

Rapport final

Nettoyage des pipelines en vue de la cessation de leur exploitation

Tamer Crosby, Desiree Joe, Amanda Prefontaine et
Haralampos Tsaprailis

Alberta Innovates – Technology Futures

Document destiné à :

Petroleum Technology Alliance Canada

(PTAC)

AVIS

1. L'information livrée par Alberta Innovates – Technology Futures dans le présent rapport n'a qu'une valeur indicative et n'offre pas de garanties de précision ni d'exhaustivité d'un point de vue scientifique, technique, professionnel ou économique, sur le plan de la recherche ni à d'autres égards. On ne doit pas considérer non plus qu'elle est entérinée par la PTAC, l'Association canadienne des pipelines d'énergie ou Alberta Innovates – Technology Futures. Le lecteur doit se faire lui-même conseiller au moment d'attribuer une valeur à tout renseignement du document. La PTAC, l'Association canadienne des pipelines d'énergie et Alberta Innovates – Technology Futures se refusent à toute déclaration, attestation ou prétention quant à la validité, l'exactitude, l'actualité, l'exhaustivité et autres aspects de l'information ainsi livrée. Elles n'engagent pas non plus leur responsabilité en cas de requête ou de poursuites en dommages directs, indirects, spéciaux, accessoires ou autres par suite de l'interprétation ou de l'utilisation, autorisée ou non, de cette même information dans le poids qui y est accordé.
2. Le document se présente comme un compte rendu des travaux menés par Alberta Innovates – Technology Futures (« AITF ») pour le compte de la Petroleum Technology Alliance Canada (« PTAC »). Les auteurs se sont raisonnablement efforcés dans ce travail de se conformer aux pratiques scientifiques, techniques et environnementales reconnues, mais l'AITF ne confirme ni n'atteste en rien la fiabilité, la précision, la validité ou la pertinence des éléments d'information et d'analyse et des conclusions que renferme le rapport. Ils excluent aussi expressément toute attestation implicite ou prescrite de commerciabilité ou d'adéquation à quelque fin que ce soit. La PTAC convient que chacun utilise ou interprète à ses propres risques les éléments d'information et d'analyse et les conclusions. Toute mention dans le document de produits, procédés ou services commerciaux par appellation ou marque de commerce, nom de fabricant ou autre ne constitue ni une acceptation ni une recommandation par l'AITF.
3. Suivant les modalités de l'entente de prestation de services datée du 21 novembre 2014, tout renseignement confidentiel et exclusif que contient le présent rapport appartient uniquement à la PTAC. L'AITF confirme que la PTAC a le droit de tirer du document tout exemplaire dont elle pourrait avoir besoin, ces exemplaires devant être une reproduction du rapport entier.

Table des matières

Résumé.....	9
1 INTRODUCTION	11
2 NETTOYAGE DES PIPELINES	14
2.1 Nettoyage mécanique (raclage).....	15
2.2 Nettoyage chimique.....	18
3 PRODUITS PIPELINIERS	20
3.1 Oléoducs (pétrole brut).....	20
3.2 Gazoducs	24
4 CONTAMINANTS RÉSIDUELS	24
4.1 Contaminants du pétrole brut	25
4.2 Contaminants du gaz naturel	29
4.3 Contaminants des produits de nettoyage chimique	33
5 RÉGLEMENTATION	33
6 CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES.....	39
6.1 Organismes de réglementation ou de contrôle	39
6.2 Exploitants pipeliniers.....	43
6.3 Fournisseurs en produits de nettoyage mécanique	47
6.4 Fournisseurs en produits de nettoyage chimique	54
7 PRATIQUES ACTUELLES DE CESSATION D’EXPLOITATION DES PIPELINES	57
8 DÉTECTION ET ANALYSE DES DÉCHETS ET DES CONTAMINANTS.....	64
8.1 Pratiques actuelles d’analyse des déchets de raclage	64
8.2 Analyse des résidus	65
8.3 Instrumentation de détection de terrain dans le commerce	68
9 CONCLUSIONS.....	71
10 PROJETS POSSIBLES POUR L’AVENIR.....	73
11 Bibliographie.....	75
12 ANNEXES	82
Annexe A – Lignes directrices de l’Office en matière de nettoyage	82

A.1 Généralités	82
A.2 Méthodes de nettoyage d'un gazoduc	83
A.3 Méthodes de nettoyage d'un oléoduc.....	83
Annexe B – Cartes des réseaux pipeliniers.....	85
B.1 Gazoducs	85
B.2 Oléoducs.....	87
Annexe C – Contaminants possibles des oléoducs et des gazoducs en cessation d'exploitation .	89

Liste des tableaux

Tableau 1 : Fonctions courantes des racleurs de pipelines (Pigging Products & Services Association (PPSA), 1995).....	16
Tableau 2 : Résumé des principales caractéristiques des tensioactifs chimiques (Wylde J. J., 2011; Wylde et Slayer, 2009)	19
Tableau 3 : Réseau pipeline souterrain du Canada	21
Tableau 4 : Résumé des constituants du pétrole brut canadien (données en moyenne quinquennale de Crude Monitor).....	22
Tableau 5 : Critères de qualité du gaz naturel (Trans Canada, 2014).....	24
Tableau 6 : Contaminants éventuels d'un pipeline selon les produits transportés (Wylde et Slayer, 2009).....	25
Tableau 7 : Analyse de Dean-Stark des boues (échantillons A, B et C (Crozier, Been, Tsaprailis et Place, 2013)); les données sur les boues D et E ont été obtenues par correspondance personnelle et avec la permission de l'exploitant	26
Tableau 8 : Composition des matières solides des boues déterminée par spectrométrie aux rayons x en diffraction (échantillons A, B et C (Crozier, Been, Tsaprailis et Place, 2013); les données sur les boues D et E ont été obtenues par correspondance personnelle et avec la permission de l'exploitant.....	27
Tableau 9 : Analyse EDX (% poids) de divers échantillons de boues de canalisations de transport (Been et coll., 2011).....	28
Tableau 10 : Sources possibles de constituants de poudre noire (Sherik, 2008)	30
Tableau 11 : Analyses d'échantillons de déchets de raclage	65
Tableau 12 : Valeurs limites de rejet dans les eaux réceptrices (gouvernement de l'Alberta, 1999)	66
Tableau 13 : Méthodes recommandées d'analyse des contaminants résiduels du fluide récupéré	67
Tableau 14 : Méthodes recommandées d'analyse des contaminants résiduels de la surface des pipelines	68

Liste des figures

Figure 1 : Schéma représentatif du processus de raclage des pipelines.....	15
Figure 2 : Photos de divers racleurs de nettoyage mécanique.	18
Figure 3 : Distillation simulée à haute température de pétrole brut de l’Athabasca.....	28
Figure 4 : Racleurs de formes et de fonctions diverses	48
Figure 5 : Racleur d’application d’inhibiteur de corrosion V-JET ^{MD}	51
Figure 6 : Schéma des programmes possibles de chasse et de nettoyage.	59
Figure 7 : Nettoyage d’un pipeline en fonction des phases et du rendement du mélange	62
Figure 8 : Instrumentation de terrain pour l’analyse des résidus d’hydrocarbures.....	70
Figure 9 : Instrumentation de détection de terrain	71

Liste des abréviations

AER	Alberta Energy Regulator
AITF	Alberta Innovates - Technology Futures
APHA	American Public Health Association
ARAB	Analyse de réaction à l'activité bactérienne
ASTM	American Society for Testing and Materials
BA	Bactéries acidogènes
BAH	Bactéries aérobies hétérotrophes
BPC	Biphényles polychlorés
BSR	Bactéries sulfatoréductrices
CE₅₀	Concentration efficace ₅₀
CEPA/ACPE	Association canadienne des pipelines d'énergie
CI₅₀	Concentration inhibitrice ₅₀
CIT	Carbone inorganique total
CL₅₀	Concentration létale ₅₀
CM	Corrosion microbienne
COT	Carbone organique total
CSA	Canadian Standards Association
CSD	Corrosion sous dépôt
EDS/EDX	Spectrométrie aux rayons X en énergie
EPA	Environmental Protection Agency
GOD	Gamme organique du diesel
GOE	Gamme organique de l'essence
GPA	Gas Processors Association
HAP	Hydrocarbures aromatiques polycycliques
HPE	Hydrocarbures pétroliers extractibles
HPT	Hydrocarbures pétroliers totaux
ICP-MS	Spectrométrie de masse à plasma inductif
OFFICE	Office national de l'énergie
OWA	Orphan Well Association
PTAC	Petroleum Technology Alliance Canada

SRN	Substances radioactives naturelles
STS	Solides totaux en suspension
UOP	Universal Oil Products
XES	Spectrométrie aux rayons X en émission
XRD	Spectrométrie aux rayons X en diffraction

Résumé

Alors qu'au Canada, l'infrastructure pipelinière s'étend et prend de l'âge, les cessations d'exploitation ou interruptions de service sont susceptibles d'augmenter en nombre. Le processus, dans de tels cas, doit être bien organisé et exécuté afin de réduire ou même d'éliminer l'éventualité de problèmes connexes. Au sein des collectivités, les parties prenantes ont exprimé certaines préoccupations au sujet de la sécurité de ce processus et des répercussions à long terme de la cessation d'exploitation des pipelines, surtout dans les régions agricoles. Si les pipelines sont laissés sur place, la question du nettoyage est cruciale et constitue une préoccupation majeure, tant du point de vue économique qu'environnemental. En pareilles circonstances, la corrosion guette inévitablement les pipelines, ce qui pourrait avoir des conséquences néfastes sur leur intégrité structurale et poser un risque de propagation de contaminants résiduels dans les sols ou les eaux souterraines à proximité. Par conséquent, l'évaluation du degré d'efficacité des technologies de nettoyage des pipelines employées et l'étude des contaminants résiduels ainsi que des méthodes visant à en déceler la présence constituent des sujets de fond qui doivent être traités comme il se doit.

L'étude répond aux exigences suivantes du comité directeur sur la recherche en matière de cessation d'exploitation des pipelines (PARSC) de la Petroleum Technology Alliance of Canada (PTAC) : PARSC 004 – méthodes de nettoyage des pipelines après leur cessation d'exploitation; PARSC 005 – liste des produits habituellement présents et détection de contamination résiduelle dans les pipelines après leur cessation d'exploitation. Elle porte sur deux grands sujets : 1) l'efficacité des méthodes de nettoyage (mécaniques et chimiques) au moment de la cessation d'exploitation des pipelines; 2) la possibilité de contaminants résiduels et les méthodes pour en déceler la présence. En outre, l'étude se penche sur les règlements et les normes qui s'appliquent, au palier fédéral ou provincial, en matière de cessation d'exploitation ou de désactivation en plus de présenter un certain nombre de lignes directrices et de programmes actuellement en place dans l'industrie en matière de cessation d'exploitation.

Le rapport s'attarde principalement aux oléoducs et gazoducs au Canada. Les principales méthodes de recherche employées ont été des échanges directs avec les parties prenantes et la consultation de documentation. Qu'il s'agisse notamment de rapports produits par l'industrie, de

documents techniques présentés dans le cadre de conférences ou dans des revues spécialisées, de publications d'organismes gouvernementaux ou d'autres études.

Les sondages menés auprès des participants ont permis de constater que, pour la plupart, les exploitants de pipelines ne disposaient pas de lignes directrices détaillées, sauf dans le cas de certaines sociétés qui mènent actuellement d'importants projets de cessation d'exploitation ou de désaffectation. Cela est dû au fait qu'à ce jour, il n'est pas fréquent, pour les sociétés pipelinières, de cesser l'exploitation de pipelines. Les fournisseurs de services de nettoyage mécanique ont établi leurs propres recommandations ou lignes directrices pour la cessation d'exploitation des pipelines, lesquelles se concentrent surtout sur le choix de racleurs appropriés. Sur demande, ils sont disposés à présenter aux sociétés exploitantes intéressées les critères dont elles devraient tenir compte lorsque vient le temps de choisir un racleur pour le nettoyage d'une canalisation en vue de la cessation de son exploitation. Il en va de même pour les fournisseurs de produits chimiques, prêts à recommander ce qui est approprié pour le nettoyage compte tenu notamment des antécédents du pipeline, des produits qui y étaient transportés et de l'objet des travaux. Qui plus est, des entretiens avec des représentants d'organismes de réglementation provinciaux comme fédéraux ont confirmé qu'il y avait bien peu de règlements au sujet des marches à suivre pour le nettoyage en cas de cessation d'exploitation et qu'il n'existait aucun critère quant aux niveaux acceptables de contaminants résiduels. On a constaté que certaines provinces et sociétés s'appuyaient sur la norme CSA Z662 afin d'établir leurs exigences minimales.

Dans le cas des oléoducs, les principaux contaminants sont les dépôts de boue. La composition varie d'une canalisation à l'autre. En général, l'oxygène (de 37,1 % à 54,9 %), le silicium (de 14,4 % à 31,3 %) et le fer (de 3,4 % à 27,3 %) sont les éléments les plus courants. À des degrés moindres on peut aussi retrouver du carbone ou du soufre. Dans les gazoducs, les principaux contaminants regroupent la poudre noire, les matières radioactives naturelles, les hydrocarbures et les biphényles polychlorés. Il est essentiel de vérifier le niveau de résidus après nettoyage du pipeline pour connaître le degré d'efficacité du programme adopté. L'examen des méthodes servant à repérer les contaminants résiduels a permis d'orienter les essais pouvant être effectués sur le terrain et cela pourrait aussi être à l'origine d'une liste de contaminants à réglementer.

L'existence d'instruments commerciaux pour des essais sur le terrain facilitera l'échantillonnage et les tests, qui deviendront moins coûteux.

La cessation d'exploitation des pipelines est un processus complexe dans lequel entrent en jeu une multitude de facteurs, ce qui fait qu'il serait souhaitable d'élaborer des lignes directrices pour le nettoyage des pipelines en question. Les lignes directrices, qui pourraient éventuellement se transformer en normes, seraient extrêmement utiles à l'industrie et aux exploitants de pipelines, tout comme d'ailleurs aux organismes de réglementation et aux autres parties prenantes (entre autres, aux propriétaires fonciers), car elles permettraient d'uniformiser le processus. D'autres recommandations sont présentées à la fin de l'étude.

1 INTRODUCTION

On prévoit que la production pétrolière augmentera au Canada en réaction à l'élévation de la demande d'énergie dans le monde et par suite de l'avènement de nouvelles technologies garantes du caractère praticable et économique de l'extraction de gaz naturel des formations schisteuses et du bitume des sables pétrolifères. Il faudra construire de nouveaux pipelines pour que la production pétrolière en hausse de l'Ouest canadien atteigne les marchés intérieurs et extérieurs, qu'il s'agisse de l'est du Canada, des États-Unis ou de l'Asie (Godin, 2014). L'installation de nouvelles canalisations pourrait avoir pour conséquence une multiplication des cessations d'exploitation, des mises hors service et des remplacements.

À la fin de 2012, l'AER dénombrait 415 152 km de pipelines en Alberta. Dans l'ensemble du réseau pipelinier albertain, 60,3 % des canalisations acheminent du gaz naturel, 14,8 % des effluents pétroliers (production mixte de pétrole, de gaz et d'eau d'un puits, ce qu'on appelle aussi la production multiphase), 5,9 % de l'eau de champ pétrolifère, 4,9 % du pétrole brut, 5,4 % du gaz corrosif (gaz naturel d'une concentration de plus de 1 % en sulfure d'hydrogène) et 8,7 % d'autres substances (Alberta Energy Regulator, 2013). La plupart des canalisations dans cette province sont de faible diamètre, leur diamètre extérieur étant de 168,3 mm (6 pouces) ou moins; les pipelines de transport ne représentent que 2 % de tout le parc pipelinier réglementé par l'AER. Dans le présent rapport, il sera surtout question des canalisations de transport, mais

on notera que, dans une proportion approximative de 17 %, le réseau pipelinier de l'AER est en interruption de service ou en cessation d'exploitation.

D'ordinaire, il y a cessation d'exploitation d'un pipeline lorsque la société exploitante décide de le retirer définitivement du service. Si ce retrait est temporaire dans une optique de remise en service, c'est ce qu'on appelle la mise hors service ou l'interruption de service. Les termes mise hors service et interruption de service s'appliquent aux pipelines relevant respectivement de l'Office et de l'AER. Un pipeline mis en cessation peut être retiré du sol ou nettoyé, traité et laissé sur place (Canada, Office national de l'énergie, Réglementation de la cessation d'exploitation d'un pipeline, juin 2011). Le choix entre le démantèlement et l'abandon en place dépend de plusieurs facteurs : plans futurs d'aménagement du sol, conséquences de la perturbation du paysage, coût du démantèlement, etc. Il est donc fort important de réunir toute l'information utile avant d'élaborer et d'ensuite exécuter un plan de cessation d'exploitation.

Les parties prenantes dans les collectivités ont fait part de leurs préoccupations au sujet de la sécurité du processus de cessation et de ses effets à long terme, plus particulièrement sur le territoire agricole (Godin, 2014). Dans le cas des canalisations abandonnées en place, la question de la propreté est liée aux aspects de la corrosion et du renardage de l'eau. La corrosion finira par ronger et perforer la conduite, aidée en cela par les forces destructrices de gel-dégel des eaux d'infiltration, et il y aura dégradation du pipeline en cessation dans son intégrité structurale. Des problèmes peuvent se poser lorsque les contaminants survivent au-delà de la période de détérioration, puisqu'il y a alors possibilité de fuite dans le sol. Il est donc essentiel que, au moment de la cessation de son exploitation, une canalisation soit nettoyée à fond, ce qui réduira au minimum la quantité de résidus préjudiciables à l'environnement.

Des études démontrent qu'une cessation peut laisser derrière de grandes quantités de contaminants à cause de pratiques de raclage et de nettoyage chimique qui laissent à désirer (Det Norske Veritas, 2010). De tels résidus seront source de futurs problèmes surtout parce qu'ils contamineront directement le sol en cas d'intégrité compromise du pipeline ou parce qu'ils créeront dans la conduite des conditions ambiantes favorables à la corrosion interne (CSD et/ou CM).

Pour l'heure, la grande question de savoir ce qu'on entend par propre se pose toujours. On ne connaît pas parfaitement ce que pourraient être les quantités de contaminants qui restent dans un pipeline en cessation avec leurs propriétés. On peut aussi s'interroger sur l'efficacité générale des procédures de nettoyage appliquées par les exploitants. Il importe, par conséquent, que les exploitants pipeliniers, tout comme les autres parties prenantes, tâchent de mieux comprendre le processus de nettoyage en cas de cessation, ainsi que d'optimiser le plus possible les techniques de nettoyage disponibles. En comprenant ces paramètres, ils pourront mieux gérer les conduites en cessation et lutter contre l'infiltration possible des contaminants présents dans le sol et la nappe phréatique en cas d'intégrité compromise de la canalisation.

Dans (Godin, 2014), l'auteur traite de la question de la cessation, entre autres enjeux, en voulant recommander que plus de recherche se fasse 1) sur les pratiques recommandées de cessation avec notamment les questions d'établissement de niveaux de propreté et de prévention des ruptures et 2) sur les répercussions écologiques et économiques d'un démantèlement. La présente étude porte sur les méthodes de nettoyage, les contaminants résiduels et les pratiques actuelles de cessation, ce qui devrait permettre, espérons-le, de répondre à la question déjà posée « Qu'entend-on par propre? »

Ce travail de recherche se fixe les principaux objectifs suivants :

1. examiner les méthodes et les techniques actuelles de nettoyage tant chimique que mécanique;
2. passer en revue les produits pipeliniers et dresser la liste des contaminants possibles de chacun;
3. faire l'inventaire de toute l'information réglementaire utile qui est disponible au Canada (aux paliers fédéral et provincial) au sujet de la cessation en passant aussi en revue les normes qui entrent en jeu (NACE International et CSA);
4. examiner les programmes et les pratiques de cessation dont se dotent actuellement les exploitants dans l'industrie;
5. déterminer les analyses devant permettre de dégager le degré de présence de contaminants au terme du processus de cessation et faire l'inventaire commercial des tests actuellement disponibles sur le terrain.

Il est essentiel de réunir cette information pour constater les lacunes des connaissances sectorielles sur la cessation en général; ce peut être le point de départ pour des recommandations de pratiques de nettoyage adaptées.

Notre rapport est ainsi structuré : les sections 2, 3 et 4 font un survol spécialisé du nettoyage des pipelines, des produits pipeliniers et des contaminants respectivement; la section 5 présente les principales mesures réglementaires relatives à la cessation; la section 6 livre en détail les notes de la consultation des parties prenantes. La section 7 considère les programmes actuels de cessation et de nettoyage et la section 8 résume les techniques de détection et d'analyse des contaminants résiduels. La récapitulation et les conclusions figurent à la section 0. Enfin, des projets sont recommandés pour l'avenir à la section **Error! Reference source not found.**

2 NETTOYAGE DES PIPELINES

Dans le cas d'un pipeline en activité, le nettoyage est un processus essentiel et un facteur critique. Il vient garantir la sécurité de l'exploitation et l'intégrité de la conduite. Une canalisation propre assure un bon rendement de l'écoulement et l'efficacité des programmes d'inhibition chimique. De même, il est primordial de veiller à ce que le pipeline soit exempt de tout dépôt et de tout contaminant à des fins de prévention des fuites et des infiltrations dans le sol par une canalisation en cessation. Avec le temps, les dépôts peuvent s'accumuler dans le pipeline selon le produit transporté, le matériau de la conduite, les conditions d'exploitation et la configuration pipelinère (paramètres techniques, profil géométrique, etc.).

La question de la propreté des pipelines est traitée à fond dans (Canada, Association canadienne des produits pétroliers, Association canadienne des pipelines d'énergie, Alberta Energy and Utilities Board et Office national de l'énergie, 1996). Ce document dit que, si un pipeline doit être abandonné en place, on ne devrait laisser aucune accumulation de matières solides ou cireuses dans quelque partie que ce soit de la canalisation et que le contenu devrait être évacué au point que seule une mince pellicule huileuse demeure détectable sur la paroi intérieure. On se doit en outre de vérifier les concentrations de sulfure d'hydrogène (H₂S) dans les pipelines de gaz et de pétrole corrosifs et ainsi s'assurer que ces concentrations demeurent en deçà des valeurs limites admissibles. Dans l'article précité, les auteurs proposent un certain nombre de

lignes directrices en matière de nettoyage avec certaines considérations utiles dans le cas des oléoducs et des gazoducs (voir l'annexe A). En règle générale, le propriétaire ou l'exploitant devrait veiller à ce que son pipeline soit nettoyé au point que tout contaminant résiduel ne puisse nuire de quelque manière à toute utilisation prévue du sol. Dans les sous-sections qui suivent, nous passerons en revue les technologies de nettoyage couramment employées dans l'industrie du pétrole et du gaz.

2.1 Nettoyage mécanique (raclage)

Le raclage consiste à retirer les débris de l'intérieur d'un pipeline traversé par un racleur en circulation forcée. Un racleur est surdimensionné par rapport au diamètre intérieur de la conduite, ce qui garantit un contact étroit avec la paroi et empêche le fluide de passer entre cette dernière et le racleur (évitement). Normalement, un dispositif de raclage comprend un lanceur, un récepteur et le racleur même. La figure 1 présente un schéma de ce processus.

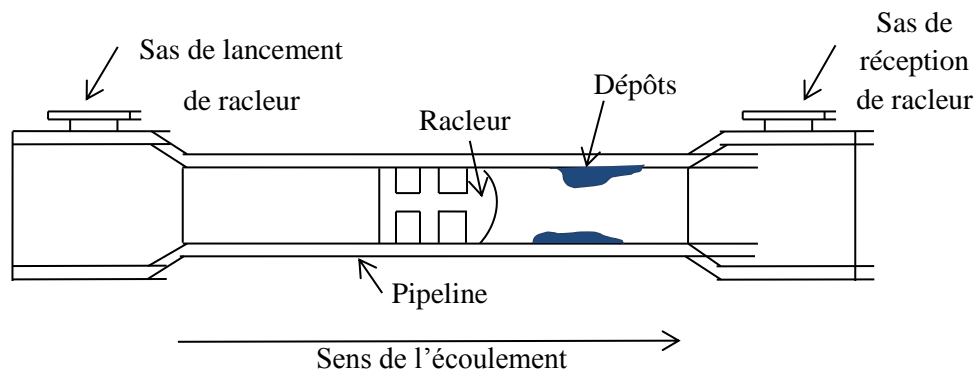


Figure 1 : Schéma représentatif du processus de raclage des pipelines.

Un racleur peut être poussé avec l'écoulement le long de la conduite (le débit n'est pas interrompu dans ce cas) ou tiré mécaniquement (en cas d'essais préalables à la mise en service).

Il existe toutes sortes de racleurs selon les fonctions à exercer : application de films, nettoyage, inspection interne, séparation en lots, calibrage, chasse, etc. Le tableau 1 résume ces fonctions. Les définitions qu'il offre viennent de (Pigging Products & Services Association (PPSA), 1995).

Tableau 1 : Fonctions courantes des racleurs de pipelines (Pigging Products & Services Association (PPSA), 1995)

Fonction	Description
Séparation (en lots)	Racleur utilitaire qui sert d'obturateur mobile dans une conduite et qui sépare un liquide d'un gaz ou deux produits transportés. Les formes les plus répandues sont les modèles à coupelles et les racleurs sphériques.
Application de films	Ce racleur applique tout type d'enduit ou de pellicule sur la paroi intérieure de la conduite. Il est conçu avec disque d'évitement.
Chasse	Ce racleur sert au remplissage et à l'évacuation en cas d'essais hydrostatiques, d'opérations courantes de passage en lot, de retrait de produit ou de toute autre opération à caractère bidirectionnel.
Photographie	C'est un racleur muni d'une caméra vidéo ou d'un appareil photo avec une source lumineuse pour la photographie de la surface intérieure de la conduite en mode intermittent ou continu.
Nettoyage	C'est un racleur qui, par des coupelles, des grattoirs ou des brosses, retire la poussière, la rouille, le tartre et autres corps étrangers de la conduite. Les racleurs nettoyeurs servent à accroître le rendement fonctionnel d'un pipeline ou à en faciliter l'inspection.
Détection de configuration	Racleur instrumenté qui acquiert des données sur le contour intérieur des parois ou des conduites. La détection de géométrie, la photographie et la cartographie sont des types de détection de configuration.
Calibrage	Racleur utilitaire qui est sans cesse déformable par les obstructions de la conduite et qui, retiré de celle-ci, indique quelle est la pire obstruction dans un tronçon.
Nettoyage à gel	Racleur utilitaire garni d'un gel hautement visqueux et servant souvent au nettoyage; c'est ce qu'on appelle parfois « gelly pig » (racleur à gel).
Détection de géométrie	Le racleur détecteur de géométrie sert à constater l'état de la conduite (bosselures, rides, ovalisation, rayon et angle de courbure, etc.) et, à l'occasion, révèle une corrosion interne importante par ses mesures de la surface intérieure de la canalisation.
Inspection interne	C'est une technique d'essai non destructif par laquelle on inspecte la paroi de la conduite à l'aide d'un racleur instrumenté servant d'outil d'inspection interne.
Tâches utilitaires	Racleur qui exécute des fonctions mécaniques relativement simples (nettoyage de canalisations, par exemple).

Les accessoires de base d'un racleur nettoyeur sont les coupelles, les disques et les brosses. Il reste que ces racleurs sont d'une conception variable et que leur forme influera sur l'efficacité du nettoyage. Les racleurs se présentent en divers matériaux; ainsi, les racleurs mousse sont en polyuréthane et le racleur à mandrin (colonne d'acier) a un corps métallique (d'acier ou d'aluminium) portant des coupelles et/ou des disques en polyuréthane. La Figure 2 présente une partie des racleurs nettoyeurs les plus répandus. Cette présentation vise uniquement à dépeindre la diversité des racleurs sur le marché.

La fréquence du raclage varie selon les exploitants en fonction du diamètre et de la longueur du pipeline, du produit transporté et des conditions d'exploitation. En général, un raclage qui intervient aux derniers stades de l'exploitation est essentiel à la préparation de la conduite à sa cessation. Il convient de noter que, à notre connaissance, il n'y a pas d'études disponibles dans le domaine public sur l'efficacité des racleurs nettoyeurs dans leur conception. De telles indications seraient essentielles pour l'exploitant et l'utilisateur final dans leur choix de racleurs de nettoyage et la mise au point de plans d'entretien de leur réseau pipelinier. À l'AITF, des efforts se sont faits récemment en ce sens. Dans (Mosher, Lam et Tsaprailis, 2015), les auteurs étudient systématiquement les effets de la conception, du surdimensionnement et du nombre de passages sur l'efficacité du nettoyage par raclage des réseaux transportant des hydrocarbures et de l'eau.



Figure 2 : Photos présentant divers racleurs de nettoyage mécanique. a) Racleurs mousse de tailles et de formes variables. Certains sont munis de brosses (Pipetech Corporation Ltd.); b) Racleurs à mandrin portant différentes combinaisons de disques et/ou de coupelles (Girard Industries); c) Racleurs de conception spéciale (T.D. Williamson); d) Racleurs munis de brosses en pinceaux (Pipetech Corporation Ltd.).

2.2 Nettoyage chimique

Le nettoyage chimique consiste à propulser le long d'un pipeline une solution de nettoyage formée de nettoyeurs liquides mêlés à un diluant. Un nettoyage chimique devient nécessaire lorsque des débris et des dépôts adhèrent aux parois au point que le raclage ne puisse à lui seul briser l'accumulation. Il aura pour effet essentiel de rompre et d'amollir le tartre à l'intérieur de la conduite et d'éliminer les dépôts hydrocarbonés (cire, par exemple).

Normalement, le nettoyage chimique se fait conjointement avec le raclage. On l'exécute le long de la conduite avec une solution d'acide chlorhydrique et d'eau à dérouiller et avec un neutralisant et un passivant et des passages intercalés de racleur séparateur dans tous les cas (McAllister, 2014). On peut ajouter un lot de détergent en cas de conversion d'une conduite du pétrole brut à un autre produit, le but étant dans ce cas de supprimer toute trace de ce pétrole. Un nettoyage chimique exige plus de soin et de temps, ainsi que l'utilisation d'un matériel spécial de manutention des produits et d'évacuation des matières usées. On se doit aussi de choisir soigneusement les racleurs pour qu'ils ne soient pas détériorés par les produits de nettoyage chimique (il faut donc une compatibilité chimique). Le grand avantage de ce nettoyage réside dans la capacité d'éliminer les débris en plus grande quantité pour un nombre réduit de passages de racleur. Sans un nettoyage chimique, le tartre peut se tasser dans la conduite et empêcher tout passage futur de racleur nettoyeur. On peut briser et amollir les dépôts en prévoyant en plus des tensioactifs (Cordell et Vanzant, 2003). Le Tableau 2 résume les principales caractéristiques des tensioactifs chimiques (Wylde J. J., 2011; Wylde et Slayer, 2009).

Tableau 2 : Résumé des principales caractéristiques des tensioactifs chimiques (Wylde J. J., 2011; Wylde et Slayer, 2009)

Caractéristique	Description
Mouillage	<ul style="list-style-type: none"> • action d'un tensioactif qui réduit la tension superficielle du milieu
Émulsification	<ul style="list-style-type: none"> • action du tensioactif qui permet la formation d'une émulsion stable de deux liquides immiscibles et plus
Solubilisation	<ul style="list-style-type: none"> • action du tensioactif sur des matières insolubles
Dispersion	<ul style="list-style-type: none"> • action du tensioactif qui garde les particules insolubles en suspension en empêchant l'agglomération
Détergence	<ul style="list-style-type: none"> • action du tensioactif qui retire des particules d'une surface

On s'est servi de solutions diluées d'acides et d'alcalis pour le nettoyage chimique des pipelines. Des solutions de soude, de soude caustique, de phosphates ou de silicates avec des détergents de synthèse pour un meilleur effet de mouillage et d'émulsification seront propres à chasser l'huile, la graisse et la saleté en général (Savkovic-Stevanovic, 2013).

3 PRODUITS PIPELINIERS

Les pipelines servent à l'acheminement en grande quantité d'un produit sur terre en toute efficacité et sécurité (CEPA – Types de pipelines). Le Canada dispose d'un vaste réseau de conduites souterraines de collecte, d'alimentation, de transport et de distribution. On trouvera à l'annexe B des cartes des gazoducs et des oléoducs au Canada (CEPA – Maps: Natural Gas Pipelines, Liquids Pipelines). Pour notre propos, il sera surtout question des pipelines de transport par opposition aux canalisations de collecte, d'alimentation et de distribution.

3.1 Oléoducs (*pétrole brut*)

Chaque exploitant pipelinier est assujéti à des normes de qualité que doit respecter un produit pour être transporté. Ainsi, tout pétrole présentant les caractéristiques générales suivantes sera inadmissible (les normes précises qui interviennent peuvent varier selon les exploitants) :

1. température de plus de 38 °C;
2. pression de vapeur Reid de plus de 103 kilopascals;
3. sédiments et eau de plus de 0,5 % par volume;
4. masse volumique de plus de 940 kilogrammes au mètre cube à 15 °C;
5. viscosité cinématique de plus de 350 millimètres carrés/seconde selon la température de la canalisation de référence du transporteur;
6. tout chlorure organique;
7. caractéristiques physico-chimiques qui peuvent rendre un pétrole brut intransportable par pipeline, avoir une incidence marquée sur la qualité des autres produits transportés ou causer du tort au transporteur.

Les types de pétrole brut produit au Canada et transporté par pipeline avec leurs propriétés et leurs constituants sont présentés au tableau 4 (données en moyenne quinquennale de Crude Monitor).

Tableau 3 : Réseau pipelinier souterrain du Canada¹

	Collecte	Alimentation	Transport	Distribution
Type de pipelines	Ces canalisations acheminent à peu de distance les produits recueillis des puits vers les installations pétrolières ou les installations de transformation du gaz naturel.	Ces canalisations acheminent les produits des installations pétrolières, des usines de traitement et des parcs de réservoirs sur le terrain vers les réseaux de transport à grande distance de l'industrie pipelinère, c'est-à-dire vers les canalisations de transport.	Ces canalisations sont les autoroutes de l'énergie assurant le transport intraprovincial, interprovincial ou international du pétrole et du gaz.	Les sociétés de distribution locale (SDL) exploitent des canalisations de distribution de gaz naturel.
Produit	Gaz naturel, pétrole brut ou combinaison de ces produits, parfois en mélange avec de l'eau; liquides de gaz naturel (LGN) comme l'éthane, le butane et le propane.	Pétrole brut, gaz naturel et LGN.	Les canalisations de transport de gaz naturel ne transportent normalement que du gaz naturel et des LGN. Les canalisations de transport de pétrole brut acheminent différents types de liquides de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés en lots. Les canalisations de produits pétroliers acheminent également des liquides comme les produits pétroliers raffinés et les LGN.	Le gaz naturel est acheminé par pipeline de distribution vers les maisons, les entreprises et un certain nombre d'industries.
Diamètre	Diamètre extérieur de 101,6 à 304,8 mm (4 à 12 po)		Taille variant de 101,6 à 1 212 mm (4 à 48 po). Environ la moitié ont 457,2 mm (18 po) ou plus et environ le tiers, 254 mm (10 po) ou moins.	La plupart sont d'un diamètre extérieur de 12,7 à 152,4 mm (1/2 à 6 po).
Longueur	Ces canalisations sont concentrées pour plus de 250 000 kilomètres dans les provinces productrices de l'Ouest canadien, principalement en Alberta.	On compte plus de 25 000 kilomètres de canalisations d'alimentation dans ces mêmes provinces productrices.	S'ajoutent quelque 115 000 kilomètres de canalisations de transport au Canada.	Il s'agit en gros de 450 000 kilomètres de canalisations de distribution au Canada.

¹ Reproduction de (CEPA – Types de pipelines)

Tableau 4 : Résumé des constituants du pétrole brut canadien (données en moyenne quinquennale de Crude Monitor)

Type of Oil	Density (kg/m ³)	Gravity (°API)	Sulfur (wt%)	Sediment (ppm)	T.AST (mg/KOH/g)	Sel (wt%)	Nickel (mg/L)	Vanadium (mg/L)	Benzène (%vol)	Toluène (%wt)	Ethyl Benzène (%wt)	Xylènes (%wt)	Crude Streams
Condensate	873.8 - 788.2	95 - 78.4	0.03 - 0.24	15 - 248	-	-	-	-	0.00 - 0.02	1.02 - 2.49	0.00 - 0.29	0.47 - 2.35	Condensate Blend (CRW), Fort Saskatchewan (CFT), Peace Condensate (CPR), Pembina Condensate (CPM), Rangeland
Light Sour	829.5 - 849.2	85.0 - 80.2	0.02 - 1.02	-	-	-	ND - 17.6	1.0 - 42	0.10 - 0.51	0.05 - 1.12	0.20 - 0.49	0.07 - 1.48	BC Light (BCL), Boundary Lake (BDY), Corrosif léger Gibson (GLS), Koch Alberta (CAL), Moose Jaw Tops (MJT), Pembina Light Sour
Light Sweet	827.9-827.3	86.3 - 88.4	0.02 - 0.43	-	-	-	4.4 - 6.3	0.0 - 10.0	0.24 - 0.28	0.00 - 0.70	0.24 - 0.27	0.03 - 1.04	Mixed Sweet Blend (MSW), Rainbow (RA)
Poolbit/Grades - wt Superior	825.4 - 822.0	80.1 - 87.7	0.12 - 3.00	100 - 370	0.10 - 1.02	0.0 - 0.10	ND - 02.2	0.0 - 101.2	0.00 - 0.41	0.10 - 0.70	0.00 - 0.40	0.20 - 0.70	Conventional Heavy (CHV), Hardisty Synthetic Crude (HSC), Light Sour Blend (LSB), Midburn Sour Blend (MSB), Premium Conventional Heavy (PCV), Premium Synthetic (PSV)
Sweet Synthetic	838.0 - 804.0	82.0 - 87.1	0.00 - 0.10	-	-	-	ND	ND	0.00 - 0.10	0.10 - 0.40	0.10 - 0.22	0.30 - 0.70	CNR, Light Sweet Synthetic (CNS), Hardisty Synthetic Blend (HSB), Long Lake Light Synthetic (LLS), Premium Albin Synthetic (PAS), Shell Synthetic Light (SBL)
Medium Sour	847.3 - 874.0	80.1 - 85.4	1.07 - 2.20	200 - 342	0.20 - 0.40	0.05 - 0.20	10.7 - 20.4	20.0 - 70.1	0.00 - 0.70	0.2 - 1.30	0.12 - 0.00	0.40 - 1.10	Hardisty Light (HL), Medium Gibson Sour (MGS), Midburn (MSB)
Heavy Sour - Conventional	815.1 - 831.0	80.0 - 79.0	2.70 - 4.70	110 - 307	0.21 - 1.02	10.0 - 40.0	20.4 - 50.0	70.1 - 140.7	0.02 - 0.21	0.10 - 0.32	0.00 - 0.40	0.1 - 0.01	Box River North (BRN), Box River South (BRB), Fortson (F), Lloyd Blend (LB), Lloyd-Karachi (LK), Seal Heavy (SH), Sable-Columbia (SC)
Heavy Sour - Unconventional	820.4 - 820.0	80.0 - 81.0	3.01 - 3.04	01 - 200	0.04 - 2.00	1.0 - 30.0	47.0 - 70.0	122.0 - 100.2	0.11 - 0.20	0.20 - 0.40	0.00 - 0.11	0.10 - 0.40	Access Western Blend (AWB), Bonanza Heavy Blend (BHB), Cheive Oil Blend (COB), Cold Lake (CL), East Lake
Heavy Sour - Symbal	801.7 - 800.3	79.0 - 80.3	3.00 - 3.00	70 - 100	1.40 - 1.40	3.1 - 4.0	02.0 - 00.2	142.1 - 140.7	0.00 - 0.00	0.10 - 0.22	0.00 - 0.10	0.21 - 0.37	Shuttl-Chesterham Synth (SCS), Sunburst Heavy
Heavy Low Paraffin	800.4	78.5	3.00	700	3.00	4.0	4.4	10.0	0.00	0.11	0.00	0.2	Sunburst Synthetic H (SBH)
Heavy Sour - Diligrid	800.2	78	2.40	000	0.0	11.0	14.0	00.0	0.10	0.30	0.11	0.37	Albin Heavy Synthetic

Type de pétrole	Densité (kg/m ³)	Gravité (API)	Soufre (% pds)	Sédiments (ppm)	IAT (mgKOH/g)	Sel (wt%)	Nickel (mg/l)	Vanadium (mg/l)	Benzène (% vol)	Toluène (% vol)	Ethylbenzène (% vol)	Xylènes (% vol)	Constituants du brut
Condensat													Condensat mélange(CRW), Condensat Fort Saskatchewan (CFT), Condensat Peace (CPR), Condensat Pembina (CPM), Rangeland
Corrosif léger													Léger BC (BCL), Boundary Lake (BDY), corrosif léger Gibson (GLS), Koch Alberta (CAL), Moose Jaw Tops (MJT), léger corrosif Pembina
Non corrosif léger													Non corrosif mélange (MSW), Rainbow (RA)
Bruis en commun -													Lourd classique (CHV), brut de

supérieur, par exemple													synthèse Hardisty (HSC), corrosif léger mélange (LSB), corrosif moyen mélange (MSB), lourd classique prime (PCH), synthèse prime (PSY)
Non corrosif de synthèse													Non corrosif léger de synthèse CNRL (CNS), synthèse mélange Husky (HSB), léger de synthèse Long Lake (PSC), synthèse Albian prime (PAS), léger synthèse Shell (SSX)
Corrosif moyen													Léger Hardisty (MBL), corrosif moyen Gibson (MGS), Midale (MSM)
Corrosif lourd – classique													Bow River North (BRN), Bow River South (BRS), Fosterton (F), mélange Lloyd (LLB), Lloyd Kerrobert (LLK), lourd Seal (SH), Smiley-Coleville (SC)
Corrosif lourd – non classique													Access Western Blend (AWB), lourd mélange Borealis (BHB), mélange dilbit Christina (CDB), Cold Lake (CL), Kearl Lake
Corrosif lourd – synbit													Synbit Statoil Cheecham (SCS), lourd Surmont
Lourd Low Resid													Lourd de synthèse Suncor (OSH)
Lourd corrosif - dilsynbit													Lourd de synthèse Albian

* IAT = Indice d'acide total

3.2 Gazoducs

Le gaz naturel contient principalement du méthane et, en de moindres quantités, d'autres hydrocarbures, surtout de l'éthane, du propane, du butane et des pentanes (Association canadienne du gaz, 2015). Le gaz naturel brut contient également de la vapeur d'eau, du H₂S, du dioxyde de carbone, de l'hélium, de l'azote et d'autres substances (NaturalGas.org, 2013).

On transforme le gaz naturel en le séparant de tous les hydrocarbures et en retirant l'eau, les impuretés et les autres gaz pour produire un gaz sec de qualité pipelinière. Le gaz naturel ainsi transformé est considéré comme un gaz « sec », mais il n'est pas rare qu'une certaine quantité d'eau et d'hydrocarbures se condense hors du flux gazier en cours de transport. Chaque exploitant doit faire en sorte que le gaz naturel réponde à certaines normes de qualité pour être admissible au transport. Le tableau 5 présente un choix de critères de qualité appliqués par un certain nombre d'exploitants.

Tableau 5 : Critères de qualité du gaz naturel (Trans Canada, 2014)

Critère	Plage de valeurs maximales admissibles
Sulfure d'hydrogène (mg/m ³)	5,70 – 23
Soufre total (mg/m ³)	17 – 230
Dioxyde de carbone (% vol.)	2
Oxygène (% vol.)	0,2 - 1
Azote (% vol.)	non précisé - 3
Eau (mg/m ³)	64 – 112
Point de rosée des hydrocarbures (°C)	-10 à -7 (selon la pression nominale)

4 CONTAMINANTS RÉSIDUELS

Les contaminants résiduels d'un pipeline en cessation sont de nature à accélérer la corrosion et la rupture dans la canalisation, d'où un éventuel rejet de contaminants dans l'environnement. Les sources possibles de contamination par les pipelines sont énumérées à (Canada, Association canadienne des produits pétroliers, Association canadienne des pipelines d'énergie et Office

national de l'énergie, 1996). Ainsi, les substances qui se déposent sur les parois d'une conduite, les produits chimiques de traitement accumulés, les revêtements dégradés, les fuites et déversements et les BPC sont autant de sources possibles de contamination. Dans le document de travail précité, on est parvenu à la conclusion que l'efficacité du raclage et du nettoyage avant cessation était un facteur déterminant pour la concentration de contaminants résiduels dans une conduite. Le tableau 6 passe sommairement en revue les contaminants éventuels d'une conduite selon les produits transportés d'après les indications des auteurs de (Wylde et Slayer, 2009).

Tableau 6 : Contaminants éventuels d'un pipeline selon les produits transportés (Wylde et Slayer, 2009)

Milieu	Contaminant
Pétrole brut	- Dépôts organiques d'entartrage (paraffines, asphaltènes et naphthénates).
Gaz	- Dépôts organiques d'entartrage; - Tartre mercuriel; - Tartre arsénieux; - Tartre à base de zinc; - Tartre à base de plomb.
Eau	- Dépôts par corrosion (carbonate et oxydes de fer, hydroxydes, oxyhydroxydes et sulfure de fer).

Nous traiterons plus en détail des contaminants des oléoducs et des gazoducs dans les sous-sections qui suivent, après quoi nous passerons en revue les contaminants possibles des produits de nettoyage chimique.

4.1 Contaminants du pétrole brut

Le pétrole brut n'a pas d'action corrodante sur les canalisations d'acier dans des conditions normales de fonctionnement; il faut un électrolyte comme l'eau pour qu'une corrosion s'opère. Dans les pipelines, des dépôts peuvent se constituer sous forme de boues dans des combinaisons variables d'hydrocarbures, de sable, d'argile, de sous-produits de la corrosion, de microorganismes et d'eau. On sait que ces dépôts ont pour effet d'accumuler et de concentrer l'eau du pétrole à la surface de la conduite. Il s'agit là d'un passage de la surface d'une humidité en pétrole à une humidité en eau plus corrosive qui peut favoriser une corrosion sous dépôt (CSD) localisée. Ces dernières années, on s'est largement efforcé d'enrichir notre compréhension générale des conditions favorisant la corrosion interne (Been et coll., 2011;

Crozier, Been, Tsaprailis et Place, 2013). De récentes études menées à l'AITF ont permis de constater que la corrosion microbienne jouait un rôle clé dans le phénomène de la corrosion sous dépôt d'une conduite de pétrole brut (Mosher et coll., 2014; Mosher et coll., 2012). On a aussi pu se rendre compte que la formation de boue à une surface de métal ne suffit pas à faciliter une corrosion importante.

La corrosion microbienne (CM) est un phénomène corrosif très particulier qui peut être provoqué par la présence de tout nombre d'espèces microbiennes. On a confirmé, dans le cas des oléoducs et des dépôts sous forme de boue, la présence de bactéries sulfatoréductrices (BSR), acidogènes (BA) et aérobies hétérotrophes (BAH) par les techniques de mise en culture de prélèvements en vrac de boue (Garcia, Place, Holm, Sargent et Oliver, 2014). On estime que la CM rend compte de 30 à 40 % de toutes les ruptures internes par corrosion (Sooknah, Papavinasam et Revie, 2007). La compréhension des communautés microbiennes et des propriétés des boues en ce qui concerne la corrosion sous dépôt aidera à mettre au point de solides stratégies d'atténuation à des fins de prévention de la corrosion (Garcia, Place, Holm, Sargent et Oliver, 2014).

La composition des boues déposées peut varier d'un pipeline à l'autre et même le long d'une même conduite. Les méthodes types d'analyse de boues sont l'analyse de Dean-Stark et l'analyse de composition par la spectrométrie aux rayons X en énergie EDS/EDX et en diffraction (XRD). L'analyse de Dean-Stark sert à établir en pourcentage la composition eau-matières solides des boues et les analyses EDX et XRD permettent l'analyse élémentaire ou la caractérisation chimique d'échantillons. Dans (Crozier, Been, Tsaprailis et Place, 2013), les auteurs ont analysé cinq dépôts de boue en provenance d'un pipeline de transport de pétrole brut. Les résultats d'analyse de Dean-Stark et XRD sont reproduits aux tableaux 7 et 8.

Tableau 7 : Analyse de Dean-Stark des boues (échantillons A, B et C (Crozier, Been, Tsaprailis et Place, 2013)); les données sur les boues D et E ont été obtenues par correspondance personnelle et avec la permission de l'exploitant

	Boue A	Boue B	Boue C	Boue D	Boue E
Matières solides (% poids)	47,0	72,3	85,0	83,55	90,30
Pétrole (% poids)	18,8	22,7	4,5	11,53	6,4
Eau (% poids)	19,5	2,9	10,4	3,16	2,38
Récupération	85,3	97,9	99,9	98,24	99,09

totale (% poids)					
------------------	--	--	--	--	--

Tableau 8 : Composition des matières solides des boues déterminée par spectrométrie aux rayons x en diffraction (échantillons A, B et C (Crozier, Been, Tsaprailis et Place, 2013); les données sur les boues D et E ont été obtenues par correspondance personnelle et avec la permission de l'exploitant

Nom	Formule	Boue A	Boue B	Boue C	Boue D	Boue E
Quartz	SiO ₂	82,3	95,0	85,0	2,1	0,9
Microcline	KAlSi ₃ O ₈	4,2	-	-	-	-
Albite	NaAlSi ₃ O ₈	2,7	-	-	-	-
Greigite	Fe ₃ S ₄	5,6	-	-	8,6	5,2
Pyrite	FeS ₂	2,5	-	-	4,2	2,9
Magnétite	Fe ₃ O ₄	1,8	-	-	20,9	14,8
Halite	NaCl	0,9	-	-	-	-
Plagioclase	(Na,Ca)(Si,Al) ₄ O ₈	-	5,0	5,0	-	-
Goethite	FeO(OH)	-	-	5,0	18,4	11,2
Magnésioferrite	Mg(Fe ³⁺) ₂ O ₄	-	-	5,0	-	-

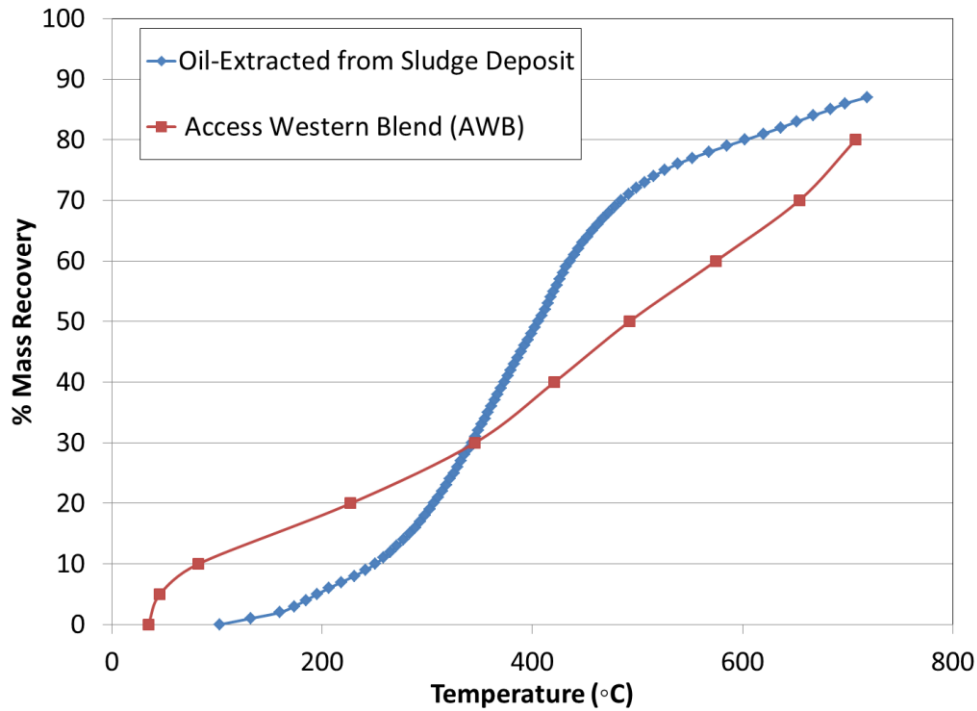
Le tableau 7 indique que les boues déposées sont surtout constituées de matières solides (dans une proportion de 47,0 à 90,3 %) et que la proportion d'eau varie de 4,5 à 19,5 %. Nous avons soumis les matières solides après analyse de Dean-Stark à la spectrométrie XRD en diffraction pour constater que leur composé majeur était le SiO₂ (sable) dans le cas des échantillons A à C et que les échantillons D, E et F contenaient plus de composés ferreux.

Seuls les composés cristallins sont actifs en spectrométrie XRD. C'est pourquoi les auteurs de (Been et coll., 2011) ont aussi présenté les résultats de l'analyse de quatre prélèvements de boues déposées dans des canalisations de transport de pétrole brut. L'analyse de Dean-Stark a donné des résultats concordants pour le pétrole, l'eau et les matières solides en pourcentage, comme on peut le voir dans (Crozier, Been, Tsaprailis et Place, 2013). Ces auteurs ont aussi soumis les prélèvements de boues à la spectrométrie EDX. Ils ont observé que l'oxygène (O) était l'élément le plus présent (37,1 - 54,9 %, suivi du silicium (14,4 - 31,3 %) et du fer (FE) (3,4 - 27,34 %) dans l'ordre. D'autres éléments comme le carbone et le soufre étaient présents dans les quatre

échantillons, mais dans une proportion moindre. On peut consulter tous les résultats de l'analyse EDX au tableau 9.

Tableau 9 : Analyse EDX (% poids) de divers échantillons de boues de canalisations de transport (Been et coll., 2011)

	C	O	Si	S	Fe
Boue I	6,1	54,9	31,3	0,6	3,4
Boue II	5	49,2	30	1,6	10,8
Boue III	11,6	37,1	14,4	6	27,34
Boue IV	6,6	46,2	26,9	1,0	14,6



Anglais	Français
Oil Extracted from Sludge Deposit	Pétrole extrait d'un dépôt de boue
Access Western Blend (AWB)	Access Western Blend (AWB)
% Mass Recovery	Récupération en % de masse
Temperature (°C)	Température (°C)

Figure 3: Distillation simulée à haute température de pétrole brut de l’Athabasca (AWB) et de pétrole extrait d’un dépôt de boue (pétrole de l’Athabasca) par la méthode D7169 de l’ASTM²

À noter que la teneur des dépôts en hydrocarbures n’est pas directement représentative des produits transportés. Les microbes des boues peuvent transformer la teneur hydrocarbonée en éléments nutritifs, changeant ainsi la composition en hydrocarbures des dépôts. La figure 3 trace les courbes de distillation simulée à haute température (DSHT) pour le pétrole brut de l’Athabasca (Access Western Blend ou AWB) et le pétrole extrait des boues (pétrole de l’Athabasca). Ces courbes ont été dégagées en application de la norme D7169 (ASTM International, 2011) et elles montrent les taux de récupération de masse à diverses températures. Comme on peut le voir à la figure 3, le taux de récupération est peu important dans le cas du pétrole brut AWB. Les données DSHT font voir l’absence relative de fractions d’hydrocarbures légers (alcanes de moins de sept (C7-) à l’indice du carbone) dans les dépôts. Fait intéressant, le pétrole extrait des boues déposées présentait dans sa composition plus de fractions d’hydrocarbures moyens (C17+) dont le point d’ébullition était de 300 à 500 °C.

4.2 Contaminants du gaz naturel

Les gazoducs de transport acheminent l’énergie à l’intérieur des provinces et aussi par-delà les frontières internationales. Le gaz naturel et ses liquides sont les principaux produits transportés par gazoduc. La qualité du gaz varie selon le moment où il est produit même quand il est conforme aux normes et, par conséquent, les contaminants résiduels qu’il contient devraient varier aussi bien selon la qualité du gaz transporté. On a observé la présence de contaminants résiduels comme la poudre noire, les hydrocarbures, les BPC et les substances radioactives naturelles (SRN) même après le nettoyage des pipelines (Thorne, Basso et Dhol, 1996). Nous avons consulté les experts de l’industrie et la documentation spécialisée pour produire un tableau sommaire des substances qui peuvent être rejetées par les oléoducs et les gazoducs en cessation (Thorne, Basso et Dhol, 1996); ce tableau est reproduit à l’annexe C du présent rapport. Nous traitons ci-après plus en détail des contaminants du gaz naturel.

² Cette figure vient de l’AITF et repose sur une recherche interne ayant porté sur des boues déposées dans des canalisations de transport de pétrole brut; elle est reproduite ici avec la permission de l’AITF.

- Poudre noire

La poudre noire est un contaminant répandu dans les gazoducs partout dans le monde. Elle comprend un certain nombre de contaminants corrosifs, mais on a constaté que sa composition dépendait du gaz transporté. C'est là un composé chimique très dangereux « qui est encore mal connu dans sa composition, ses propriétés physiques, ses sources, sa formation, sa prévention ou la gestion de ses effets » [traduction] (Sherik, 2008). Le principal danger qu'elle présente est son inflammabilité, surtout à l'état sec et fin. Là où elle est constituée principalement de pyrrhotite ($\text{Fe}_{(1-x)}\text{S}$; $x = 0 \text{ à } 0,2$), elle possède des propriétés pyrophoriques, et on a signalé qu'elle tendait à s'enflammer spontanément (Trifilieff et Wines, 2009).

Comme elle se présente en quantité variable selon la qualité du produit transporté, elle risque de nuire au matériel, d'entraver l'écoulement et de rendre l'acheminement moins efficace si sa concentration est suffisante. On a observé les effets suivants sur les gazoducs : écoulement moins efficace, engorgement et colmatage des filtres, dépôt sur les appareils de mesure du gaz, obstruction des instruments et des vannes, détérioration accélérée des vannes par érosion et problèmes d'entretien et de sécurité (Tsochatzidis et Maroulis, 2007). La documentation spécialisée indique que la poudre noire est formée d'oxydes, de sulfures et de carbonates de fer sous des formes et en des quantités variables. On pense que la corrosion microbienne interne des parois des conduites constitue la source de ces résidus, bien qu'on ait trouvé de la poudre noire dans les canalisations tant nouvelles qu'anciennes. Le tableau 10 énumère des sources possibles de cette substance (Sherik, 2008) :

Tableau 10 : Sources possibles de constituants de poudre noire (Sherik, 2008)

Composé	Sources possibles
Fe_3O_4	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion induite par de l'oxygène faiblement dissous - Conversion du gamma-FeOOH - Corrosion bactérienne (bactéries acidogènes (BA) et bactéries ferro-oxydantes (BFO)) - Conversion du FeCO_3 et du FeS (in situ) par pénétration d'oxygène - Résidus de laminage (d'importance secondaire et à court terme)
FeOOH	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion induite par l'oxygène faiblement dissous
Sulfures de fer	<ul style="list-style-type: none"> - Corrosion induite par le sulfure d'hydrogène <ul style="list-style-type: none"> o Source chimique

	○ Source bactérienne (BSR)
Sidérite - FeCO ₃	- Corrosion par le CO ₂

Les renseignements disponibles sur la formation et la composition de la poudre noire sont limités, ce qui autorise des compléments de recherche visant à enrichir notre compréhension de sa présence et de ses effets possibles sur les pipelines en exploitation et en cessation.

- Hydrocarbures et substances radioactives naturelles (SRN)

Le gaz naturel brut comprend en composition variable des hydrocarbures qui doivent subir un traitement en fonction des normes de transport des pipelines. Après analyse des dépôts sur les parois intérieures des pipelines, les hydrocarbures résiduels suivants ont été signalés dans les études spécialisées : « BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène et xylène), HAP, cires, gommes, résines et produits de dégradation du cycle des hydrocarbures » [traduction] (Thorne, Basso et Dhol, 1996).

L'analyse de l'entartrage des gazoducs a aussi permis de constater une corrosion par des sous-produits comme le radon et les produits issus de sa décroissance dans les installations de production et de transformation du gaz naturel (Thorne, Basso et Dhol, 1996). Le radon et les produits de sa désintégration sont des substances radioactives présentes à l'état naturel (SRN).

Les deux principales filières préoccupantes de la décroissance radioactive dans l'industrie du pétrole et du gaz sont celles de l'uranium 238 et du thorium 232, dont les nucléides d'intérêt à cet égard sont respectivement le radium 226 et le radium 228. Le radon 222 est le produit immédiatement issu de la désintégration du radium 226. Quand il est produit en milieu pétrolier ou gazier, le radon suivra habituellement le flux gazier. Dans sa décroissance, le radon 222 passe par plusieurs phases rapides et donne le plomb 210, lequel peut ainsi s'accumuler en pellicule fine dans le matériel d'extraction gazière. On trouvera les filières de décroissance radioactive de l'uranium 238 et du thorium 232 à l'annexe D du présent rapport. L'information en annexe montre les radionucléides, les demi-vies radioactives, les mécanismes de décroissance et les modes de mobilisation (International Association of Oil and Gas Producers, 2008).

Le gaz radon 222 est présent dans la plupart des gisements de gaz naturel dans le monde. Lorsqu'il est amené à la surface, il entre dans le circuit de la production gazière (Association

canadienne des producteurs pétroliers, 2000). Il a une demi-vie relativement brève (3,8 jours) et n'est pas facilement absorbé par le corps. Les produits de décroissance qui sont d'une vie plus longue comme le plomb 210, le bismuth 210 et le polonium 210 causent de la contamination et peuvent présenter un danger pour la santé. Le plomb 210 est tout particulièrement préoccupant, car sa demi-vie est de 22 ans. Dans la désintégration du radon, des pellicules de plomb radioactif peuvent se former sur les surfaces intérieures du matériel de traitement et des conduites de transport du gaz. Ces produits peuvent contaminer les boues d'un pipeline qui, à leur tour, pourront contaminer le racleur servant à le nettoyer (Gray, 1991).

Dans l'industrie du pétrole et du gaz, les SRN sont un danger pour la santé en période d'entretien, de transport et de traitement de déchets et de désaffectation. Le plomb, le bismuth et le polonium radioactifs peuvent être inhalés ou ingérés quand ils sont fixés au tartre ou à la poussière produite pendant le processus de cessation d'exploitation. On a lié l'exposition aux produits de décroissance du radon à une hausse du nombre de cancers du poumon (Association canadienne des producteurs pétroliers, 2000). Il est impossible de détecter ces produits sur le dessus d'une conduite, parce qu'ils sont aisément absorbés par les parois de celle-ci. Une sonde alpha-bêta tenue à proximité de la surface contaminée peut permettre de constater leur présence, mais avec peu d'efficacité. Toute valeur relevée au-dessus de la concentration naturelle serait l'indice d'une contamination d'importance. On devrait procéder à des analyses en laboratoire d'échantillons prélevés sur la surface intérieure des conduites pour établir les concentrations de plomb, de polonium et de bismuth (Gray, 1991).

- BPC

Par le passé, les huiles hydrauliques et lubrifiantes utilisées tant dans les turbines à gaz que dans les compresseurs à air contenaient des BPC. Ces huiles étaient employées pour leurs propriétés isolantes, ignifugeantes et lubrifiantes, mais elles émettaient des BPC, source de contamination. L'air technique des compresseurs à air avait souvent sa place dans les stations de compression des gazoducs, ce qui faisait se propager la contamination aux BPC. On a constaté que, même avec un raclage efficace, il restait des BPC et des SRN dans un nombre restreint de canalisations de transport gazier (Thorne, Basso et Dhol, 1996). La production de BPC a été interdite en 1977 en Amérique du Nord et leur rejet dans l'environnement a été déclaré illégal en 1985. Les BPC sont très toxiques en raison de leur stabilité et ils ne se décomposent pas immédiatement dans

l'environnement. L'utilisation d'huiles lubrifiantes à BPC dans les stations de compression faisait que ces substances étaient absorbées dans la peinture des murs, des planchers, des tuyaux et des moteurs et dans les sols (Semmens, 2013). Les aroclors 1221, 1232, 1242, 1248, 1254, 1260 et 1268 comptent parmi les aroclors les plus répandus des huiles lubrifiantes à BPC dont on se sert dans les stations de compression. Il pourrait y avoir eu contamination des gazoducs par de telles huiles fuyant par les joints des compresseurs et traversant les conduites avec le condensat liquide formé. Dans les années 1940 à 1960, le brumissage à l'huile était un moyen technique courant de conditionnement gazier et répandait une vapeur d'huile à BPC dans le réseau pipelinier. Cette technique n'est plus en usage, mais des résidus pourraient en subsister dans des parties des gazoducs.

4.3 Contaminants des produits de nettoyage chimique

Les techniques de raclage de pipelines servent à nettoyer tant les oléoducs que les gazoducs. Comme nous l'avons mentionné à la section 2.2, le nettoyage chimique facilite le raclage en ajoutant des tensioactifs chimiques à l'aide de racleurs séparateurs. Toutefois, l'utilisation de ces substances chimiques dans les opérations de nettoyage pourrait se traduire par l'introduction de contaminants résiduels sur les parois des conduites. On dispose de peu de renseignements sur les produits chimiques disponibles dans le commerce qui servent au raclage à assistance chimique, aussi a-t-on de la difficulté à reconnaître tous les contaminants résiduels en question. À l'annexe C de ce rapport, nous présentons en tableau une partie des produits de nettoyage chimique des pipelines. Ceux-ci sont une source possible de contamination résiduelle, et on se doit d'en tenir compte, car leur présence dépend de l'efficacité du raclage. Ainsi, l'acide chlorhydrique sert à l'élimination et à la gestion du tartre calcaire ((Thorne, Basso et Dhol, 1996)) et, s'il n'est pas entièrement neutralisé ou évacué, il peut hâter la corrosion des parois des conduites. L'ordre d'emploi des produits de nettoyage chimique en cours de raclage est aussi un sujet de préoccupation. Si le dernier produit chimique de la séquence est dangereux, il risque de laisser des résidus nocifs et/ou de rendre menaçants les résidus déjà en place.

5 RÉGLEMENTATION

Dans cette section, nous passerons en revue les principales mesures réglementaires et normatives qui, au Canada (paliers fédéral et provincial), visent la cessation d'exploitation des pipelines.

Pour notre propos, nous nous attacherons aux règlements et aux lois qui portent sur le nettoyage des pipelines et/ou les concentrations de contaminants avant la cessation. Il ne faut donc pas y voir un tableau synoptique de la réglementation applicable à l'ensemble du processus de cessation d'exploitation. Nous commençons par la réglementation provinciale et avec l'Alberta avant les autres provinces canadiennes. La réglementation fédérale suivra.

Les pipelines albertains qui ne franchissent les frontières ni provinciales ni nationales relèvent de l'AER et doivent respecter l'Alberta Pipeline Act (Canada, province de l'Alberta, 2014). Cette loi énonce les responsabilités du titulaire de permis avant la cessation d'exploitation d'un pipeline ou d'un tronçon de pipeline en partie 10, article 82 « *Interruption ou cessation d'exploitation des pipelines* » [traduction]. En sus de toutes les autres exigences applicables, le titulaire doit veiller à ce que le pipeline soit [traduction] :

- a- « *Nettoyé si nécessaire* »;
- b- « *Purgé à l'eau douce, à l'air ou à un gaz inerte avec éventuellement dans chaque cas des inhibiteurs de corrosion interne si le titulaire est prêt à atténuer les effets pouvant être produits sur l'environnement par un rejet ou un déversement accidentel* »;
- c- « *Protégé par des mesures anticorrosion internes et externes appropriées* »;
- d- « *Vérifié et documenté quant au caractère non corrosif des fluides qu'il contient* ».

La loi sur les pipelines de l'Alberta exige du titulaire qu'il appose à toutes les extrémités d'un pipeline en cessation une étiquette permanente qui indique entre autres les substances laissées à l'intérieur de la conduite. Elle impose en outre au titulaire de se conformer à toutes les exigences de la directive 056 « *Energy Development Applications and Schedules* » (Canada, Alberta Energy Regulator, 1^{er} septembre 2011). Cette directive définit la cessation d'exploitation comme la mise hors service définitive d'un pipeline de la manière prescrite par la réglementation applicable aux pipelines. Elle prévoit que le titulaire devra s'acquitter des obligations suivantes [traduction] :

- a- « *Donner avis aux parties et aux occupants dont les terrains sont en retrait le long de l'emprise pipelinière préalablement à toute procédure de cessation (en se conformant au tableau 62 de la directive)* »;

- b- « Veiller à ce que de bonnes procédures de cessation soient en place suivant l'article 82 de l'instrument applicable (loi sur les pipelines de l'Alberta) »;
- c- « Produire une demande de modification de permis en notification de cessation dans les 90 jours suivant la cessation d'exploitation ».

Il faut ensuite mentionner la norme CSA Z662 sur les réseaux d'oléoducs et de gazoducs (Canadian Standard Association (CSA), 2015) et sa clause 10.16 « *Abandonment of Piping* » prévoyant que, entre autres exigences, les conduites abandonnées en place fassent l'objet des mesures suivantes :

- a- « *Évacuer les fluides transportés* »;
- b- « *Purger ou nettoyer adéquatement (ou les deux) la canalisation de manière à ne laisser aucune substance mobile dans le pipeline* »;
- c- « *Séparer physiquement la canalisation de toute tuyauterie en service* »;
- d- « *Sceller ou obturer la canalisation ou la fermer hermétiquement par tout autre moyen* »;
- e- « *Couper la canalisation sur sa profondeur* »;
- f- « *La laisser dépressurisée* ».

Dans les prochains paragraphes, nous donnerons un aperçu de la réglementation applicable dans certaines provinces canadiennes. En Saskatchewan, le règlement sur les pipelines (Canada, province de la Saskatchewan, 2014) comporte un article « *Abandonment of pipeline* » qui dit [traduction] :

« *Le titulaire sollicitant un permis ou une modification de permis de cessation d'exploitation de pipeline doit faire figurer ce qui suit à sa demande :*

- a- *Motifs de cessation;*
- b- *Détails de la procédure de cessation avec notamment les aspects suivants :*
 - i- *Évacuation du produit transporté par le pipeline à l'aide d'eau douce, d'air, d'un gaz inerte ou d'une autre substance de nettoyage;*
 - ii- *Obturation de la canalisation aux deux extrémités à sa profondeur d'enfouissement et soudure des tôles ou bouchons d'acier sur les ouvertures;*

iii- Démantèlement de toutes les installations en surface et remise en état de tout terrain occupé par le pipeline. »

Au Manitoba, le *Règlement sur le forage et la production de pétrole* (Canada, province du Manitoba, 2001) comporte deux clauses, 98 et 99, qui traitent respectivement de la « suspension de l'exploitation » et de l'« abandon » des canalisations d'écoulement. La clause 98 *sur la suspension* dit que, si une canalisation n'a pas été utilisée pendant six mois, le titulaire doit, sauf approbation par un inspecteur, suspendre l'exploitation en prenant les mesures suivantes, c'est-à-dire :

- a- « en la remplissant d'air, d'eau douce ou d'azote;*
- b- en l'isolant de toute source de pression;*
- c- en prenant les autres mesures qu'un inspecteur juge nécessaires pour qu'elle soit sécuritaire. »*

La clause 99 sur *l'abandon* dit : « *Les titulaires de permis qui abandonnent une conduite de collecte en coupent les deux extrémités à 1,5 mètre au-dessous du niveau du sol, installent un bouchon à chacune des extrémités et se conforment aux alinéas 98a) et c).* »

En Colombie-Britannique, la question de la cessation et de la mise hors service des pipelines est traitée à plusieurs endroits. À la section 10 du manuel de l'exploitation pipelinière (British Columbia Oil and Gas Commission, 2015) par exemple, un paragraphe « *Amendment to Abandon* » indique les mesures à prendre en cas de cessation ou de mise hors service. Il explique ce qui suit [traduction] :

« Cette modification vise les pipelines qui sont abandonnés en place ou démantelés. Un pipeline peut être abandonné en place s'il est mis hors service comme le prévoit la norme CSA Z662, s'il est coupé et obturé sous la surface du sol et s'il porte des marques d'identification. »

À propos des responsabilités du titulaire de permis, le document dit [traduction] :

« Dans le cas des canalisations abandonnées en place, la conduite doit demeurer inscrite à BC One Call et un repère d'identification doit être maintenu à la surface du sol. La société demeure

responsable des répercussions sur l'environnement d'un pipeline abandonné en place. Le titulaire doit présenter des dessins de conception à jour indiquant les parties de la conduite laissées en place. Dans le cas des pipelines démantelés au complet, la page descriptive doit faire état du démantèlement et en préciser la date. L'inscription à BC One Call n'est pas nécessaire en cas de démantèlement, mais l'exploitant a pour responsabilité de remettre en état le sol d'où la canalisation a été retirée. »

Enfin, le document mentionne [traduction] : « *Aux fins de la demande de cessation, on peut solliciter une documentation justifiant l'abandon en place ou le démantèlement (en conformité avec la clause 10.16.1 de la norme CSA Z662).* »

On peut trouver d'autres mesures réglementaires en matière de cessation et de mise hors service dans le règlement sur les pipelines (Canada, province de la Colombie-Britannique, 2014) de la Colombie-Britannique, qui relève de l'Oil and Gas Activities Act. Ce règlement traite des questions de mise hors service et de cessation aux articles 9 et 11 respectivement. L'article 9 *Deactivation* dit [traduction] :

« *Si le titulaire n'a pas transporté de fluides dans le pipeline autorisé ou la partie autorisée d'un pipeline pendant 18 mois consécutifs, il doit :*

- a- présenter un plan de reprise du transport de fluides dans cette canalisation ou*
- b- mettre hors service le pipeline ou la partie en question conformément à la norme CSA Z662 et aviser la commission de l'achèvement de cette opération. »*

L'article 11 « *Obligations on cancellation or cessation of operations* », dit [traduction] :

« *Les prescriptions suivantes s'appliquent à un permis pipelinier aux fins de l'article 40e) de la Loi :*

- a- Procéder à la cessation conformément à la norme CSA Z662;*
- b- Faire tout ce que prévoient les articles 19(1)a) à g) du Règlement sur la protection et la gestion de l'environnement. »*

Il convient de noter que l'Ontario et le Québec n'ont pas de règlements traitant expressément du nettoyage des pipelines en cessation.

Ce sont la Loi sur l'Office national de l'énergie (Loi sur l'Office national de l'énergie (L.R.C., 1985, ch. N-7), 2014) et le Règlement sur les pipelines terrestres de cet organisme (Canada, Office national de l'énergie, Règlement sur les pipelines terrestres (DORS/99-294), 2015) qui régissent les réseaux pipeliniers traversant les frontières provinciales ou nationales ou la frontière canado-américaine. À cet égard, l'article 74 de la Loi sur l'Office dit : « La compagnie ne peut, sans l'autorisation de l'Office [...] cesser d'exploiter un pipeline. » De plus, l'article 45.1 du Règlement sur les pipelines terrestres prévoit qu'une demande sera déposée si on se propose de désaffecter des installations pipelinières. Pour ces deux types de requêtes, l'Office exige des demandeurs qu'ils exposent les motifs de désaffectation ou de cessation et précisent les procédures à appliquer (Règlement sur les pipelines terrestres, articles 45.1 et 50). La rubrique B du Guide de dépôt de l'Office décrit la teneur d'une demande de cessation. Ce guide prévoit en outre que les demandeurs devront confirmer que les activités de cessation sont conformes aux dispositions applicables de la version la plus récente de la norme CSA Z662. Voici d'autres obligations faites aux demandeurs par le Guide de dépôt :

- a- *« une évaluation des éventuels risques de sécurité associés à la cessation d'exploitation des installations et les mesures d'atténuation qui sont prévues pour amoindrir ces risques »;*
- b- *« description et justification des méthodes qui serviront à cerner et nettoyer toute contamination décelée sur les lieux du projet, notamment ce qui suit :*
 - i. *quantité de contamination pouvant exister;*
 - ii. *techniques de manutention spéciales qui seront utilisées;*
 - iii. *exigences réglementaires qui seront suivies pour le nettoyage et l'élimination »;*
- c- *« les procédures de remise en état du milieu »;*
- d- *« en quoi la méthode de cessation d'exploitation convient au contexte écologique de l'endroit où elle sera appliquée ».*

6 CONSULTATION DES PARTIES PRENANTES

Dans cette section, nous présentons les consultations des parties prenantes. La principale méthode employée pour recueillir l'information nécessaire a été l'entrevue en personne et/ou au téléphone auprès des parties prenantes. Les intervenants reconnus aux fins de cette étude sont les organismes de réglementation des paliers fédéral et provincial (Office et AER), les exploitants pipeliniers (sociétés de transport pétrolier et gazier principalement) et les fournisseurs en produits de nettoyage (mécanique et chimique) des pipelines. Dans les prochaines sous-sections, nous résumerons les résultats de ces entrevues.

6.1 Organismes de réglementation ou de contrôle

Le résumé des entrevues menées respectivement auprès de l'Office et de l'AER se trouve ci-après.

- Office national de l'énergie

- Glossaire

- Mise hors service d'un pipeline : le pipeline pourra être remis en service.
 - Désaffectation : le pipeline cesse d'être exploité, mais le service demeure par un doublement ou un remplacement de conduite.
 - Cessation : le pipeline cesse d'être exploité et le service prend fin.
 - Interruption : l'Office n'emploie pas ce terme pour désigner l'état d'un pipeline; il le réserve au service même d'un réseau pipelinier.

- Résumé des notes d'entrevue auprès de l'Office

- L'Office exige de chaque société qu'elle constitue un fonds de postcessation pour le financement de la cessation et des mesures qui doivent suivre au cas où un pipeline cesse d'être exploité ou que son propriétaire n'existe plus.
 - Avant d'autoriser la cessation, l'Office tient une audience publique où les propriétaires fonciers et les autres autorités peuvent se prononcer sur tous les aspects de la cessation, et notamment sur les tronçons du réseau à abandonner en place ou à démanteler.

- Le fonds de cessation n'est pas exigé par quelque autre secteur de compétence que ce soit.
- Il n'y a pas de prescriptions quant aux quantités de contaminants résiduels dans un pipeline après la cessation de son exploitation. Toutefois, dans l'audience qu'il tient, l'Office tient compte des éléments de preuve produits au sujet de tout risque de la cessation pour l'environnement et il est habilité à produire des directives sur le processus à suivre pour que certaines choses puissent être prescrites (méthodes de nettoyage, par exemple).
- Il ne prescrit toutefois pas directement les méthodes de nettoyage à employer préalablement à la cessation (sauf directives spéciales).
- La réglementation ne fait pas de distinction entre les pipelines selon les produits transportés (pétrole brut ou gaz).
- Mentionnons enfin que l'Office n'impose ni inspection par des tiers ni surveillance du processus de nettoyage de cessation.

- Alberta Energy Regulator (AER)

- Glossaire

- Interruption d'exploitation : le pipeline est vidé, nettoyé, purgé, obturé et laissé en protection cathodique (PC) pour sa conservation jusqu'à sa réutilisation éventuelle.
 - Cessation d'exploitation : le pipeline est vidé, nettoyé, purgé et obturé sans intention de réutilisation.

- Résumé des notes d'entrevue auprès de l'AER

- L'AER réglemente environ 290 000 unités en « tronçons » de pipelines.
 - À la fin de 2012, on comptait respectivement quelque 34 500 et 37 000 km de canalisations en interruption et en cessation sous permis en Alberta.
 - Le *règlement sur les pipelines* de l'AER assigne aux propriétaires pipeliniers la responsabilité perpétuelle des pipelines en cessation dans cette province.
 - Le titulaire de permis doit assumer cette responsabilité. En cas de vente d'un pipeline, la responsabilité est cédée au nouveau propriétaire (l'exploitant n'est pas nécessairement le

titulaire et les installations peuvent être exploitées pour le compte du propriétaire par une autre société.)

- L'OWA dispose de fonds pour la cessation des puits et des pipelines sans propriétaire viable :
 - Les sociétés exploitantes versent des contributions à ce fonds.
 - L'OWA est une société distincte de l'AER.
 - Il n'y a pas de processus réglementaire que doive suivre l'OWA pour assumer la responsabilité d'un pipeline.
- Il n'y a pas non plus d'intervalles prescrits d'inspection auxquels les exploitants soient assujettis pour les activités de surveillance et d'inspection nécessaires au maintien de l'intégrité fonctionnelle des canalisations. Une fois qu'un pipeline cesse d'être exploité, on ne s'attend pas à ce que son intégrité soit maintenue. Malgré tout, les exploitants continueront à effectuer des inspections régulières des emprises. Cet examen montrera si un pipeline devient exposé à nu en surface avec le temps.
- L'AER ne fait pas d'inspections régulières pendant le processus de cessation d'exploitation. Elle peut toutefois demander aux titulaires de corriger toute insuffisance.
- Elle ne tient pas d'audiences avant la cessation, et il n'y a pas non plus de demandes de cessation à produire.
- L'exploitant se met en rapport avec les propriétaires fonciers et ceux-ci peuvent demander que les pipelines soient démantelés, mais cela ne représente pas une exigence de la loi.
- Les constats de non-conformité visent habituellement la tenue des dossiers ou la production de documents. Ainsi, l'exploitant doit informer l'AER de tout changement d'état de son pipeline dans les 90 jours.
- Les exigences quant aux méthodes et normes de propreté et de nettoyage dans le cadre de la réglementation sont en base « objectifs » :
 - Toute canalisation doit être nettoyée et purgée de ses fluides.
 - Les titulaires doivent y aller des meilleurs efforts jugés raisonnables.
 - Le principe directeur est de ne rien laisser derrière qui puisse fuir ou causer de la contamination.

- Les prescriptions réglementaires sont en base « objectifs », mais rien n'est précisé au sujet des méthodes de nettoyage des pipelines en cessation ni des quantités de contaminants résiduels pouvant être laissées dans les conduites.
- Ajoutons que la réglementation n'établit aucune distinction entre les pipelines selon les produits transportés.
- Environ 99 % des canalisations sont abandonnées en place. Si un pipeline risque de faire obstacle à des travaux futurs d'aménagement, il sera démantelé.
 - Il est préférable de laisser les pipelines en place. Leur démantèlement pourrait causer de la contamination par admixtion dans les sols ou de l'intercontamination de la végétation par la machinerie utilisée pour l'excavation et le retrait des conduites.
 - Le démantèlement des canalisations à amenée d'eau fait craindre l'apparition de substances radioactives naturelles (SRN) par l'entartrage des conduites.
 - Toute valeur de récupération est de loin dépassée par les coûts du démantèlement.
- On ne prévoit pas de modifications de la réglementation, du moins à court terme.
- Un certain nombre de canalisations plus anciennes n'étaient pas réellement configurées pour être raclables (étant d'un diamètre restreint ou variable ou fortement coudées, par exemple). Dans ce cas, on procède par lavage à l'eau.
- Déchets de raclage
 - Si tous les résidus consistent en pétrole, ils peuvent être vendus.
 - Les déchets de champ pétrolifère sont régis par la directive 58 sur la gestion des déchets de champ pétrolifère.
- Un nettoyage trop poussé peut parfois susciter plus de problèmes pour les raisons suivantes :
 - Il peut déloger des débris ou détacher du tartre qui adhérerait fermement à la conduite.
 - Le racleur peut se coincer dans des débris lâches.
- Il n'y a pas d'inspection de tiers qui soit prévue pour le processus de cessation et le tout est laissé à la diligence des exploitants. Des vérifications se font au hasard de temps à autre.

- Le titulaire a pour responsabilité de purger et nettoyer son pipeline, de l'isoler et l'obturer, d'aviser les propriétaires fonciers au besoin, de faire modifier le dossier de permis de l'AER et de changer et tenir la documentation qui s'impose sur la cessation.
- Les exploitants ne paient pas de taxes foncières sur les pipelines en cessation. Ils le font uniquement sur les pipelines en exploitation (imposition foncière intégrale) ou en interruption (taux d'imposition foncière de 10 %).
- On peut se servir d'obturateurs pipeliniers si le transfert d'eau dans une canalisation est considéré comme un sujet d'inquiétude. Cela se fait rarement dans les canalisations collectrices dont les tronçons sont d'une longueur moyenne d'environ 1,4 km.
- L'Office ne prévoit normalement pas la participation de l'AER à ses propres audiences de cessation. Une fois que l'Office retranche des pipelines de ses listes, on ne sait au juste sous quelle autorité tombent les canalisations qui relevaient antérieurement de sa réglementation. C'est là une zone grise, puisque l'Office a dégagé les exploitants de leur responsabilité.
- Dans une proportion de 92 %, les pipelines contrôlés par l'AER sont d'un diamètre de 8 pouces ou moins.

6.2 Exploitants pipeliniers

Nous résumerons ici les résultats des entrevues menées auprès des exploitants de pipelines. À cette occasion, on a posé à ceux-ci deux ensembles de questions, l'un portant sur le nettoyage avant cessation et l'autre traitant plus en détail de tout le processus de cessation. Nous présentons d'abord les notes relatives au processus de nettoyage. Il convient de noter que les réponses suivantes ont été données par les sociétés pipelinières transportant surtout du gaz naturel, à savoir Alliance Pipelines Incorporated (Alliance) et TransCanada PipeLines Limited (TCPL).

1. Nombre de lancements de racleur

- Autant qu'il est nécessaire. En règle générale, le nombre varie de cas en cas et dépend de la quantité de déchets au sas de réception de racleur.
- Il dépend de la longueur de la canalisation, du produit, du diamètre et du lieu.

2. Types de racleurs nettoyeurs utilisés et mode de sélection

- Raclettes en polyuréthane.
- Racleur à brosses douces ou sans brosses pour les pipelines à revêtement intérieur; brosses pleines pour les pipelines sans revêtement intérieur.
- Raclage progressif (utilisation de plusieurs types de racleurs dans une tâche de nettoyage).

3. Utilisation de produits de nettoyage chimique et/ou d'inhibiteurs de corrosion

- Comme les exploitants interrogés étaient surtout des sociétés de transport de gaz naturel, la corrosion interne ne posait aucun problème et, par conséquent, on n'utilisait ni inhibiteurs de corrosion ni produits de nettoyage chimique.
- Les inhibiteurs n'avaient leur place que dans les oléoducs.
- Désormais, le nettoyage chimique fera partie intégrante des tâches avant cessation.

4. Évaluation de l'efficacité du nettoyage

- En général, un jugement est porté au cas par cas.
- Tout dépend de la quantité de déchets ou de matières retirées après chaque passage de racleur.
- On se sert aussi de racleurs inspecteurs (inspection interne) et de racleurs sphériques intelligents pour évaluer l'efficacité du nettoyage et l'intégrité de la canalisation.

5. Contaminants types récupérés après un passage de racleur

- Huile de compresseur, hydrocarbures, eau et métal de la conduite.
- SRN.

6. Échantillonnage et analyse des résidus

- Il n'y a pas d'analyses qui se font sur place, tous les échantillons sont examinés en laboratoire.
- D'ordinaire, les analyses en laboratoire portent sur la composition et la concentration des déchets récupérés.

- Dans le cas des canalisations en exploitation, il faudra normalement recourir à l'échantillonnage si trop de déchets sortent de la conduite après raclage. Il n'y a pas lieu d'échantillonner si celle-ci est propre et sèche.
- Aux fins de la cessation, l'échantillonnage est un enjeu primordial, et on pourrait avoir à faire des analyses sur place. Dans ce cas, on divise la canalisation en secteurs et prélève des échantillons le long de la conduite pour que le mode d'échantillonnage soit statistiquement viable.

7. Inconvénients des techniques actuelles de nettoyage

- La question est toujours la même : qu'entend-on par propre?

La consultation a ensuite porté sur le processus de cessation dans l'ensemble. À noter que, parmi les sociétés consultées par l'AITF, Pipelines Enbridge Inc. se prépare actuellement à remplacer (et à désaffecter) sa canalisation³. À l'audience de l'Office, elle a présenté publiquement son guide de nettoyage dans le cadre du processus de cessation (il en sera question plus en détail à la section 7). Alliance et TCPL ont répondu différemment à cette partie du questionnaire. Ainsi, Alliance³ avait peu de tronçons mis hors service dans son réseau pipelinier et, par conséquent, un certain nombre de questions d'entrevue étaient sans objet dans son cas. De son côté, TCPL⁴ avait déjà proposé des projets de cessation (de gazoducs). À l'instar d'Enbridge, cette société aura une équipe pour s'occuper uniquement des projets de cessation envisagés. Le résumé des résultats de la consultation des exploitants suit.

1. Abandon en place ou démantèlement

- La plupart des pipelines (90 % environ) seront laissés en place (il en coûterait trop cher de les démanteler tous).
- Le retrait du sol d'un pipeline peut causer plus de tort à l'environnement.
- Un pipeline sera démantelé s'il fait obstacle à des travaux de construction ou à l'exécution de plans futurs d'aménagement du sol.

³ Communication avec Alliance Pipeline Incorporated.

⁴ Communication avec TransCanada PipeLines Ltd.

2. Pourcentage des pipelines en cessation et en interruption

- Tout varie en général selon les cas.
- Certains exploitants se contenteront de cesser toute exploitation, jugeant qu'il n'y a pas lieu de songer à mettre hors service à proprement parler et que le coût d'une réaffectation est élevé et comporte une série d'étapes.
- Certains préféreront désaffecter leur pipeline (en laissant en place la protection cathodique) au lieu de le mettre en cessation (bien que n'ayant aucune intention dans l'immédiat de le remettre en marche).

3. Programme spécial de cessation au sein de la société

- À l'heure actuelle, il n'y a pas de programme particulier de cessation, mais avec un réseau pipelinier qui s'étend et vieillit et compte tenu des plans actuels de cessation, un certain nombre d'exploitants sont amenés à affecter un groupe de travail à ce dossier et à charger un programme ou un service spécial de s'occuper de tout ce qui est cessation.

4. Voici des étapes qui sont normalement à franchir avant et pendant le processus de cessation

- Évaluation environnementale.
- Vérification aux cours d'eau et aux points de franchissement.
- Échantillonnage et analyse du liquide laissé dans la conduite.
- Nettoyage, purge et obturation en application de la norme CSA Z662.
- Les mesures de nettoyage sont les mêmes en cas d'abandon en place et de démantèlement.

5. Inspection après cessation

- Tout se décide en général au cas par cas.
- Les pipelines désaffectés sont traités comme les pipelines exploités avec une inspection et une surveillance aérienne.
- Il n'y a ni inspection ni surveillance des pipelines en cessation.
- En temps normal, les propriétaires fonciers signaleront eux-mêmes tout problème que pourraient poser de tels pipelines.

6. Consultation des propriétaires fonciers

- Oui, on prend contact avec les propriétaires avant la cessation ou la mise hors service d'un pipeline.

6.3 Fournisseurs en produits de nettoyage mécanique

Voici en résumé les résultats des entrevues menées auprès des fournisseurs en produits de nettoyage mécanique ou de raclage (Quality Polly Pig Ltd. (QPP) et T.D. Williamson Inc.) :

1. Types de racleurs utilisés en cas de cessation

- Racleurs mousse légers pour l'assèchement et l'élimination de l'humidité restante; ils servent souvent aussi à l'évaluation de la propreté des canalisations.
- Racleurs mousse de densité moyenne et racleurs séparateurs pour la purge des conduites de leurs produits.
- Racleurs mousse à poils de densité moyenne et racleurs nettoyeurs pour le nettoyage des conduites.
- Racleurs pulvérisateurs et raclettes pour l'application d'inhibiteurs de corrosion.
- Dans le cas des opérations de cessation sur des canalisations plus longues et à tâches multiples, divers types de racleurs sont disponibles avec des coupelles (figure 4a) et/ou des disques (figure 4 b) et avec en complément des brosses montables en acier ordinaire (au carbone).
- Pour une canalisation courte et une opération à tâche unique, on demandera fréquemment une raclette avec brosses obliques (figure 4c).
- Les racleurs à disques sont très efficaces dans les canalisations sèches (gazoducs, par exemple).
- Les racleurs à coupelles/disques le sont dans les canalisations humides (oléoducs, par exemple).
- On recommande des racleurs à disques et grattoir en cas de nettoyage chimique.
- Dans le cas des canalisations à revêtement intérieur (gazoducs de grand diamètre), on peut employer une raclette à brosses de nylon (au lieu des brosses d'acier ordinaire). On peut également se procurer des brosses de nylon pour un racleur à deux coupelles (figure 4d).

- En général, la conception du racleur dépend surtout de l'expérience et des règles empiriques des exploitants sur place.



A) B) C) ou D)

Figure 4: Racleurs de formes et de fonctions diverses : a) Ultra Disc; b) Power Disc; c) à brosse et de métal obliques; d) à brosse et à deux coupelles (catalogue de Quality Polly Pig Ltd. (QPP), 2009).

2. Racleurs nettoyeurs conçus respectivement pour les oléoducs et les gazoducs

- Les racleurs sont normalement conçus pour des besoins pipeliniers bien précis.
- Les formes applicables aux gazoducs et aux oléoducs sont parfois convergentes et certains racleurs peuvent être utilisés dans les deux types de canalisations. Ainsi, un racleur séparateur de même conception peut être employé dans les oléoducs et les gazoducs.
- Toutefois, certaines conditions pipelinières peuvent imposer une différenciation des formes, celles-ci étant alors plus applicables à un produit qu'à un autre. Ainsi, un racleur déparaffineur ne sera probablement d'aucune utilité dans un gazoduc. Un racleur à grand évitement conçu pour un produit s'écoulant à haute vitesse ne conviendrait sans doute jamais à une canalisation de pétrole brut.

3. Mode de sélection des racleurs nettoyeurs

- Les utilisateurs finals et les exploitants commandent des racleurs nettoyeurs expressément pour les tâches de cessation-interruption.
- En général, le choix dépend du diamètre intérieur (DI) et de l'état connu de la conduite.
- Aux exploitants s'offrent quelques choix :
 - À partir d'une compréhension déjà acquise du raclage, ils demandent les racleurs pouvant le mieux convenir à l'application envisagée.
 - De concert avec les spécialistes du raclage dans une société et selon les paramètres propres aux diverses canalisations, les fournisseurs en produits de raclage peuvent venir appuyer le processus de nettoyage et déterminer le racleur ou le parc de racleurs pouvant donner des résultats optimaux.
 - Un fabricant de racleurs a une typologie *technologique du raclage* à laquelle peuvent être associés les exploitants de manière à acquérir une meilleure compréhension de la dynamique du raclage et à favoriser le choix de formes adaptées aux conduites à nettoyer.
- On recourt normalement au raclage progressif quand on ignore l'état interne d'une conduite (si on ne connaît pas les antécédents de raclage ou si une canalisation est passée à un nouvel exploitant).
- Quelquefois, les exploitants se heurtent à des limitations de matériel (ils n'auront, par exemple, qu'un sas de lancement de racleurs sphériques, n'ayant donc le choix du type de racleurs à employer à moins d'y aller d'une coûteuse mise à niveau de leur réseau).
- Souvent, ils commandent des racleurs sur mesure (plus particulièrement pour la longueur et le diamètre des conduites). Ainsi, le nombre de brosses d'acier ordinaire à monter sur un racleur est normalement décidé par le client (d'habitude, un dispositif de raclage ne comptera pas plus de deux brosses).

4. Nombre minimal de passages de racleur

- Ce nombre peut être hautement variable et dépendra très largement de l'état de la conduite. Une canalisation extrêmement propre n'aura à être raclée qu'une fois en confirmation de son état de propreté. Une conduite ayant une forte charge de contaminants pourrait exiger des douzaines de passages et même plus pour être

entièrement propre. Un exploitant peut deviner le degré de propreté de son pipeline en se fondant sur les caractéristiques d'écoulement et d'autres paramètres, mais il ne saura au juste l'importance de l'opération de nettoyage à prévoir tant qu'il n'aura pas lancé et reçu un racleur. Voici les facteurs à prendre en considération :

- longueur du pipeline;
- quantité de débris, de tartre, de matières solides, de particules et de paraffine présente dans la conduite et retirée par le sas après chaque passage;
- efficacité des racleurs utilisés;
- vitesse de raclage;
- nombre de coudes, d'embranchements et de vannes le long de la conduite.

5. Usure des racleurs nettoyeurs

- L'usure joue autant que la conception un grand rôle dans l'efficacité d'un racleur. Tout dépend des conditions pipelinières. De grands exploitants d'oléoducs à fort diamètre et à écoulement relativement lent pourront y passer un racleur sur des milliers de kilomètres avant d'avoir à le remplacer. À l'autre extrême, un gazoduc sec à écoulement très rapide peut user un racleur en si peu que 30 kilomètres.
- Le nettoyage n'est plus efficace quand le racleur est si usé qu'il ne couvre plus tout le diamètre intérieur (DI) de la conduite. On devrait invariablement remplacer un racleur lorsqu'il n'est plus suffisamment couvrant. On peut faire appel à certaines caractéristiques initiales de conception pour prévenir l'usure le plus possible et accroître la longévité.

6. Évaluation de l'efficacité des racleurs nettoyeurs

- On peut évaluer la propreté d'un pipeline par quelques moyens; aucun n'est sûr à 100 %, mais il donnera généralement une bonne idée de l'état de propreté :
 - On se doit d'évaluer la quantité et la nature des débris retirés au sas de réception du racleur. Avec de l'expérience et une compréhension des paramètres pipeliniers, il est possible d'établir si la quantité retirée est acceptable ou si un nouveau passage s'impose.

- On peut installer des « coupons de tête de ligne ». Un petit coupon inséré dans un joint torique fileté peut être retiré et inspecté à intervalles fixes. L'information recueillie peut livrer à l'exploitant le portrait réel de l'état de la conduite.
- On peut inspecter les parties de canalisation qui ont été enlevées à cause de la corrosion ou d'une dégradation externe.
- On peut échantillonner périodiquement les produits en vue d'un test de numération microbienne.

7. Inconvénients des technologies actuelles de nettoyage

- Les racleurs nettoyeurs appartiennent de droit au programme d'entretien de tout pipeline, mais ils devraient aussi s'intégrer à un programme global visant d'autres éléments clés du réseau, à savoir les tensioactifs, les biocides, les inhibiteurs de corrosion et les systèmes de protection cathodique. Les racleurs de nettoyage mécanique servent à renforcer tous ces rouages de l'entretien. Ainsi, les inhibiteurs de corrosion ne pourront atteindre efficacement les cellules de corrosion au bas des piqûres des canalisations si celles-ci sont remplies de paraffine. Les racleurs nettoyeurs peuvent retirer cette paraffine, alors que les racleurs pulvérisateurs V-JET^{MD} de T.D. Williamson (Figure 5) peuvent appliquer efficacement un inhibiteur au sommet de la conduite.



Figure 5 : Racleur applicateur d'inhibiteur de corrosion V-JET^{MD} (T.D. Williamson Inc., 2015)

8. Nouvelles idées ou techniques de conception des racleurs

- Une des grandes nouveautés technologiques exploitées ces quelques dernières années, ce sont les brosses en pinces. À l'heure actuelle, un exploitant met au point des plans de conception de racleurs qui visent plus directement au déparaffinage. Nombreuses sont les

formes spéciales de racleurs qui voient le jour de concert avec les exploitants pour des conditions pipelinières bien précises, mais en même temps on évalue toujours les besoins du marché dans la recherche de conceptions et d'idées nouvelles pour satisfaire les besoins en matière de sécurité et de rendement pipelinier.

Signalons en outre que le ROSEN Group⁵ a présenté un programme proposé par ses spécialistes du raclage pour le nettoyage des conduites avant cessation. Ce programme est ainsi décrit [traduction] :

- *« Tout le pétrole brut sera ramené à la pression ambiante.*
- *Le premier passage de nettoyage devrait se faire avec un racleur éclairé et émetteur muni d'une plaque calibreuse et propulsé à l'azote. Cela permettrait un premier enlèvement de gros débris et confirmerait si la conduite est entièrement raclable.*
- *Le racleur qui suit est à brosses et permet de détacher et d'amollir tous les débris adhérents. Selon les résultats, on reprend l'opération ou passe au racleur suivant. Le propulseur est l'azote.*
- *On emploie par la suite un racleur à aimant pour recueillir tous les débris magnétisés. Selon les résultats, on reprend l'opération ou passe au racleur suivant. Le propulseur est l'azote.*
- *On passe deux racleurs séparateurs avec un lot à tensioactif. Avec ce produit en lot, on lave non seulement la canalisation principale, mais aussi tous les bouts morts (dégagements, etc.). Selon les résultats, on reprend l'opération ou passe au racleur suivant. Le propulseur est l'azote.*
- *Après ce passage aux deux extrémités et à tous les points élevés, on mesure les résidus d'hydrocarbures.*
- *Si ceux-ci sont inférieurs ou proches de la valeur admissible, on peut purger la conduite à l'air sec jusqu'à ce qu'elle soit propre.*
- *Si la charge hydrocarbonée est plus grande, on passe un racleur nettoyeur jusqu'à ce que la conduite soit propre.*

⁵ Communication avec ROSEN.

- *Si l'entartrage est plus important, on peut passer du racleur nettoyeur type à un racleur qui nettoie plus à fond [racleur nettoyeur à action robuste] ou à un racleur détartreur jusqu'à ce que la conduite soit propre.*
- *À la fin, on dépressurise la canalisation, la vide de tout liquide, la remplit d'air sec et veille à ce que les résidus d'hydrocarbures restent en deçà des valeurs admissibles.*

Tous les règlements et règles locaux doivent être pris en considération. Dans certains pays, un passage terminal d'inspection est nécessaire pour le dégagement des risques éventuels ou incertains à des fins de recertification et de reconditionnement. »

La procédure que nous venons de décrire et les entrevues menées auprès des fournisseurs indiquent clairement qu'un raclage progressif (avec plus d'un type de racleurs) est des plus importants si on entend garantir une haute propreté de la conduite. Pour un nettoyage poussé, on emploierait des racleurs à brosses d'acier; on utiliserait par ailleurs un racleur mousse pour retirer les contaminants résiduels. Cette procédure fait aussi ressortir l'importance d'un échantillonnage et d'une mesure de ces contaminants.

Il convient de noter que, si on ne constate pas à vue la présence de sédiments sur un racleur nettoyeur, ce n'est pas nécessairement que la conduite est libre de tout débris. Pour citer un exemple⁶, un oléoduc qui avait été nettoyé avec cinq racleurs nettoyeurs avait encore un minimum de sédiments au sas de réception après un premier passage ayant donné l'impression que la canalisation était propre. On a alors lancé un racleur inspecteur (inspection interne) dans un produit léger raffiné et la charge de sédiments a été observée dans le sas de réception. Disons en conclusion que la propreté du sas et l'observation à vue ne suffisent pas à établir qu'une conduite est propre ou non. Pour juger de la propreté d'un oléoduc, il faudra probablement employer des techniques de rechange à la pratique de l'observation à vue des sédiments en sas récepteur.

⁶ Communications avec Pipelines Enbridge Inc.

6.4 Fournisseurs en produits de nettoyage chimique

Nous résumons ici les entrevues menées auprès des fournisseurs en produits de nettoyage chimique (Baker Hughes et GE Water & Process Technologies) :

1. Produits courants de nettoyage chimique des pipelines

- Les exploitants peuvent avoir à atteindre une diversité d'objectifs de propreté des pipelines en cessation, aussi devront-ils peut-être faire appel à un éventail de produits chimiques. Voici les produits couramment employés dans ce domaine :
 - solvants, dispersants et tensioactifs;
 - biocides;
 - inhibiteurs de corrosion;
 - nettoyants à l'eau;
 - élimineurs de sulfure d'hydrogène et d'oxygène.

2. Produits de nettoyage chimique du pétrole brut et du gaz

- En général, les produits de nettoyage chimique varient selon les canalisations.
- Un plan optimal de nettoyage chimique comportera une mise à l'essai de différents produits chimiques sur les dépôts retirés de la conduite pendant le raclage mécanique. Pour ce nettoyage, il importe de recourir à des solvants qui traiteront la forte charge de cire du réseau et à des essais de confirmation de l'état de non-saturation de ces solvants, ce qui devrait nettement indiquer qu'il ne reste plus de cire dans la canalisation.

3. Produits de nettoyage chimique en cas de cessation ou de nettoyage de routine

- En général, il ne devrait plus rien y avoir de dommageable pour l'environnement au terme du nettoyage.
- Tout dépend de l'objectif de propreté compte tenu surtout de ce que la conduite doit être laissée humide en pétrole ou en eau. Il faut aussi dire que les critères généraux applicables aux cires sont souvent largement variables. On tend à nettoyer les pipelines en exploitation dans une gestion de maîtrise des cires et les pipelines en cessation devraient subir un traitement de déparaffinage.

- Dans le cas des pipelines relevant de l'Office, on s'accorde à dire que les surfaces devraient être laissées humides en eau avec peu d'hydrocarbures présents. Le critère strict à observer est l'application nécessaire de la chimie des tensioactifs et le lavage à l'eau.

4. Objet principal du nettoyage chimique

- Le nettoyage chimique vise principalement à retirer les débris et les dépôts d'hydrocarbures, à éliminer les matières organiques et à tuer les bactéries. Il sert également à améliorer la pénétration dans les dépôts solides, à amollir ceux-ci et à les détacher des parois de la conduite.
- On retire les débris et les dépôts d'hydrocarbures en vue :
 - d'entretenir l'écoulement;
 - d'obtenir des données d'inspection (de grandes quantités de débris exigent l'adoption d'un plan intégré de nettoyage chimique et mécanique et de nettoyage avec un train adapté de racleurs au gel);
 - d'améliorer l'application chimique d'inhibiteurs et l'inhibition;
 - de protéger l'environnement pour la cessation;
 - d'assurer la conservation de la canalisation (les critères techniques à appliquer varieront selon les conversions de service).
- Le détartrage doit être omniprésent dans les conduites à l'eau et les canalisations d'évacuation, et on en aura besoin pour le maintien de l'écoulement ou l'acquisition de données d'inspection.

5. Contaminants résiduels des produits de nettoyage chimique

- Toutes les substances chimiques produisent des contaminants résiduels. Même les nettoyeurs à l'eau auront des tensioactifs dérivés de produits pétroliers ou d'une structure moléculaire semblable à celle de ces agents dérivés et, par conséquent, un nettoyage répondant à de hautes normes doit comporter des phases de lavage.
- On retire les biocides par lavage avant la cessation à cause de leurs répercussions sur l'environnement en cas de rejet.
- Avec un inhibiteur, on peut appliquer un film anticorrosion.

6. Détermination de la quantité de produits de nettoyage chimique

- Les facteurs suivants permettront de juger de la quantité de produits chimiques à employer dans un pipeline : antécédents, état, âge, longueur, diamètre, produits acheminés, analyse d'échantillons, examen de données d'inspection, activité microbiologique et concentrations de contaminants.
- Idéalement, des bouchons chimiques devraient circuler dans les conduites en marche avant qu'elles ne soient mises hors service, et on devrait les analyser et vérifier s'ils ne sont pas saturés de débris (ce qui permettra de déterminer si d'autres lots chimiques sont à prévoir).
- Les nettoyages présentent souvent un meilleur rapport efficacité-coût hors ligne qu'en ligne et permettent à une fraction du coût d'éliminer les débris d'hydrocarbures et les cires. S'ils sont bien planifiés, on n'aura besoin que d'un autre bouchon chimique avec la dernière chasse pour que la conduite soit laissée humide en pétrole.

7. Propriétés et caractéristiques principales à prévoir pour les produits chimiques

- Voici les principales propriétés que doivent présenter les produits de nettoyage chimique :
 - ils doivent être dispersibles dans le milieu porteur;
 - ils doivent briser les dépôts (solubilité de certains constituants);
 - ils doivent pénétrer les dépôts;
 - ils doivent aider à mettre les solides en suspension.
- Les produits de nettoyage chimique réussissent à retirer les dépôts de matière organique et de fer.
- Les biocides ont une demi-vie courte, mais tuent efficacement les microorganismes.
- Les inhibiteurs de corrosion (films inhibiteurs) doivent être efficaces et offrir des propriétés de ferme adhérence du film anticorrosion.
- Le choix d'un bon produit de nettoyage chimique repose sur la compatibilité des solides, la capacité de pénétrer les dépôts et de les mettre en suspension (tout en réduisant le plus possible la viscosité du mélange de nettoyant et de matières solides) et la facilité de séparation des parties du mélange pour réutilisation ou élimination.

8. Analyse de produits de nettoyage chimique

- Les deux sociétés susmentionnées procèdent à des analyses internes de rendement chimique et disposent de bancs d'essai pour faire les bons choix de substances chimiques individuellement ou en combinaison pour des applications déterminées. Dans le cas des gros projets de nettoyage, on recommande de prélever un échantillon pour mise en place et analyse.

9. Évaluation de l'efficacité des produits de nettoyage chimique

- On exécute des passages multiples ou emploie des trains de racleurs en échelonnement. On prévoit des analyses de gradient (variations entre les passages ou les phases) en tenant compte notamment des charges de débris, de l'activité chimique restante, de l'opacité ou d'autres critères jugés applicables pendant les essais initiaux et la conception des tâches.
- On s'attache au potentiel de chélation⁷ et d'émulsification dans le cas des nettoyeurs à l'eau.
- On prend en considération tant la concentration minimale de l'agent que la vitesse d'action dans l'évaluation de l'efficacité des biocides.

10. Lacunes diverses des technologies actuelles de nettoyage chimique

- Le raclage des pipelines est essentiel à un nettoyage chimique efficace.
- Il est toujours possible que des débris ou des dépôts localisés subsistent dans les conduites.

7 PRATIQUES ACTUELLES DE CESSATION D'EXPLOITATION DES PIPELINES

Dans cette section, l'AITF soumet les procédures de cessation d'exploitation à une étude de délimitation, le but étant d'établir s'il existe des lignes directrices appliquées par les exploitants pipeliniers. Comme nous l'avons mentionné, la plupart des exploitants de canalisations de

⁷Un chélatant est une molécule capable de se lier à un ion métallique et de mettre celui-ci en solution.

transport ont peu d'expérience de la cessation et/ou de la désaffectation de pipelines, n'ayant pas un tel besoin et ne s'étant donc pas dotés de programmes ou de procédures en ce sens. Les sociétés qui n'ont pas réalisé de grands projets de cessation s'en tiendront aux consignes de la législation des pipelines et à la norme CSA Z662. C'est ce qu'ont confirmé les notes suivantes recueillies auprès de Kinder Morgan à propos d'un de ses projets de cessation (désaffectation et remplacement de la canalisation FDH au point de franchissement de la rivière McLeod). Il s'agit d'un abandon en place et d'un retrait du sol à la fois (on trouvera plus de détails sur ce projet au site Web de l'Office). En général, Kinder Morgan applique la norme CSA Z662. Le processus de désaffectation comportera en gros les étapes suivantes⁸ :

- on retire le fluide de service (pétrole brut) à l'aide d'un racleur purgeur (1^{re} vidange);
- on fait un nouveau nettoyage à l'aide d'un racleur mousse;
- on obture et scelle l'extrémité;
- on lave et couvre à l'azote à une pression de 10 lb/po²;
- on laisse la protection cathodique en place;
- on continue à inspecter et à surveiller la conduite en observant les transmetteurs de pression, la protection cathodique et les conditions ambiantes et contrôle ainsi l'intégrité de la conduite.

À noter que, dans le cas de la canalisation à la rivière McLeod, la désaffectation ne comporte pas de nettoyage chimique ni d'inhibition de la corrosion.

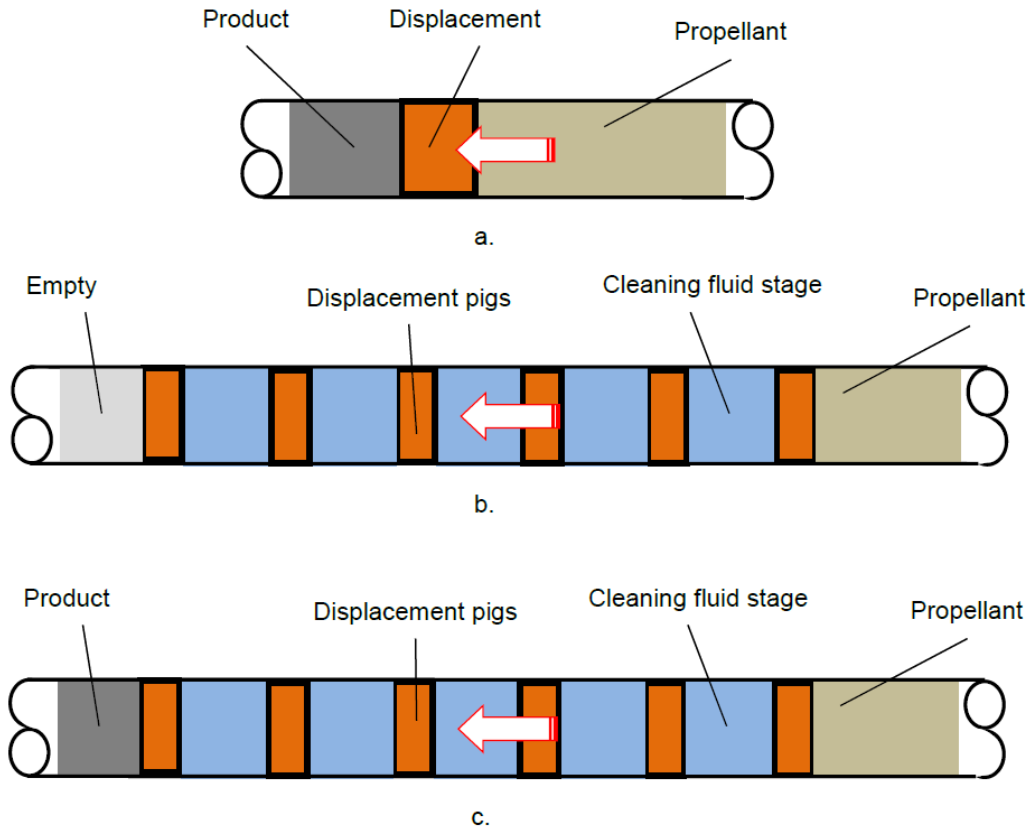
Enbridge présente un programme plus détaillé de nettoyage en désaffectation (Pipelines Enbridge Inc., 2014). Elle a déposé une demande à l'Office en novembre 2014 en vue du remplacement de la canalisation 3. Cette conduite est d'un diamètre de 0,86 m (34 po) et sera remplacée par une conduite d'un diamètre de 0,914 m (36 po). Elle achemine du pétrole brut sur une distance de 1 067 km. Voici certains aspects d'intérêt du programme de nettoyage de la société (sa demande peut être consultée dans son intégralité au site Web de l'Office) (Office national de l'énergie, 2015).

Enbridge fonderait son évaluation du degré de propreté sur l'épaisseur du film dans la conduite après les passages de racleurs nettoyeurs. Le programme de nettoyage vise à réduire au minimum

⁸ Communication personnelle avec Kinder Morgan Canada.

le film restant de mélange de produit et de nettoyant chimique sur la surface intérieure de la canalisation. Enbridge présente deux façons possibles de chasser le fluide et de nettoyer la conduite :

- « on combine les programmes de chasse et de nettoyage en un tout »; ou
- « on sépare le programme de chasse du programme de nettoyage ».



Anglais	Français
Product	Produit
Displacement	Chasse
Propellant	Propulseur
Empty	Partie vide
Displacement pigs	Racleurs de chasse
Cleaning fluid stage	Phase fluide nettoyant
Propellant	Propulseur
Product	Produit
Displacement pigs	Racleurs de chasse
Cleaning fluid stage	Phase fluide nettoyant
Propellant	Propulseur

Figure 6 : Schéma des programmes possibles de chasse et de nettoyage : a) programme distinct de chasse du pétrole brut du pipeline; b) programme distinct de nettoyage; c) programme mixte de chasse et de nettoyage (Pipelines Enbridge Inc., 2014).

Les deux manières de procéder sont illustrées par le diagramme de la

Anglais	Français
Product	Produit
Displacement	Chasse
Propellant	Propulseur
Empty	Partie vide
Displacement pigs	Racleurs de chasse
Cleaning fluid stage	Phase fluide nettoyant
Propellant	Propulseur
Product	Produit
Displacement pigs	Racleurs de chasse
Cleaning fluid stage	Phase fluide nettoyant
Propellant	Propulseur

Figure 6. La phase nettoyage comprend le nombre de racleurs avec les phases eau intercalées. Les racleurs peuvent être munis de brosses pour une plus grande efficacité. Chacun laisse un film résiduel (il est calculé à 2,1 microns (0,08 mil), valeur ramenée par prudence à 25,4 microns (1 mil)). On calcule l'épaisseur de ce film par la formule de (Hiltscher, Mühlthaler et Smits, 2003) :

$$s = 0,679 \times \left(\frac{u}{p}\right)^{\frac{2}{3}} \times R_1^{\frac{1}{3}} \times \eta^{\frac{8}{21}}$$

Où :

- u [m/s] Vitesse du racleur
- p [N/m²] Pression du propulseur
- R [m] Rayon moyen de courbure
- η [Pa.s] Viscosité dynamique du produit
- s [m] Épaisseur du film résiduel

Par la formule qui précède, l'épaisseur du film résiduel peut facilement se calculer si on connaît la vitesse du racleur, le diamètre et la pression de la canalisation et la viscosité du produit

transporté. Comme le montre le programme de nettoyage d'Enbridge, ce film aura une concentration intégrale en produit après le tout premier passage de racleur. Le film sera ensuite mêlé à de l'eau et continuera à se diluer. La quantité de pétrole laissée sur la paroi dans le film résiduel dépendra du rendement du mélange avec l'eau et de l'épaisseur de la pellicule. Le nettoyage en fonction du nombre de phases eau et du rendement du mélange est illustré à la

Anglais	Français
Product Concentration In Residual Film (PPM)	Concentration de produit dans le film résiduel (PPM)
75% Mixing	Mélange à 75 %
80% Mixing	Mélange à 80 %
85% Mixing	Mélange à 85 %
90% Mixing	Mélange à 90 %
95% Mixing	Mélange à 95 %
107 PPM	107 PPM
Assumptions:	Hypothèses :
1 mil thick residual film	Film résiduel épais de 1 mil
18.9 to 1 ratio of Water to Residual Film	Rapport 18,9:1 entre l'eau et le film résiduel
Hydrotest Water Discharge Threshold of 107 PM	Seuil de décharge d'eau d'essai hydrostatique à 107 PPM
Number of Water Stages	Nombre de phases eau

Figure 7. L'eau qu'utiliserait la société pour nettoyer ne comporterait pas d'inhibiteurs de corrosion, ceux-ci n'étant pas biodégradables, mais plutôt « *un ou des agents nettoyeurs respectueux de l'environnement* ».

Pour faire voir l'importance d'intercaler des phases eau dans l'ensemble du processus de nettoyage d'un pipeline, nous présentons les calculs simples qui suivent. En se reportant à la longueur totale de la conduite, 1 067 km, et à son diamètre, 0,86 m, on peut en calculer la superficie :

$$SA = \pi \times D \times L = 3.14159 \times 0,86 \times 1067000 = 2822786 \text{ m}^2$$

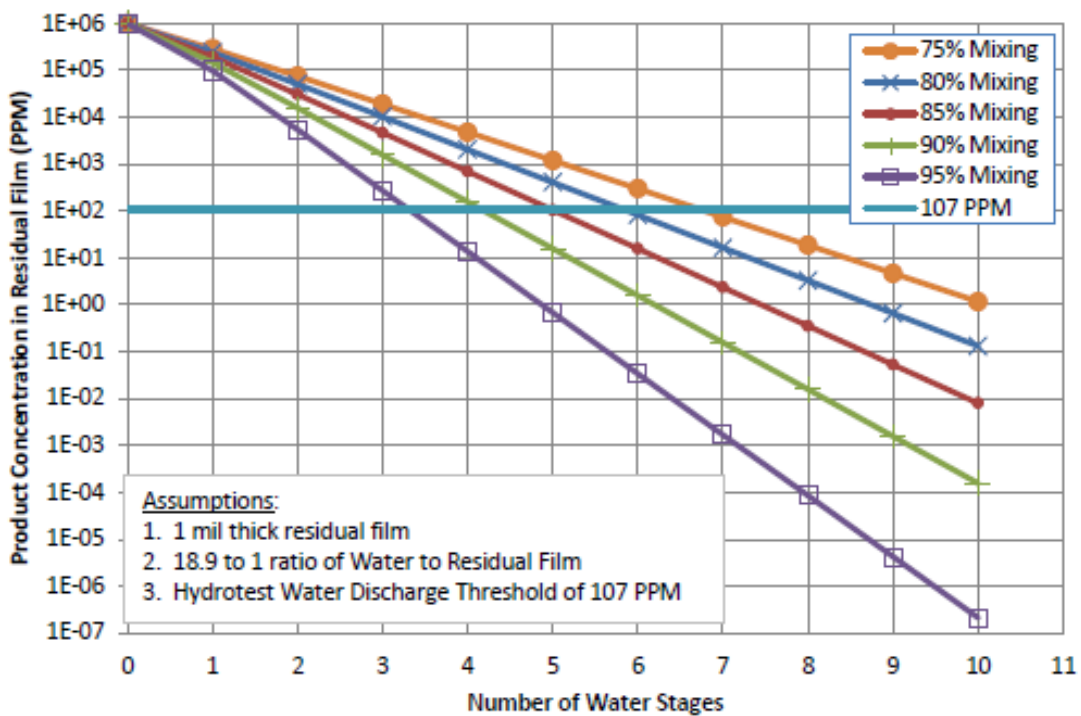
Le volume du film résiduel devient (dans une estimation prudente à 25,4 microns) :

$$V_r = SA \times \text{film thickness} = 2822786 \times 25,4 \times 10^{-6} = 73,22276 \text{ m}^3 = 73222,76 \text{ L}$$

Il y aura donc environ 68 l/km (68 ml/m) de produits laissés à l'intérieur de la conduite en cas d'absence de rendement du mélange et sans phases eau. Il reste que, comme Enbridge l'indique

dans le programme de nettoyage qu'elle propose, la quantité de produits laissée à l'intérieur tombe, selon les estimations, à 7,2 ml/km (ce qui correspond à un retrait de 99,988 % des résidus) quand on prévoit des phases eau et un rendement du mélange à 80-90 %. Ces calculs font ressortir l'importance des phases eau aux dernières étapes du nettoyage.

En ce qui a trait aux contaminants résiduels, il n'y a pas eu par le passé, au dire de cette société, de BPC ni de SRN dans les produits acheminés par la canalisation 3. Toutefois, Enbridge procédera à un échantillonnage pour confirmer l'absence de BPC et de SRN dans la canalisation. S'il devait y en avoir, la société dit qu'une évaluation par ses soins permettrait d'atténuer le risque que représentent ces contaminants. Jusqu'à présent, il n'est pas fait mention d'essais sur place dans le cadre du programme de nettoyage.



Anglais	Français
Product Concentration In Residual Film (PPM)	Concentration de produit dans le film résiduel (PPM)
75% Mixing	Mélange à 75 %
80% Mixing	Mélange à 80 %
85% Mixing	Mélange à 85 %
90% Mixing	Mélange à 90 %

95% Mixing	Mélange à 95 %
107 PPM	107 PPM
Assumptions:	Hypothèses :
1 mil thick residual film	Film résiduel épais de 1 mil
18.9 to 1 ratio of Water to Residual Film	Rapport 18,9:1 entre l'eau et le film résiduel
Hydrotest Water Discharge Threshold of 107 PM	Seuil de décharge d'eau d'essai hydrostatique à 107 PPM
Number of Water Stages	Nombre de phases eau

Figure 7 : Nettoyage du pipeline en fonction des phases eau et du rendement du mélange (Pipelines Enbridge Inc., 2014).

Il sera ensuite question des lignes directrices présentées par Canadian Natural Resource Ltd. (CNRL)⁹ pour la cessation et l'interruption. Cette société a instauré un programme spécial à cette fin dans son secteur d'activité exploration-production en Amérique du Nord. La CNRL est une société amont qui n'est pas concernée par notre propos, mais il serait utile d'en examiner toutes les procédures qui s'appliquent en cas de cessation. Comme l'évoque son nom, ce programme traite de tout ce qui est cessation et interruption pour le respect des exigences réglementaires, la protection de l'environnement et l'allègement de ses obligations. Le site Web de la société indique que, au total, 1 289 conduites ont été mises en cessation ou en interruption de service en 2013 en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Le nombre correspondant était de 899 en 2012.

Dans les paragraphes qui suivent, nous regarderons le programme de cessation-interruption de la société. Pour la cessation, celle-ci a présenté la procédure suivante :

1. *« On racle avec un bouchon d'eau douce ou purge à l'air ou à un gaz inerte. On n'ajoute ni agents chimiques ni inhibiteurs aux fluides de purge... On retire tout équipement de surface sauf si celui-ci se trouve dans les limites d'une installation où d'autres pièces d'équipement autorisé continueront à fonctionner après la cessation.*
2. *On coupe la conduite sous le sol au niveau d'enfouissement sauf si elle se situe dans les limites d'une installation où d'autres pièces d'équipement autorisé continueront à fonctionner après la cessation. »*

⁹ Communication personnelle avec la CNRL.

3. *On scelle ou obture à titre permanent toutes les extrémités ouvertes par des moyens mécaniques ou par soudure.*
4. *On appose à toutes les extrémités une étiquette permanente indiquant le nom du titulaire, le permis et le numéro de canalisation, les autres points terminaux et la date de cessation. On n'est pas tenu de couper sous le sol tous les tronçons autorisés d'un réseau de collecte en voie de cessation.*
5. *On débranche la conduite du système de protection cathodique.*
6. *On retire les colonnes montantes des lieux au moment de la cessation s'il n'y a pas d'autres pipelines en exploitation.*
7. *On ne doit pas retirer les colonnes montantes des lieux exploités tant que les installations ne sont pas toutes en cessation, auquel cas on pourra retirer ces colonnes en toute sécurité. »*

Il convient de noter que ce programme fait l'objet à l'heure actuelle d'un certain nombre de modifications et qu'il n'a pas encore été officialisé⁹. En ce qui concerne l'interruption de service, les lignes directrices distinguent les canalisations d'acier sans revêtement intérieur des canalisations autres que d'acier à revêtement intérieur. Les différences d'intérêt sont légères entre les deux catégories. Ainsi, les lignes directrices suggèrent un traitement chimique de la première catégorie avec trois passages chimiques possibles : a) lot au méthanol (possibilité privilégiée), b) lot au glycol et c) lot avec un inhibiteur de corrosion et du diesel ou du condensat en combinaison. Pour les pipelines autres que d'acier à revêtement intérieur, elles proposent d'utiliser des racleurs mousse au lieu de racleurs à disques (pour ne pas abîmer le revêtement ni la conduite), et il n'est pas fait mention d'utilisation d'agents chimiques ni d'inhibiteurs.

Il est clair que les procédures d'interruption et de cessation diffèrent un peu les unes des autres. En règle générale, les exigences décrites en matière de cessation ressemblent aux lignes directrices adoptées dans la loi albertaine sur les pipelines, ainsi qu'aux prescriptions de la norme CSA Z622-11. Par ailleurs, les exigences en matière d'interruption comportent plus de détails, plus particulièrement pour le raclage, si on les compare aux premières. À noter que la CNRL reconnaît les effets négatifs de l'adjonction d'un inhibiteur et d'agents chimiques (qui ne sont ni

biodégradables ni respectueux de l'environnement), mais il semblerait qu'un échantillonnage de contrôle des concentrations de contaminants résiduels ne fait pas partie de ces procédures.

8 DÉTECTION ET ANALYSE DES DÉCHETS ET DES CONTAMINANTS

8.1 Pratiques actuelles d'analyse des déchets de raclage

Nous examinons dans cette sous-section les pratiques actuelles d'analyse des déchets de nettoyage des pipelines. Les exploitants procèdent régulièrement au nettoyage des pipelines en service. En revanche, on a constaté l'absence d'analyses sur le terrain des déchets de raclage, les échantillons prélevés étant plutôt soumis d'habitude à des analyses en laboratoire permettant d'établir la composition en éléments et la concentration en constituants des déchets récupérés, entre autres paramètres. Il est plus économique d'envoyer les prélèvements aux laboratoires, car on n'a pas de frais à supporter en équipement ni en laboratoire mobile¹⁰. D'après la teneur des communications personnelles avec les laboratoires d'essai, les batteries suivantes de tests portent habituellement sur les échantillons de déchets de raclage (Tableau 11).

Tableau 11 : Analyses d'échantillons de déchets de raclage

Paramètre	Méthode d'essai
Présence d'anions	Analyse à la touche de chlorures, de sulfures, de sulfates et de carbonates
Asphaltène	ASTM D3279, D6560
C30+	GPA 2013
Distillation simulée à haute température	ASTM D7169
Perte par calcination	Méthode normalisée 254
Spectrométrie ICP des métaux	EPA SW-846-6010C
Solubilité	Méthode interne
Cire	UOP 46M
Analyse élémentaire/caractérisation chimique	XRD/XES
Analyse élémentaire/caractérisation chimique	Dean-Stark (méthode de référence 1.00, 1983)
Point d'éclair	ASTM D3828, D56 ou D93

¹⁰ Communication personnelle avec AGAT Laboratories, Maxxam Petroleum Technology Center et ALS.

Décomposition des huiles et des graisses	Méthode de référence pour les Standards pancanadiens relatifs aux hydrocarbures pétroliers dans le sol – méthode du 1 ^{er} volet
BPC (lixiviables)	EPA 3510/8082-GC/CG-DCE
SRN	EPA 901.1/903.1/904.0 et ASTM D3972
Chlorures (lixiviables)	EPA 1311/300.1

8.2 Analyse des résidus

Les pipelines dont on envisage la cessation d'exploitation subiront sans doute un nettoyage de routine jusqu'à ce que la date de mise hors service soit atteinte et tout produit restant devrait en être chassé. L'opération ne devrait laisser qu'une très petite quantité de résidus dans la conduite. Nous résumons à l'annexe C les substances susceptibles d'être rejetées par les oléoducs et les gazoducs en cessation. Pour le moment, il n'existe aucune mesure réglementaire prescrivant les concentrations maximales admissibles de contaminants résiduels dans les canalisations en cessation et, par conséquent, les exploitants ont à préparer leurs propres procédures dans ce domaine et à juger du degré de propreté acceptable des conduites. Un des grands sujets d'inquiétude dans tout ce qui est cessation d'exploitation est toutefois le rejet éventuel de contaminants en direction de la nappe phréatique ou dans le sol. Au moment de se doter de consignes pour les concentrations de contaminants, il paraîtrait raisonnable de prendre comme point de départ les lignes directrices sur l'eau dans les essais hydrostatiques des pipelines. Si de l'eau d'essai hydrostatique doit être rejetée dans le sol, elle doit d'abord être analysée pour qu'on sache si l'eau est conforme aux exigences du « *Code of Practice for the Release of Hydrostatic Test Water from Hydrostatic Testing of Petroleum Liquid and Gas Pipelines* » (gouvernement de l'Alberta, 1999). Voici certaines des exigences en question :

- a) « *La somme de tous les hydrocarbures purgeables et de tous les hydrocarbures extractibles doit être de 100 mg/l ou moins* »;
- b) « *La CE₅₀ dans une analyse microtoxécologique doit être supérieure ou égale à 100 %* ».

Ajoutons que les paramètres au Tableau 12 doivent être surveillés et que les valeurs limites qui y figurent ne doivent pas être dépassées si on veut rejeter l'eau d'essai hydrostatique dans les eaux réceptrices.

Tableau 12 : Valeurs limites de rejet dans les eaux réceptrices (gouvernement de l'Alberta, 1999)

Paramètre	Valeur limite (en mg/l sauf avis contraire)	Valeur limite là où le rejet est un mélange de deux parties des eaux réceptrices ou plus et d'une partie d'eau d'essai hydrostatique (en mg/l sauf avis contraire)
STS	Inférieure ou égale à 20 mg/l au-dessus de la concentration ambiante des eaux réceptrices	Inférieure ou égale à 20 mg/l au-dessus de la concentration ambiante des eaux réceptrices
Benzène	0,3	0,6
Éthylbenzène	0,7	1,4
Toluène	0,3	0,6
Xylènes	0,3	0,6
Chlore résiduel libre*	0,1	0,2
pH	6,0 à 9,5 unités	6,0 à 9,5 unités
Fer, dissous	1,0	2,0
Huiles et graisses	Aucune irisation visible	Aucune irisation visible
Adjuvants	Concentration non toxique	Concentration non toxique
Test de toxicité aiguë pour la truite arc-en-ciel ou la daphnie ou analyse microtoxécologique	CL ₅₀ , CE ₅₀ ou CI ₅₀ supérieure ou égale à 100 %	CL ₅₀ , CE ₅₀ ou CI ₅₀ supérieure ou égale à 100 %

*La surveillance du chlore résiduel libre n'est nécessaire que lorsque les essais hydrostatiques se font avec de l'eau ou des produits chlorés.

Les consultations avec les exploitants pipeliniers et le bilan documentaire révèlent que cette approche a été retenue (Mark S. Keys, 1993) ou qu'on prévoit l'adopter (Pipelines Enbridge Inc., 2014) pour les programmes de nettoyage et de cessation d'exploitation des pipelines.

Au moment de dresser une liste complète de méthodes d'analyse de détection des contaminants résiduels avant la cessation d'exploitation, on pourrait ajouter à la liste des analyses prévues par les lignes directrices sur l'eau des essais hydrostatiques les analyses de la liste des tests courants de déchets de raclage et les analyses des substances préoccupantes du tableau des contaminants possibles. Il y a des tests de ces listes qui seraient inapplicables, puisqu'il ne devrait guère y avoir de produits laissés par la chasse des canalisations. On trouvera respectivement aux

tableaux 13 et 14 une liste de méthodes d'essai recommandées pour l'analyse des contaminants résiduels du fluide récupéré et de la surface des canalisations.

Tableau 13 : Méthodes recommandées d'analyse des contaminants résiduels du fluide récupéré

Contaminant	Méthode d'essai
SRN*	Compteur Geiger
BPC*	EPA 3510/8082-CG/DCE
STS	2540 D. Solides totaux en suspension en dessiccation à 103 – 105 °C
BTEX	EPA 5021/8015 et 8260 CG-SM/DIF et EPA 3510/CCME HCP SP-CG/DIF
Ph	pH-mètre
Fer, dissous	3500-Fe B. Méthode de la phénanthroline
Hydrocarbures totaux (huiles et graisses)	ASTM D7678
Adjuvants	Méthode de détection propre à l'adjuvant en question
Test de toxicité aiguë pour la truite arc-en-ciel ou la daphnie ou analyse microtoxologique	Environnement et Changement climatique Canada, rapport SEP 1/RM13, juillet 1990 ou Environnement et Changement climatique Canada, rapport SPE 1/RM14, juillet 1990 ou Environnement et Changement climatique Canada, rapport SPE 1/RM24, novembre 1992
HAP	EPA 3510/8270-CG-SM
Carbonates/bicarbonates	Alcalinité
Sulfures totaux	APHA 4500-S
Concentrations de bactéries sulfatoréductrices et acidogènes	Techniques de mise en culture (trousse d'analyse de réaction à l'activité bactérienne)
Mercaptants et sulfure d'hydrogène	UOP 163
Carbone organique total et carbone inorganique total	COT et CIT
Métaux lourds (34 éléments)	ICP-MS
Hydrocarbures totaux purgeables	Chromatographie en phase gazeuse avec purge et piégeage (méthode de préparation 5030 de l'EPA)
Hydrocarbures totaux extractibles	Extractibilité au dichlorométhane (méthode de préparation 3540A de l'EPA, EPA SW-846)

Tableau 14 : Méthodes recommandées d'analyse des contaminants résiduels de la surface des pipelines

Protocole d'analyse des dépôts (écouvillonnage) et atmosphère des canalisations	
Contaminant	Méthode d'essai
Hydrocarbures totaux (huile et graisses)	ASTM D7678
HAP	EPA 3540/8270-CG/SM
Métaux lourds (34 éléments)	ICP-MS

BPC*	EPA 3550/8082-CG/DCE
SRN*	Compteur Geiger

*S'il n'y a pas d'antécédents de présence de SRN ni de BPC dans le pipeline en voie de cessation, une évaluation de leur présence éventuelle pourrait avoir lieu au début de l'étape du nettoyage. S'il n'y en a pas de présents, on met fin à toute analyse de ces contaminants.

8.3 Instrumentation de détection de terrain dans le commerce

Une analyse sur place se fait habituellement dans les lieux éloignés, mais de nos jours elle est plus fréquente, ce qui hâte l'obtention des résultats. Les analyses ne peuvent se faire toutes sur le terrain, mais l'instrumentation portative a fait de nombreux progrès. Dans cette section, nous donnerons un aperçu de ce qui existe sur le marché comme instrumentation mobile pouvant servir à l'analyse des contaminants résiduels des pipelines en voie de cessation. Les instruments que nous allons décrire ont uniquement été choisis pour donner une idée des produits qui existent sur le marché pour cette seule analyse et non à d'autres fins.

Dans les pipelines plus anciens, on peut constater une contamination aux BPC par utilisation d'huiles de compresseur dans les stations de compression. Les BPC ne se décomposent pas immédiatement dans l'environnement en raison de leur stabilité et leur toxicité est préoccupante. On pourrait facilement évaluer la présence de résidus de BPC dans un pipeline avec une trousse de prélèvement Dexsil et un analyseur L2000DX (Dexsil L2000DX PCB/Chloride Analyzer System LP-200, 2015). Grâce à cette première analyse rapide sur place, on pourrait écarter tout besoin futur d'analyse de BPC.

Les boues pipelinières peuvent être contaminées par les produits de décroissance du radon qui risquent de contaminer les racleurs nettoyeurs. Il se peut que des substances radioactives naturelles (SRN) dans les résidus des canalisations soient perturbées par les nettoyages de cessation et que les risques d'exposition s'accroissent. Les compteurs Geiger étant portatifs, ils peuvent servir sur place à détecter les SRN et ils donneront des résultats rapides. Il existe sur le marché un large éventail de compteurs Geiger de terrain avec une diversité de caractéristiques et d'options. Il importe qu'un compteur soit à tout le moins sensible à de faibles concentrations de rayonnement alpha, bêta et gamma.

On peut relever des résidus d'hydrocarbures dans les dépôts des parois intérieures des pipelines (Thorne, Basso et Dhol, 1996). On peut détecter sur le terrain les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et les hydrocarbures pétroliers totaux (HPT) à l'aide des analyseurs TD-500D et UVF-3100A/D de SiteLab (SiteLab, 2015) à la (b)

Figure 8. Le TD-500D portatif pourrait servir sur place à détecter les HAP et les HPT dans les pipelines en voie de cessation et il pourrait servir dans les passages de nettoyage à estimer la contamination résiduelle. L'UVF-3100A/D est un peu plus gros et exige une source d'alimentation externe, mais il pourrait être apporté sur place dans un laboratoire mobile pour la détection des composés de la gamme organique de l'essence (GOE) et de la gamme organique du diesel (GOD), des hydrocarbures pétroliers extractibles (HPE), des HPT et des HAP cibles.

Les détecteurs à ionisation de flamme et à capture d'électrons sont des outils d'analyse quantitative rapide de composés déterminés. Pour des analyses sur le terrain, il serait idéal de disposer de ces deux instruments. Le chromatographe en phase gazeuse TRACE^{MC} 1300 de Thermo Scientific emploie des injecteurs et des détecteurs ((b)

Figure 9a)) interchangeables à connexion instantanée avec lesquels l'utilisateur fait ses conversions « en quelques minutes ou sans outils » avec une souplesse sans précédent (Thermo Scientific, 2015). La polyvalence de ce chromatographe en ferait un instrument idéal pour des travaux de terrain.

L'ICP-MS est d'une utilisation limitée, en laboratoire surtout, mais des progrès technologiques récents ont donné naissance à des versions sur table de cet instrument auparavant plus encombrant. L'ICP-MS NexION 300 de PerkinElmer ((b)

Figure 9 b)) est un instrument sur table qui peut être adapté aux laboratoires mobiles si on a soin d'atténuer les vibrations.



(a)



(b)

Figure 8 : Instrumentation de terrain pour l'analyse des résidus d'hydrocarbures : a) TD-500D; b) UVF-3100 (SiteLab, 2015)



(a)



(b)

Figure 9 : Instrumentation de détection de terrain : a) chromatographe en phase gazeuse TRACE 1300 (Thermo Scientific, 2015); (b) ICP-MS NexION 300 (PerkinElmer, 2015)

9 CONCLUSIONS

Cette étude sur la cessation d'exploitation des pipelines vise principalement à décrire l'efficacité des méthodes de nettoyage pipelinier avec les contaminants résiduels des canalisations de pétrole brut et de gaz naturel et les techniques et instruments d'essai permettant de détecter et d'analyser ces résidus. Il a aussi été question de différents aspects du processus de cessation. Tous les renseignements réunis et livrés dans ce document sont fondés sur des consultations des parties prenantes (par voie d'entrevue) et sur un bilan documentaire. L'AITF a interrogé les exploitants pipeliniers, les fournisseurs en produits de nettoyage mécanique et chimique et les organismes de réglementation de l'industrie pour se renseigner sur les pratiques actuelles de cessation et les exigences réglementaires applicables.

Comme nous l'avons signalé, il n'y a ni directives ni procédures types de cessation que l'industrie ait adoptées; chaque exploitant s'est doté à l'interne de lignes directrices et de programmes de nettoyage selon ses besoins. Les directives internes varient selon les exploitants. Certaines consistent en consignes bien arrêtées et détaillées; d'autres sont plus générales et confèrent une certaine latitude dans les opérations de cessation. L'hétérogénéité des lignes directrices internes reflète la variabilité de l'expérience de ces opérations parmi les exploitants de canalisations de transport. À l'heure actuelle, un certain nombre d'exploitants n'éprouvent aucun besoin de se doter de lignes directrices ou de procédures complètes, car la cessation d'exploitation de leurs pipelines n'aura lieu ni dans l'immédiat ni dans un proche avenir. Dans notre étude, le programme de nettoyage le plus complet que nous ayons examiné est celui de Pipelines Enbridge Inc. dans le cadre du projet de remplacement de la canalisation 3 de cette société.

Les fournisseurs et les fabricants de racleurs semblent s'entendre sur des lignes directrices générales en matière de sélection et certains ont même adopté des directives propres expressément pour les opérations de cessation. En général, le bon choix d'une conception de

raclage est une des clés de l'obtention du degré de propreté recherché. La plupart des exploitants auraient intérêt à consulter les fournisseurs en raclage pour être sûrs d'appliquer un programme de nettoyage efficace à leur pipeline compte tenu des antécédents d'exploitation de celui-ci.

Le recours à un nettoyage chimique en combinaison avec le raclage est nécessaire si on veut briser les matières d'entartrage et rendre le processus de raclage plus efficace. L'efficacité de tout programme de nettoyage chimique dépendra hautement de celle du programme de raclage qui l'accompagne. Il convient de noter que les produits de nettoyage chimique laisseront foncièrement des contaminants résiduels, comme l'indiquent les consultations menées auprès des fournisseurs en produits de nettoyage chimique.

D'après les consultations avec les exploitants pipeliniers, les échantillons de déchets de raclage ne seraient pas analysés sur place, mais envoyés à des laboratoires. Une étude de marché a montré l'existence d'une instrumentation de terrain à utiliser pour la détection de différentes substances. On manque toutefois d'instruments portatifs pour la détection et la mesure de la gamme BTEX, des solides totaux en suspension et des hydrocarbures totaux extractibles et purgeables ou encore pour l'analyse de la toxicité aiguë.

Les entrevues menées à l'Office et à l'AER indiquent que les lois et les règlements sur la cessation d'exploitation des pipelines ne comportent aucun critère précis pour le degré de propreté à attendre des canalisations et ne définissent pas non plus de concentrations admissibles de contaminants résiduels. Au Canada, la réglementation diffère légèrement selon les secteurs de compétence mais en règle générale, le processus est mieux contrôlé avec l'exercice des compétences de l'Office. Ajoutons que l'efficacité du nettoyage est laissée à la diligence des exploitants, du moins pour ceux qui relèvent de la compétence de l'AER, puisqu'une inspection par des tiers n'est pas imposée. Il faut aussi dire que la réglementation ne fait pas nécessairement la différence entre l'abandon en place et le retrait du sol pour entreposage.

10 PROJETS POSSIBLES POUR L'AVENIR

Voici une description sommaire de projets possibles que dégage cette étude pour l'avenir.

1. Élaboration de lignes directrices sur la cessation d'exploitation

Il est recommandé que des lignes directrices soient élaborées en fonction des indications du présent rapport. Elles pourraient notamment porter sur les méthodes de nettoyage et la détection des contaminants résiduels dans les pipelines en cessation. Le but serait de normaliser le processus de cessation à l'échelle de l'industrie. Cette opération serait avantageuse pour l'industrie pétrolière et gazière, tout comme pour les exploitants pipeliniers (surtout pour ceux qui ont peu d'expérience de la cessation), les propriétaires fonciers, les organismes de réglementation et les autres parties prenantes. Le programme de nettoyage d'Enbridge aux fins de la désaffectation de la canalisation 3 pourrait servir de point de départ dans cette démarche.

2. Élaboration de critères relatifs aux concentrations admissibles de résidus dans les pipelines en cessation

Il est primordial de veiller à ce que les quantités de résidus laissées dans les pipelines restent admissibles de sorte que toute perte d'intégrité d'un pipeline en cessation ne vienne pas nuire à l'environnement. Il est donc recommandé d'intégrer de tels critères aux normes (CSA Z662, par exemple) et aux règlements (s'il y a lieu). On pourrait exprimer les concentrations admissibles de résidus en termes d'épaisseur acceptable du film résiduel sur les parois des pipelines et définir une concentration maximale de produits initiaux laissés dans le film final. Pour le moment, on pourrait prendre les lignes directrices sur l'eau des essais hydrostatiques comme point de départ pour établir des concentrations admissibles de contaminants dans les oléoducs et les gazoducs.

3. Nettoyage des pipelines par racleage progressif et application d'agents chimiques biodégradables

Le racleage progressif est important si on veut garantir une plus grande propreté des pipelines. Si on veut retirer de grandes quantités de dépôts et de débris, il est essentiel d'employer une diversité de formes de racleurs avec divers types de brosses et/ou différentes combinaisons de brosses et de disques. On pourrait adapter les programmes de nettoyage mécanique qui précèdent une inspection interne (II) à tout ce qui est cessation d'exploitation, puisque les canalisations doivent être dans un bon état de propreté pour ne pas endommager une instrumentation précieuse et aussi pour qu'on puisse accroître la confiance dans les données recueillies. Nous recommandons d'utiliser des agents chimiques biodégradables qui ne présentent aucun risque

pour l'environnement, ce qui réduira au minimum le risque de laisser des contaminants dans les conduites. Il est aussi recommandé de prévoir des phases eau pour l'élimination des résidus par lavage. Par souci de respecter l'environnement, on ne devrait employer d'inhibiteurs de corrosion que dans les pipelines mis hors service ou en interruption de service, et non dans les pipelines en cessation.

4. Projet de désaffectation de la canalisation 3 d'Enbridge comme étude de cas

La désaffectation de la canalisation 3 d'Enbridge est une occasion en or de faire une étude de cas d'un grand projet de cessation-désaffectation. L'observation par des tiers du processus appliqué, de l'approche retenue et des leçons tirées de ce projet pourrait servir de base à l'adoption d'une pratique exemplaire dans l'industrie. Il pourrait s'agir, par exemple, de valider les calculs d'Enbridge montrant un résidu de moins de 7,2 ml/km de pétrole après un nettoyage avec phases eau, entre autres aspects de son programme de nettoyage.

5. Expérience en projet pilote de la cessation d'exploitation

Entre autres axes de recherche, on devrait prévoir une modélisation ou une simulation du processus de cessation. On pourrait notamment évaluer les programmes mixtes de nettoyage mécanique et chimique pour l'élimination des contaminants résiduels d'un tronçon de pipeline et mesurer l'épaisseur du film résiduel. Les connaissances tirées de ce projet pilote entreraient dans des modèles de prévision d'épaisseur de film et, par conséquent, d'estimation des quantités de produits laissées par le nettoyage dans une conduite.

6. Analyse et échantillonnage sur place des contaminants

Que l'on puisse prendre des mesures rapides sur le terrain est essentiel dans les opérations de cessation, car les équipes sur place devront juger des niveaux de propreté. Le contrôle des concentrations admissibles de résidus demeure une mesure d'intérêt capital si on veut être sûr qu'un pipeline sera laissé propre et exempt de contaminants. En fait, l'échantillonnage de contaminants résiduels pourrait être l'étape décisive du processus de cessation, démontrant que le programme de nettoyage a réussi et que les risques de contamination sont suffisamment maîtrisés. Nous recommandons que trois analyses portent sur place sur les produits suivants : SRN, BPC et HPT/HAP. En analysant les SRN et les BPC aux premiers stades d'un nettoyage, on pourrait voir si de tels essais peuvent être écartés le reste du temps, ce qui ferait épargner

temps et ressources. Une analyse des HPT et des HAP entre les passages de racleur permettrait aux exploitants d'évaluer l'efficacité du raclage. Nous recommanderions enfin de mettre au point une instrumentation d'analyse de terrain pour les tests des tableaux Tableau 11 et Tableau 13.

11 Bibliographie

Alberta Energy Regulator. (2013). *Pipeline Performance in Alberta, 1990-2012*. Calgary, Alberta, Canada.

Alberta Energy Regulator.

Gouvernement de l'Alberta. (1999). *Code of Practice for the Release of Hydrostatic Test Water from Hydrostatic Testing of Petroleum Liquid and Gas Pipelines*. Edmonton: Imprimeur de la Reine pour l'Alberta.

ASTM International. (2011). *D7169-Standard Test Method for Boiling Point Distribution of Samples with Residues Such as Crude Oils and Atmospheric and Vacuum Residues by High Temperature Gas Chromatography*. Consultation en 2015 d'ASTM International à l'adresse <http://www.astm.org/Standards/D7169.htm>

Been, J., Mosher, M., Cathrea, C., Place, T., Ignacz, T., Holm, M., . . . Archibald, D. (2011). Development of a Test Protocol for the Evaluation of Underdeposit Corrosion Inhibitors in Large. *CORROSION 2011* (p. 1-16). Texas: NACE International.

British Columbia Oil and Gas Commission. (2015). *Pipeline Operations Manual, Version 1.18*.

Canada. Alberta Energy Regulator. (1^{er} septembre 2011). *Directive 056: Energy Development Applications and Schedules*. Consultation à l'adresse <http://www.aer.ca/rules-and-regulations/directives/directive-056>.

Canada. Association canadienne des produits pétroliers, Association canadienne des pipelines d'énergie, Alberta Energy and Utilities Board et Office national de l'énergie. (1996). *Cessation d'exploitation des pipelines – Document de travail sur les questions d'ordre technique et environnemental*. Calgary : Office national de l'énergie.

Canada. Office national de l'énergie. (2014). *Loi sur l'Office national de l'énergie (L.R.C., 1985, ch. N-7)*.
Ministre de la Justice.

- Canada. Office national de l'énergie. (2015). *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres (DORS/99-294)*. Ministre de la Justice.
- Canada. Office national de l'énergie. (juin 2011). *Réglementation de la cessation d'exploitation d'un pipeline*.
- Canada. Province de l'Alberta. (2014). *Pipeline Act (Alberta Regulation 195/2014)*. Edmonton : Imprimeur de la Reine pour l'Alberta.
- Canada. Province de la Colombie-Britannique. (2014). *Oil and Gas Activities, Pipeline Regulation*. Victoria : Imprimeur de la Reine.
- Canada. Province du Manitoba. (2001). *Loi sur le pétrole et le gaz naturel (116/2001). Règlement sur le forage et la production de pétrole*. Winnipeg : Imprimeur de la Reine.
- Canada. Province de la Saskatchewan . (2014). *The Pipeline Regulations*. Regina : Imprimeur de la Reine.
- Association canadienne des producteurs pétroliers. (2000). *CAPP Guide - Naturally Occurring Radioactive Material (NORM)*. ACPP : Calgary.
- Association canadienne du gaz. (2015). *Statistiques sur l'industrie de la distribution du gaz naturel au Canada*. Consultation le 15 janvier 2015 à l'adresse <http://www.cga.ca/about-natural-gas/at-a-glance/>.
- Association canadienne du gaz. (2015). *Z622, Oil and Gas Pipeline Systems*.
- CEPA - *Maps: Natural Gas Pipelines, Liquids Pipelines*/Cartes à propos des pipelines. (sans date). Consultation le 20 janvier 2015 de l'Association canadienne des pipelines d'énergie à l'adresse <http://www.cepa.com/library/maps>.
- CEPA - *Types de pipelines*. (sans date). Consultation le 14 janvier 2015 de l'Association canadienne des pipelines d'énergie à l'adresse <http://www.cepa.com/fr/a-propos-des-pipelines/types-de-pipelines>.
- (2015). *Cleaning Methods, Standard Pipeline Products List and Detection of Residual Contamination in Abandoned Pipelines: Literature Review*. Petroleum Technology Alliance Canada (PTAC).
- Cordell, J. et Vanzant, H. (2003). *Pipeline Pigging Handbook*. Clarion Technical Publishers.

Crozier, B., Been, J., Tsaprailis, H. et Place, T. (2013). Long term evaluation of microbial induced corrosion contribution to underdeposit sludge corrosivity in a heavy crude oil pipeline. *CORROSION 2013* (p. 1-13). Floride : NACE International.

Crude Monitor 5 Year Average Data. (sans date). Consultation le 14 janvier 2015 de Crude Monitor à l'adresse <http://www.crudemonitor.ca/home.php>.

Det Norske Veritas. (2010). *Étude de délimitation de l'étendue pour la cessation d'exploitation de pipeline*. Office national de l'énergie.

Dexsil L2000DX PCB/Chloride Analyzer System LP-200. (28 avril 2015). Consultation le 28 avril 2015 de Dexsil à l'adresse http://www.dexsil.com/products/detail.php?product_id=13.

Pipelines Enbridge Inc. (2014). *Line 3 Replacement Program, Engineering Decommissioning Report Appendix 7-9*. Edmonton : Pipelines Enbridge Inc.

Pipelines Enbridge Inc. (1^{er} avril 2014). NEB Tariff No. 337 (cancels NEB Tariff No. 282) – Rules and Regulations Governing the Transportation of Crude Petroleum. Calgary. Consultation le 14 janvier 2015 d'Enbridge à l'adresse <http://www.enbridge.com/DeliveringEnergy/Shippers/TariffsandTolls.aspx>.

Garcia, A., Place, T., Holm, M., Sargent, J. et Oliver, A. (2014). Pipeline Sludge Sampling for Assessing Internal Corrosion Threat. Calgary : Conférence internationale sur les pipelines.

Godin, M. (2014). *Innovation Roadmap for Transmission Pipeline Transportation of Petroleum Products*.

Gray, P. (1991). NORM Contamination in the Petroleum Industry. *16th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers* (p. 637-644). Dallas: SPE.

Hiltscher, G., Mühlthaler, W. et Smits, J. (2003). *Industrial Pigging Technology: Fundamentals, Components, Applications*. WILEY-VCH.

International Association of Oil and Gas Producers. (2008). *Guidelines for the management of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) in the oil and gas industry, Report No. 412*. Londres : International Association of Oil and Gas Producers.

- Kinder Morgan. (1^{er} avril 2014). Kinder Morgan NEB Tariff No. 92 Rules and Regulations Governing the Transportation of Petroleum. Calgary. Consultation le 15 janvier 2015 de Kinder Morgan à l'adresse http://www.kindermorgan.com/pages/business/canada/transmountain_tariffs.aspx.
- Mark S. Keys, R. E. (1993). Gel Pig Technology Used In Pipeline Conversion. *Pipeline and Gas Journal*, 26-33.
- McAllister, E. (2014). *Pipeline Rules of Thumb handbook*. MA: Gulf Professional Publishing.
- Mosher, W., Mosher, M., Lam, T., Cabrera, Y., Oliver, A. et Tsaprailis, H. (2014). Methodology for Accelerated Microbiologically Influenced Corrosion in Under Deposits from Crude Oil Transmission Pipelines. *CORROSION 2014* (p. 1-15). San Antonio: NACE International.
- Mosher, M., Crozier, B., Mosher, W., Been, J., Haralampos, T., Place, T. et Holm, M. (2012). Development of Laboratory and Pilot Scale Facilities for the Evaluation of Sludge Corrosivity in Crude Oil Pipelines. *NACE Northern Area Eastern Conference* (p. 1-15). Toronto: NACE International.
- Mosher, W., Lam, T. et Tsaprailis, H. (2015). Method of Evaluating Cleaning Pig Design for the Removal of Deposits from Corrosion Pits. *NACE Northern Area Western Conference*. Calgary: NACE International.
- Mosher, W., Lam, T. et Tsaprailis, H. (2015). Method of Evaluating Cleaning Pigs Design for the Removal of Deposits from Corrosion Pits. *NACE Northern Area Western Conference* (p. 1-15). Calgary: NACE International.
- Office national de l'énergie (NEB). (2015). *Programme de remplacement de la canalisation 3 de Pipelines Enbridge Inc.* Consultation à l'adresse <http://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/ln3rplcmnt/index-fra.html>.
- NaturalGas.org. (25 septembre 2013). *Processing Natural Gas*. Consultation le 15 janvier 2015 à l'adresse <http://naturalgas.org/naturalgas/processing-ng/>.
- PerkinElmer. (27 avril 2015). *PerkinElmer NexION 350 ICP-MS Spectrometers*. Consultation le 27 avril 2015 de PerkinElmer à l'adresse <http://www.perkinelmer.com/Catalog/Family/ID/NexION-350-ICP-MS-Spectrometers>.

Pigging Products & Services Association (PPSA). (1995). *An Introduction to Pipeline Pigging*. Royaume-Uni.

Quality Polly Pig Ltd. (QPP). (2009). *Catalogue*. Consultation à l'adresse http://www.qualitypollypig.com/QPP_Catalogue_2009.pdf.

Savkovic-Stevanovic, J. (2013). *Corrosion and Materials in the oil and gas industries*. Taylor & Francis Group.

Semmens, G. (11 octobre 2013). *New Technology Improves PCB Clean-up*. Consultation le 19 janvier 2015 de TransCanada à l'adresse <http://blog.transcanada.com/new-technology-improves-pcb-clean-up/>.

Sherik, A. M. (2008). Black Powder-1: Study examines sources, makeup in dry gas systems. *Oil & Gas Journal*, 1-6. Consultation le 15 janvier 2015 à l'adresse <http://www.ogj.com/articles/print/volume-106/issue-30/transportation/black-powderdash1-study-examines-sources-makeup-in-dry-gas-systems.html>.

SiteLab. (28 avril 2015). *SiteLab Products and Services*. Consultation le 28 avril 2015 de SiteLab à l'adresse http://www.site-lab.com/products_rentals.htm.

Sooknah, R., Papavinasam, S. et Revie, R. (2007). Monitoring Microbiologically Influenced Corrosion: A Review of Techniques. *CORROSION 2007* (p. 1-17). Nashville: NACE International.

T.D. Williamson Inc. (2015). *Guide to Pigging*.

Thermo Scientific. (2015). Consultation de Thermo Scientific à l'adresse <http://www.thermoscientific.com/en/product/trace-1300-gas-chromatograph.html>.

Thorne, W. E., Basso, A. C. et Dhol, S. K. (1996). *Identification and Assessment of Trace Contaminants Associated with Oil and Gas Pipelines Abandoned in Place*. Biophilia Inc. New York: American Society of Mechanical Engineers (ASME). Consultation le 19 janvier 2015.

Trans Canada. (février 2014). Gas Quality Specifications: Trans Canada and other pipelines. Consultation le 15 janvier 2015 à l'adresse http://www.transcanada.com/customerexpress/docs/Gas_Quality_Specifications_Fact_Sheet.pdf.

Trifilieff, O. et Wines, T. H. (19-21 janvier 2009). Black Powder Removal from Transmission Pipelines: Diagnostics and Solutions. Bahreïn.

Tsochatzidis, N. A. et Maroulis, K. E. (2007). Methods Help Remove Black Powder from Gas Pipelines. *Oil & Gas Journal*. Consultation le 15 janvier 2015 à l'adresse <http://www.ogj.com/articles/print/volume-105/issue-10/transportation/methods-help-remove-black-powder-from-gas-pipelines.html>.

Wylde, J. J. (2011). Chemically assisted pipeline cleaning for pigging. *Pipeline and Gas journal*, 1-6.

Wylde, J. et Slayer, J. (2009). Development, Testing and Field Application of a Heavy Oil Pipeline Cleaning Chemical: A Cradle to Grave Case History. San José: SPE International.

12 ANNEXES

Annexe A – Lignes directrices de l'Office en matière de nettoyage¹¹

A.1 Généralités

Il faudrait examiner les antécédents de l'exploitation du pipeline pour planifier les méthodes précises de nettoyage à appliquer avant la cessation d'exploitation. Les renseignements portant sur les paramètres tels que la composition des hydrocarbures ou du gaz, les modifications apportées aux conduites, les enregistrements du débit de fonctionnement, des anomalies et des interventions d'entretien peuvent donner un aperçu du travail supplémentaire qu'il faudra consacrer à l'élaboration d'un plan efficace de nettoyage du pipeline. Le propriétaire/exploitant devrait s'assurer de l'existence de gares pour l'introduction et l'extraction des racleurs. Cela peut exiger l'emploi de montages temporaires. Si le pipeline fait partie d'un réseau plus vaste, le tronçon à laisser sur place devrait être physiquement débranché à la fin du processus de nettoyage. Il faut établir tout au long des travaux des précautions de sécurité qui conviennent aux causes de danger que posent les produits au cours de l'exploitation (c'est-à-dire inflammabilité et explosibilité des hydrocarbures, toxicité des produits acides). Dans le cas d'un gazoduc, on devrait purger ou torcher tout gaz résiduel dès que la pression interne du gazoduc a été réduite au minimum possible à l'aide des installations d'exploitation ou d'un compresseur de soutirage. Le gaz résiduel devrait faire l'objet d'une surveillance pour déceler la présence de liquide.

Dans le cas d'un oléoduc, il faudrait, avant d'interrompre le débit, faire parcourir la conduite par un nombre suffisant de racleurs afin d'enlever le gros de toute matière solide ou le gros des accumulations paraffiniques. Comme le montre la figure ci-dessous, on insère entre deux racleurs une quantité d'hydrocarbures aux propriétés dissolvantes, par exemple du carburant diesel ou du condensat. C'est la méthode recommandée à cette fin. On devrait répéter l'opération jusqu'à ce que l'on ne puisse plus déceler de matières solides sur les racleurs retirés des conduites à la gare d'extraction. Un nettoyage chimique spécial peut être exigé si la méthode

¹¹ Reproduction de (Canada, Association canadienne des produits pétroliers, Association canadienne des pipelines d'énergie, Alberta Energy and Utilities Board et Office national de l'énergie, 1996).

habituelle décrite ne donne pas de résultats, si le pipeline est réputé renfermer des quantités inhabituellement élevées de contaminants ou s'il faut satisfaire à des normes de propreté inhabituellement rigoureuses. Il faut prendre des précautions spéciales lorsque l'on ouvre le pipeline, pour maîtriser les risques d'inflammabilité, d'explosibilité et de toxicité rattachés aux vapeurs (par exemple les composés dangereux tels que le benzène).

A.2 Méthodes de nettoyage d'un gazoduc

On devrait faire parcourir le pipeline à un racleur de caoutchouc rigide (à vitesse constante, conforme aux recommandations du fabricant du racleur) en utilisant de l'azote ou un autre gaz inerte pour empêcher la formation de mélanges explosifs. Le racleur peut pousser les liquides libres dans le tronçon en aval du pipeline. On peut aussi les collecter dans un réservoir de retenue, conçu et isolé selon les lignes directrices locales en vigueur pour une élimination conforme aux lois ou règlements locaux en vigueur. On devrait répéter l'opération jusqu'à ce que l'on ne puisse plus déceler, par inspection visuelle, la présence de liquides libres. On devrait, dans les parties les plus basses du pipeline, vérifier la collecte de liquides ou d'autres contaminants.

Après ces premiers travaux de raclage, on devrait vérifier la propreté du pipeline. Si la contamination est évidente, on devrait répéter le raclage au moyen d'un piston de solvant situé entre deux racleurs. Comme dans le cas des liquides libres, le solvant doit être collecté dans un bassin de retenue et éliminé conformément aux lois ou aux règlements locaux. Les émanations de solvant devraient être purgées en présence d'azote ou d'un gaz inerte semblable.

A.3 Méthodes de nettoyage d'un oléoduc

Après un premier nettoyage en service, on devrait effectuer un nettoyage final, dans le contexte de l'évacuation de la conduite. Ordinairement, la marche à suivre est celle que l'on donne dans le paragraphe suivant, malgré les nombreuses variantes à prendre en considération. Les experts-conseils qui connaissent bien le nettoyage des installations contaminées peuvent donner des conseils et fournir des plans qui s'appliquent dans des circonstances normales et inhabituelles.

On pousse un piston d'hydrocarbures dissolvants (condensats ou carburant diesel, par exemple) dans le pipeline, entre deux racleurs de caoutchouc rigide, à une vitesse constante, au moyen

d'un gaz inerte tel que l'azote. On peut ajouter beaucoup d'autres additifs ou agents chimiques de traitement. Comme règle empirique, il faudrait calculer le volume pour réduire la durée de contact entre la paroi et le liquide à au moins 5 à 10 minutes, selon l'efficacité du nettoyage initial en service.

Pour ce qui concerne les conduites incrustées ou sur lesquelles s'est fixée une accumulation importante de paraffine, on peut envisager d'augmenter le volume de solvant précédant le premier racleur. On devrait augmenter les temps de contact si la longueur de la conduite est excessive, puisque les hydrocarbures peuvent saturer le solvant avant la fin de l'opération. Le diagramme ci-dessous montre la séquence de mouvement dans le pipeline. À la fin, le solvant et les hydrocarbures sont poussés dans un autre tronçon du pipeline ou collectés dans un bassin de réception en vue d'être éliminés. On devrait répéter ce raclage s'il subsiste des signes de la présence de liquides et de contaminants sur la paroi de la conduite, qui excèdent les critères établis de propreté. On peut estimer l'efficacité du nettoyage en prélevant des échantillons près de la queue du lot, à son passage, à des intervalles approximatifs de 25 km, puis en analysant ces échantillons pour calculer la teneur en hydrocarbures. On peut aussi exercer un contrôle qualitatif et quantitatif des hydrocarbures dissolvants expulsés de la conduite et les comparer avec le liquide injecté.

Annexe B – Cartes des réseaux pipeliniers¹²

B.1 Gazoducs



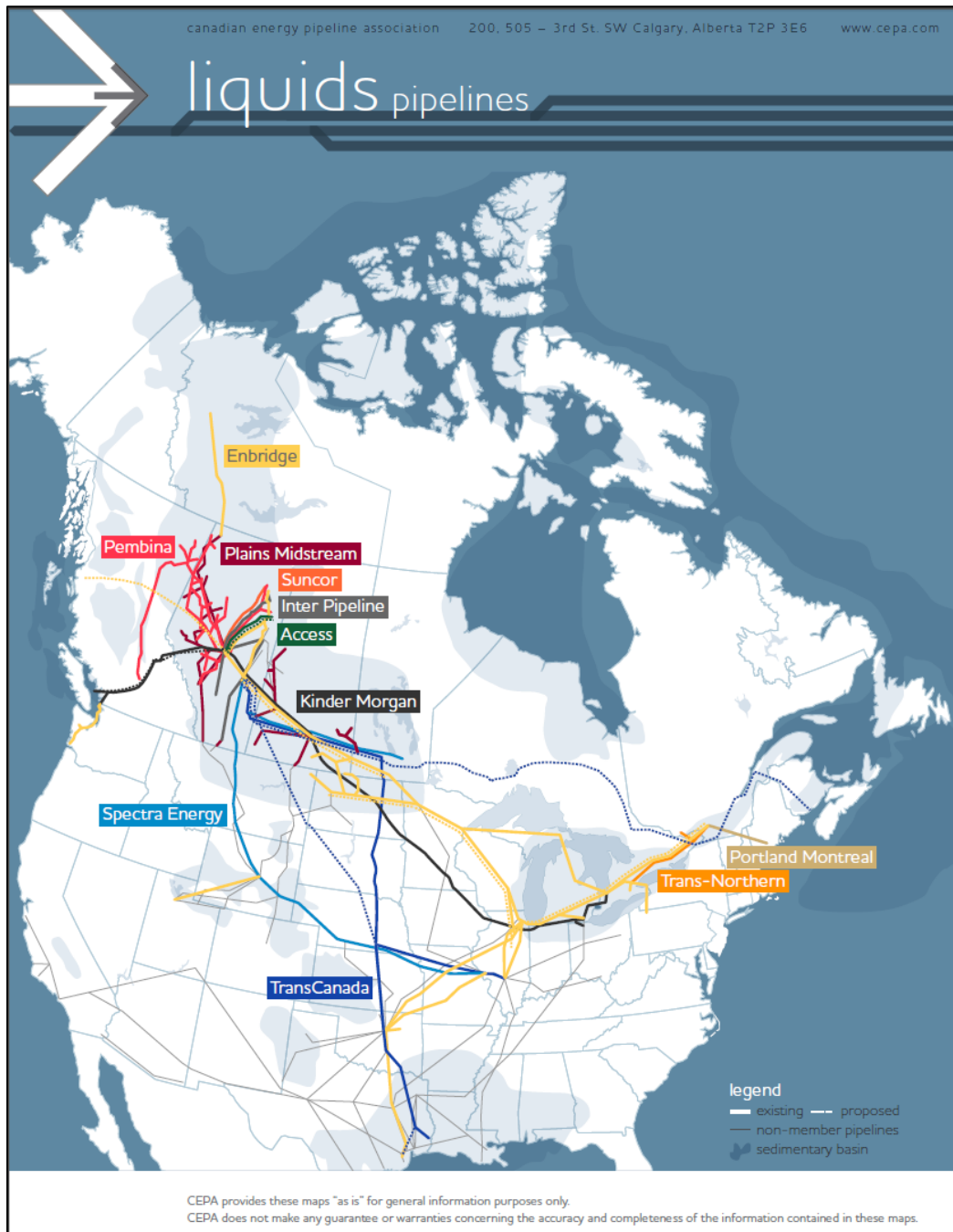
Anglais	Français
Trans Quebec & Maritimes	Gazoduc Trans Québec & Maritimes

¹² Reproduction de (CEPA - Maps: Natural Gas Pipelines, Liquids Pipelines)

Legend	Légende
existing	existant
proposed	proposé
non-member pipelines	pipelines non membres
existing LNG Terminal	terminal GNL existant
proposed LNG Terminal	terminal GNL proposé
sedimentary bassin	bassin sédimentaire
CEPA provides these maps “as i” for general information purposes only.	La CEPA présente ces cartes « en l’état » pour information générale seulement.
CEPA does not make any guarantee or warranties concerning the accuracy and completeness of the information contained these maps.	Elle n’atteste ni ne garantit l’exactitude et l’exhaustivité de l’information livrée par ces cartes.

Figure B1 : Gazoducs (CEPA - Maps: Natural Gas Pipelines, Liquids Pipelines)

B.2 Oléoducs



Anglais	Français
Legend	Légende
existing	existant
proposed	proposé
non-member pipelines	pipelines non membres

sedimentary basin	bassin sédimentaire
CEPA provides these maps “as is” for general information purposes only.	La CEPA présente ces cartes « en l’état » pour information générale seulement.
CEPA does not make any guarantee or warranties concerning the accuracy and completeness of the information contained these maps.	Elle n’atteste ni ne garantit l’exactitude et l’exhaustivité de l’information livrée par ces cartes.

Figure B2 : Oléoducs (CEPA - Maps: Natural Gas Pipelines, Liquids Pipelines)

Annexe C – Contaminants possibles des oléoducs et des gazoducs en cessation d'exploitation¹³

Tableau C1 –Résumé des substances pouvant être rejetées par les oléoducs et les gazoducs en cessation.

1. Constituants produits du pétrole et du gaz	
alcanes; cycloalcanes; hydrocarbures aromatiques monocycliques; hydrocarbures aromatiques polycycliques; hydrocarbures sulfonés polyaromatiques; hydrogène; hélium	
ions : calcium, sodium, chlorure, carbonate, sulfate	
gaz corrosifs : sulfure d'hydrogène; dioxyde de carbone; disulfure de carbone; sulfure de carbonyle; mercaptans avec leurs formes éthylées et méthylées	
métaux produits : Hg, Ni, V, Cr, As	
éléments radioactifs (SRN) : barium, strontium, radium, uranium, produits de décroissance du radon : plomb 210, bismuth 210, polonium 210	
2. Dépôts d'entartrage	
tartre par corrosion : FeS, FeO, FeCO ₃ ; tartre par minéralisation : CaCO ₃ , CaSO ₄ , BaSO ₄	
asphaltènes, cires, gommes, résines, paraffines, naphthènes, bitumes	
3. Produits chimiques de traitement	
Produits chimiques	Application
acide chlorhydrique avec inhibiteur du type phosphaté et neutralisant à l'hydroxyde de sodium ou d'ammonium	détartrage du carbonate de calcium
xylène, toluène	détartrage asphaltinique et paraffinique
kérosène	diluant d'inhibiteur de corrosion en lot
dichromate de sodium, hexamétophosphate, silicates	inhibiteurs de corrosion utilisés avant le milieu des années 1960
amines quaternisés	inhibiteurs actuels de corrosion en continu
sulfite de sodium	élimineur d'oxygène antérieur
bisulfite d'ammonium	élimineur d'oxygène actuel
hypochlorure de sodium	biocide aérobie
cocodiamine, glutaraldéhyde	biocide anaérobie
composés à base de Cu, Hg	algicides
BPC, triarylphosphates, terphényles	refroidissement et lubrification de compresseur
glycols (propylèneglycol; mono-di-triéthylène)	déshydratation et refroidissement de compresseur
réfrigérants à la saumure et à l'alcool	refroidissement de compresseur
composés à base de Pb, Cu, Zn	% au poids inférieur ou égal à 60 % d'agents de scellement de filetage
émulsifiants à base de diesel	chasse par suspension épaisse en canalisation multiphase
méthanol	essais de pression; retrait des hydrates
4. Usure des conduites et des pièces métalliques	
fer (97 à 99 % au poids), manganèse (0,5 à 2,0 % au poids), cuivre, nickel, molybdène,	
niobium (agent de durcissement); vanadium, titane (résistance à faible température); cuivre, zinc, chrome, cadmium (usure des compresseurs); aluminium (constituant principal de certaines canalisations de transport gazier à pression)	
Baguettes à souder : acier ordinaire, acier inoxydable, fonte, cuivre, silicone cuivre à braser avec bronze	

¹³ Reproduction de (Thorne, Basso et Dhol, 1996).

phosphoreux, bronze à brasage naval avec bronze manganèse, soudure argent, brasage tendre (plomb surtout) et fer forgé
anodes sacrificielles : plomb, chrome, fer, magnésium, tungstène, aluminium, zinc
anodes à courant imposé pour les systèmes de protection cathodique : ferraille (fer et acier), carbone
5. Revêtements de canalisation et produits de leur dégradation
goudron de houille : toluène, xylène, anthracène et autres HAP
bitume (asphalte) soufflé à l'air, enrobage de fibre de verre, feutrage d'amiante
émail de goudron de houille, enrobage extérieur de fibre de verre ou d'amiante
canalisations à « chemise jaune » : mastic d'asphalte caoutchouté, polyéthylène haute densité, noir de carbone
époxyde lié par fusion : bisphénol, résine d'épichlorhydrine, agent de durcissement amine ou anhydride, craie, silice
plastifiant au dioctylphtalate de revêtements plus anciens de polyéthylène
canalisations à « chemise bleue » : à prétraitement chromaté, résine époxyde, adhésif, polyéthylène haute densité
biocides organiques (type non précisé)
adhésifs du type enduit : élastomère de butylcaoutchouc
résine polymère : heptane, naphta, 1,1,1 trichloréthane