



équiterre

Changer le monde, un geste à la fois

FAILLES INQUIÉTANTES SUR LA SÉCURITÉ DES PIPELINES AU CANADA

Échec persistant à protéger la population contre les accidents,
les incidents et les déversements pipeliniers

Juin 2018

Équiterre

50, rue Ste-Catherine Ouest, suite 340
Montréal, Québec H2X 3V4

75, rue Albert, suite 305
Ottawa, ON K1P 5E7

© 2018 Équiterre

Par Shelley Kath, pour Équiterre



TABLE DES MATIÈRES

Résumé	4
Introduction	7
Suivi des problèmes pipeliniers : organismes et données	11
Les quatre oléoducs sillonnant le Québec et leur bilan de sécurité.....	17
Manque d’efficacité des outils d’application des lois et des règlements en matière de sécurité pipelinière	35
Conclusions et recommandations	40
Annexe A.....	42

RÉSUMÉ

Le présent rapport se penche sur le bilan de sécurité du transport pétrolier par oléoducs au Canada, de même que sur l'efficacité des mesures d'application des lois et des règlements qu'utilisent les paliers fédéral et provincial pour assurer la sécurité pipelinère. L'étude est basée sur les bases de données de l'Office national de l'énergie (ONÉ) et du Bureau de la sécurité des transports (BST) de toutes les provinces canadiennes qui ont des oléoducs qui passent par leurs frontières (consultez l'Annexe A) et se concentre sur quatre oléoducs qui sillonnent le Québec et deux qui traversent l'Ontario.

Plutôt que de diminuer, le nombre d'incidents pipeliniers au Canada ne cesse d'augmenter

Fait alarmant, 55 % des incidents pipeliniers enregistrés au Québec depuis 2008 sont survenus en 2017. Alors que ce chiffre a été calculé à partir de données de l'Office national de l'énergie (ONÉ) tenant compte des oléoducs et des gazoducs, il convient de souligner que 86 % de ces incidents concernent les oléoducs. La hausse du nombre d'incidents pipeliniers au Québec est presque entièrement attribuable à l'oléoduc Trans-Nord. Il serait toutefois erroné de supposer que, dans l'ensemble, la sécurité pipelinère s'accroît et que le nombre d'incidents pipeliniers décline.

Le Québec n'est pas la seule province à enregistrer une hausse de tels incidents : depuis 2008, c'est en 2017 que la Colombie-Britannique a enregistré le plus grand nombre d'incidents, alors que l'Ontario a connu plus d'incidents en 2016 et en 2017 que n'importe quelle autre année depuis 2008, et que l'Alberta a eu plus d'incidents sur ses pipelines qui sont réglementés par le gouvernement fédéral en 2017 que n'importe quelle autre année depuis 2008.

Les incidents sur des oléoducs sont également en croissance dans l'ensemble du Canada : les données de l'ONÉ démontrent qu'en 2017, il y a eu 173 incidents sur des oléoducs à travers le pays – une croissance importante de 122 incidents par rapport à 2016.

Les différences abondent parmi les organismes et les données qui consignent les problèmes liés aux oléoducs

Les oléoducs qui sont assujettis à la réglementation fédérale — c.-à-d. ceux qui traversent des frontières internationales ou interprovinciales — sont soumis à l'autorité de l'ONÉ, mais la sécurité de ces oléoducs est également sous le contrôle et la surveillance du Bureau de la sécurité des transports (BST). Ces deux organismes compilent des données sur les incidents pipeliniers. Malheureusement, ces séries de données portent sur des périodes différentes, et ne partagent pas les mêmes calendriers de mise à jour ni les mêmes règles de déclaration; en outre, il n'est pas rare de constater des différences entre ces deux séries de données. Cette situation rend difficile l'obtention d'un portrait complet et exact en matière de sécurité, quel que soit l'oléoduc considéré. Plusieurs organismes ont pour mandat de pourvoir à l'exploitation sécuritaire des oléoducs dont la totalité du parcours est en territoire québécois. Malheureusement, entre autres inconvénients, la base de données sur les incidents survenus au Québec ne tient pas nécessairement compte de tous les déversements, et il est impossible d'y effectuer des recherches à l'aide du nom des entreprises.

Le Québec comme étude de cas

Quatre oléoducs sillonnent le territoire du Québec : les oléoducs Trans-Nord et Saint-Laurent, respectivement exploités par Pipelines Trans-Nord inc. et Valero, qui transportent tous deux des produits pétroliers raffinés (ex. : essence, diesel, carburéacteur); de même que la canalisation 9 et l'oléoduc Portland-Montréal, respectivement exploités par Enbridge et Pipe-lines Portland Montréal, qui transportent tous deux du pétrole brut vers des raffineries.

Fondé sur une analyse complète des données sur les déversements et les autres incidents pipeliniers (ex. : canalisation exposée, surpression, défaillance des

équipements, incendie, etc.) compilées et rapportées par les organismes fédéraux et provinciaux, le présent rapport met en lumière des faits et des tendances qui contredisent radicalement les affirmations de l'industrie et des gouvernements au sujet des systèmes de sécurité de « classe mondiale », de même que des équipements et des pratiques « de pointe ». Le tableau qui ressort de cette analyse est pour le moins troublant.

L'oléoduc Trans-Nord présente un bilan inacceptablement désastreux

Depuis 2004, l'oléoduc Trans-Nord a subi beaucoup plus d'incidents compromettant sa sécurité que n'importe quel autre oléoduc sillonnant le Québec; or, son bilan en matière de sécurité semble s'envenimer plutôt que de s'améliorer. Entre janvier 2004 et décembre 2017, l'oléoduc Trans-Nord a subi un total de 79 incidents (au Québec et en Ontario). Qui plus est, le temps écoulé entre l'apparition des incidents sur l'oléoduc Trans-Nord et leur déclaration à l'ONÉ ne se compte pas seulement en jours ou en semaines, mais parfois en mois, voire en années. Les données compilées par le BST indiquent que 75 % de l'ensemble de ces incidents sont survenus sur la canalisation de l'oléoduc plutôt que sur d'autres composantes telles que les stations de pompage ou les valves. Les données de l'ONÉ indiquent en outre que la majeure partie de ces incidents pipeliniers, soit 70 %, sont dus en partie à des problèmes de conception ou de planification. Les données fédérales montrent enfin que le système SCADA tant vanté par l'industrie et les gouvernements n'a détecté, selon la source consultée, que 39 ou 49 % des déversements et des incidents liés à l'oléoduc Trans-Nord.

Portrait global des déversements et des incidents survenus depuis 2004 sur les quatre oléoducs sillonnant le Québec

Entre 2004 et 2017, le Québec a enregistré plus d'une centaine d'incidents pipeliniers sur son territoire. Parmi ces incidents, 23 ont impliqué des déversements de produits pétroliers raffinés ou de pétrole brut, dont le volume total déversé totalise près de 1 000 barils.

Les déversements, toutefois, ne constituent qu'une partie des problèmes compromettant la sécurité des oléoducs. D'autres types d'incidents assujettis à une déclaration obligatoire, tels que l'exploitation de pipelines à des pressions supérieures aux tolérances de fabrication et la présence de canalisations exposées dans les plans ou les cours d'eau, peuvent engendrer des situations susceptibles de menacer gravement la santé, la sécurité et l'environnement au Québec. Or, si de tels incidents ne sont pas résolus, ils peuvent mener à des déversements dans le futur.

L'application des lois et des règlements fédéraux et provinciaux en matière de sécurité pipelinère est un échec

Alarmante, la hausse du nombre d'incidents pipeliniers au Canada constitue un motif valable de s'interroger quant aux mécanismes d'application des lois et des règlements que déploient les gouvernements pour assurer la sécurité des oléoducs. Afin de garantir le respect des lois et des règlements en matière de sécurité pipelinère et d'imposer des sanctions en cas d'infraction, le gouvernement fédéral et celui du Québec ont à leur disposition divers outils tels que des lettres d'avertissement, des ordonnances modificatrices ayant trait à la protection de l'environnement, des sanctions et des amendes administratives, et même des poursuites judiciaires.

En pratique, toutefois, les mécanismes d'application fédéraux et provinciaux n'améliorent pas de manière substantielle la sécurité des oléoducs qui sillonnent le Québec. Par exemple, bien que l'ONÉ ait délivré de nombreuses ordonnances de sécurité pour l'oléoduc Trans-Nord depuis 2010, le nombre d'incidents liés à celui-ci a augmenté. Il reste encore à voir si les dix nouvelles lettres et ordonnances de sécurité de l'ONÉ en 2017 donneront des résultats. Entre-temps, les dossiers mis en ligne par l'ONÉ indiquent que le gouvernement fédéral n'a donné aucun ordre d'inspecteur et aucune sanction administrative pécuniaire depuis 2012. Au Québec, l'oléoduc Trans-Nord s'est vu imposer une seule sanction administrative pécuniaire de 2 500 \$. Dans un contexte aussi laxiste, il n'est pas surprenant que cet

oléoduc continue d'accumuler les incidents. Il est donc essentiel de renforcer les mécanismes d'application en ce qui concerne les pipelines règlementés par le palier fédéral. Enfin, le Québec pourrait bénéficier de la mise en place d'une loi provinciale sur la sécurité pipelinière semblable à celles en vigueur en Alberta, en Saskatchewan, en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.

En résumé, pourquoi les incidents liés aux oléoducs sont-ils en hausse au Québec? Les causes sont la confiance démesurée accordée aux affirmations tapageuses en matière de sécurité pipelinière de même que l'inefficacité de la réglementation

L'analyse du bilan des déversements et des incidents survenus sur les oléoducs sillonnant le Québec depuis 2004 présentée dans ce rapport brosse un portrait troublant qui requiert une attention sérieuse. Le nombre d'incidents pipeliniers susceptibles de menacer la santé environnementale et la sécurité des communautés québécoises est en hausse, et l'oléoduc Trans-Nord est grandement responsable de cette situation.

En dépit des garanties fournies par l'industrie pipelinière et les gouvernements, et malgré les beaux discours et la réglementation en vigueur, pourquoi les déversements et les incidents pipeliniers continuent-ils de se produire? La réponse semble trouver ses racines dans deux faits pour le moins inquiétants. D'une part, les affirmations concernant les systèmes de sécurité de « classe mondiale » et les techniques « de pointe » ne sont guère plus que de futiles slogans publicitaires. D'autre part, l'application laxiste des lois et des règlements fédéraux et provinciaux fait en sorte que les oléoducs continuent de représenter un risque inacceptable pour le Québec et les autres territoires. Ce constat souligne l'urgent besoin de s'affranchir du pétrole et d'adopter des mesures plus sévères afin de se protéger des incidents et des déversements pipeliniers durant la période de transition vers un avenir plus propre sur le plan énergétique.

INTRODUCTION

Un certain nombre de pipelines transportant des carburants fossiles sillonnent le Canada — traversant ses villes, ses villages, ses fermes et ses plans d'eau. Ces pipelines transportent du pétrole sous différentes formes, ou encore du gaz naturel et ses produits associés. Le présent rapport se concentre sur les antécédents en matière de sécurité des oléoducs de longue distance, également appelés oléoducs de transport, qui transportent du pétrole au Canada. Quatre oléoducs sillonnent le Québec : deux transportent des produits pétroliers raffinés (essence, diésel, carburéacteur, etc.), et deux autres transportent du pétrole brut vers des raffineries :

- Le pipeline Ontario-Québec de Pipelines Trans-Nord inc.**
 Appelé « oléoduc Trans-Nord » dans le présent rapport, soit le nom sous lequel il est connu au Québec, cet oléoduc transporte des produits pétroliers raffinés de Montréal à l'Ontario qui sont destinés aux véhicules et au transport aérien, de même qu'un peu de mazout de chauffage.¹
- Canalisation 9 d'Enbridge**
 La canalisation 9 d'Enbridge transporte du pétrole brut de l'Ouest canadien et du pétrole brut du Midwest des États-Unis² vers Montréal. Elle prend naissance dans un réseau situé en Ontario qui est alimenté par d'autres canalisations en provenance de l'ouest.
- L'oléoduc Portland-Montréal de Pipe-lines Portland Montréal**
 L'oléoduc Portland-Montréal transporte du pétrole brut vers Montréal à partir de Portland, au Maine, où du pétrole brut provenant surtout de sources outre-mer est livré par pétroliers. Au cours des dernières années, toutefois, de très faibles volumes de pétrole brut ont circulé dans cette canalisation.
- L'oléoduc Saint-Laurent de Valero**
 L'oléoduc Saint-Laurent achemine des produits pétroliers raffinés en provenance de la raffinerie Jean Gaulin de Valero à Lévis vers un terminal de distribution situé à Montréal-Est³.

Les trois premiers oléoducs mentionnés ci-dessus traversent des frontières provinciales, internationales ou les deux, et sont régis par l'Office national de l'énergie (ONÉ). Cependant, la totalité du trajet de l'oléoduc Saint-Laurent est en territoire québécois.⁴ La carte présentée à la **Figure 1** ci-dessous montre le trajet de ces quatre oléoducs au Québec.⁵

1 National Energy Board, "Provincial and Territorial Energy Profiles – Quebec", undated. Available at <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-eng.html#s2>. Trans-Northern also owns a pipeline in Alberta, which is why they refer to the pipeline that runs through Québec and Ontario as the "Ontario-Québec pipeline" (Trans-Northern Pipelines Inc. "Our Pipelines", Undated. Available at: <http://tnpi.ca/our-pipelines/>).

2 National Energy Board, "Provincial and Territorial Energy Profiles – Quebec", undated. Available at <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-eng.html#s2>.

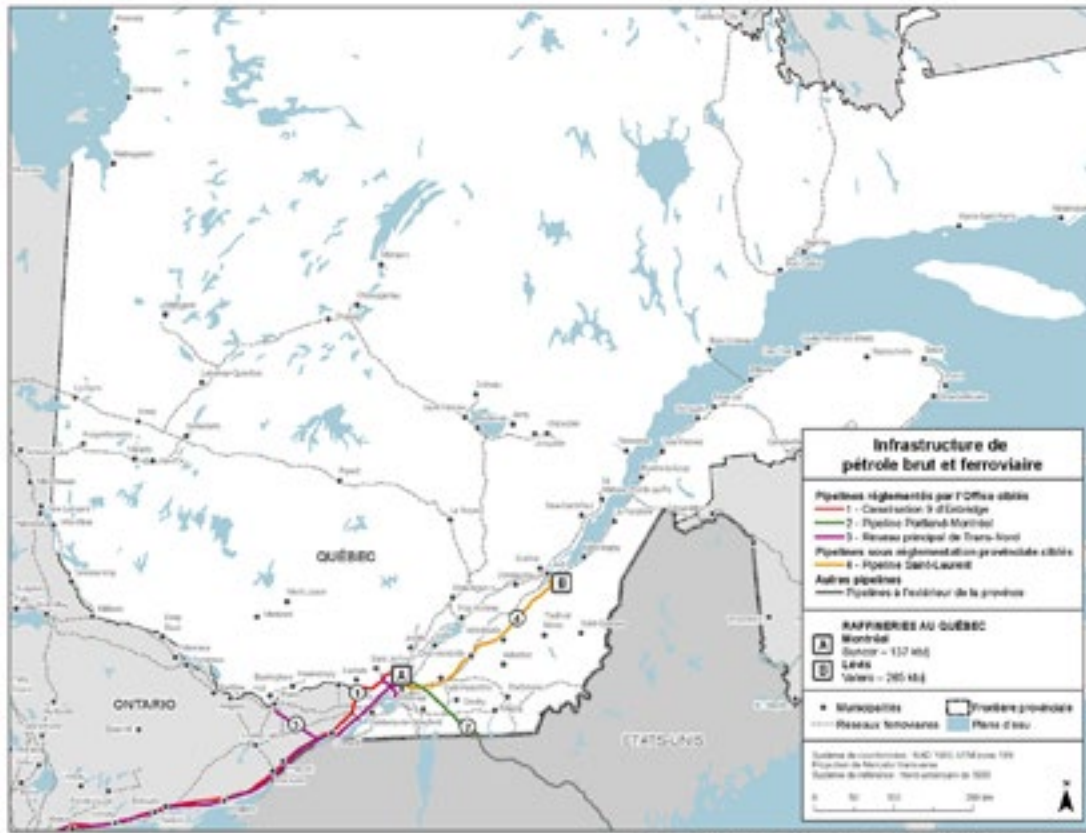
3 *Ibid.*

4 Principally, these include the Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC), the Ministère de la Sécurité publique, the Régie du bâtiment du Québec (RBQ) and the Ministère de la Justice.

5 National Energy Board, National Energy Board, "Provincial and Territorial Energy Profiles – Quebec", web-page last modified January 4, 2018. Figure 3, Crude Oil Infrastructure Map. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/pdf/mp-qc-l-eng.pdf>.

FIGURE 1

Carte des quatre oléoducs qui sillonnent le territoire québécois (et infrastructures associées)



L'objectif du présent rapport consiste à déterminer dans quelle mesure le pétrole est acheminé de manière sécuritaire — ou non — par les oléoducs au Québec. Bien que le gouvernement vante ses systèmes de « classe mondiale » qui assurent la sécurité des oléoducs⁶ et que l'industrie affirme recourir à des équipements et à des pratiques « de pointe »,⁷ notre examen de la performance des oléoducs au Québec, qui se fonde sur les données compilées par les organismes gouvernementaux, révèle le caractère spécieux de ces belles paroles. Les faits soulignent la nécessité d'apporter des améliorations substantielles et sérieuses. Au Québec, cette situation doit être résolue sans tarder, car en matière de sécurité pipelinrière, les choses s'enveniment plutôt que de s'améliorer.

En effet, un regard rapide aux données sur les déversements et les autres incidents pipeliniers (canalisation exposée, défaillance des valves et des autres équipements, incendie, etc.) compilées par l'ONÉ montre qu'au Québec les problèmes affectant la sécurité pipelinrière sont non pas de moins en moins fréquents, mais bien *de plus en plus* fréquents! Fait alarmant, **55 % des incidents pipeliniers enregistrés au Québec depuis 2008 sont survenus en 2017**,⁸ comme

55 % des incidents pipeliniers enregistrés au Québec depuis 2008 sont survenus en 2017

6 See e.g., "Safety and Security of Energy Pipelines in Canada: A Report to Ministers", energy and Mines Ministers' Conference, Sudbury, Ontario, August 2014, page 6 includes a one-page highlighted box titled "Canada's World Class Pipeline Safety". Available at: https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/www/pdf/publications/emmc/14-0177_Pipeline%20Safety_e.pdf.

7 See e.g., Trans-Northern Pipelines Inc., "Our Commitment", undated, describing "state of the art" equipment used to monitor their pipelines. Available at <http://tnpi.ca/our-commitment/>.

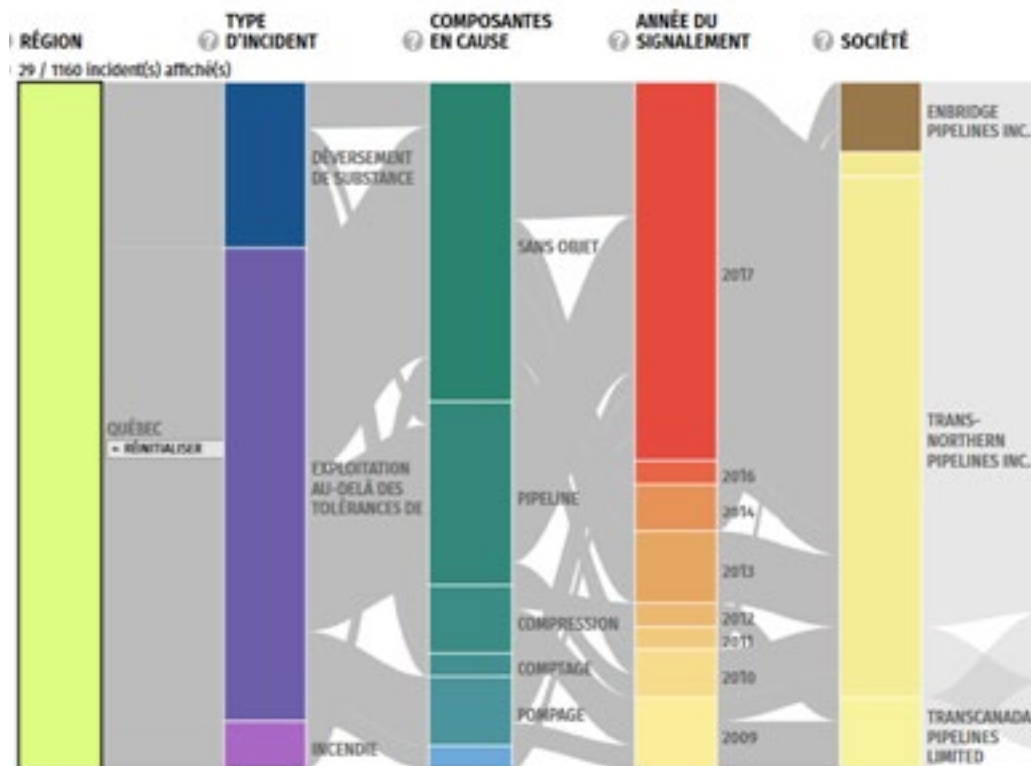
8 Office national de l'énergie. "Incidents impliquant des installations et des pipelines réglementés par l'office." Undated. Available at: <https://apps2.neb-one.gc.ca/incidents-pipeliniers/>. It must be underscored that, as explained below in this report, the NEB data captures only some of the many pipeline incidents and spills happening in Canada, so the data here does not represent all incidents.

l'indique la colonne rouge vif à la **Figure 2**. Alors que cette dernière figure tient compte des oléoducs et des gazoducs, il convient de souligner que 86 % de ces incidents concernent les oléoducs.

Comme le montrent les données de l'ONÉ couvrant la période 2008-2017,⁹ le Québec enregistre actuellement une proportion nettement plus importante d'incidents pipeliniers par rapport aux années antérieures en comparaison des autres provinces. La Colombie-Britannique arrive en deuxième place quant à la proportion d'incidents survenus en 2017 par rapport aux années précédentes, soit 23,5 %, les autres provinces présentant des proportions moindres pour l'année 2017. Le Québec est également la province présentant la plus grande proportion d'enquêtes non conclues à la suite d'un incident, soit 31 %.

FIGURE 2

Aperçu des incidents pipeliniers enregistrés au Québec selon les données de l'ONÉ¹⁰



Cette situation est grandement imputable aux nombreux incidents survenus récemment sur l'oléoduc Trans-Nord pour lesquels les enquêtes ne sont pas encore terminées. En comparaison, cette proportion est de 14 % en Colombie-Britannique, et est encore moindre dans les autres provinces.¹¹

En revenant à la **Figure 2**, qui comporte des données sur 25 incidents d'oléoducs de même que sur 4 incidents de gazoducs, nous constatons encore que les incidents impliquant une « exploitation au-delà des tolérances de fabrication » sont plus nombreux que ceux impliquant un « déversement de substance ». Il ne s'agit toutefois aucunement d'une nouvelle réconfortante : selon l'ONÉ, les incidents impliquant une « exploitation au-delà des tolérances de fabrication » comprennent les surpressions, les vibrations au-delà des tolérances

9 Office national de l'énergie. "Les données sur les incidents". 2018-03-31(Données actuelles). Données intégrales. Available for direct download at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/dshbrd/mp/dt/2018-03-31ncdntcmprhnsv-fra.csv>.
 10 " Office national de l'énergie. Incidents impliquant des installations et des pipelines réglementés par l'office." Undated. Available at: <https://apps2.neb-one.gc.ca/incidents-pipelinierv/>.
 11 Ibid.

de fabrication, les mouvements de pente entraînant un mouvement du pipeline au-delà des tolérances de fabrication, les canalisations exposées dans les cours d'eau, et l'introduction d'un produit inapproprié dans le pipeline¹². En outre, la **Figure 2** montre qu'au Québec les canalisations de pipelines subissent un plus grand nombre d'incidents que les stations de pompage (pétrole), de compression (gaz) ou les postes de comptage. Soulignons sur ce plan que l'ONÉ ne précise pas la composante en cause pour bon nombre d'incidents, ces derniers portant la mention « sans objet ».

Il est important de noter que le précédent aperçu des statistiques sur la sécurité pipelinière au Québec a été obtenu exclusivement à partir de l'ensemble de données de l'ONÉ. Comme cela sera expliqué ci-dessous, le Bureau de la sécurité des transports (BST), un organisme fédéral, compile un ensemble de données semblable qui, à l'occasion, fait état d'incidents qui n'apparaissent pas dans celui de l'ONÉ. L'analyse des oléoducs sillonnant le Québec menée dans le présent rapport repose sur les ensembles de données de ces deux organismes — sauf dans le cas de l'oléoduc Saint-Laurent, qui est assujéti à l'autorité provinciale.

La hausse du nombre d'incidents pipeliniers au Québec enregistrée en 2017, qui est illustrée à la **Figure 2** par la colonne rouge vif, est presque *entièrement* attribuable à un seul oléoduc : Trans-Nord. Il serait toutefois erroné de supposer que la hausse du nombre d'incidents enregistrée au Québec est le fait du comportement exceptionnellement irresponsable d'une seule entreprise et que malgré cette tendance, la sécurité pipelinière s'améliore dans son ensemble. Le Québec n'est pas la seule province à enregistrer une hausse de ce genre d'incidents : depuis 2008, c'est en 2017 que la Colombie-Britannique a enregistré le plus grand nombre d'incidents. L'Ontario a connu plus d'incidents en 2016 et en 2017 que n'importe quelle autre année depuis 2008, et depuis 2012, c'est également en 2017 que l'Alberta a enregistré le plus grand nombre d'incidents. Les incidents sur des oléoducs sont également en croissance dans l'ensemble du Canada : les données de l'ONÉ démontrent qu'en 2017 seulement, il y a eu 173 incidents sur des oléoducs à travers le pays – une croissance importante de 122 incidents par rapport à 2016. (Pour plus de détails, consultez les graphiques par province présentés à l'**Annexe A**).

Le Québec n'est pas la seule province à enregistrer une hausse de ce genre d'incidents : depuis 2008, c'est en 2017 que la Colombie-Britannique a enregistré le plus grand nombre d'incidents. L'Ontario a connu plus d'incidents en 2016 et en 2017 que n'importe quelle autre année depuis 2008, et depuis 2012, c'est également en 2017 que l'Alberta a enregistré le plus grand nombre d'incidents.

12 National Energy Board, "Safety Performance Portal – Glossary of Terms". Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/dshbrd/mp/glssr-eng.html>.

SUIVI DES PROBLÈMES PIPELINIERS : ORGANISMES ET DONNÉES

Afin de protéger la population des déversements et des autres incidents pipeliniers, il est d'abord fondamental d'obtenir des bilans rigoureux et fiables. Dans le présent rapport, le terme « incident » sera employé pour désigner les déversements et les autres types d'incidents rapportés par les organismes de régulation, ce qui comprend l'exploitation des pipelines « au-delà des tolérances de fabrication » (une expression qui englobe les cas de surpression et plusieurs autres situations problématiques, comme cela sera expliqué plus en détail ci-dessous), les incendies, les explosions et les dommages occasionnés par des tiers.

Si les déversements et les autres incidents pipeliniers ne sont pas déclarés de manière diligente, exacte et rigoureuse, il est impossible de réagir adéquatement afin d'organiser les interventions d'urgence ou de planifier des mesures permettant d'assurer la sécurité des pipelines à long terme. Il s'agit là d'un fait simple, mais capital. Bien que la déclaration des incidents aux fins de compilation des données se distingue de leur signalement en temps réel afin de déclencher les interventions d'urgence, l'exactitude et la fiabilité du processus de consignation des incidents demeurent extrêmement importantes. Si les incidents ne sont pas déclarés de façon exacte, comment les gouvernements peuvent-ils effectuer un suivi efficace des pipelines qui sont sous leur autorité? Si les bilans en matière de sécurité pipelinrière ne sont pas établis de façon rigoureuse, comment les entreprises pipelinrières peuvent-elles prétendre suivre et « améliorer de manière constante » la performance de leurs pipelines?

Selon la collectivité publique en cause, un ou plusieurs organismes peuvent avoir la responsabilité d'effectuer le bilan de la performance, de la conformité et des infractions des pipelines qui la sillonnent. Or, les règles entourant la manière de déclarer et de compiler les incidents peuvent différer d'un organisme à l'autre. Comme le souligne un rapport sur la sûreté et la sécurité des pipelines préparé pour la Conférence des ministres de l'Énergie et des Mines de 2014, la définition du terme « incident » diffère d'un organisme à l'autre à travers le Canada — même parmi les organismes fédéraux —, et « comme cette définition varie d'une administration à l'autre, il en est de même pour la façon de définir l'envergure et la portée, et la rapidité des interventions »¹³. La présente section de ce rapport fournit des détails essentiels quant aux différences et aux similitudes des diers ensembles de données faisant le bilan des incidents pipeliniers au Québec.

Au Canada, la sécurité des pipelines d'un suivi principalement assuré par deux concerne les pipelines dont le trajet frontières d'une province, ce sont des la responsabilité de régler leur Saint-Laurent, les organismes ministère du Développement durable, contre les changements climatiques publique, la Régie du bâtiment du Québec

Une divergence entre les sources de données rend difficile l'obtention d'un bilan exact de la sécurité des pipelines

assujettis à l'autorité fédérale fait l'objet organismes : l'ONÉ et le BST. En ce qui demeure entièrement à l'intérieur des organismes de cette province qui ont sécurité. Ainsi, dans le cas de l'oléoduc principalement concernés sont le de l'Environnement et de la Lutte (MDDELCC), le ministère de la Sécurité (RBQ) et le ministère de la Justice.

Pour mieux comprendre comment les ministères et les organismes gouvernementaux compilent des données afin d'effectuer le suivi de la performance des oléoducs tels que ceux qui sillonnent le Québec, nous présentons un aperçu des ensembles de données compilées par les gouvernements fédéral et québécois.

¹³ Energy and Mines Ministers' Conference, *Safety and Security of Energy Pipelines in Canada: A Report to Ministers* (Sudbury, Ontario). August 2014. Page 13. Available at: https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/www/pdf/publications/emmc/14-0177_Pipeline%20Safety_fr.pdf.

Rappelons que bien que les organismes dont le mandat est de compiler et de rapporter ces données se penchent autant sur les pipelines transportant du pétrole, du gaz naturel et d'autres liquides associés, le présent rapport se concentre sur la sécurité des oléoducs. Par ailleurs, sauf à de rares exceptions, les statistiques citées dans le présent rapport ne portent que sur les oléoducs.

Il existe un certain nombre de différences selon les juridictions quant à la manière dont les déversements et les autres incidents pipeliniers sont rapportés aux organismes publics. On retrouve d'importantes différences même au sein de la réglementation fédérale, ce qui peut poser problème lorsque vient le temps d'obtenir un portrait complet et limpide de la sécurité pipelinrière, quel que soit le pipeline considéré. Par exemple, l'une des principales différences se situe sur le plan de la période considérée : alors que les données publiées en ligne par l'ONÉ fournissent de l'information sur les incidents survenus à partir de janvier 2008, les données publiées par le BST, également accessibles en ligne, commencent au 1^{er} janvier 2004. Ces ensembles de données sont également mis à jour selon des calendriers distincts, l'ONÉ procédant à la mise à jour de ses données tous les trois mois, et le BST, à une fréquence moindre. Les règles de l'ONÉ et du BST s'appliquant à la déclaration des déversements survenus avant 2014 diffèrent sur le plan des volumes minimaux de signalement. Les détails quant aux différences sur le plan des périodes considérées et des règles de déclaration sont indiqués dans les profils des deux ensembles de données fédéraux ci-dessous.

Données de l'ONÉ se rapportant aux déversements pipeliniers

L'ONÉ publie en ligne des informations tirées de sa base de données interne sur les incidents et les accidents signalés par les entreprises pipelinrières.¹⁴ Depuis janvier 2015, ces entreprises doivent déclarer les incidents par l'entremise d'un « système de signalement d'événement en ligne » qui leur permet d'entrer de l'information directement dans la base de données interne de l'ONÉ.¹⁵ (Avant le 1^{er} janvier 2015, les incidents étaient rapportés à l'ONÉ par téléphone.) Les données rendues publiques par l'ONÉ incluent les incidents à déclaration obligatoire en vertu du Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres (RPT)¹⁶ et du Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement (RUT), tous deux promulgués par la Loi sur l'Office national de l'énergie.¹⁷ Ces deux règlements définissent le terme « incident » de manières semblables; il est donc suffisant de consulter la définition fournie par le RPT telle qu'elle apparaît dans le document de l'ONÉ intitulé *Données sur les incidents : méthodologie*.¹⁸ Ce dernier document indique que selon la définition qu'en donne le RPT, un « incident » fait référence à un événement qui entraîne :

- a. le décès d'une personne ou une blessure grave;
- b. un effet négatif important sur l'environnement;
- c. un incendie ou une explosion non intentionnels;
- d. un rejet d'hydrocarbures à basse pression de vapeur (BPV) non confiné ou non intentionnel de plus de 1,5 m³;
- e. un rejet de gaz ou d'hydrocarbures à haute pression de vapeur (HPV) non intentionnel ou non contrôlé;

14 Office national de l'énergie. "Les données sur les incidents". Current and past datasets available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/dshbrd/mp/dt-fra.html>.

15 National Energy Board, "Incident Data: Methodology". Undated. Page 3. Available at https://apps2.neb-one.gc.ca/pipeline-incidents/data/Incident%20Data%20Methodology_EN.pdf.

16 Government of Canada. National Energy Board Onshore Pipeline Regulations, SOR/99-294. Available at: <http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/SOR-99-294.pdf>.

17 Government of Canada. National Energy Board Processing Plant Regulations, SOR/2003-39. Available at: <http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/SOR-2003-39.pdf>.

18 National Energy Board, "Incident Data: Methodology". Undated. Page 2. Available at https://apps2.neb-one.gc.ca/pipeline-incidents/data/Incident%20Data%20Methodology_EN.pdf. This document provides descriptions of many but not all of the fields in its publicly available spreadsheet of incident data.

- f. l'exploitation d'un pipeline au-delà de ses tolérances de conception déterminées selon les normes CSA Z662 ou CSA Z276 ou au-delà des limites d'exploitation imposées par l'Office.

Les hydrocarbures à basse pression de vapeur dont il est question à l'article ci-dessus comprennent le pétrole brut et certains produits pétroliers raffinés. De leur côté, les hydrocarbures à haute pression de vapeur comprennent le propane, le butane et les autres alcanes entrant dans la composition du gaz naturel liquide (ex. : éthane, pentane), mais dans certains cas, cette catégorie peut également comprendre le pétrole brut.¹⁹

Période considérée

L'ensemble de données de l'ONÉ englobe les incidents qui ont été rapportés depuis janvier 2008. L'ONÉ affirme que son ensemble de données est mis à jour tous les trois mois.²⁰ L'analyse de ce rapport est basée sur les données de l'ONÉ jusqu'en décembre 2017, mais les données actuellement disponibles ne vont pas au-delà de décembre 2017. Les données sont organisées selon la date à laquelle l'entreprise a signalé les incidents à l'ONÉ, mais les dates de leur découverte (détection) et de leur apparition sont également indiquées lorsqu'elles sont connues. Cette dernière information est essentielle afin de connaître le temps écoulé entre le moment de l'apparition, de la détection et de la déclaration d'un incident. Par exemple, elle révèle l'existence de décalages fréquents et parfois très longs dans le cas de l'oléoduc Trans-Nord (cet aspect est abordé à la section C du présent rapport).

Volumes minimaux de signalement

Le volume minimal à partir duquel un déversement doit être déclaré en vertu de la réglementation de l'ONÉ est indiqué à l'article « Définitions » du RPT. Plus précisément, le règlement en vigueur exige de déclarer tout déversement d'hydrocarbure à basse pression de vapeur dont le volume excède 1,5 m³. Ce seuil de 1,5 m³ a été instauré il y a plusieurs années. La première version du RPT accessible en ligne en fait mention — celle-ci étant entrée en vigueur en mars 2006 —, tout comme le rapport *A Comparative Analysis of Pipeline Safety Performance 2000-2002* publié en janvier 2004. Il est donc prudent d'affirmer que le seuil de 1,5 m³ est utilisé depuis au moins 18 ans par l'ONÉ dans le cadre de son mandat lié à la déclaration des déversements.

Données du BST se rapportant aux déversements pipeliniers

Le BST publie en ligne « certaines données concernant les accidents et les incidents à signaler contenues dans sa base de données sur les événements de pipeline afin que l'industrie et le public puissent s'en servir pour promouvoir la sécurité des transports ». ²¹ Le BST prévient toutefois que les données les plus vieilles accessibles en ligne sont les moins susceptibles de changer, car les données les plus récentes peuvent provenir d'enquêtes encore en cours. Par ailleurs, « puisque de nombreux événements ne font pas l'objet d'enquêtes officielles [...] les renseignements consignés sur certains événements n'ont pas nécessairement été vérifiés ». ²² Le BST fournit en outre un « dictionnaire de données » qui décrit les principaux champs de sa base de données publique. ²³

Bien que les cas dans lesquels le BST et l'ONÉ exigent de déclarer les incidents pipeliniers soient les mêmes, les descriptions qu'en offre le BST sont plus détaillées. Comme l'indique le paragraphe 4(1) du Règlement

19 CBC, "Pipeline safety incident glossary". Undated. Available at <http://www.cbc.ca/news2/interactives/pipeline-incidents/glossary.html>.

20 National Energy Board, "Incidents at NEB-regulated pipelines and facilities". Undated. Available at: <https://apps2.neb-one.gc.ca/pipeline-incidents/>.

21 Transportation Safety Board, "Pipeline Data: Pipeline occurrence data from January 2004". Available at: <http://www.tsb.gc.ca/eng/stats/pipeline/index-ff.asp>.

22 *Ibid.*

23 Transportation Safety Board, "Data Dictionary - Pipeline occurrence data from January 2004". Undated. Available at: <http://www.tsb.gc.ca/eng/stats/pipeline/csv/dd-20170418.asp>.

sur le Bureau de la sécurité des transports,²⁴ une entreprise doit déclarer un incident dans les cas suivants :

- a. une personne subit une blessure grave ou décède;
- b. l'exploitation en toute sécurité du pipeline est compromise du fait que le pipeline a subi, selon le cas :
 - des dommages après avoir été heurté par un autre objet,
 - un incendie ou une explosion, ou une inflammation non attribuable aux conditions normales d'exploitation;
- c. un événement ou une défektivité opérationnelle entraîne, selon le cas :
 - le rejet non intentionnel ou non maîtrisé de gaz,
 - le rejet non intentionnel ou non maîtrisé d'hydrocarbures à HPV,
 - le rejet non intentionnel ou non confiné d'hydrocarbures à BPV excédant 1,5 m³,
 - le rejet non intentionnel ou non maîtrisé d'un produit autre que du gaz, des hydrocarbures à HPV ou des hydrocarbures à BPV;
- d. un produit est rejeté à partir du corps de la canalisation principale;
- e. le pipeline est exploité au-delà des limites de calcul ou de toute restriction d'exploitation établie par l'Office national de l'énergie;
- f. le pipeline limite l'exploitation en toute sécurité de tout mode de transport;
- g. une activité non autorisée est effectuée par un tiers dans la zone de sécurité et compromet l'exploitation en toute sécurité du pipeline;
- h. une activité géotechnique, hydraulique ou environnementale se produit et compromet l'exploitation en toute sécurité du pipeline;
- i. l'exploitation d'une partie du pipeline est interrompue en raison d'une situation ou d'une condition qui compromet la sécurité des personnes, des biens ou de l'environnement;
- j. il s'est produit un incendie ou une explosion non intentionnel qui compromet la sécurité des personnes, des biens ou de l'environnement.

Période considérée

L'ensemble de données du BST englobe les incidents survenus depuis janvier 2004. Le BST mentionne que cet ensemble de données est mis à jour « le 15^e jour de chaque mois ou peu de temps après », ²⁵ mais les données actuellement disponibles ne vont pas au-delà d'août 2017. Les données de l'ONÉ portent donc sur une période un peu plus récente. Contrairement à celles de l'ONÉ, les données du BST sont uniquement organisées selon la date à laquelle les incidents sont survenus; les dates de leur détection et de leur déclaration ne sont pas indiquées.

Volumes minimaux de signalement

Avant le 1^{er} juillet 2014, les règlements du BST en matière de déclaration des incidents pipeliniers ne spécifiaient aucun volume minimum au-delà duquel un incident devait être rapporté. Les règlements du BST antérieurs à cette date indiquent qu'un « incident de productoduc à déclarer » est un « [i]ncident résultant directement de l'utilisation d'un productoduc au cours duquel [...] il se produit un déversement ou une fuite non circonscrits et

24 Government of Canada, Transportation Safety Board Regulations, SOR/2014-37. Available at: <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2014-37/page-3.html#h-6>.

25 Transportation Safety Board, "Pipeline occurrence data from January 2004". Available at: <http://www.bst-tsb.gc.ca/eng/stats/pipeline/index-ff.asp>.

non maîtrisés d'un produit [...]».²⁶ En juillet 2014, le BST a cependant mis en place de nouveaux règlements faisant passer de zéro (c.-à-d. absence de seuil minimal) à 1,5 m³ le volume minimum de signalement²⁷ afin qu'il corresponde au seuil appliqué par l'ONÉ dans son ensemble de données.

Autres différences entre les ensembles de données de l'ONÉ et du BST quant à la déclaration d'incidents pipeliniers

Outre les différences mentionnées précédemment sur le plan de la période considérée et des volumes minimaux de signalement entre les ensembles de données de l'ONÉ et du BST, ceux-ci ne concordent pas toujours, ce qui est plutôt troublant. Souvent, un incident rapporté dans l'un de ces ensembles de données n'apparaît pas dans l'autre, sans que la cause de cette incohérence soit clarifiée. Par exemple, certains déversements et incendies apparaissant dans l'un de ces ensembles de données n'apparaissent pas dans l'autre, même lorsque les différences de ces deux systèmes de déclaration sont prises en compte.

Données sur les déversements survenus au Québec consignés dans le Registre des interventions d'Urgence-Environnement

Au Québec, le Règlement sur les matières dangereuses, qui est mis en œuvre par le MDDELCC en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement,²⁸ exige que chaque entreprise ou personne qui cause, déverse ou rejette accidentellement une substance dangereuse dans l'environnement déclare cet incident au MDDELCC. Ce ministère tient un registre public en ligne, le Registre des interventions d'Urgence-Environnement,²⁹ qui rassemble de l'information sur les déversements et les rejets de tout liquide, produit chimique ou matière (ex. : solides, poussières) susceptible de représenter un danger — pas seulement de pétrole.

Toutefois, ce registre contient uniquement des informations sur les déversements et les rejets dangereux ayant nécessité l'intervention sur le terrain d'Urgence-Environnement, un service rattaché au MDDELCC qui offre un soutien technique aux municipalités lors des réponses aux urgences environnementales. En conséquence, le registre ne contient pas nécessairement d'information sur tous les déversements.

L'absence d'intervention d'Urgence-Environnement lors d'un déversement de carburéacteur à partir de l'oléoduc Trans-Nord survenu le 14 juillet 2010 à Montréal explique peut-être pourquoi cet incident n'apparaît pas au registre alors qu'il est consigné dans les ensembles de données de l'ONÉ et du BST. Alors qu'aucun de ces ensembles de données ne rapporte le volume de ce déversement, il faut néanmoins souligner que le registre québécois tient compte des déversements même lorsque les volumes en jeu sont inconnus ou très faibles (même de l'ordre d'un à trois litres). L'absence de mention à ce déversement de carburéacteur ne peut donc pas être justifiée par son éventuelle faible ampleur.

Comme l'a déjà fait remarquer un journaliste,³⁰ le Registre des interventions d'Urgence-Environnement n'est pas particulièrement facile à utiliser. Il est impossible d'interroger l'ensemble des données en lançant une recherche par type d'incident, comme les déversements pipeliniers. De plus, les entreprises ou les autres responsables de déversements ne sont pas mentionnés nommément dans les rapports d'incident du registre. Les noms des entreprises sont seulement mentionnés dans les communiqués de presse auxquels les rapports

26 Government of Canada, Transportation Safety Board Regulations, SOR/92-446. Available at: <http://canlii.ca/t/l93q>. This version of the regulation was replaced by SOR/2014-37.

27 Government of Canada, Transportation Safety Board Regulations, SOR/2014-37. Available at: <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/SOR-2014-37/page-3.html#h-6>.

28 Publications Québec. Q-2, Environment Quality Act. <http://legisquebec.gouv.qc.ca/en/ShowDoc/cs/Q-2>.

29 MDDELCC, Registre des interventions d'Urgence-Environnement. Available at: http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/ministere/urgence_environnement/index.asp.

30 See e.g., Christian Duperron, "Carte interactive : les principaux incidents environnementaux au Québec traités par Urgence-Environnement". March 2, 2014. Available at: https://quebec.huffingtonpost.ca/2014/07/05/carte-interactive-interventions-urgence-environnement_n_4887357.html.

d'incident font parfois allusion. Un autre aspect peu pratique du registre réside dans le fait que les requêtes peuvent être effectuées au sein d'une seule région administrative à la fois, ce qui nécessite de lancer plusieurs requêtes afin de pouvoir fouiller la totalité des données du registre. En outre, les résultats de recherche n'indiquent que la date, la localité et le type d'incident (ex. : déversement de produits pétroliers, incendie, explosion, fuite de gaz, accident routier, véhicule ou équipement doté d'un réservoir d'essence coulé au fond d'un plan ou d'un cours d'eau, etc.). Les mots « pipeline » ou « oléoduc » n'apparaissent pas, même parmi les descripteurs généraux.

Période considérée

Le Registre des interventions d'Urgence-Environnement couvre les incidents survenus depuis le 1^{er} avril 2008. Chaque entrée fournit les informations connues au moment de la diffusion du registre, et aucune mise à jour n'est effectuée, sauf lorsqu'il est indiqué que l'intervention est « en cours ».³¹

Volumes minimaux de signalement

Contrairement aux ensembles de données de l'ONÉ et du BST, le registre ne pose aucune limite minimale de volume pour le signalement des incidents. Toutefois, il ne tient pas compte des déversements impliqués lors des accidents routiers.

31 MDDELCC, Registre des interventions d'Urgence-Environnement. Available at: http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/ministere/urgence_environnement/index.asp.

LES QUATRE OLÉODUCS SILLONNANT LE QUÉBEC ET LEUR BILAN DE SÉCURITÉ

Notes explicatives pour comprendre les informations contenues dans les bilans des pipelines :

1. Élimination des doublons entre les ensembles de données de l'ONÉ et du BST

Comme cela a été expliqué précédemment, les ensembles de données de l'ONÉ et du BST utilisent des méthodes légèrement différentes afin de procéder au suivi des incidents pipeliniers. Considérant les différences structurelles entre ces ensembles de données, la meilleure façon d'obtenir un bilan exhaustif et exact en matière de sécurité pour chaque pipeline règlementé par le gouvernement fédéral consiste à regrouper les données provenant de ces deux sources. Lors de l'analyse de données regroupées, il est évidemment essentiel d'éliminer les doublons (c.-à-d. les incidents apparaissant dans les deux ensembles de données). Or, nous avons porté une extrême attention à cet aspect lors de la présente analyse : les événements apparaissant dans l'ensemble de données de l'ONÉ ont été comparés un à un avec ceux apparaissant dans l'ensemble de données du BST afin de déceler et d'éliminer les doublons. Cette méthode permet d'obtenir un chiffre qui reflète de manière robuste et fiable le nombre total des déversements et des autres incidents³² survenus sur les oléoducs règlementés par le gouvernement fédéral.

Il n'existe aucune double entrée pour l'oléoduc Trans-Nord puisque les déversements et les autres incidents survenus sur cet oléoduc apparaissent seulement dans l'ensemble de données du BST. L'absence d'information sur les déversements et les incidents survenus sur cet oléoduc dans l'ensemble de données de l'ONÉ est due à des différences sur le plan de la période considérée et des critères de signalement.

2. Inclusion des incidents survenus à l'extérieur du Québec

Une partie du trajet de deux des oléoducs sillonnant le Québec — canalisation 9 d'Enbridge et oléoduc Trans-Nord de Pipelines Trans-Nord inc. — passe également par l'Ontario. Ainsi, afin d'obtenir un portrait complet des problèmes affectant la sécurité de ces deux oléoducs, il est essentiel de considérer les données d'incident consignées par ces deux provinces. Conséquemment, les données provenant du Québec et de l'Ontario sont indiquées dans les synthèses pour l'oléoduc Trans-Nord et la canalisation 9 d'Enbridge présentées ci-dessous.

Oléoduc Trans-Nord

L'oléoduc Trans-Nord transporte des produits pétroliers raffinés (essence, diesel, carburéacteur et mazout de chauffage) vers l'ouest, soit de Montréal jusqu'à la région de Toronto, en Ontario.³³ Il appartient à l'entreprise Pipelines Trans-Nord inc., qui est elle-même une propriété de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée (détenue à 69,6 % par ExxonMobil³⁴), Shell Canada Limitée et Suncor Énergie inc.³⁵ Cet oléoduc a une longueur de 850 km, incluant un segment qui transporte du pétrole raffiné vers l'est, soit d'une raffinerie de Nanticoke en Ontario jusqu'à Toronto, de même que vers plusieurs embranchements plus petits.³⁶ (Consultez

32 The meaning of "spills and other incidents", as used in this report, is explained in Section B.

33 National Energy Board, "Provincial and Territorial Energy Profiles – Quebec". Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-eng.html#s2>.

34 Exxon Mobil, "Locations – Canada". Undated. Available at: <http://corporate.exxonmobil.com/en/company/worldwide-operations/locations/canada#About>.

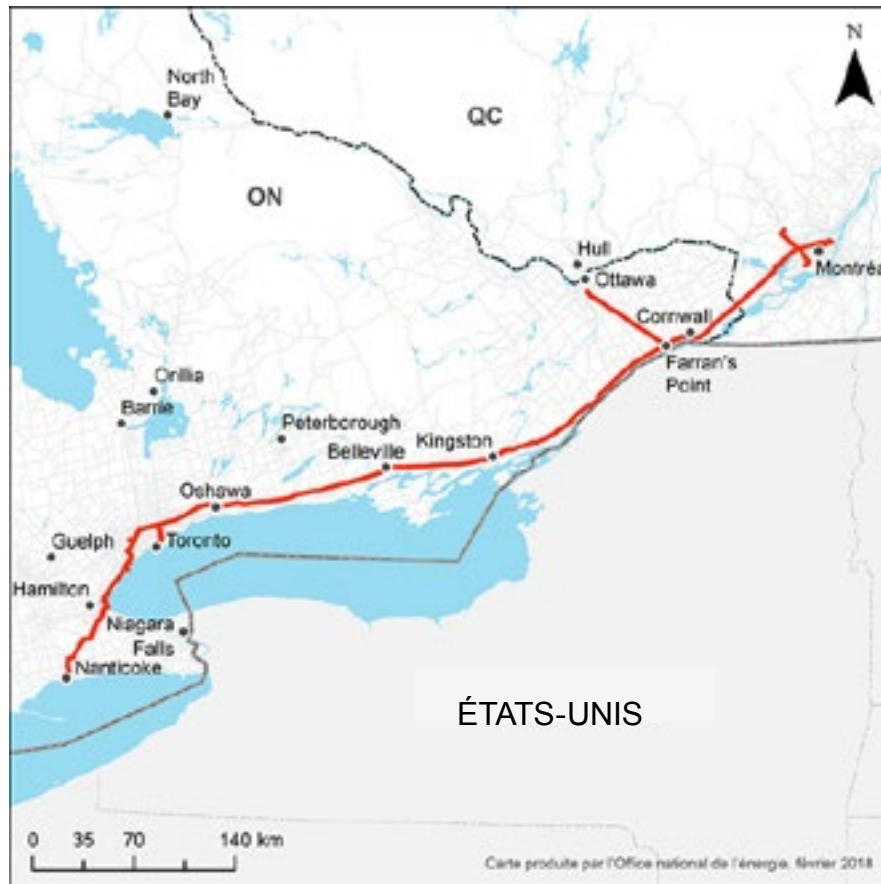
35 Registraire des entreprises du Québec. Entry for "Trans-Northern Pipelines Inc." Available at: https://www.registreentreprises.gouv.qc.ca/ROAnonymeGR/GR/GR03/GR03A2_19A_PIU_RechEnt_PC/PageEtatRens.aspx?T1_JetonStatic=b64330b0-b4e1-416a-8afb-a51ca4363157&T1.CodeService=S00436.

36 National Energy Board, "Pipeline Profiles: Trans-Northern Pipeline". February 2018. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/pplnprtl/pplnprfls/crdl/trnsnrthrn-eng.html>.

la carte du trajet de cet oléoduc à la **Figure 3**.)

FIGURE 3

Carte montrant la totalité du trajet du pipeline Ontario-Québec de Pipelines Trans-Nord inc.³⁷



L'entreprise propriétaire affirme que l'oléoduc Trans-Nord transporte 172 900 barils de produits pétroliers raffinés par jour. Il faut toutefois comprendre que ce chiffre s'applique à l'ensemble de son trajet, et non pas uniquement au segment qui relie Montréal à Toronto.³⁸ L'ONÉ explique que les différents segments de cet oléoduc possèdent des capacités variables.³⁹ Son segment reliant Montréal et Sainte-Rose a un diamètre de 16 pouces; par contre, la plupart de ses autres segments situés au Québec ont moins de 11 pouces de diamètre.⁴⁰

L'oléoduc Trans-Nord a été construit en 1952;⁴¹ en raison de son âge et d'autres facteurs, il a été affecté au fil du temps par un nombre de plus en plus élevé de problèmes sérieux. Dans le profil de l'oléoduc Trans-Nord qu'il présente, l'ONÉ indique qu'il a ordonné à l'entreprise, en octobre 2010, de diminuer la pression d'exploitation de l'ensemble de son réseau à 80 % de sa pression maximale d'exploitation (PME),⁴² « à la suite de plusieurs

37 *Ibid.*

38 Trans-Northern Pipelines Inc. "Our Pipelines". Undated. Available at: <http://tnpi.ca/our-pipelines/>.

39 National Energy Board, "Pipeline Profiles: Trans-Northern Pipeline". February 2018. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/pplnprtl/pplnprfls/crdl/trnsnrthrn-eng.html>.

40 National Energy Board, "Trans-Northern Pipelines Inc. (TNPI) – Amending Safety Order AO-001-SO-T217-03-2010 and TNPI letter dated 21 September 2016". October 24, 2016. Schedules A and B. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/rprts/brdlttrdr/2016/SO-T217-03/so-t217-03-2010-ao-002-eng.pdf>.

41 National Energy Board, "Pipeline Profiles: Trans-Northern Pipeline". February 2018. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/pplnprtl/pplnprfls/crdl/trnsnrthrn-eng.html>.

42 *Ibid.*

incidents et en raison du fait qu'elle n'avait pas su prouver que son programme de gestion de l'intégrité était efficace et à la hauteur ».⁴³

En septembre et en octobre 2016, l'ONÉ a délivré deux ordonnances de sécurité modificatrices. Ces nouvelles ordonnances sont venues remplacer l'ordonnance de sécurité délivrée en 2010 pour imposer une réduction additionnelle de 10 % de la pression sur certains segments de l'oléoduc Trans-Nord situés en Ontario et au Québec, portant ainsi la réduction totale à 70 % de la PME sur des portions étendues de l'oléoduc. Toutefois, certains segments entièrement ou partiellement situés au Québec, dont les doubléments Montréal–Sainte–Rose et Sainte–Rose–Farran's Point, ont été autorisés à maintenir un débit correspondant à 90 % de la PME. Lorsque l'ordonnance de septembre 2016 a été rendue, deux membres de l'ONÉ ont cependant émis une opinion dissidente :

PTNI [c.-à-d. Pipelines Trans-Nord inc.] a eu six ans pour se conformer à de nombreuses ordonnances de sécurité rendues par l'Office, mais elle a négligé de s'y conformer entièrement. Nous doutons qu'une autre ordonnance de sécurité semblable nous garantisse qu'à ce moment-ci les changements nécessaires pour rendre le pipeline aussi sécuritaire que possible seront apportés. Nous convenons avec la majorité que si et quand toutes les mesures décrites dans l'ordonnance de sécurité modificatrice seront mises en place, le réseau pipelinier sera aussi sécuritaire que possible. Cependant, jusqu'à ce que ces mesures de sécurité soient complètement mises en œuvre, nous aurions préféré que le réseau pipelinier soit fermé en attendant, car les contrôles opérationnels actuels de PTNI ne respectent pas les exigences du Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres ou de la norme CSAZ662-15.⁴⁴

Malheureusement, différents problèmes continuent de compromettre la sécurité de l'oléoduc Trans-Nord, et l'ONÉ a indiqué qu'il perdait patience devant l'entreprise, notamment parce que celle-ci avait omis de déclarer des événements de surpression. Le 8 septembre 2017, l'ONÉ a affirmé que « ces incidents préoccupent grandement l'Office, particulièrement la gestion de PTNI de son réseau de pipelines ».⁴⁵ L'ONÉ a par ailleurs indiqué qu'elle examinait la possibilité d'entreprendre d'autres mesures, « y compris des mesures d'applications ».

En plus de ces problèmes de surpression, une canalisation exposée passant au-dessus d'un ruisseau qui s'écoule vers la rivière des Outaouais en amont des prises d'eau potable de Montréal a grandement préoccupé la population locale.⁴⁶ Alors que la canalisation exposée a d'abord été découverte par une propriétaire établie à Saint-Lazare en juin 2016,⁴⁷ ce n'est qu'en octobre 2017 que l'entreprise a fait part de ses plans pour remplacer la canalisation en cause qui traverse le ruisseau Paiement.⁴⁸ Une lettre de Pipelines Trans-Nord inc. datant du 18 septembre 2017 envoyée aux résidents pour les informer de ces travaux affirme que ce remplacement était nécessaire au maintien de l'intégrité de l'oléoduc en raison du fait qu'au fil du temps, l'érosion avait réduit l'épaisseur du revêtement de la canalisation.⁴⁹

43 National Energy Board, "Trans-Northern Pipelines Inc. (TNPI) Integrity Management Program Application to Increase Pressure Pursuant to Safety Order SO-T217-03-2010" August 29, 2013. Page 1. Available at <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/rprts/brdltrrd/2013/SO-T217-006/so-t217-006-eng.pdf>.

44 National Energy Board, Letter Decision, 20 September 2016, Appendix A, Dissent of Member Richmond and Member Ballem, File-OF-Surv-Gen-T217 01. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/rprts/brdltrrd/2016/SO-T217-03/so-t217-006-ao-001-32-eng.pdf>.

45 National Energy Board, September 8, 2017 Letter to Trans-Northern Pipelines Inc, "Over Pressure events on Trans-Northern Pipelines Inc. (TNPI) system". Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/rprts/brdltrrd/2017/SO-T217-03/so-t217-03-2010-2017-2-eng.pdf>.

46 Eric Plouffe and Catherine Kovacs, "Un pipeline en partie hors terre continue d'inquiéter à Saint-Lazare". Radio-Canada. July 5, 2017. Available at : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1043622/pipeline-saint-lazare-boise-continue-inquieter-trans-nord-environnement>.

47 *Ibid.*

48 Alexandre Shields, "Travaux d'urgence sur un pipeline de 1952 dans la région de Montréal". Le Devoir. October 12, 2017. Available at: <https://www.ledevoir.com/societe/environnement/510272/travaux-d-urgence-sur-un-pipeline-de-1952-dans-la-region-de-montreal>.

49 *Ibid.*

Historique des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord

Les faits et les chiffres alarmants derrière les cas décrit ci-dessus évoqués précédemment proviennent d'un examen des données de l'ONÉ et du BST sur les incidents pipeliniers survenus depuis 2008. En combinant les informations contenues dans les ensembles de données de l'ONÉ et du BST, et en prenant soin d'éliminer les doublons, il est possible de constater que **79 incidents pipeliniers ont été rapportés pour l'oléoduc Trans-Nord entre janvier 2004 et décembre 2017** (au Québec et en Ontario). De ces incidents, 10 % ont impliqué des déversements. Les 90 % restants ont impliqué divers incidents, dont des conditions d'exploitation au-delà des tolérances de fabrication, des problèmes avec des valves ou d'autres équipements, ou encore des dommages causés par des tiers. Comme l'indique la Section A du présent rapport, l'expression « exploitation au-delà des tolérances de fabrication » employée par l'ONÉ peut inclure les surpressions, les vibrations au-delà des tolérances de fabrication, les mouvements de pente entraînant un mouvement du pipeline au-delà des tolérances de fabrication, les canalisations exposées dans les cours d'eau, et l'introduction d'un produit inapproprié dans le pipeline.⁵⁰ L'ONÉ explique en outre que « l'exploitation au-delà des tolérances de fabrication est généralement liée à une surpression du produit dans le pipeline; si une conduite a été exposée à une vibration excessive et qu'elle n'a pas été conçue pour cela, cela pourrait être considéré comme une situation d'exploitation au-delà des tolérances de fabrication ».⁵¹

Entre janvier 2004 et décembre 2017, l'oléoduc Trans-Nord a subi un total de 79 incidents

En ce qui concerne les incidents impliquant des déversements, la combinaison des ensembles de données de l'ONÉ et du BST indique que **le volume total des déversements survenus à partir de l'oléoduc Trans-Nord entre janvier 2004 et décembre 2017 est de 148,1 m³**, ce qui équivaut à environ **932 barils**. Ce chiffre est cependant inférieur à la réalité puisque aucun **volume n'est précisé pour quatre des huit déversements survenus à partir de l'oléoduc Trans-Nord**. L'absence de cette information ne peut pas être imputée exclusivement à des différences sur le plan des règles de déclaration des incidents pipeliniers entre l'ONÉ et le BST. En effet, trois des quatre déversements pour lesquels aucun volume n'est précisé apparaissent seulement dans l'ensemble de données du BST, et ceux-ci sont survenus avant que le BST adopte le seuil de 1,5 m³ à titre de volume minimal de signalement.

L'un des déversements pour lesquels aucune information volumique n'a été fournie est survenu le 14 juillet 2010 dans la région de Montréal et impliquait du carburéacteur. L'ONÉ a alors émis plusieurs commentaires inquiétants en regard de ce déversement : « actes non conformes aux normes », « défaut de suivre la procédure, la politique ou la pratique », « mécanisme d'endommagement ou de détérioration », « perte de matériau », « perte de matériau extérieur », « mauvais état du revêtement externe » et « manques de revêtement ».⁵² Un média ayant mené une enquête journalistique a mis la main sur des documents indiquant que l'ONÉ a plus tard estimé qu'environ 1 500 litres de carburéacteur avaient été déversés durant cet incident, mais il n'existe aucun chiffre précis.⁵³ Cet exemple illustre très bien la sous-estimation des volumes déversés au sein des données sur les incidents pipeliniers.

50 National Energy Board, "Safety Performance Portal – Glossary of Terms". Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/dshbrd/mp/glssr-eng.html>.

51 *Ibid.*

52 Office national de l'énergie. "Les données sur les incidents". 2018-03-31 (Données actuelles). Données intégrales. Incident No. INC2010-073. Available for direct download at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/dshbrd/mp/dt/2018-03-31ncdntcmprhnsv-fra.csv>.

53 Jeff Yates, "Un pipeline construit en 1952 qui inquiète". Métro. February 10, 2016. Available (with documents obtained from the NEB concerning this spill) at: <http://journalmetro.com/actualites/national/914986/un-pipeline-construit-en-1952-qui-inquiete/>.

L'ONÉ classe les données qu'elle compile selon différentes catégories décrivant « ce qui s'est passé »⁵⁴ (voir le **Tableau 1** ci-dessous). Cela permet de faire la lumière sur les incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord, mais *seulement* si la signification de chaque catégorie d'incident est examinée plus à fond. **Environ la moitié de tous les incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord depuis 2008 qui ont été rapportés à l'ONÉ sont dus à des « interférences extérieures », mais le libellé de cette catégorie est trompeur.** Il peut suggérer qu'il s'agit d'événements sur lesquels l'entreprise pipelinière n'a aucun contrôle. Mais en réalité, les « interférences extérieures » impliquent diverses situations dont voici quelques exemples : « mécanismes d'endommagement ou de détérioration », « outils, équipement ou matériel défectueux », « préparation ou planification inadéquates », « instructions ou procédés imprécis », et « présence de matières nocives ».⁵⁵ De la même façon, la catégorie libellée « forces de la nature » comprend des situations telles que du lessivage, de l'érosion, de l'affouillement ou une « défaillance géotechnique », qui tombent toutes dans le domaine de responsabilité de l'entreprise. La répartition de l'ensemble des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord selon les causes en jeu est présentée au **Tableau 1**.

TABLEAU 1

Répartition des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord entre 2008 et 2017 selon les différentes catégories employées par l'ONÉ pour décrire « ce qui s'est passé »

Catégorie décrivant « ce qui s'est passé »	Incidents survenus (%)*
« Interférences extérieures »	50
« Erreur d'exploitation »	21
« Forces de la nature »	18
« Défaillance d'équipement »	9
« Corrosion et fissuration »	5
« À déterminer »	14

*Les différentes catégories servant à décrire les causes des incidents ne sont pas mutuellement exclusives. Souvent, plusieurs de ces catégories sont assignées à un même incident.

Les catégories de « causes » employées dans l'ensemble de données de l'ONÉ,⁵⁶ présentées au **Tableau 2** ci-dessous, sont plus utiles pour comprendre les circonstances dans lesquelles les incidents sont survenus sur l'oléoduc Trans-Nord. **La catégorie de « causes » englobant le plus grand nombre d'incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord entre 2008 et 2017 porte le libellé « ingénierie et planification » : près de 70 % de tous les incidents sont réputés avoir été causés en partie par des problèmes d'ingénierie et de planification.** La catégorie « forces de la nature ou environnement » n'englobe quant à elle que 5 % de tous les incidents. Les autres catégories, ainsi que le nombre relatif d'incidents leur étant associés, sont également présentées dans le tableau ci-dessous.

54 Column R in the NEB dataset. *Supra* note 9. Please note that in order to see Column R and other lettered columns referred to in the footnotes which follow, the downloaded NEB data must be converted to Microsoft Excel. See also, the definition of the "What happened" category, in National Energy Board, "Incident Data: Methodology". Undated. Page 5. Available at https://apps2.neb-one.gc.ca/incidents-pipelineiers/data/Incident%20Data%20Methodology_FR.pdf

55 Column Q in the NEB dataset. *Supra* note 9.

56 See Column T in the NEB dataset. *Supra* note 9.

TABLEAU 2

Répartition des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord entre 2008 et 2017 selon les différentes catégories employées par l'ONÉ pour décrire les « causes »

Catégorie décrivant les « causes »	Incidents survenus (%)*
« Ingénierie et planification »	70
« Entretien »	23
« Facteurs humains »	12.5
« Normes et procédures »	9
« Problème de communication »	9
« Outils et équipement »	7
« Forces de la nature ou environnement »	5
« Supervision insuffisante »	2
« Approvisionnement inadéquat »	2
« À déterminer »	14

*Les différentes catégories servant à décrire les causes des incidents ne sont pas mutuellement exclusives. Souvent, plusieurs de ces catégories sont assignées à un même incident.

Comme ce tableau nous permet de le constater, les circonstances dans lesquelles les incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord déclarés à l'ONÉ étaient très rarement hors du contrôle ou de la responsabilité de l'entreprise.

Les informations fournies par le BST quant aux types d'incidents ou d'accidents⁵⁷ sont un peu moins éclairantes puisque plus de la moitié des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord se retrouvent dans la catégorie fourre-tout libellée « autre ». En ce qui concerne le reste des incidents, les données du BST indiquent qu'environ 25 % d'entre eux ont impliqué des mouvements du sol, 14 % des déversements, 7 % des dommages par des tiers, et 2 % des incendies.

En ce qui concerne les composantes pipelinières impliquées dans ces incidents, les deux ensembles de données fédéraux montrent clairement que **la canalisation de l'oléoduc a subi un plus grand nombre d'incidents que n'importe quelles autres composantes, telles que les stations de pompage, les postes de comptage, les valves ou les autres équipements**. Les données de l'ONÉ indiquent que **36 % des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord étaient spécifiquement dus à des problèmes liés au corps de la canalisation. Ce nombre relatif d'incidents est beaucoup plus élevé que les incidents liés aux stations de pompage ou aux postes de comptage (5 %), ou encore aux valves (5 %)**. Malheureusement, les informations divulguées par l'ONÉ se rapportant aux composantes en jeu sont incomplètes : aucune donnée n'est fournie quant aux composantes touchées pour plus de la moitié des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord rapportés dans l'ensemble de données de l'ONÉ.

57 Column "ACC_INC_TYPE" in the TSB dataset. *Supra* note 21.

En revanche, l'ensemble de données du BST fournit toutes les informations quant aux composantes impliquées dans les incidents, ce qui est très utile pour vérifier les données de l'ONÉ. **Selon les données compilées par le BST, 75 % des incidents subis par l'oléoduc Trans-Nord sont survenus sur la canalisation de l'oléoduc plutôt que sur d'autres composantes.** Or, ce dernier chiffre s'accorde avec ceux concernant les incidents liés aux valves et aux autres équipements (14 %) de même qu'aux stations de pompage et aux postes de comptage (11 %).

75 % des incidents subis par l'oléoduc Trans-Nord sont survenus sur la canalisation de l'oléoduc plutôt que sur d'autres composantes

Présentes autant dans l'ensemble de données de l'ONÉ que dans celui du BST, les données précisant la manière dont les déversements et les autres problèmes pipeliniers sont initialement détectés révèlent que la technique de détection automatisée employée par l'industrie y a joué un rôle mineur. Bien que grandement vanté, **le système SCADA (Supervisory**

Control and Data Acquisition) n'a détecté que 39 % ou 49 % des déversements et des incidents liés à l'oléoduc Trans-Nord selon ce qu'indiquent respectivement les données de l'ONÉ et du BST. Ces taux de détection sont plus faibles que pourraient le laisser envisager les affirmations souvent entendues sur le système SCADA et les autres techniques de détection et de suivi automatiques des incidents.⁵⁸

Bien que grandement vanté, le système SCADA n'a détecté que 39 % ou 49 % des déversements et des incidents liés à l'oléoduc Trans-Nord selon ce qu'indiquent respectivement les données de l'ONÉ et du BST

Outre pour le système SCADA, les catégories employées par l'ONÉ et le BST pour décrire la manière dont les incidents sont détectés ne sont pas directement comparables. Néanmoins, les deux ensembles de données montrent que la plupart des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord ont été détectés par des personnes présentes sur le terrain : employés ou entrepreneurs sur le site, inspecteurs, personnes chargées de la surveillance de l'emprise pipelinère, ou citoyens. Le **Tableau 3** résume ces informations.

58 See e.g., Trans-Northern Pipelines Inc., "Our Commitment", undated, describing "state of the art" equipment used to monitor their pipelines. Available at <http://tnpi.ca/our-commitment/>.

TABEAU 3

Méthodes de détection des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord entre 2004 et 2017 selon les ensembles de données de l'ONÉ et du BST

Méthode de détection (les catégories diffèrent d'un ensemble de données à l'autre, sauf pour le système SCADA)	Ensemble de données de l'ONÉ (% d'incidents détectés)	Ensemble de données du BST (% d'incidents détectés)
« SCADA »	39	49
« Système de contrôle » (autre que SCADA)	5	Sans objet
« Employés/entrepreneurs (sur place) »	25	Sans objet
« Employé de pipeline »	Sans objet	26
« Membre du public »	3.5	Sans objet
« Tiers »	Sans objet	14
« Visite de site aux fins d'inspection »	23	Sans objet
« Surveillance de l'emprise »	Sans objet	9
« Autre »	Sans objet	2
« Inconnue »	3.5	Sans objet

Finalement, les données de l'ONÉ⁵⁹ révèlent l'existence de décalages inquiétants et inexcusables entre l'apparition ou la détection et la déclaration des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord.

Considérant tous les types d'incidents (déversements et autres), les données de l'ONÉ indiquent que seul un faible nombre d'incidents (soit 7 sur 56) ont été déclarés⁶⁰ à la même date que leur apparition ou détection.⁶¹

Fait encore plus alarmant, le temps écoulé entre l'apparition ou la détection des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord et leur déclaration va d'un jour à quelques années. Bien qu'il soit possible que l'entreprise commence à remédier aux incidents dès la date de leur découverte — qui ne correspond pas toujours, mais bien souvent, à la date de leur apparition — **la situation devient très problématique lorsque les incidents ne sont déclarés à l'ONÉ que longtemps après leur apparition ou leur découverte. En effet, de tels décalages indus ébranlent la fiabilité et la crédibilité de l'ensemble de données de cet organisme en ce qui concerne la surveillance et la réglementation de la sécurité des oléoducs.** Sur les 56 incidents rapportés dans l'ensemble de données de l'ONÉ⁶² :

...l'existence de décalages inquiétants et inexcusables entre l'apparition ou la détection et la déclaration des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord.

59 Only the NEB data provides the dates of discovery, reporting, and occurrence (although occurrence dates are sometimes missing). The TSB data, by contrast, includes only the date of occurrence.

60 Column C in NEB Incident data. *Supra* note 9. The NEB's "Incident Data: Methodology" document states that "Reported date/year" in its data indicates the date the company reported the incident to the NEB. Page 4 of the document. Available at https://apps2.neb-one.gc.ca/pipeline-incidents/data/Incident%20Data%20Methodology_EN.pdf.

61 Column O for "Occurrence data and time" and Column P for "Discovery date and time" in the NEB incident data. *Supra* note 9.

62 As explained in the Section B of this report, this number does not represent the full number of incidents for Trans-Nord because the NEB dataset does not contain all Trans-Nord incidents. The total, again, across both NEB and TSB datasets, with duplicate events eliminated, is 79 incidents.

- **huit ont été déclarés entre une et trois semaines après leur apparition;**
- **six ont été déclarés entre un et dix mois après leur apparition;**
- **six ont été déclarés entre un et huit ans après leur apparition.**

Également, d'importants décalages ont parfois été observés entre la date de l'apparition et la date de détection des incidents :

- **un incident a été détecté une semaine après son apparition;**
- **cinq incidents ont été détectés entre quatre et dix mois après leur apparition;**
- **neuf incidents ont été détectés entre un et deux ans après leur apparition.**

Il est difficile de croire qu'il puisse exister de bonnes raisons pour expliquer d'aussi longs décalages.

Canalisation 9 d'Enbridge

La canalisation 9 d'Enbridge est un oléoduc qui transporte du pétrole brut de l'Ontario vers le Québec depuis que l'entreprise a inversé la direction de son flux en décembre 2015.⁶³ D'une longueur de 832 km, cet oléoduc prend naissance à Sarnia, en Ontario, où il est alimenté en pétrole brut provenant principalement de l'Ouest canadien⁶⁴ par l'entremise des canalisations 5 et 78 d'Enbridge.⁶⁵ Il termine sa course à Montréal, où le pétrole brut qu'il achemine est raffiné (voir la **Figure 4** ci-dessous). La canalisation 9 achemine 300 000 barils par jour depuis que son débit a été augmenté au même moment où son segment le plus oriental, appelé canalisation 9B, a subi une inversion de son flux.⁶⁶ Bien qu'actuellement cet oléoduc de 30 pouces de diamètre⁶⁷ transporte « principalement du pétrole brut léger », il a également « la capacité de transporter des pétroles bruts plus lourds ».⁶⁸

63 National Energy Board, "Pipeline Profiles: Enbridge Mainline". Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/pplnprtl/pplnprfls/crdl/nbrdgmnl-eng.html>.

64 Line 9 can also deliver crude from the U.S. Bakken region. Enbridge, "Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project". Undated. Available at: <http://www.enbridge.com/ECRAI.aspx>.

65 Enbridge, "Pipeline System Configuration, Q1, 2018". Undated. Available at: <https://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Infographics/ENB%20Mainline%20Pipeline%20System.pdf>; See also: NEB, Enbridge Pipelines Inc. - Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project - OH-002-2013, File OF-Fac-Oil-E101-2012-10 02, Enbridge Response to Marathon Petroleum Trading Canada LLC, Information Request No. 1, at page 2, responding that "Line 5 and Line 6B have the ability to supply crude oil to be transported" by Line 9B. Available at: <https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/open/964924>.

66 National Energy Board, Enbridge Pipelines Inc. - Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project - OH-002-2013. Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/ln9brvrs/indext-eng.html>.

67 Enbridge, "Pipeline System Configuration, Q1, 2018". Undated. Available at: <https://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Infographics/ENB%20Mainline%20Pipeline%20System.pdf>.

68 Enbridge, "Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project". Undated. Available at: <http://www.enbridge.com/ECRAI.aspx>.

FIGURE 4

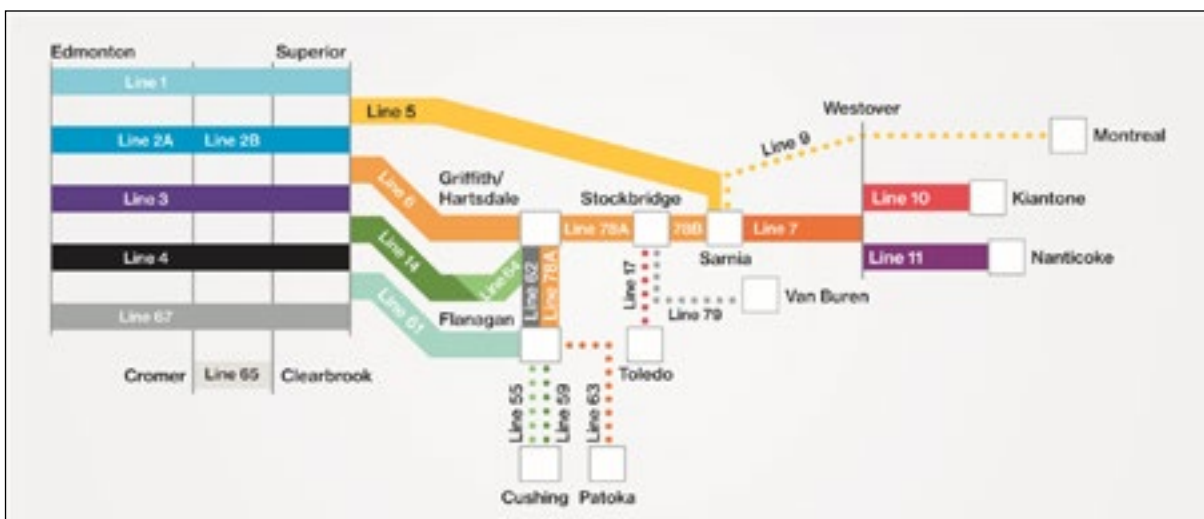
Carte de la canalisation 9 d'Enbridge⁶⁹



La canalisation 9 a plus de 40 ans,⁷⁰ et tant en Ontario qu’au Québec, elle traverse ou jouxte plusieurs plans et cours d’eau et milieux fragiles. Elle franchit notamment la rivière des Outaouais du côté québécois de la frontière entre ces deux provinces. (Voir la **Figure 5** ci-dessous.)

FIGURE 5

Configuration du réseau pipelinier d'Enbridge montrant notamment l’alimentation de la canalisation 9 par les oléoducs canadien et étasunien d'Enbridge⁷¹



69 Enbridge. "Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project". Undated. Available at: <http://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Projects/Line9/Line%209%20Projects%20map%20FINAL%20Dec%2018%202012.pdf?la=en>.

70 Line 9 has been in operation since 1976, approximately 42 years ago. It is not known exactly how much of the current pipeline has been replaced over the years.

71 Enbridge. "Pipeline System Configuration, Q1, 2018". Undated. Available at: <https://www.enbridge.com/~media/Enb/Documents/Infographics/ENB%20Mainline%20Pipeline%20System.pdf>. Note that Line 78A and 78B in this diagram were formerly referred to as "Line 6B", the pipeline that suffered a catastrophic spill into the Kalamazoo River in Michigan in July 2010. Line 6B was renamed after the spill.

Au cours de l'audience de l'ONÉ sur le Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement du débit de la canalisation 9, une analyse technique menée par un ingénieur a indiqué que « la canalisation 9B est située dans une zone impliquant des conséquences importantes ».⁷² En raison de la proximité d'importantes populations de même que de cours d'eau et de milieux humides fragiles, un déversement à partir de cet oléoduc serait désastreux. Une analyse effectuée par le même ingénieur portant sur l'état de l'oléoduc, de même que son comportement à la suite de l'inversion de son flux du remplacement de son contenu par des types de pétroles bruts plus lourds lui a fait dire : « Je dois conclure qu'il existe un risque élevé de rupture de la canalisation 9 » en raison de l'érosion et d'autres problèmes susceptibles d'affecter son intégrité, « et que l'approche de gestion de l'intégrité d'Enbridge, qui repose sur l'inspection interne et d'autres évaluations techniques associées, n'empêchera pas la rupture de se produire sous les conditions d'exploitation qui découleront de la réalisation du Projet ».⁷³

Les autres facteurs de risque relevés dans le cadre de la même analyse technique comprennent un système inadéquat de détection des fuites et des ruptures; des plans et des temps de réponse inadéquats pour les interventions d'urgence lors d'événements susceptibles d'avoir d'importantes conséquences; une confiance excessive de la part de l'entreprise envers les inspections internes et les tests hydrostatiques qu'elle fait subir à sa canalisation; le non-respect des principales recommandations en matière de gestion de l'intégrité faites par le National Transportation Safety Board des États-Unis à la suite de la rupture catastrophique d'un oléoduc d'Enbridge en juillet 2010 au Michigan; de même que des lacunes sur le plan de la culture de sécurité et de gestion de l'entreprise pipelinère.⁷⁴

Bilan des incidents survenus sur la canalisation 9 d'Enbridge

Les inquiétudes mentionnées précédemment quant à la possibilité de ruptures et d'autres problèmes sur la canalisation 9 ont été exprimées avant la réalisation du projet d'inversion de la canalisation 9B et d'augmentation du débit de la canalisation 9 en décembre 2015. Cela dit, un regard sur le bilan général de la canalisation 9 que brosent les données compilées par le gouvernement fédéral n'apaise en rien les inquiétudes quant à la performance future de cet oléoduc.

En combinant les informations contenues dans les ensembles de données de l'ONÉ⁷⁵ et du BST⁷⁶, et en prenant soin d'éliminer les doublons, il est possible de constater que **21 incidents pipeliniers ont été rapportés pour la canalisation 9 d'Enbridge entre janvier 2004 et décembre 2017** (au Québec et en Ontario). De ces incidents, **62 % (soit 13 incidents) ont impliqué des déversements**. Les autres incidents impliquaient des problèmes avec les valves et les autres équipements, des perturbations du milieu environnant (incluant l'exposition de la canalisation dans un plan d'eau) et deux incendies (tous deux au Québec).

Seulement 5 des 21 incidents survenus sur la canalisation 9 sont rapportés dans l'ensemble de données de l'ONÉ alors que 18 le sont dans celui du BST, ce qui est préoccupant. Les données du BST fournissent d'ailleurs une information plus complète quant aux circonstances entourant les incidents sur la canalisation 9, sauf dans le cas de trois incidents qui n'apparaissent que dans l'ensemble de données de l'ONÉ. **Ainsi, en nous basant sur les données du BST, nous constatons que la plupart des incidents sont survenus sur la canalisation de l'oléoduc plutôt que sur ses autres composantes.** Plus en détail,

72 Accufacts Inc. "Report on Pipeline Safety for Enbridge's Line 9B Application to NEB", August 5, 2013. Conclusion 9, page 26. Available at : <https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/92263/790736/890819/956564/956632/981386/C13-6-3 - Attachment B- ACCUFACTS PIPELINE SAFETY REPORT.2013.08.05 - A3J7T4.pdf?nodeid=981150&vernum=1>.

73 *Ibid.*, p. 28.

74 Written Expert Evidence of Ian Goodman and Brigid Rowan on behalf of Équiterre (Coalition), Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project Application, OH-002-2013. August 8, 2013. Pages 12-12. Available at: <https://apps.neb-one.gc.ca/REGDOCS/File/Download/985663>.

75 *Supra* note 9.

76 *Supra* note 21.

sur les 18 incidents rapportés par le BST, 11 sont liés à la canalisation de transport (bien que certains ont impliqué des valves plutôt que la canalisation), 3 seulement aux stations de pompage, et 4 aux terminaux de la canalisation 9 d'Enbridge.

En ce qui concerne les incidents impliquant des déversements, **le volume total rapporté pour les déversements survenus à partir de la canalisation 9 d'Enbridge entre janvier 2004 et décembre 2017 est de 8,8 m³**, ce qui équivaut à environ **55 barils de pétrole brut**. Cependant, ce dernier chiffre sous-estime probablement la réalité puisque des données volumiques ne sont indiquées que pour 3 des 13 déversements rapportés. Or, l'absence de cette information ne peut pas être imputée exclusivement à des différences sur le plan des règles de déclaration des incidents pipeliniers entre l'ONÉ et le BST. En effet, quatre déversements mentionnés dans l'ensemble de données du BST ne comportent aucune information sur le volume déversé (ces déversements n'apparaissent pas dans l'ensemble de données de l'ONÉ parce qu'ils sont survenus avant 2008), mais comme expliqué précédemment, le BST n'avait mis en place aucun volume minimal de signalement avant 2014.

En ce qui concerne les méthodes de détection, la combinaison des ensembles de données de l'ONÉ et du BST indique que **16 des 21 (76 %) incidents survenus sur la canalisation 9 entre 2004 et 2017 ont été découverts par des employés de l'entreprise pipelinère ou des entrepreneurs sur le terrain**. Les fréquentes affirmations de l'industrie pipelinère voulant que ses équipements électroniques « de pointe » permettent de détecter efficacement la plupart des déversements pipeliniers sont une fois de plus contredites par les données sur les pipelines en exploitation. Dans le cas de la canalisation 9, **le système SCADA n'a détecté que 2 des 21 incidents rapportés par les ensembles de données de l'ONÉ et du BST, ce qui est alarmant puisque 13 (62 %) de ces 21 incidents ont impliqué des déversements**. Seulement 3 des 18 incidents sur la canalisation 9 rapportés dans l'ensemble de données du BST ont été découverts lors de la surveillance de l'emprise ou par des tiers. Les données de l'ONÉ ne font mention d'aucun retard de déclaration dans le cas des déversements survenus sur la canalisation 9. Par contre, il aura fallu deux jours à l'entreprise pour déclarer un incendie survenu le 30 mai 2014 sur la canalisation 9 à la hauteur de Saint-André-Est au Québec.

Oléoduc Portland-Montréal

L'oléoduc Portland-Montréal achemine du pétrole brut en provenance d'un endroit près de Portland, au Maine, jusqu'à la raffinerie Suncor et à un terminal d'Enbridge à Montréal. Il est la propriété de Pipe-lines Portland Montréal (Pipe-lines Montréal Limitée) et de l'une de ses filiales aux États-Unis nommée Portland Pipe Line Corporation. L'entreprise canadienne est pour sa part contrôlée par la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée, Suncor Énergie inc. et Shell Canada Limitée.⁷⁷ L'oléoduc Portland-Montréal transporte surtout du pétrole brut de l'étranger qui arrive par pétrolier à South Portland. Cet oléoduc de 380 km de long traverse le sud du Maine, le New Hampshire et le Vermont avant d'entrer au Canada par la province de Québec (voir la **Figure 6** ci-dessous). À partir de là, l'oléoduc traverse des régions à vocation agricole, récréative et touristique avant d'arriver à Montréal. L'oléoduc Portland-Montréal est composé de trois canalisations placées sur la même emprise, mais seule la plus grosse de ces canalisations, d'un diamètre de 24 pouces, est encore exploitée,⁷⁸ malgré une importante réduction de son débit au cours des dernières années. En effet, bien que le débit de la

77 Registraire des entreprises du Québec. Entry for "Les Pipe-Lines Montréal Limitée". Available at: https://www.registreentreprises.gouv.qc.ca/ROAnonymeGR/GR/GR03/GR03A2_19A_PIU_RechEnt_PC/PageEtatRens.aspx?T1.JetonStatic=58d41f6b-ad17-4372-884e-1a833331c96a&T1.CodeService=S00436. As mentioned in the description of the Trans-Nord pipeline in Section C of this report, Imperial Oil Limited is 69.6 percent-owned by ExxonMobil.

78 National Energy Board, "Canada's Pipeline Transportation System 2016 - Montreal Pipe Line Limited's Montreal Pipe Line". Undated. Available at: <https://www.nrb-ene.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprttn/2016/grp2cmpns/lnldqds/mntrl-pp-ln-lmtd-mntrl-pp-ln-eng.html>.

canalisation de 24 pouces puisse atteindre 410 000 barils par jour,⁷⁹ son débit moyen n'était que de 60 800 barils par jour en 2015.⁸⁰

La principale raison pour laquelle le débit de cet oléoduc est faible et intermittent est que la demande montréalaise en pétrole brut importé provenant de celui-ci a fortement chuté à la suite de l'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge, qui permet l'acheminement de pétrole brut de l'Ouest canadien à Montréal depuis décembre 2015.⁸¹ L'ONÉ indique qu'« [e]n 2016, l'acheminement de pétrole brut importé et de l'Est canadien par le pipeline Portland Montréal a chuté pour se situer, en moyenne, à 22 kb/j, soit environ 8 % de sa capacité».⁸² Cet oléoduc achemine occasionnellement des volumes plus importants, par exemple lors des incendies forestiers survenus en 2016 en Alberta qui ont interrompu le flux de pétrole brut de l'Ouest canadien vers Montréal sur le réseau pipelinier d'Enbridge, mais en dehors de ces événements exceptionnels, l'utilisation de cet oléoduc demeure extrêmement faible.⁸³

FIGURE 6

Carte du trajet de l'oléoduc Portland-Montréal montrant notamment sa traversée à la frontière internationale⁸⁴



- 79 *Portland Pipe Line Corporation et al. v. City of South Portland et al.*, U.S. District Court, District of Maine, Order on Motions for Summary Judgment. Page 8. December 29, 2017. Available at: https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/USCOURTS-med-2_15-cv-00054/pdf/USCOURTS-med-2_15-cv-00054-9.pdf.
- 80 Platts, "Maine reports halt of crude shipments on Portland-Montreal line in January". March 7, 2016. Available at: <https://www.platts.com/latest-news/oil/houston/maine-reports-halt-of-crude-shipments-on-portland-21055853>.
- 81 Platts, "Maine reports halt of crude shipments on Portland-Montreal line in January". March 7, 2016. Available at: <https://www.platts.com/latest-news/oil/houston/maine-reports-halt-of-crude-shipments-on-portland-21055853>.
- 82 National Energy Board, "Provincial and Territorial Energy Profiles – Quebec". Undated. Available at <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-eng.html#s2>.
- 83 Dan MacLeod, "Oil flowed from South Portland again this summer. But it probably won't last". Bangor Daily News – Portland. August 25, 2016. Available at: <http://portland.bangordailynews.com/2016/08/25/news/oil-flowed-from-south-portland-again-this-summer-but-it-probably-wont-last/>.
- 84 National Energy Board, "Canada's Pipeline Transportation System 2016 – Montreal Pipe Line Limited's Montreal Pipe Line". Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/trnsprttn/2016/grp2cmpns/lnldqds/mntrl-pp-ln-lmtd-mntrl-pp-ln-eng.html>.

Malgré la forte chute de la demande montréalaise et la faiblesse des flux pipeliniers qui en découle, l'entreprise insiste sur le fait que cet oléoduc demeure opérationnel.⁸⁵ Elle cherche en outre à ménager la possibilité d'inverser son flux afin qu'il puisse acheminer du pétrole brut canadien au sud de Portland, où il pourrait ensuite être expédié à des raffineries étasuniennes situées sur la côte Est et la côte du Golf, voire outre-mer. En fait, la Portland Pipe Line Corporation (une filiale basée au Maine qui est la propriété exclusive de Pipe-lines Montréal Limitée, une entreprise basée au Québec)⁸⁶ a même dû se battre devant les tribunaux étasuniens afin de préserver cette possibilité. Elle contestait la mise en place d'une interdiction de charger du pétrole brut sur les pétroliers dans la baie de Casco par les municipalités locales en raison de préoccupations quant à la qualité de l'air⁸⁷. L'issue de cette affaire se fait encore attendre.⁸⁸

Bilan des incidents survenus sur l'oléoduc Portland-Montréal

L'oléoduc Portland-Montréal est très vieux; il est exploité depuis environ 1941.⁸⁹ Or, cela ne laisse présager rien de bon alors que l'entreprise projette de raviver sa canalisation de 18 pouces actuellement inexploitée dans le but d'acheminer du pétrole brut léger et lourd de Montréal jusqu'au sud de Portland, ce projet faisant l'objet d'un contentieux.⁹⁰ Cette canalisation de 18 pouces a été construite en 1950 et possède un débit nominal de 192 000 barils par jour.⁹¹ En raison du fait que les pipelines ne sont pas conçus pour être exploités indéfiniment, il est très irraisonnable de penser que cette canalisation, qui n'a enregistré qu'un très faible nombre d'incidents jusqu'à maintenant, demeurera sécuritaire alors que le réseau auquel elle appartient est déjà âgé de plus d'un demi-siècle.

Quant au bilan du côté canadien de la frontière, l'ensemble de données du BST rapporte **trois incidents sur l'oléoduc Portland-Montréal**, qui sont respectivement survenus en 2004, 2005 et 2014. **Les incidents survenus en 2004 et 2005 ont impliqué des déversements, mais les informations disponibles ne font mention d'aucun volume.** L'incident survenu en 2014 a impliqué des dommages causés par des tiers, sans toutefois qu'un déversement survienne selon les informations consignées. **L'ensemble de données de l'ONÉ ne rapporte aucun de ces incidents.** Deux d'entre eux sont survenus avant 2008, soit l'année à partir de laquelle l'ONÉ a commencé à compiler son ensemble de données. L'incident de 2014 reporté par BST, pour sa part, ne répondait peut-être pas aux critères de déclaration de l'ONÉ, mais les données ne permettent pas de clarifier cette question.

Les données du BST sur ces trois déversements indiquent qu'ils ont respectivement impliqué la défaillance d'une valve sur la canalisation de 24 pouces, des dommages causés par des tiers au corps de la canalisation de 24 pouces, et un déversement à partir du réservoir n° 33 au terminal de Montréal-Est de l'entreprise. Encore une fois, les quantités déversées ne sont pas mentionnées. Ces trois incidents ont été détectés par des employés de l'entreprise pipelinière.

85 *Portland Pipe Line Corporation et al. v. City of South Portland et al.*, U.S. District Court, District of Maine, Order on Motions for Summary Judgment. Page 91. December 29, 2017. Available at: https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/USCOURTS-med-2_15-cv-00054/pdf/USCOURTS-med-2_15-cv-00054-9.pdf.

86 *Ibid.* Page 6.

87 *Ibid.* Page 1.

88 Sabrina Shankman, "Maine Town Wins Round in Tar Sands Oil Battle with Industry". InsideClimate News. January 5, 2018. Available at: <https://insideclimatenews.org/news/05012018/south-portland-maine-oil-sands-pipeline-local-control-environmentalists>.

89 Portland Pipe Line Corporation/Montreal Pipe Line Limited, "About us". Undated. Available at: <http://www.pmpl.com/about-us/>.

90 *Portland Pipe Line Corporation et al. v. City of South Portland et al.*, U.S. District Court, District of Maine. Order on Defendants' Motion to Dismiss. February 11, 2016. Page 4. Available at: https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/USCOURTS-med-2_15-cv-00054/pdf/USCOURTS-med-2_15-cv-00054-0.pdf.

91 *Portland Pipe Line Corporation et al. v. City of South Portland et al.*, U.S. District Court, District of Maine, Order on Motions for Summary Judgment. Page 8. December 29, 2017. Available at: https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/USCOURTS-med-2_15-cv-00054/pdf/USCOURTS-med-2_15-cv-00054-9.pdf.

Les données se rapportant aux incidents survenus sur l'oléoduc Portland-Montréal du côté étasunien de la frontière n'ont pas fait l'objet d'un examen systématique dans le cadre du présent rapport. Il est toutefois pertinent de mentionner que les médias ont rapporté deux importants déversements aux États-Unis. Le 18 juillet 1960, le *Lewiston Daily Sun* a décrit un déversement survenu dans l'ouest du Maine qui, selon les employés de l'entreprise, a impliqué environ 1 000 barils de pétrole brut.⁹² L'article mentionne :

Tôt dimanche matin, une rupture de l'oléoduc Portland près de la station de pompage de North Waterford a transformé la région de Waterford en un potentiel baril de poudre. La canalisation transportant du pétrole brut s'est rompue sur la colline qui surplombe la station de pompage de Waterford, et une coulée de pétrole s'est déversée sur le flanc de la colline, puis a traversé l'autoroute pour terminer sa course dans un petit ruisseau où s'est formée une couche de pétrole de huit pouces d'épaisseur.⁹³

Un autre déversement important à partir de l'oléoduc Portland-Montréal, survenu cette fois dans le nord du Vermont à proximité de la frontière avec le Québec, a été décrit en 1977 dans un article d'un journal d'une localité québécoise. Cet article fournit toutefois peu de détails sur le déversement. Il mentionne : « Une rupture de l'oléoduc Portland-Montréal a déversé des centaines de gallons de pétrole brut dans le ruisseau Ware, pour ensuite atteindre la rivière Black, et couler ultimement dans le lac Memphrémagog... »⁹⁴

Aucun de ces deux articles n'indique laquelle des trois canalisations de l'oléoduc Portland-Montréal a été impliquée dans les déversements survenus en 1960 et en 1977 aux États-Unis. Ces déversements peuvent être survenus sur la canalisation d'origine de 12 pouces de diamètre qui a été remise en fonction en 1984,⁹⁵ ou sur celle de 18 pouces qui fait l'objet du projet d'inversion actuellement contesté en justice. Au moment du déversement de 1960, cette dernière canalisation n'avait que dix ans; elle en a maintenant 68.⁹⁶ Au cours des dernières années, de nombreux petits déversements ont également eu lieu dans le Maine et le New Hampshire à partir de cet oléoduc.⁹⁷

Oléoduc Saint-Laurent

Détenu et exploité par Valero, l'oléoduc Saint-Laurent transporte des produits pétroliers raffinés le long des 243 km⁹⁸ qui séparent la raffinerie de Valero, à Lévis (Québec), du terminal de cette entreprise, à Montréal-Est.⁹⁹ Cet oléoduc, qui possède un débit de 100 000 barils par jour¹⁰⁰, est le plus récent des oléoducs sillonnant le Québec : il a commencé à transporter de l'essence, du diésel, du mazout de chauffage et du carburéacteur vers Montréal en 2012.¹⁰¹ À partir du terminal de distribution de Montréal-Est, les produits pétroliers raffinés acheminés par l'oléoduc Saint-Laurent sont distribués dans la région métropolitaine de Montréal, l'ouest du

92 Lewiston Daily Sun, "Oil Pipeline Breaks at North Waterford". July 18, 1960. Page 6. Available at: <https://news.google.com/newspapers?nid=IT5EXw6i2GUC&date=19600718&printsec=frontpage&hl=en>.

93 *Ibid.*

94 The Stanstead Journal, "Portland-Montreal Pipeline Break". March 3, 1977. Page 4. Available at: <https://news.google.com/newspapers?id=LYlvAAAAIbAJ&sjid=SkkDAAAAlbAJ&pg=6276,1399048&dq=portland+montreal+pipeline+break&hl=en>.

95 Portland Pipe Line Corporation/Montreal Pipe Line Limited, "Neighbor's Guide". Undated. Available at: <http://www.pmpl.com/community/>.

96 Tux Turkel, "Maine pipeline has good safety record". Portland Press Herald. June 17, 2012. Available at: https://www.pressherald.com/2012/06/17/maine-pipeline-has-good-safety-record_2012-06-17/.

97 *Ibid.*

98 Ultramar, (Communiqué de presse) "Fin des travaux de construction et mise en service du Pipeline Saint-Laurent". November 19, 2012. Available at: http://www.aiem.qc.ca/images/files/Archives/Communiqués/2012/2012_11_19_Comm_Ultramar.pdf.

99 National Energy Board, "Provincial and Territorial Energy Profiles – Quebec". Undated. Available at <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/nrgsstmprfls/qc-eng.html#s2>.

100 *Ibid.*

101 Valero, "Pipeline Saint-Laurent". Undated. Available at: <https://www.energievalero.ca/en-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent>.

Québec, l'Ontario et le nord-est des États-Unis.¹⁰² L'oléoduc Saint-Laurent a un diamètre de 16 pouces, et son trajet circule à travers plusieurs municipalités et MRC. D'après l'entreprise, cet oléoduc « suit principalement le parcours des lignes de haute tension d'Hydro-Québec entre Lévis et Boucherville ».¹⁰³

Il a été proposé que la proximité de l'oléoduc par rapport aux lignes à haute tension pouvait être une cause des signes de corrosion prématurée relevés sur cet oléoduc relativement jeune. Selon une enquête journalistique menée par *Le Devoir*, les premiers signes de corrosion ont été détectés neuf mois seulement après la mise en fonction de l'oléoduc en 2012.¹⁰⁴ Dès 2016, l'entreprise a déterré certains segments de l'oléoduc près des lignes à haute tension d'Hydro-Québec afin de procéder à ce qu'elle décrit comme étant des travaux préventifs visant à accroître le degré de protection cathodique de la canalisation.¹⁰⁵ Comme Valero l'a expliqué, la corrosion était surtout due à la présence de pylônes électriques et de milieux humides à proximité de l'oléoduc.¹⁰⁶

Bilan des incidents survenus sur l'oléoduc Saint-Laurent

Puisque la totalité du trajet de cet oléoduc reste à l'intérieur des frontières du Québec, celui-ci est réglementé par le gouvernement du Québec, principalement par l'entremise du MDDELCC. Pour cette raison, les déversements et les incidents liés à cet oléoduc ne sont pas mentionnés dans les ensembles de données de l'ONÉ et du BST, qui ne concernent que les pipelines assujettis à la réglementation fédérale. Comme cela a été expliqué précédemment, le système de déclaration des incidents du Québec comprend un registre unique où sont consignés les déversements et les rejets impliquant tout type de liquides (incluant le pétrole), de gaz et de solides, mais seulement les déversements ou les rejets pour lesquels Urgence-Environnement a dû intervenir en offrant une assistance technique. Conséquemment, lorsqu'un déversement de produits pétroliers raffinés ou un autre incident survient sur l'oléoduc Saint-Laurent de Valero, ceux-ci devraient apparaître dans le Registre des interventions d'Urgence-Environnement.¹⁰⁷ Or, lors de la rédaction du présent rapport, il ne semblait¹⁰⁸ y avoir aucun déversement ou incident d'inscrits au registre pour cet oléoduc.

Le Registre d'intervention d'Urgence-Environnement mentionne toutefois un certain nombre de déversements et d'incidents liés à la raffinerie de Valero d'où proviennent les produits pétroliers raffinés transportés par l'oléoduc Saint-Laurent.¹⁰⁹ Par ailleurs, Énergie Valero inc. ne s'est pas conformée aux directives données par le MDDELCC en 2008, qui exigeaient des travaux de réhabilitation et un suivi à la suite de dommages causés à l'habitat des poissons dans un ruisseau situé sur un terrain appartenant à Agriculture et Agroalimentaire Canada. Ultiment, l'entreprise a dû payer une amende de 500 000 \$ pour une infraction à la Loi canadienne sur les pêches.¹¹⁰ Il est important de noter que ce déversement, qui a impliqué 200 000 litres de mazout lourd, provenait d'un oléoduc appartenant à Ultramar Limitée, l'ancien propriétaire de Valero.¹¹¹ Ce déversement n'est pas survenu à partir de l'oléoduc Saint-Laurent, qui a été construit quatre ans après cet incident, mais d'une autre canalisation reliée à la raffinerie.

102 *Ibid.*

103 Valero, "Route". Undated. Available at: <https://www.energievalero.ca/en-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route>.

104 Alexandre Shields, "Réparations forcées sur l'oléoduc Saint-Laurent." *Le Devoir*. October 15, 2016. Available at: <https://www.energievalero.ca/en-ca/Operations/PipelineSaint-Laurent/Route>.

105 *Ibid.*

106 Alexandre Shields, "Réparations forcées sur l'oléoduc Saint-Laurent." *Le Devoir*. October 15, 2016. Available at: <https://www.ledevoir.com/societe/environnement/482289/energie-valero-forcee-d-effectuer-de-nouvelles-reparations-sur-son-pipeline-saint-laurent>.

107 MDDELCC, Registre des interventions d'Urgence-Environnement. Available at: http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/ministere/urgence_environnement/index.asp.

108 Caveat: In light of the fact that, as previously explained, company-specific searches are not possible in the Registry dataset, nor general searches for "pipeline spills" or "pipeline incidents", this is a preliminary statement, made on the basis of "eyeballing" the data for petroleum spills for the regions through which the Pipeline Saint-Laurent passes.

109 MDDELCC, Registre des interventions d'Urgence-Environnement, Région Chaudière-Appalaches. Available at: http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/ministere/urgence_environnement/resultats_region.asp.

110 Government of Canada. Environmental Offenders Registry, Énergie Valero Inc. conviction dated February 24, 2017 (noting that the original offence occurred in 2008). Available at: <https://protection-environnementale.canada.ca/registre-contrevenants/Record?RefNumber=57>.

111 *Ibid.*

Conclusions quant aux antécédents en matière de sécurité des oléoducs sillonnant le Québec

Le bilan global des oléoducs sillonnant le Québec est préoccupant; il est résumé **Tableau 4** ci-dessous. De 2004 à 2017 (et sachant que certains incidents survenus en 2017 n’ont pas encore été signalés), le Québec a enregistré plus d’une centaine d’incidents pipeliniers. Plus de 20 % de ces incidents ont impliqué des déversements de produits pétroliers raffinés ou de pétrole brut, et la quantité totale déversée est de près de 1 000 barils. Ces chiffres se rapportant aux déversements ne racontent cependant qu’une partie de l’histoire. D’autres types d’incidents à déclaration obligatoire, tels que les problèmes de surpression, les canalisations exposées dans les plans ou les cours d’eau, ou encore l’exploitation des pipelines au-delà de leurs tolérances de fabrication, peuvent engendrer des problèmes ou des risques potentiels futurs pour la population et l’environnement.

TABLEAU 4

Déversements d’oléoducs enregistrés au Québec entre 2004 et 2017

Oléoduc	Nombre total d’incidents (incluant les déversements)	Nombre de déversements	Volume connu total des déversements (barils)
Trans-Nord	79	8	932
Canalisation 9 d’Enbridge	21	13	55
Portland-Montreal	3	2	Inconnu
Saint-Laurent	0	0	0
TOTALS	103	23	987

L’analyse et les observations présentées dans le présent rapport remettent sérieusement en question l’image rassurante des pipelines souvent véhiculée par les gouvernements fédéral et locaux, l’industrie et les grands médias. Ces observations, qui se fondent en grande partie sur notre analyse des données gouvernementales sur les oléoducs compilées entre 2004 et 2017, sont résumées ci-dessous :

- La majorité des incidents pipeliniers enregistrés au Québec sont survenus sur les canalisations des oléoducs plutôt que sur les autres composantes des réseaux pipeliniers, telles que les stations de pompage ou les terminaux.
- La majorité des incidents pipeliniers enregistrés au Québec ont été découverts par des êtres humains, et non par des appareils. Dans la plupart des cas, ce sont des employés d’entreprises pipelinrières ou des entrepreneurs présents sur le terrain qui ont détecté les incidents.

L’analyse et les observations présentées dans le présent rapport remettent sérieusement en question l’image rassurante des pipelines souvent véhiculée par les gouvernements fédéral et locaux, l’industrie et les grands médias.

- Bien que grandement vanté, le système SCADA permettant la détection d'incidents à distance n'a détecté qu'une infime partie des déversements et des autres incidents pipeliniers.
- Les déversements de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés ne représentent qu'environ 22 % de tous les incidents survenus sur les oléoducs au Québec depuis 2004. Néanmoins, les autres incidents engendrent souvent des situations périlleuses qui pourraient compromettre la sécurité des communautés ou de l'environnement au Québec; ils pourraient en outre mener à des déversements dans le futur.
- L'oléoduc Trans-Nord est de loin la principale source d'incidents pipeliniers survenus au Québec jusqu'à maintenant. Or, la situation semble s'envenimer plutôt que de s'améliorer, alors que le nombre d'incidents survenus en 2017 excède grandement le nombre d'incidents survenus au cours des années précédentes. Qui plus est, le temps écoulé entre la manifestation des incidents sur l'oléoduc Trans-Nord et leur déclaration à l'organisme de régulation, soit l'ONÉ, ne se compte pas seulement en jours ou en semaines, mais parfois en mois, voire en années.

MANQUE D'EFFICACITÉ DES OUTILS D'APPLICATION DES LOIS ET DES RÈGLEMENTS EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ PIPELINIÈRE

Considérant la tendance troublante selon laquelle le nombre d'incidents affectant les oléoducs augmente plutôt que de diminuer au Canada, il est à la fois pertinent et essentiel de s'interroger sur les causes de cette situation. Alors que les incidents pipeliniers continuent de se produire et voient même leur nombre augmenter, ces tendances préoccupantes soulèvent une grave question : les mécanismes d'application fédéraux et provinciaux remplissent-ils réellement leur rôle, qui consiste à s'assurer que les pipelines respectent les lois et les règlements en matière de sécurité pipelinrière?

L'objectif fondamental de l'application des lois et des règlements en matière de sécurité pipelinrière consiste à s'assurer que les entreprises s'y conforment lorsqu'elles construisent, exploitent et mettent hors service de telles infrastructures. Toutefois, elle peut également jouer un rôle dissuasif. Au palier fédéral, la politique qui guide l'ONÉ sur le plan de l'application stipule que « [l']Office entend se servir des outils les plus appropriés pour la mise en application des exigences réglementaires de façon à assujettir à la conformité, dissuader les comportements non conformes ultérieurs et prévenir les dommages ».¹¹²

Bien que les mesures d'application telles que les inspections, les vérifications et les réunions portant sur la conformité jouent un rôle important pour assurer la sécurité des pipelines,¹¹³ la présente discussion se limite à un aperçu des mécanismes d'application couramment employés en cas d'infractions pipelinrières, de même qu'à la mesure dans laquelle ces mécanismes sont utilisés en regard des problèmes pipeliniers qui surviennent au Québec.¹¹⁴ Une revue des différents outils de conformité employés par les gouvernements fédéral et provincial sort du cadre du présent rapport.¹¹⁵

Afin d'assurer la conformité aux lois et aux règlements en matière de sécurité pipelinrière et d'imposer des sanctions en cas d'infractions, les gouvernements ont à leur disposition divers outils tels que des lettres d'avertissement, des ordonnances modificatrices ayant trait à la protection de l'environnement, des sanctions administratives, et même des poursuites judiciaires. Dans les paragraphes suivants, nous décrivons brièvement les principaux mécanismes d'application couramment employés par le gouvernement fédéral et le gouvernement du Québec afin d'obliger les entreprises à exploiter leurs pipelines conformément aux lois et aux règlements en matière de sécurité en vigueur.

Mécanismes d'application fédéraux

Les sanctions administratives pécuniaires (SAP) ont été adoptées par le palier fédéral à la suite de modifications apportées à la Loi sur l'Office national de l'énergie.¹¹⁶ Les SAP sont promulguées en vertu des articles 134

112 NEB, *Administrative Monetary Penalties Process Guide*. 2015. Page 2. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrq/gnnb/dmnsrtvmntrypnlts/dmnsrtvmntrypnltsprcssgd-eng.pdf>.

113 See e.g., NEB, "NEB's Regulatory Framework". Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/prctctng/index-eng.html>.

114 Caveat: this section is, in no way, intended to represent the full panoply of enforcement tools available for federally-regulated or provincially-regulated pipelines. The focus is on tools typically used for pipeline non-compliance.

115 For compliance activities carried out by the NEB, inspections and audits play a large role. Inspections are generally focused on a specific pipeline at a particular point in time, while audits involve longer term examinations of company programs, such as the general audit of Enbridge's pipelines presented in the *National Energy Board Onshore Pipeline Regulations (OPR) Final Audit Report of the Enbridge Pipelines Inc.* (File Number OF-Surv-OpAud-E101-2014-2015 03, March 31, 2015. Investigations carried out by the Transportation Safety Board represent another tool aimed at compliance. These investigations generally result in reports posted online by the TSB, and reports are available dating back to 1994. See: TSB, "Pipeline Investigation Reports". Undated. Available at: <http://www.tsb.gc.ca/eng/rapports-reports/pipeline/index.asp>.

116 NEB, *Administrative Monetary Penalties Process Guide*. 2015. Page 1. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrq/gnnb/dmnsrtvmntrypnlts/dmnsrtvmntrypnltsprcssgd-eng.pdf>.

et 154 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, en plus d'être régies par le Règlement sur les sanctions administratives pécuniaires,¹¹⁷ qui est en vigueur depuis juillet 2013. L'**Annexe 1** de ce dernier règlement fournit une liste de chaque disposition de la Loi sur l'Office national de l'énergie ou de ses règlements, incluant le Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres¹¹⁸ qui peut servir à justifier l'imposition d'une SAP en cas d'infraction.¹¹⁹ Les infractions pour lesquelles une SAP peut être imposée peuvent survenir à toutes les phases du cycle de vie d'un projet et comprennent, par exemple, la construction d'un pipeline sans certificat; l'omission de procéder à des tests de pression; la violation de conditions rattachées à l'approbation du projet; et l'omission de s'assurer que le pipeline est conçu, construit, exploité et mis hors service selon les consignes prescrites. Le *Guide sur le processus relatif aux sanctions administratives pécuniaires* explique également ceci :

La dérogation à toute ordonnance ou décision rendue en vertu de cette loi ou à une modalité ou une condition d'un certificat, d'une licence, d'un permis, d'une autorisation ou d'une exemption accordés sous le régime de la loi en question est aussi considérée comme une infraction passible de [sanctions administratives pécuniaires].¹²⁰

Selon l'alinéa 135b), des membres du personnel de l'ONÉ sont nommés à titre d'agents chargés des SAP, mais avant qu'ils puissent agir, le bureau principal de l'ONÉ doit d'abord envoyer des avis d'infraction.¹²¹ Le paragraphe 134(2) de la Loi stipule que les pénalités journalières sont plafonnées à 25 000 \$ pour les personnes physiques, et à 100 000 \$ pour les personnes morales (une entreprise, par exemple).¹²² Cela implique qu'un incident qui dure plusieurs jours est considéré comme autant d'infractions, chacune d'elles étant condamnable par une pénalité.

L'efficacité des SAP pour faire appliquer les lois et les règlements en matière de sécurité pipelinière demeure limitée par leur utilisation peu fréquente. Selon le registre que tient l'ONÉ et qui est publiquement accessible en ligne, seules 19 SAP ont été imposées depuis 2013,¹²³ et l'une d'elles concernait une infraction commise par une centrale au gaz. Or, aucune des 18 SAP imposées pour des infractions commises par des pipelines ne concerne ceux qui sillonnent le Québec.¹²⁴

Le montant des pénalités imposées varie de 4 000 \$ à 100 000 \$, mais ces montants sont parfois inférieurs à ceux initialement établis par les agents chargés des SAP. Cela est dû au fait qu'une entreprise qui conteste le montant de la pénalité indiqué dans l'avis d'infraction peut exiger aux membres désignés de l'ONÉ une révision de ce montant.¹²⁵ Par exemple, lorsque l'entreprise Enbridge a reçu un avis d'infraction lui exhortant de payer une pénalité de 52 000 \$ pour une infraction sur sa canalisation 4, elle a demandé une révision et, ultimement, l'ONÉ a réduit la pénalité à 28 000 \$.¹²⁶

117 *Government of Canada. Administrative Monetary Penalties Regulations (National Energy Board)*. Consolidated Regulations SOR/2013-138. Available at: <http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/SOR-2013-138.pdf>.

118 *National Energy Board Onshore Pipeline Regulations*, SOR/99-294. Available at: <http://canlii.ca/t/52rx5>

119 *NEB, Administrative Monetary Penalties Process Guide*. 2015. Page 4. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrg/gnnb/dmnstrvmntrypnlt/dmnstrvmntrypnltspcsgd-eng.pdf>.

120 *Ibid.*

121 *Ibid.* Page 5.

122 *Ibid.* Page 6.

123 Government of Canada. "Administrative Monetary Penalty." Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/rprts/dmnmntrypnlt/index-eng.html>.

124 *Ibid.* Enbridge received several AMPs, but none related to Line 9 in Québec.

125 *NEB, Administrative Monetary Penalties Process Guide*. 2015. Page 8. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/bts/ctrg/gnnb/dmnstrvmntrypnlt/dmnstrvmntrypnltspcsgd-eng.pdf>.

126 Government of Canada. "National Energy Board issues enforcement decisions". (Media release). March 2, 2016. Available at: <https://www.canada.ca/en/national-energy-board/news/2016/03/national-energy-board-issues-enforcement-decisions.html>.

Le montant des SAP demeure faible, car « [l']imposition de la pénalité vise non pas à punir, mais plutôt à favoriser le respect de la présente loi »,¹²⁷ comme le mentionne le paragraphe 136(2) de la Loi sur l'Office national. En conséquence, le montant de certaines SAP, qui peut être ridiculement faible, pourrait malheureusement faire partie du problème plutôt que de le résoudre.

Les ordonnances d'exécution et les ordonnances de sécurité délivrées par l'ONÉ constituent un autre type d'outils d'application à la disposition de cet organisme de régulation fédéral. Par ces ordonnances, l'ONÉ peut exiger qu'une entreprise résolve des problèmes existants faisant planer un risque sur la population ou l'environnement, et il peut même imposer certaines restrictions à ses activités.¹²⁸ De telles ordonnances restrictives, qui peuvent par exemple exiger une réduction de la pression d'exploitation d'un pipeline, sont souvent appelées ordonnances de sécurité.¹²⁹ Les ordonnances délivrées par l'ONÉ servent également à exiger des mesures préventives, comme lorsqu'il demande à un projet de se conformer à certaines conditions durant sa phase d'approbation. Selon la liste accessible en ligne des ordonnances d'exécution et des lettres envoyées par l'ONÉ depuis environ 2011, de tels documents rattachés à des questions de conformité ont été envoyés dans le cadre de moins d'une quarantaine de dossiers (soulignons qu'un même dossier peut comprendre plusieurs ordonnances ou lettres).¹³⁰

L'efficacité des ordonnances et des lettres délivrées par l'ONÉ semble limitée, du moins dans certains cas. L'oléoduc Trans-Nord, par exemple, est la cible de nombreuses ordonnances de sécurité délivrées par l'ONÉ depuis 2010. Or, depuis lors, le nombre d'incidents a augmenté.¹³¹ En réaction à l'augmentation du nombre d'incidents au cours de l'année 2017, dix nouvelles lettres et ordonnances ont été délivrées, mais il reste encore à voir si celles-ci permettront à l'oléoduc Trans-Nord d'améliorer sa performance. L'ONÉ a délivré plusieurs ordonnances à l'attention d'Enbridge en regard de différents problèmes de sécurité affectant l'ensemble de son réseau, mais de telles ordonnances n'ont jamais été envoyées en regard de la canalisation 9 d'Enbridge ou de l'oléoduc Portland-Montréal de Pipe-lines Portland Montréal.¹³²

L'ONÉ peut également transmettre des ordres d'inspecteurs lorsque ses représentants détectent un danger ou un risque pour la sûreté ou la sécurité de la propriété ou de l'environnement au cours de l'inspection des sites.¹³³ Les inspecteurs de l'ONÉ peuvent recourir à de tels ordres pour exiger à une entreprise de prendre des mesures particulières, voire de suspendre ses travaux.¹³⁴ L'exemple de l'oléoduc Trans-Nord suggère toutefois que l'efficacité des ordres d'inspecteurs pour assurer la conformité des pipelines est faible. Le registre de l'ONÉ en ligne qui rassemble les ordres d'inspecteurs transmis depuis 2012 indique que de tels ordres n'ont jamais été transmis pour l'oléoduc Trans-Nord, ce qui est plutôt surprenant considérant les nombreux incidents qui ont affecté cet oléoduc (et qui sont résumés à la Section C du présent rapport).¹³⁵ Le seul ordre d'inspecteur qui concernait un pipeline sillonnant le Québec a été transmis en 2002 à Pipe-lines Montréal Limitée. En général, le recours aux ordres d'inspecteurs semble peu fréquent. Le registre en ligne de l'ONÉ montre que seulement 26 ordres d'inspecteurs ont été transmis depuis 2012 (ce qui comprend les oléoducs et les gazoducs).¹³⁶ Ce nombre paraît très faible considérant le fait que l'ONÉ réglemente près d'une centaine de pipelines à travers tout le Canada.¹³⁷

127 Jason Fekete, "Energy watchdog reveals penalties for environmental violations, but goal is 'not to punish'". Postmedia News. July 16, 2012. Available at: <http://www.canada.com/news/energy+watchdog+reveals+penalties+environmental+violations+goal+punish/6942556/story.html>.

128 NEB. "NEB's Regulatory Framework". Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/prtctng/index-eng.html>.

129 *Ibid.*

130 NEB. "Board Letter and Order". Undated but updated in 2018. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/rprts/brdlttrdr/index-eng.html>.

131 *Ibid.*

132 *Ibid.* There was one compliance-oriented letter issued to Enbridge, but it was a Request for Information. *Ibid.*

133 NEB. "Inspection reports – questions and answers." Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/inspctnrprtq-eng.html>.

134 *Ibid.*

135 NEB. "Officer Inspection Order." Undated. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/rprts/inspctnffcrdr/index-eng.html>.

136 *Ibid.*

137 NEB. "Pipeline companies regulated by the NEB." Undated but updated in 2018. Available at: <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/cmprnrgltdbnb-eng.html>.

Mécanismes d'application au Québec

En vertu de l'article 115.13 de la Loi sur la qualité de l'environnement (LQE), les personnes mandatées par le ministre de l'Environnement peuvent imposer des sanctions administratives pécuniaires (SAP) à toute personne (incluant les personnes morales comme les entreprises) ou municipalité qui ne se conforment pas à la LQE ou à ses règlements.¹³⁸ Le Québec tient un registre public en ligne des SAP, le Registre des sanctions administratives pécuniaires; or, celui-ci indique que depuis son lancement en 2012, seulement deux des centaines de SAP imposées semblent être liées à des pipelines.¹³⁹ Or, il importe de souligner que ces deux pénalités ont été imposées à des compagnies de pipelines réglementés par le gouvernement fédéral (Trans-Northern et TransCanada Pipelines Limited). L'une de ces SAP a été imposée à l'oléoduc Trans-Nord en 2017 en raison d'infractions commises lors de travaux de construction à proximité du ruisseau Paiement, près de Saint-Lazare (cet incident est également abordé à la Section C du présent rapport). Le montant de cette pénalité? 2 500 \$!¹⁴⁰

Considérant les problèmes constants éprouvés par l'oléoduc Trans-Nord, il est difficile de comprendre pourquoi celui-ci ne s'est vu imposer qu'une seule pénalité en vertu de la LQE. D'un montant très modeste, qui se compare à une « gentille petite tape sur les doigts », cette amende est loin de suffire pour assurer la conformité des oléoducs. D'ailleurs, dans un tel contexte, les problèmes de sécurité constants de l'oléoduc Trans-Nord n'ont pas de quoi surprendre.

L'autre SAP s'appliquant à un oléoduc était une amende de 5 000 \$ imposée en septembre 2015 à TransCanada PipeLines Limited; elle concernait des travaux géophysiques menés à Cacouna dans le cadre du projet Énergie Est, aujourd'hui mort et enterré. Les travaux avaient été menés sans les autorisations exigées en vertu de l'article 22 de la LQE.¹⁴¹

Condamnations pour infractions aux lois et aux règlements du Québec

Le MDDELCC tient également un registre public en ligne où sont consignées les déclarations de culpabilité à des infractions à trois lois québécoises, soit la LQE, la Loi sur les pesticides et la Loi sur la sécurité des barrages, de même qu'à leurs règlements respectifs. Il s'agit du Registre des déclarations de culpabilité.¹⁴² Celui-ci a été lancé en 2011, et ne contient aucune déclaration de culpabilité se rapportant à des entreprises pipelinières.

Autres avenues légales : lois provinciales s'appliquant aux pipelines

Au Québec, il semble évident que les mécanismes d'application fédéraux et provinciaux ne contribuent pas à rendre les pipelines plus sécuritaires, et qu'ils doivent être renforcés ou appliqués de manière plus sévère. Néanmoins, en ce qui concerne l'application de la loi à l'échelle provinciale, le Québec pourrait s'inspirer de l'exemple de provinces comme l'Alberta,¹⁴³ la Saskatchewan,¹⁴⁴ la Nouvelle-Écosse¹⁴⁵ ou le Nouveau-Brunswick¹⁴⁶ pour promulguer une « Loi sur la sécurité des pipelines » et des règlements connexes. De telles lois ne s'appliquent généralement qu'aux pipelines réglementés par les provinces, bien qu'il semble que la Loi sur les pipelines de l'Alberta s'applique aux pipelines réglementés par le gouvernement fédéral dans certaines

138 Publications Québec. Q-2, *Environment Quality Act*. Section 115. Available at: <http://legisquebec.gouv.qc.ca/en/ShowDoc/cs/Q-2>.

139 Gouvernement du Québec (Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques). *Registre des sanctions administratives pécuniaires*. Undated. Available at: <http://www.registres.mddelcc.gouv.qc.ca/sanctions/resultat.asp>.

140 *Ibid.*

141 *Ibid.*

142 Gouvernement du Québec (Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques). *Registre des déclarations de culpabilité*. Undated. Available at: <http://www.registres.mddelcc.gouv.qc.ca/condamnations/recherche.asp>.

143 Government of Alberta. *Pipeline Act*, RSA 2000, c. P-15. Available at: <http://canlii.ca/t/522r1>.

144 Government of Saskatchewan. *Pipelines Act*, 1998, SS 1998, c. P-12.1. Available at: <http://canlii.ca/t/53028>.

145 Government of Nova Scotia. *Pipeline Act*, RSNS 1989, c. 345. Available at: <http://canlii.ca/t/jpdk>.

146 Government of New Brunswick. *Pipeline Act*, 2005, SNB 2005, c. P-8.5. Available at: <http://canlii.ca/t/533d8>.

circonstances limitées impliquant des fuites et des ruptures.¹⁴⁷ Les lois provinciales s'appliquant aux pipelines comprennent parfois des dispositions en matière d'application et de pénalités.

Au Québec, il semble évident que les mécanismes d'application fédéraux et provinciaux ne contribuent pas à rendre les pipelines plus sécuritaires, et qu'ils doivent être renforcés ou appliqués de manière plus sévère.

147 Government of Alberta. *Pipeline Act*, RSA 2000, c. P-15, section 35(6). Available at: <http://canlii.ca/t/522rl>.

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Fondé sur une analyse des données gouvernementales compilées au Canada depuis 2004, le présent rapport met en lumière des faits et des tendances qui contredisent radicalement les affirmations de l'industrie et des gouvernements quant à la sécurité de ces infrastructures — en particulier, celles clamant que les systèmes de sécurité de « classe mondiale », les technologies « de pointe » et les méthodes de suivi les « plus performantes de l'industrie » permettent d'assurer la sécurité de la population et de l'environnement.

Il est en effet difficile de concilier de telles affirmations avec les observations que permettent de dégager un examen approfondi des statistiques gouvernementales sur les déversements et les incidents pipeliniers au Québec, particulièrement alors que leur nombre est en hausse (comme dans d'autres provinces). L'augmentation continue des déversements et des incidents pipeliniers au Québec suggère qu'il règne une confiance aveugle envers les affirmations lénifiantes de l'industrie sur la sécurité de ses pipelines et les mécanismes d'application inefficaces (qui découlent parfois de lois ou de règlements trop laxistes).

Au Québec, l'oléoduc Trans-Nord, qui transporte des produits pétroliers raffinés, contribue de manière disproportionnée à cette hausse des incidents, ce qui ne veut pas dire pour autant que la sécurité des pipelines s'améliore de manière générale dans les autres provinces. En 2017, le nombre d'incidents pipeliniers a également culminé dans plusieurs autres provinces, ce qui indique que le problème se situe non pas à l'échelle des entreprises, mais bien de l'industrie.

Même les outils servant à consigner les incidents pipeliniers posent problème. Ayant nécessité un examen attentif des ensembles de données sur les incidents compilés par l'ONÉ et le présent rapport a révélé que les BST, l'analyse menée dans le cadre du nombreuses. Bien que plusieurs divergences entre ceux-ci étaient attribuables à des différences de ces divergences soient quant aux périodes considérées et aux règles de déclaration certaines ne peuvent l'être. Or, une telle divergence rend difficile l'obtention d'un point commun aux deux des pipelines. Toutefois, un ensemble de données est particulièrement frappant : la technique de détection automatisée est peu efficace alors qu'elle a décelé moins de 50 % de tous les incidents. Finalement, la base de données québécoise sur les incidents a aussi ses propres problèmes : elle constitue un contre-exemple de convivialité et conséquemment, elle n'est que d'une utilité limitée pour la population ou pour toute personne qui désirerait obtenir un bilan des incidents pipeliniers au Québec.

L'augmentation continue des déversements et des incidents pipeliniers au Québec suggère qu'il règne une confiance aveugle envers les affirmations lénifiantes de l'industrie sur la sécurité de ses pipelines et les mécanismes d'application inefficaces.

Notre analyse du bilan des incidents pipeliniers des quatre oléoducs sillonnant le Québec montre que cette province a enregistré plus d'une centaine d'incidents entre 2004 et 2017. Cependant, le fait le plus saillant est probablement le bilan pitoyable de l'oléoduc Trans-Nord. Entre janvier 2004 et décembre 2017, ce dernier a subi près de 80 incidents, considérant les territoires du Québec et de l'Ontario; or, la déclaration de plusieurs de ceux-ci a été faite tardivement. Des décalages se comptant en semaines, en mois et même en années sont survenus entre l'apparition des incidents et leur déclaration à l'ONÉ.

L'alarmant bilan des incidents survenus sur l'oléoduc Trans-Nord rend évidente l'inefficacité des mesures d'application dans le cas de cet oléoduc réglementé par le gouvernement fédéral. Malgré les nombreuses ordonnances de sécurité émanant de l'ONÉ, le nombre d'incidents est en hausse. Tout aussi troublant est le fait que l'oléoduc Trans-Nord n'a jusqu'à maintenant jamais fait l'objet d'une SAP de la part de l'ONÉ. Et la seule SAP qui lui a été imposée par le Québec en raison d'une infraction à la LQE n'était que de 2 500 \$. En outre, il n'existe qu'un seul rapport d'enquête pour l'oléoduc Trans-Nord, rédigé par le BST en 2002. Entre-temps, l'ONÉ n'a transmis aucun ordre d'inspecteur malgré les fréquents problèmes éprouvés par l'oléoduc Trans-Nord. Bien que les mesures d'application fédérales puissent contribuer à la performance de certains pipelines dans certaines situations, force est d'admettre qu'elles ont échoué dans le cas de l'oléoduc Trans-Nord.

En conclusion, il est inacceptable qu'en dépit des garanties fournies par l'industrie pipelinère et les gouvernements voulant que les oléoducs puissent être construits et exploités en toute sécurité, des déversements et des incidents pipeliniers surviennent encore. Les affirmations quant aux systèmes de sécurité de « classe mondiale » et aux techniques « de pointe » appliqués aux oléoducs ne rendent pas ceux-ci plus sécuritaires. Pendant ce temps, l'application laxiste (voire la non-application) des lois et des règlements fédéraux et provinciaux en matière de sécurité pipelinère engendre une situation dans laquelle les oléoducs continuent de représenter un risque pour le Québec et les autres collectivités publiques.

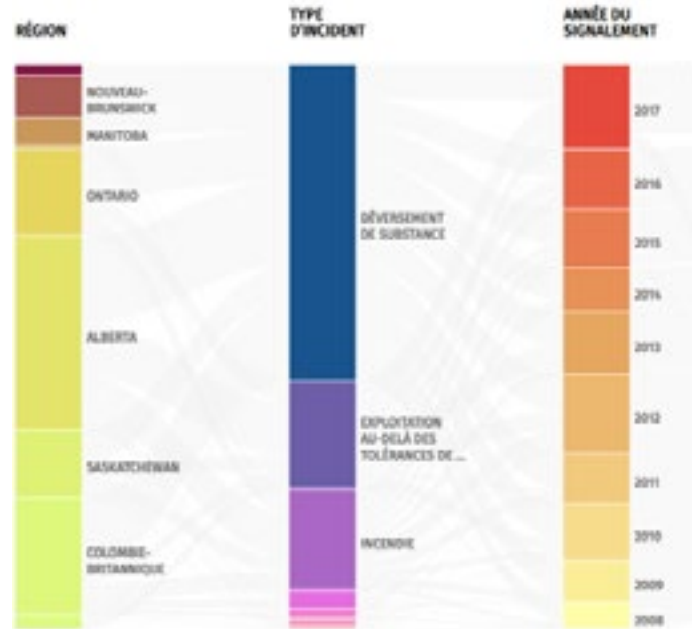
En se basant sur l'analyse et les observations présentées dans le présent rapport, Équiterre recommande que les paliers fédéral et provincial adoptent les mesures suivantes afin de contribuer à protéger les communautés et l'environnement contre les risques que posent les oléoducs :

- Prendre urgemment des mesures plus fortes aux paliers fédéral et provincial afin de réduire la dépendance aux carburants et aux produits fabriqués à partir de pétrole. S'engager sur la voie permettant de s'affranchir du pétrole et hâter la transition vers un futur plus propre sur le plan énergétique constitue une étape importante afin de réduire la nécessité de transporter du pétrole par oléoducs et par d'autres moyens.
- Réduire ou éliminer la divergence entre les ensembles de données de l'ONÉ et du BST sur les incidents pipeliniers afin de pouvoir plus simplement et précisément effectuer le suivi des différentes entreprises pipelinères. Revoir également le système de suivi des incidents du Québec, le Registre des interventions d'Urgence-Environnement, afin qu'il soit plus transparent et convivial.
- Exiger que le gouvernement fédéral prenne des mesures immédiates à l'égard de l'oléoduc Trans-Nord : le BST devrait ouvrir de nouvelles enquêtes, et l'ONÉ devrait veiller à une application plus stricte des lois et des règlements à l'aide de tous les mécanismes à sa disposition.
- Exhorter le gouvernement fédéral à entreprendre la révision de ses propres pratiques en matière d'application des lois et des règlements concernant les incidents pipeliniers, et soumettre le résultat de ces efforts à l'évaluation et à la critique citoyennes avant de formuler de nouvelles politiques ou de nouveaux projets de loi.
- Étudier la possibilité de promulguer une Loi sur la sécurité pipelinère au Québec en s'inspirant des meilleurs aspects des lois provinciales semblables en vigueur dans les autres provinces canadiennes.

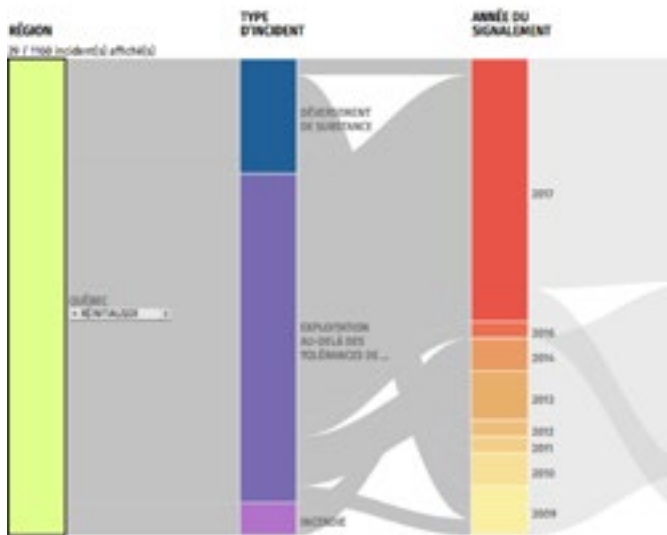
ANNEXE A

Distribution de la quantité totale d'incidents pipeliniers par année, pour l'ensemble du Canada et par province¹⁴⁸

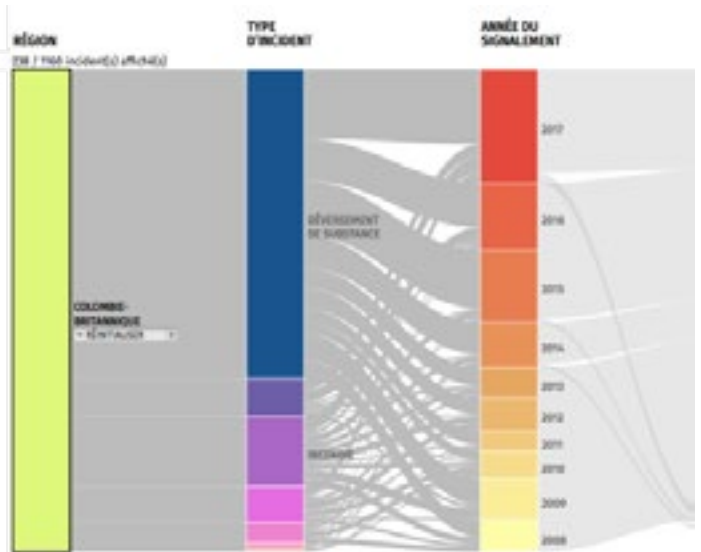
Canada: 15.1% de tous les incidents reportés depuis 2008 ont eu lieu en 2017. Il y a eu plus d'incidents en 2017 (173) que n'importe quelle autre année précédente sur la période étudiée. 2012 fut la seconde année avec le plus grand nombre d'incidents (159).



Québec: 55% de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017



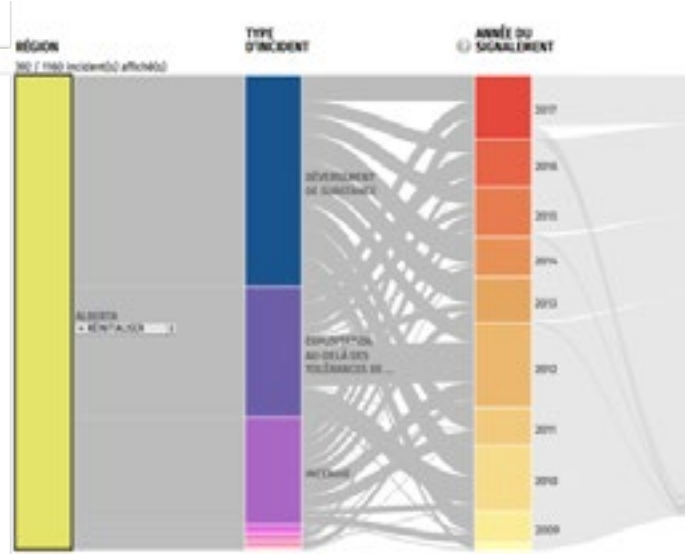
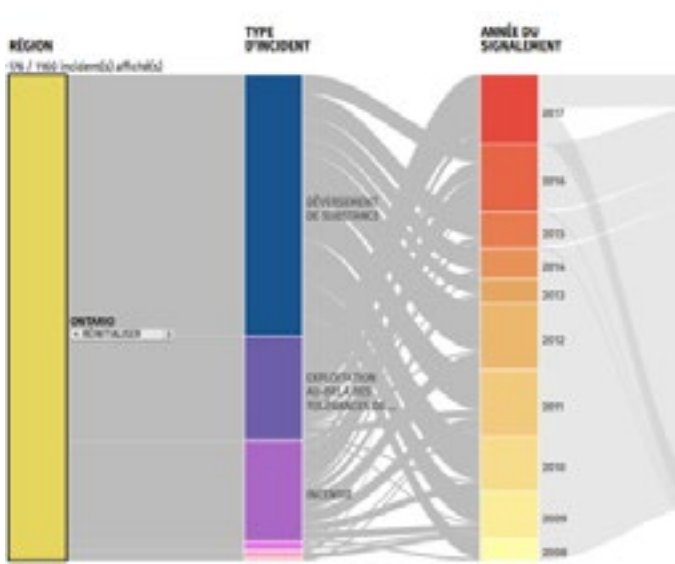
Colombie-Britannique: 23.5% de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017



148 All data in Appendix A is based on National Energy Board pipeline incident data. See "Incidents impliquant des installations et des pipelines réglementés par l'office". Undated. Available at: <https://apps2.neb-one.gc.ca/incidents-pipeliniers/>.

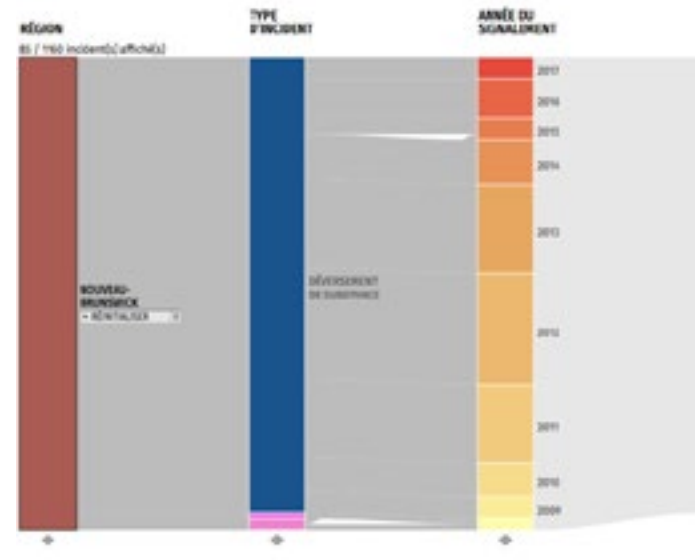
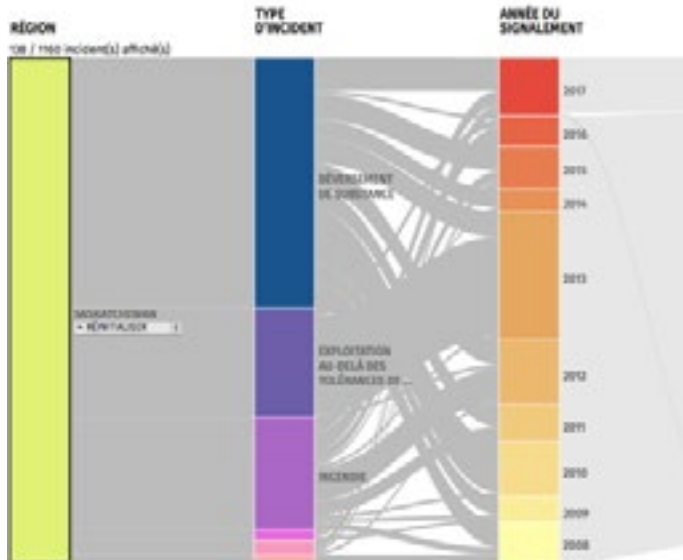
Ontario: 14% de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017

Alberta: 13.5% de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017



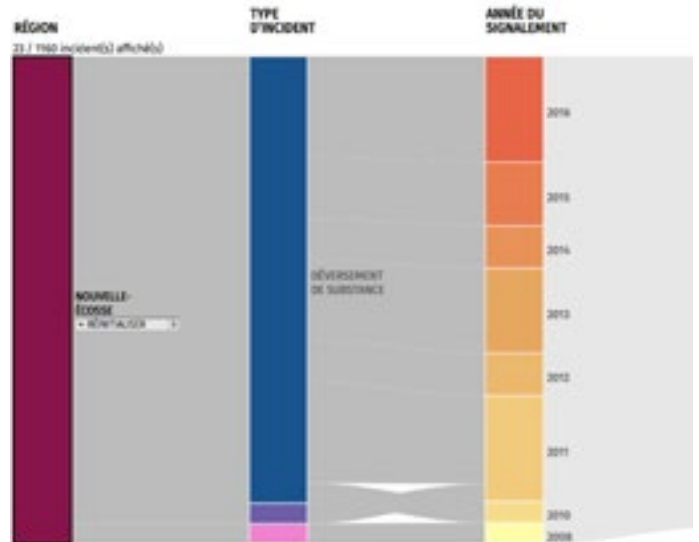
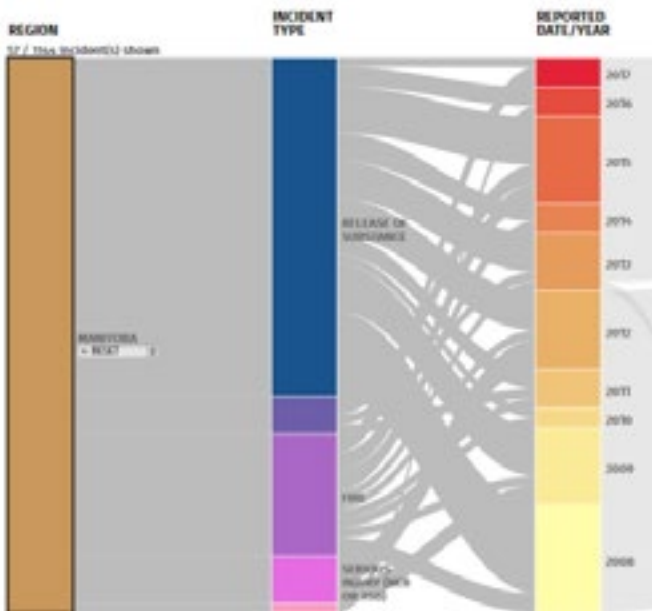
Saskatchewan: 12% de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017

Nouveau-Brunswick: 5% de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017



Manitoba: 5% de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017

Nouvelle-Écosse : de tous les incidents pipeliniers déclarés sont survenus en 2017



Territoires du Nord-Ouest: 0% of all reported incidents occurred in 2017

