions périodiques sur la sécurité, une rétrospective des défaillances de pipelines en 2017 (*Pipeline Failure Lookback 2017 presentation*) et (plus détaillés) des rapports de gestion trimestriels et annuels (*Annual Stewardship Reports*).

Le document *SMS Element 3 Employee Training* précise que « tous les travailleurs sur les chantiers de Canadian Natural doivent comprendre (10) rapports d'incidents ». Cependant, comme cela est mentionné à la section 3.2 sur les cours obligatoires pour les employés sur le terrain, il n'y a pas de formation obligatoire sur le signalement des dangers, dangers potentiels, incidents et quasi-incidents, ni sur la mise en place de mesures correctives et préventives, ni de formation portant spécifiquement sur ces sujets. Les cours sur le recensement des dangers et les enquêtes sur les accidents et incidents sont facultatifs.

Bien que CNRL ait produit plusieurs documents démontrant que la société a bel et bien des lignes directrices et des énoncés d'attentes en matière de rapports et qu'il semble qu'elle établisse des rapports sur de nombreux incidents et dangers, elle n'a pas démontré qu'elle disposait d'un processus explicite et documenté pour l'établissement de rapports internes sur les dangers, les dangers potentiels, les incidents et les quasi-incidents permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer les dangers imminents.

Procédures à
l'appui

s.o.

Intégration et mise
en application

s.o.

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, la société n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus pour l'établissement de rapports internes sur les dangers, dangers potentiels, incidents et quasi-incidents permettant de prendre des mesures correctives et préventives à leur égard, notamment les étapes à suivre pour gérer, tel qu'il s'applique au programme d'intégrité, conforme à l'alinéa 6.5(1)r) du Règlement.





PV09 : Processus permettant d'élaborer des plans d'urgence

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)t) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

t) d'établir et de mettre en œuvre un processus permettant d'élaborer des plans d'urgence pour se préparer aux événements anormaux pouvant se produire pendant les activités de construction, d'exploitation, d'entretien, de cessation d'exploitation ou au cours de situations d'urgence.

	Évaluation
Responsabilités	<p>L'attribution des responsabilités est consignée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual 4/4/2018</i>. Le document indique que le directeur général des opérations, exploration et production, confie au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, la responsabilité de mettre des ressources appropriées à la disposition du directeur de l'intégrité des actifs (thermique et classique) pour assurer la mise en œuvre efficace du programme ET au premier vice-président des opérations sur le terrain au Canada, classique, celle de collaborer avec le directeur de l'intégrité des actifs, pour veiller à ce que le programme soit mis en place de la façon décrite dans ce document.</p> <p>Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a indiqué que le vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation et la technologie « <i>fournit des ressources suffisantes pour gérer et mettre en œuvre les programmes de sécurité, d'intervention en cas d'urgence et d'intégrité décrits dans le manuel sur l'intégrité des pipelines.</i> » En tant que telles, les responsabilités liées à la planification des urgences relèvent en grande partie de l'équipe de gestion des situations d'urgence (plus précisément le responsable du programme d'intervention en cas d'urgence), avec l'orientation et l'encadrement de l'équipe de l'intégrité des actifs.</p> <p>Les responsabilités et les obligations redditionnelles concernant l'élaboration de plans d'urgence ne sont pas explicitement documentées. Cependant, les propos recueillis durant les entrevues réalisées au cours de la vérification étayaient les schémas d'activités à couloirs et la preuve de la mise en œuvre et ont démontré que CNRL a élaboré (et a la capacité de continuer à élaborer) des plans d'intervention d'urgence propres aux sites en réaction à des dangers répertoriés et à des risques de niveaux plus élevés détectés par les équipes de gestion des pertes, dont l'équipe de gestion de l'intégrité des actifs.</p> <p>CNRL n'a pas fait de renvois précis à des documents qui encadrent ces rôles et responsabilités, mais elle a toutefois informé les vérificateurs du fait que les responsabilités propres à chaque élément du protocole de vérification ont été ajoutées pour indiquer les fonctions de chaque personne au sein de la société, à la suite de la demande de renseignements visant à obtenir des éclaircissements.</p>
Processus	<p>CNRL a expliqué que ses mesures sont axées sur la gestion proactive des risques, le ceux-ci à leur atténuation et jusqu'à l'intervention, aussi bien dans ses activités au Canada qu'en mer au Royaume-Uni et en Afrique, et que ses systèmes de gestion intégrée l'aide à évaluer et à prévenir les risques d'incidents comme les déversements ou les fuites. Dans le but d'atténuer les impacts, les incidents susceptibles de se produire sont gérés en appliquant les programmes de gestion des situations d'urgence et de préparation à un déversement.</p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)t) La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

t) d'établir et de mettre en œuvre un processus permettant d'élaborer des plans d'urgence pour se préparer aux événements anormaux pouvant se produire pendant les activités de construction, d'exploitation, d'entretien, de cessation d'exploitation ou au cours de situations d'urgence.

Évaluation

CNRL mise sur son programme de gestion des situations d'urgence pour la préparer en vue d'une intervention sécuritaire et coordonnée à d'éventuels accidents et incidents. Ce programme comporte un système de commandement en cas d'incident et des procédures d'intervention en cas d'urgence détaillées et prévoit les ressources et la formation pour permettre une intervention fiable et efficace.

Les plans d'interventions en cas d'urgence propres aux sites de CNRL constituent une autre composante clé de ce programme. Ils ont été élaborés pour assurer une intervention initiale immédiate et une gestion efficace de la situation jusqu'à ce que le problème soit résolu ou que d'autres ressources puissent être mobilisées sur les lieux. Comme cela a été mentionné durant les entrevues réalisées au cours de la vérification, les plans d'intervention d'urgence propres aux sites sont mis au point pour faire face aux risques particuliers répertoriés pour chaque endroit. La démarche pour répertorier les risques et élaborer des plans d'urgence comprend un processus d'évaluation et de gestion des risques, un processus d'évaluation technique et des plans pour le transport des travailleurs blessés.

L'équipe de gestion des situations d'urgence de CNRL a fourni une explication, documents à l'appui, illustrant son processus, notamment un schéma des opérations qui présente le processus de planification des mesures d'urgence, depuis le recensement des dangers jusqu'à l'intervention en passant par la mise au point de diverses interventions ciblées. Le processus est enclenché par une demande adressée à l'équipe de gestion des situations d'urgence par courriel pour élaborer un nouveau plan d'intervention d'urgence propre à un site ou pour étoffer ou réviser un plan existant. (Tous les plans actuels satisfont aux exigences provinciales ou les surpassent.)

L'équipe de gestion des situations d'urgence collabore avec celle de l'intégrité des actifs pour s'assurer que tous les risques et tous les dangers sont compris et que les mesures appropriées sont prises dans chaque plan d'intervention en cas d'urgence propre à un site. Les calculs entrant dans l'élaboration de chaque plan tiennent compte des raccordements pipeliniers multiples et des effets potentiels d'un déversement concerté ou en chaîne. Les plans d'urgence (plans d'intervention en cas d'urgence propres au site) sont ensuite élaborés en prévision du pire scénario possible.

Bien que les plans d'intervention en cas d'urgence propres aux sites soient considérés et gérés comme des documents contrôlés, ils sont accessibles à tous les secteurs d'activités, et les renseignements appropriés sont communiqués aux personnes qui doivent les connaître. L'équipe de gestion des situations d'urgence a informé les vérificateurs que son plan de communication respecte celui de la société dans sa globalité. La trousse d'information au public constitue un exemple d'instruments de communication avec la population.

CNRL a indiqué qu'elle passe tous les ans ses 143 plans d'intervention en cas d'urgence en revue, dont neuf qui ont trait à des pipelines réglementés par



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)t La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

t) d'établir et de mettre en œuvre un processus permettant d'élaborer des plans d'urgence pour se préparer aux événements anormaux pouvant se produire pendant les activités de construction, d'exploitation, d'entretien, de cessation d'exploitation ou au cours de situations d'urgence.

Évaluation

	<p>l'Office.</p> <p>Le plan stratégique de la société renvoie au système de commandement en cas d'incident qu'elle applique. Les rôles et responsabilités sont décrits dans les documents du système de commandement en cas d'incident. Lors des entrevues, la société a renvoyé les vérificateurs aux procédures et processus pour faire face à des conditions anormales liées à l'intégrité, soit les sections 8.2 et 8.3 et les pages 310 et 320 du document intitulé <i>O&M Manual</i>.</p> <p>Les employés de CNRL faisant partie de l'équipe de gestion des situations d'urgence rencontrés étaient en mesure de décrire les mesures à prendre et connaissaient les diverses procédures et divers documents pour l'élaboration des plans d'urgence et l'accès à ceux-ci.</p>
Procédures à l'appui	s.o.
Intégration et mise en application	s.o.

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, CNRL a démontré que son processus pour élaborer des plans d'urgence pour se préparer aux événements anormaux pouvant se produire pendant les activités de construction, d'exploitation, d'entretien et de cessation d'exploitation ou lors de situations d'urgence, tel qu'il s'applique au programme d'intégrité, est conforme à l'alinéa 6.5(1)t du *Règlement*.



AP10 : Processus pour inspecter et surveiller

Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1u) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :

u) d'établir et de mettre en œuvre un processus en vue de l'inspection et de la surveillance des activités et des installations de la compagnie dans le but d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité des programmes visés à l'article 55 et de prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes

	Évaluation
Responsabilités	<p>L'attribution des responsabilités est consignée dans le document <i>Pipeline Integrity Manual 4/4/2018</i>. Le document indique que le directeur général des opérations, exploration et production, confie au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, la responsabilité de mettre des ressources appropriées à la disposition du directeur de l'intégrité des actifs (thermique et classique), pour assurer la mise en œuvre efficace du programme ET au premier vice-président des opérations sur le terrain au Canada, classique, celle de collaborer avec le directeur de l'intégrité des actifs, pour veiller à ce que le programme soit mis en place de la façon décrite dans ce manuel.</p> <p>Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a indiqué que le directeur de l'intégrité des actifs interagit directement avec l'équipe de l'intégrité des actifs sur les questions qui touche le rendement de l'intégrité des pipelines et les questions émergentes ou en matière de réglementation, et recommande des mesures de rendement appropriées. Il fournit aussi des mises à jour mensuelles des IRC et des rapports de gestion mensuels au premier vice-président à la sécurité, à la gestion du risque et à l'innovation, aux vice-présidents des opérations sur le terrain (Est et Ouest), aux directeurs de l'exploitation et aux services de l'intégrité et de l'exploitation. Il lui incombe aussi d'ajuster les indicateurs clés de rendement liés à l'intégrité, s'il y a lieu.</p>
Processus	<p>Comme il en a été question à PV02, CNRL a défini un ensemble d'activités de rendement clés avancées et retardées, et les indicateurs de rendement clés s'y rattachant, pour mesurer le rendement du programme de gestion de l'intégrité. Comme cela est expliqué dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i>, des IRC ont été établis pour assurer un suivi des activités de rendement clés sur l'intégrité des pipelines. Les IRC font l'objet d'un suivi et sont communiqués aux gestionnaires et aux vice-présidents dans un rapport mensuel, au conseil d'administration dans un rapport trimestriel intitulé <i>Quarterly Stewardship Report</i> et, tous les ans, dans le document intitulé <i>Annual Stewardship Report</i>. Des plages de cibles accompagnent les IRC afin de procurer une certaine souplesse dans l'atteinte et le dépassement des résultats; les IRC sont examinés tous les ans.</p> <p>Les mesures d'atténuation comme le raclage, le traitement chimique et le traitement par lots ne sont considérées comme efficaces qu'une fois leur efficacité vérifiée. L'étape de la validation du processus de gestion du risque permet d'évaluer l'efficacité de chaque mesure d'atténuation et de chaque mécanisme de contrôle, rendant ainsi plus précise l'évaluation du niveau de risque résiduel de chaque pipeline.</p> <p>Le processus relatif aux mesures correctives du programme d'intégrité est décrit brièvement dans le document <i>Pipeline Integrity Manual</i> et renvoie à un</p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)u : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
u) d'établir et de mettre en œuvre un processus en vue de l'inspection et de la surveillance des activités et des installations de la compagnie dans le but d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité des programmes visés à l'article 55 et de prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes

Évaluation

processus de mesures correctives dans le dossier du programme d'intégrité des pipelines. CNRL a indiqué que « *les processus de vérification du programme de gestion de l'intégrité procurent de nombreux niveaux de surveillance et des possibilités d'amélioration du programme; toutefois, si une situation inacceptable perdure, le processus relatif aux mesures correctives offre une voie à suivre officielle pour répertorier la situation inacceptable et en faire le suivi jusqu'à sa résolution.* »

La description du processus relatif aux mesures correctives contenue dans le document *Pipeline Integrity Manual* n'énonce pas clairement le processus pour gérer les mesures correctives, de leur mise en place jusqu'à leur exécution complète. De plus, le processus ne définit pas clairement les rôles et responsabilités associées aux mesures dans le processus relatif aux mesures correctives.

On n'a pas fourni aux vérificateurs pour examen le processus en question ni les détails de celui-ci. En outre, CNRL n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus pour prendre des mesures correctives et préventives pour les lacunes relevées. Par conséquent, elle n'a pas montré qu'elle dispose d'un processus pour prendre des mesures correctives et préventives, comme l'exige l'alinéa 6.5(1)u du *Règlement*.

CNRL a informé les vérificateurs qu'elle mène une foule de vérifications pour évaluer l'efficacité du programme de gestion de l'intégrité des pipelines, en l'occurrence : 1) des vérifications de l'intégrité des pipelines sur le terrain; 2) des vérifications de l'intégrité des pipelines à haut risque; 3) des vérifications internes de la société CNRL; 4) des vérifications des tierces parties; 5) des vérifications par des organismes de réglementation. Les résultats des vérifications sont communiqués à la direction, et les conclusions sont consignées sur une liste de mesures à prendre, dont on assure le suivi jusqu'à ce que toutes les mesures aient été mises en place.

CNRL a produit plusieurs documents, procédures, programmes et indicateurs de rendement pour montrer qu'elle satisfait aux exigences de l'alinéa 6.5(1)u du *Règlement*. Bien que ces documents décrivent effectivement les diverses activités auxquelles se livre la société pour inspecter et surveiller ses activités et ses installations, il n'existe pas un ensemble documenté de mesures qui sont prises dans un ordre précis, qui visent un résultat précis et qui définissent les rôles et responsabilités rattachés à chacune de ces mesures. Par conséquent, ces mesures, en elles-mêmes, ne constituent pas un processus pour inspecter et surveiller ses activités et ses installations afin d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité du programme d'intégrité et de prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes.



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1u) : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
u) d'établir et de mettre en œuvre un processus en vue de l'inspection et de la surveillance des activités et des installations de la compagnie dans le but d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité des programmes visés à l'article 55 et de prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes

	Évaluation
	<p>CNRL n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus explicite et documenté pour inspecter et surveiller ses activités et installations dans le but d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité de son programme d'intégrité des pipelines.</p> <p>Elle n'a pas démontré non plus qu'elle disposait d'un processus pour prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes.</p>
Procédures à l'appui	s.o.
Intégration et mise en application	CNRL a informé les vérificateurs qu'elle mène une foule de vérifications pour évaluer l'efficacité du programme de gestion de l'intégrité des pipelines, en l'occurrence : 1) des vérifications de l'intégrité des pipelines sur le terrain; 2) des vérifications de l'intégrité des pipelines à haut risque; 3) des vérifications internes de la société CNRL; 4) des vérifications des tierces parties; 5) des vérifications par des organismes de réglementation. Les résultats des vérifications sont communiqués à la direction, et les conclusions sont consignées sur une liste de mesures à prendre, dont on assure le suivi jusqu'à ce que toutes les mesures aient été mises en place.
Autres renseignements examinés	<p>CNRL mène des activités de surveillance des pipelines et des patrouilles visant le risque évalué, la classe d'emplacement de la CSA et les exigences réglementaires. La surveillance peut être exercée des airs ou au sol. Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a indiqué que « <i>les signes d'une activité par une tierce partie sur l'emprise ou le long de celle-ci sont communiqués au service des opérations, qui assure aussi le suivi, afin de veiller à ce que les contrôles administratifs appropriés soient en place pour toute activité.</i> »</p> <p>La manière dont on signale une activité d'une tierce partie sur l'emprise ou le long de celle-ci n'est décrite dans aucun des documents qui ont été fournis pour appuyer les dires de la société. Les documents passés en revue sur cette question sont une procédure intitulée <i>CNRL Pipeline Right-of-Way Inspection and Maintenance</i> et le document <i>Visual Patrol Report for Echo Pipeline</i> émanant d'Airborne Energy Solutions.</p> <p>CNRL a fixé la fréquence des inspections des emprises en fonction des exigences réglementaires et du risque. La province de l'Alberta établit les intervalles entre les inspections des emprises, que CNRL a adoptées comme norme interne. Pour ce qui est des autres pipelines, la fréquence des inspections peut être fixée par l'exploitant en fonction du risque, en utilisant la matrice des risques de la société pour recommander des fréquences</p>



Règlement, paragr. 6.5(1) et al. 6.5(1)u : La compagnie est tenue, dans le cadre de son système de gestion et des programmes visés à l'article 55 :
u) d'établir et de mettre en œuvre un processus en vue de l'inspection et de la surveillance des activités et des installations de la compagnie dans le but d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité des programmes visés à l'article 55 et de prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes

Évaluation

d'inspection. La fréquence varie de deux semaines à un an, mais selon le produit et la classe d'emplacement, elle peut aller jusqu'à cinq ans. Les pipelines qui franchissent des cours d'eau ou qui se trouvent sur des sols instables sont inspectés chaque année. La fréquence d'inspection de tous les autres pipelines ne dépasse pas cinq ans et est établie d'après le risque non atténué obtenu avec la matrice des risques de CNRL. Toutes les fréquences doivent être considérées comme des maximums, et le service de l'exploitation peut rapprocher les inspections pour profiter d'un moment propice où sont effectués des travaux ou pour uniformiser la fréquence d'inspection dans une région donnée.

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, la société n'a pas démontré qu'elle dispose d'un processus pour inspecter et surveiller ses activités et ses installations dans le but d'évaluer le caractère adéquat et l'efficacité des programmes et de prendre des mesures correctives et préventives en cas de lacunes, comme l'exige l'alinéa 6.5(1)u du *Règlement*.



PV11 : Rapport annuel

Règlement, paragr. 6.6(1) : La compagnie établit un rapport annuel pour l'année civile précédente, signé par le dirigeant responsable, qui décrit :

- a) le rendement du système de gestion de la compagnie en ce qui a trait au respect des obligations prévues à l'article 6 et l'atteinte par la compagnie de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles pendant cette année, mesurées par les mesures de rendement élaborées en vertu des alinéas 6.5 (1)b) et v);
- b) les mesures prises pendant cette année pour remédier aux lacunes repérées par le programme d'assurance de la qualité établi en vertu de l'alinéa 6.5(1)w).

Évaluation

Rapport annuel

Dans une lettre adressée à l'Office, CNRL a indiqué que le président de la société agit comme dirigeant responsable et a précisé que son rapport annuel s'intitule *Annual Stewardship Report*. En prenant connaissance du document, les vérificateurs ont constaté qu'il n'avait pas été signé par le dirigeant responsable. On les a informés qu'on a fait rapport au comité de gestion de CNRL lors d'une réunion à laquelle on a pris les présences. Le compte rendu de cette réunion indique que le dirigeant responsable y assistait et qu'il était au courant de l'information contenue dans le rapport en question.

L'article 6.6 du *Règlement* exige expressément que le rapport annuel de la société soit signé par le dirigeant responsable. Sa signature donne l'assurance, par écrit, qu'il est informé du rendement du système de gestion en ce qui a trait au respect des obligations prévues à l'article 6 du *Règlement* et l'atteinte par la société de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles pendant cette année, mesurées par les mesures prises pendant cette année pour remédier aux lacunes repérées. **Puisque le rapport annuel ne porte pas de signature d'approbation, la société ne satisfait pas aux exigences de l'article 6.6 du *Règlement*.**

L'exécution du système de gestion de l'intégrité de CNRL décrite dans le document *Annual Stewardship Report* est établie par des indicateurs clés de rendement avancés et retardés, notamment le nombre de fuites par 1 000 km de canalisation, l'examen de la mise en œuvre des mesures d'atténuation pour les risques élevés et modérés-élevés et le nombre d'inspections internes menées. Pour chacun de ces éléments, une fourchette de cibles est fixée, et on compare les indicateurs clés de rendement atteints durant l'année à ces cibles. Ce document ne renfermait aucune évaluation ou mesure des indicateurs de rendement clés en regard de l'atteinte des buts en matière d'intégrité ou des buts de la société. On trouvait toutefois dans le document *2017 Annual Stewardship Report* une description des mesures et des initiatives prévues ou prises au titre du programme de gestion de l'intégrité pour remédier aux lacunes relevées dans le cadre du programme de vérifications internes de CNRL et par l'équipe chargée de l'amélioration continue.

Le document *Annual Stewardship Report* de CNRL décrit par contre l'exécution du programme d'intégrité de la société au moyen d'indicateurs de rendement clés. Cependant, on n'y trouve aucune mesure du rendement du ou des systèmes de gestion en regard des buts des programmes ou de la société. En outre, ce document ne satisfait pas aux exigences d'examen du système de gestion ni à celle de l'article 6.6 relative à la description de l'atteinte des buts, des objectifs et des cibles.



Règlement, paragr. 6.6(1) : La compagnie établit un rapport annuel pour l'année civile précédente, signé par le dirigeant responsable, qui décrit :

- a) le rendement du système de gestion de la compagnie en ce qui a trait au respect des obligations prévues à l'article 6 et l'atteinte par la compagnie de ses buts, de ses objectifs et de ses cibles pendant cette année, mesurées par les mesures de rendement élaborées en vertu des alinéas 6.5 (1)b) et v);
- b) les mesures prises pendant cette année pour remédier aux lacunes repérées par le programme d'assurance de la qualité établi en vertu de l'alinéa 6.5(1)w).

Évaluation

En prenant connaissance du document *CNRL 2017 Annual Stewardship Report*, les vérificateurs ont constaté qu'il n'avait pas été signé par le dirigeant responsable.

CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, la société n'a pas démontré que son rapport annuel satisfait aux exigences du paragraphe 6.6(1) du *Règlement*.



PV12 : Vérification du programme de gestion d'intégrité

Règlement, paragr. 55(1) : La compagnie vérifie, à intervalles d'au plus trois ans, les programmes suivants :

- a) le programme de gestion des situations d'urgence prévu à l'article 32;
- b) le programme de gestion de l'intégrité prévu à l'article 40, y compris le système de commande du pipeline visé à l'article 37;
- c) le programme de gestion de la sécurité prévu à l'article 47;
- d) le programme de gestion de la sûreté prévu à l'article 47.1;
- e) le programme de protection environnementale prévu à l'article 48.
- f) le programme de protection environnementale prévu à l'article 47.2.

(2) Les documents préparés à la suite des vérifications doivent signaler :

- a) les lacunes relevées;
- b) les mesures correctives prises ou prévues.

	Évaluation
Vérifications du programme de gestion de l'intégrité	<p>Dans sa réponse à la demande de renseignements sur cette question, CNRL a indiqué que le programme de gestion de l'intégrité des pipelines avait fait l'objet d'une vérification en 2015 par le groupe de vérification interne.</p> <p>L'examen des conclusions de la vérification fournie dans un tableau intitulé <i>Table 1 – Summary of Continuous Improvement Approach to Address Internal Audit Findings</i> a révélé que la vérification réalisée en 2015 n'a pas examiné si le programme de gestion de l'intégrité est conforme au <i>Règlement</i>, mais plutôt s'il est conforme aux procédures de CNRL et à son système de gestion. L'exercice n'a pas vérifié les procédures de la société ou son système de gestion en regard du <i>Règlement</i>.</p> <p>La procédure de CNRL intitulée <i>Pipeline Integrity Audit Procedure Rev 1.1</i> décrit l'exigence de mener deux types de vérifications : des vérifications de l'intégrité des pipelines sur le terrain et des vérifications de l'intégrité des pipelines à haut risque. Elle ne prévoit pas de vérification du programme de gestion de l'intégrité pour s'assurer qu'il est conforme au <i>Règlement</i>.</p> <p>La société n'a pas fait de vérification du programme de gestion de l'intégrité de la façon énoncée aux articles 53 et 55 du <i>Règlement</i> au cours des trois dernières années.</p>
<p>CONCLUSION : Selon la portée de la vérification, les entrevues menées et les documents examinés, la société n'a pas démontré qu'elle satisfait aux exigences de vérification de l'article 53 et du paragraphe 55(1) du <i>Règlement</i>.</p>	



Annexe II – Abréviations

AMDE	Analyse des modes de défaillance et de leurs effets
CCT	<i>Code canadien du travail, partie II</i>
CNRL	Canadian Natural Resources Limited
ESS	Environnement, santé et sécurité
IRC	Indicateur de rendement clé
Norme CSA Z662-15	Norme Z662 du Groupe CSA intitulée <i>Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz</i> , version de 2015
Office	Office national de l'énergie
PGI	Programme de gestion de l'intégrité
PIU	Plan d'intervention d'urgence
PMCP	Plan de mesures préventives et correctives
PV	Protocole de vérification (PV01 à PV12)
<i>Règlement</i>	<i>Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres</i>
SGS	Système de gestion de la sécurité



Annexe III : Documents et dossiers examinés

- 1 Pièce jointe n° 1 – *Corporate Statement on Asset Integrity Management*
- 2 Pièce jointe n° 2 – *CNRL Pipeline Integrity Manual*
- 3 Pièce jointe n° 3 – *2018 KPI Strategy - Summary*
- 4 Pièce jointe n° 4 – *Sep 2018 Asset Integrity Key Performance Indicators (1)*
- 5 Pièce jointe n° 5 – *Q1 2018 Stewardship Report*
- 6 Pièce jointe n° 6 – *2018 KPI Targets Stewardship Final*
- 7 Pièce jointe n° 7 – *Rolling Action Item List*
- 8 Pièce jointe n° 8 – *2017 Asset Integrity KPI Roadmap - PIPELINES*
- 9 Pièce jointe n° 9 – *2017 Annual Stewardship Report (1)*
- 10 Pièce jointe n° 10 – *Corporate Risk Matrix Guideline*
- 11 Pièce jointe n° 11 – *Pipeline Risk Management Users Handbook*
- 12 Pièce jointe n° 12 – *Pipeline Risk Management Guideline*
- 13 Pièce jointe n° 13 – *Failure Modes and Effects Register*
- 14 Pièce jointe n° 14 – *Management of Inactive Pipelines*
- 15 Pièce jointe n° 15 – *Pipeline Records Requirements for Acquisitions*
- 16 Pièce jointe n° 16 – *GeoHazard Inspection and Threat Mitigation Guideline*
- 17 Pièce jointe n° 17 – *Engineering Assessment Handbook*
- 18 Pièce jointe n° 18 – *Pipeline Risk Management Process*
- 19 Pièce jointe n° 19 – *Running Pipeline Risk Assessment from PipeManager*
- 20 Pièce jointe n° 20 – *Evaluating Residual Risk*
- 21 Pièce jointe n° 21 – *Risk Acceptance Process*
- 22 Pièce jointe n° 22 – *Risk Management - Mitigation & Controls Criteria*
- 23 Pièce jointe n° 23 – *Pipeline Integrity Verification Requirements*
- 24 Pièce jointe n° 24 – *Field Integrity Development Plan*
- 25 Pièce jointe n° 25 – *Pipeline Integrity Training for Operators*



-
- 26 Pièce jointe n° 26 – *Operator Expectations*
- 27 Pièce jointe n° 27 – *SMS Element 1 Introduction and Leadership Commitment*
- 28 Pièce jointe n° 28 – *SMS Element 3 Employee Training*
- 29 Pièce jointe n° 29 – *SMS Element 6 Incident Reporting and Investigation*
- 30 Pièce jointe n° 30 – *SMS Element 7 Incident Analysis*
- 31 Pièce jointe n° 31 – *Release Management and Reporting*
- 32 Pièce jointe n° 32 – *2017 Failure Lookback Results*
- 33 Pièce jointe n° 33 – *Incident Report Q0203*
- 34 Pièce jointe n° 34 – *Pipeline Right-of-Way Inspection and Maintenance Procedure*
- 35 Pièce jointe n° 35 – *Hiring and Competency of Pipeline Inspector*
- 36 Pièce jointe n° 36 – *Project Kick-Off Safety and Compliance Checklist*
- 37 Pièce jointe n° 37 – *Pipeline Integrity Internal Audit Final Review Report*
- 38 Pièce jointe n° 38 – *Leak Detection Selection and Controls Guide*
- 39 Pièce jointe n° 39 – *Guide to Safety and Compliance*
- 40 Pièce jointe n° 40 – *Change of Service Example*
- 41 Pièce jointe n° 41 – *Transportation of Injured Worker Plan*
- 42 Pièce jointe n° 42 – *Field Level Pipeline Audit PAW*
- 43 Pièce jointe n° 43 – *All Threats Assessment - ECHO Pipeline*
- 44 Pièce jointe n° 44 – *Pipeline Integrity Audit Procedure*
- 45 Pièce jointe n° 45 – *2015 Corporate Audit Management Response TABLE 1*
- 46 Pièce jointe n° 46 – *Failure Reduction Plan - Example*
- 47 Pièce jointe n° 47 – *Safety News Example*
- 48 *CNRL Audit Protocol Information Request - Integrity Program – Oct. 23*
- 49 *HazardID_RiskAssessment-Management_Procedures_2018*
- 50 *Hazard Assessment Guideline (Directive) 2018 CNQ-OVR-FM-LM-000007_4*
- 51 *1102_canadian-natural_code-of-integrity-2015*



-
- 52 *Schedule A - Contractors and Consultants of Canadian Natural Resources Limited and its Affiliates*
- 53 *Schedule B - Compensation Reimbursable Cost*
- 54 *Schedule C - Site Rules*
- 55 *Schedule F - Quality Assurance Canadian Natural Resources Quality Statement*
- 56 *Schedule G - Health, Safety and Environment For Contractors and Consultants of Canadian Natural Resources Limited and its Affiliates*
- 57 *Schedule I - Code of Integrity, Business Ethics and Conduct and Canadian Natural Resources Statement of Human Rights For Contractors and Consultants of Canadian Natural Resources Limited and its Affiliates*
- 58 *Pipelines Facilities Characteristic Tables – CNRL Pipelines*



Annexe IV : Représentants de la société interrogés

- 1 [REDACTED] – Directeur, Intégrité des actifs
- 2 [REDACTED] – Première vice-présidente – Sécurité, gestion du risque et innovation
- 3 [REDACTED] – Conseiller, Intégrité des actifs de la société
- 4 [REDACTED] – Responsable, groupe consultatif sur l'intégrité
- 5 [REDACTED] – Vice-président, Opérations sur le terrain, Ouest
- 6 [REDACTED] - Responsable, Analystes de l'intégrité des actifs
- 7 [REDACTED] – Directeur, Sécurité
- 8 [REDACTED] – Gestionnaire, Pipelines
- 9 [REDACTED] – Responsable, Opérations environnementales
- 10 [REDACTED] – Directeur, Intégrité, Est
- 11 [REDACTED] – Gestionnaire, Opérations sur le terrain, Centre
- 12 [REDACTED] – Responsable, Sécurité (Opérations d'aménagement)
- 13 [REDACTED] – Responsable, Gestion des situations d'urgence – Opérations nord-américaines, Classique/Thermique
- 14 [REDACTED] – Ingénieure, Intervention en cas d'urgence