

APPLICATION DE LA NOUVELLE RÉGLEMENTATION DU CANADA SUR LE MÉTHANE

Allan E. Ingelson

Symposium sur l'environnement au tribunal :
Application des lois canadiennes sur les émissions de GES

Les 25 et 26 octobre 2018
Université Laval



UNIVERSITÉ
LAVAL

Faculté de droit
Chaire de recherche du Canada
en droit de l'environnement



UNIVERSITY OF CALGARY
FACULTY OF LAW



Canadian Institute of Resources Law
Institut canadien du droit des ressources

This project was undertaken with the financial support of:
Ce projet a été réalisé avec l'appui financier de :



Environment and
Climate Change Canada

Environnement et
Changement climatique Canada

L'Institut canadien du droit des ressources favorise l'accessibilité, la diffusion et l'échange des renseignements publics. Vous êtes autorisé à copier, à diffuser, à afficher, à télécharger et, par ailleurs, à traiter cet ouvrage librement, moyennant les conditions suivantes :

- (1) Vous devez mentionner la source de cet ouvrage;
- (2) Vous ne pouvez modifier cet ouvrage;
- (3) Vous ne pouvez en faire un usage commercial sans le consentement écrit préalable de l'Institut.

Tous droits réservés © 2018

APPLICATION DE LA NOUVELLE RÉGLEMENTATION DU CANADA SUR LE MÉTHANE

Allan Ingelson, Associate Professor, University of Calgary

Introduction

Le méthane (CH₄), un puissant gaz à effet de serre (GES), a un potentiel de réchauffement planétaire de plus de 70 fois celui du dioxyde de carbone (CO₂), sur une période de 20 ans¹. Il s'agit d'une composante importante du gaz naturel². Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a signalé que le secteur canadien du pétrole et du gaz a été responsable de 25 % des émissions nationales de GES de 1990 à 2012. En 2017, ECCC a indiqué que 44 % des émissions de GES au Canada provenaient de la même industrie³.

À la lumière des engagements pris par le Canada en vertu de l'Accord de Paris⁴, le 29 juin 2016, le premier ministre Justin Trudeau a annoncé que le gouvernement fédéral réduirait les émissions nationales de méthane de l'industrie pétrolière et gazière de 40 à 45 % sous les niveaux de 2012 d'ici 2025⁵. Au cours des deux dernières années, le gouvernement fédéral a fait la promotion du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques, un plan national visant à réduire les effets des changements climatiques et en vertu duquel des normes d'émissions plus rigoureuses ont été recommandées⁶. En avril 2018, conformément au paragraphe 332(1) de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*⁷, la ministre de l'Environnement et du Changement climatique a publié le Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont) dans la Partie II de la *Gazette du Canada*⁸.

¹ Environnement et Changement climatique Canada, « Proposed methane regulations – A significant step in addressing climate change in Canada » (Ottawa : ECCC, juin 2017), en ligne : <http://ec.gc.ca/lcpe-cepa/default.asp?lang=En&xml=BF682B3-03F9-4B3D-B5A9-1D5B>.

² « Methane Emissions in the Oil and Gas Industry » (1^{er} juin 2018), en ligne : www.americangeosciences.org/critical-issues/factsheet/pe/methane-emissions-oil-gas-industry.

³ ECCC, www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/projet-reglement-methane-renseignements-supplementaires.html.

⁴ Nations Unies, Changement climatique, entré en vigueur le 4 novembre 2016, <https://unfccc.int/process-and-meeting/the-paris-agreement>.

⁵ Drew Nelson, « The Power of Three: Mexico Aligns with U.S and Canada on Oil and Gas Methane Pollution », Environmental Defense Fund : Energy Exchange (29 juin 2016); Environnement et Changement climatique Canada, « Règlement canadien sur le méthane dans le secteur du pétrole et du gaz en amont », www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/projet-reglement-methane-renseignements-supplementaires.html.

⁶ Gouvernement du Canada, Environnement et Changement climatique Canada, *Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques : Plan canadien de lutte contre les changements climatiques et de croissance économique* (Gatineau, Québec : Environnement et Changement climatique Canada, 2016).

⁷ *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, L.C. 1999, ch. 33.

⁸ *Règlement sur la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont)*, DORS 2018-66, C.P. 2018-3296, 2018-04-03; en ligne : <https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2018/04/le-canada-concretise-un-important-engagement-visant-a-reduire-la-pollution-par-le-carbone.html>.

Le nouveau règlement sur le méthane

L'article 1 du règlement indique qu'il est conçu pour « réduire, immédiatement ou à long terme, les effets nocifs des émissions de méthane et de certains composés organiques volatils »⁹. Le règlement met l'accent sur la réduction des émissions de méthane provenant des sources les plus importantes et émergentes de l'industrie pétrolière et gazière en amont du Canada : les fuites d'équipement, l'évacuation et les nouveaux puits de pétrole et de gaz¹⁰.

1. Fuites d'équipement

Selon ECCC, les fuites d'équipement des installations pétrolières et gazières représentent 34 % des émissions de l'industrie¹¹. À l'article 2 du règlement, le terme « émission fugitive » fait référence aux fuites de gaz provenant de l'équipement et se définit comme « l'émission de gaz d'hydrocarbures non intentionnelle provenant d'une installation de pétrole et de gaz en amont »¹². Le règlement vise à réduire les émissions des grandes installations qui reçoivent plus de 60 000 m³ standard d'hydrocarbures au cours d'une période de 12 mois¹³. Le fait de s'attaquer à un plus petit nombre de sources d'émissions (installations) plus importantes reflète une approche fondée sur un fort effet de levier. Pour réduire les émissions, l'article 29 du règlement oblige les exploitants à exécuter des programmes de détection et de réparation des fuites (DRF) comme suit¹⁴ :

[L]'exploitant établit et met en œuvre à l'installation l'un des programmes suivants : a) un programme réglementaire de détection des fuites et de réparation qui satisfait aux exigences prévues aux articles 30 à 33; b) un programme alternatif de détection des fuites et de réparation visé au paragraphe 35(1) qui résulte au plus en la même quantité d'émissions fugitives que celle qui résulterait d'un programme réglementaire visé à l'alinéa a).

En ce qui concerne les options de DRF qui s'offrent aux exploitants d'installations, le paragraphe 35(1) du règlement offre une souplesse quant au type de programme de réparation des fuites utilisé, à condition que la réparation offre la même réduction des émissions requise.

L'article 32 du règlement prévoit que, dans la plupart des cas, une fuite doit être réparée dans les 30 jours suivant sa détection :

La fuite d'un composant d'équipement détectée au cours d'une inspection ou d'une autre façon doit être réparée : a) dans les trente jours suivant la date de sa détection, si la fuite peut être réparée pendant que le composant d'équipement est en fonctionnement; b) au plus tard avant la fin du prochain arrêt programmé, à moins que ce délai ne soit prolongé en vertu de l'article 33, dans tout autre cas¹⁵.

⁹ *Ibid.*

¹⁰ Précité, note 1.

¹¹ *Ibid.*

¹² Précité, note 8.

¹³ *Ibid.*, art. 26-45.

¹⁴ *Ibid.*, art. 29.

¹⁵ *Ibid.*, art. 32.

En ce qui concerne les inspections des installations, le règlement prévoit que les composants d'équipement dans une installation de pétrole et de gaz en amont doivent être inspectés « au plus tard, soit le 1^{er} mai 2020, soit si elle est postérieure, à la date qui tombe soixante jours après le démarrage de la production; [et] au moins trois fois par année et à au moins soixante jours d'intervalle »¹⁶. Le règlement prévoit trois inspections annuelles¹⁷. Les types de technologies qui seront utilisées pendant les inspections, comme les caméras infrarouges, les renifleurs, les drones et les systèmes de satellite, sont précisés afin d'éviter les disputes et les différends qui pourraient survenir quant à savoir s'il y a eu des émissions qui dépassent le niveau permis par le règlement.

Les nouvelles exigences témoignent de l'accent accru mis par ECCC sur les exploitants pour qu'ils prennent des mesures pour prévenir, détecter et réparer les fuites d'équipement en temps opportun afin de réduire encore davantage les émissions des grandes installations pétrolières et gazières. Le fait que les délais accordés aux exploitants pour effectuer les réparations de l'équipement sont précisés dans le règlement devrait inciter les exploitants d'installations à porter une attention plus particulière au volume actuel des émissions provenant des fuites d'équipement. En plus des dispositions générales du règlement qui régissent les fuites d'équipement, il y a des dispositions particulières qui s'appliquent à différents types d'équipement.

Vingt pour cent des émissions nationales de méthane au Canada provenant de l'industrie pétrolière et gazière proviennent de fuites de dispositifs pneumatiques¹⁸. Divers instruments automatisés, appelés dispositifs pneumatiques, sont utilisés dans l'ensemble de l'industrie et utilisent du gaz naturel pour pomper des liquides et à d'autres fins. Certains de ces dispositifs laissent échapper du méthane. Comme pour les autres types d'équipement de l'industrie pétrolière, le règlement prescrit des normes d'efficacité opérationnelle pour les régulateurs et les pompes pneumatiques¹⁹. Le règlement exige que les exploitants remplacent certains types de régulateurs pneumatiques à purge élevée qui produisent un plus grand volume d'émissions par des régulateurs à purge faible ou sans purge qui rejettent un plus petit volume d'émissions. Comme pour les autres types d'équipement, les réparations ou le remplacement de l'équipement doivent être effectués dans le délai précisé dans le règlement. Comme c'est le cas pour les autres types d'équipement, les dispositions qui s'appliquent aux dispositifs pneumatiques entreront en vigueur en 2023 afin de donner aux exploitants d'installations un préavis raisonnable pour prévoir dans leur budget la mise à niveau ou l'achat de nouvel équipement pour remplacer l'équipement existant²⁰.

2. Évacuation

L'évacuation est une pratique industrielle qui rejette du méthane directement dans l'atmosphère, ce qui représente 23 % des émissions de méthane de l'industrie pétrolière et gazière²¹. Étant donné que le gaz naturel est utilisé pour contrôler l'équipement sous pression, y compris les

¹⁶ Précité, par. 30(1)-(3).

¹⁷ *Ibid.*

¹⁸ Précité, note 1.

¹⁹ *Ibid.*, par. 37(1), 37(2), 39(1).

²⁰ *Ibid.*

²¹ Précité, note 1.

pompes, dans le cadre de multiples opérations industrielles, le méthane est rejeté intentionnellement par l'équipement des installations de traitement au moyen d'évents. Le règlement vise à réduire de 95 % le volume de méthane rejeté par les grandes installations pétrolières et gazières. Pour atteindre cet objectif, l'article 26 du règlement établit une limite annuelle d'évacuation pour une installation pétrolière et gazière en amont d'au plus 15 000 m³ d'hydrocarbures au cours d'une année. Une exception à la limite maximale d'émissions dans le règlement qui offre une certaine souplesse aux exploitants d'installations leur permet de demander l'autorisation d'évacuer du méthane pour des raisons de sécurité dans des cas d'urgence exceptionnels, comme une dépressurisation d'urgence ou une perturbation de l'entretien dans une plus grande installation de traitement du gaz²².

Dans les situations non urgentes, comme solution de rechange à l'évacuation du gaz, le règlement exige que les exploitants captent et utilisent au moins 95 % du méthane dans les installations à des fins bénéfiques plutôt que de le gaspiller. Le règlement stipule qu'au moins 95 % du gaz doit être capté et utilisé à l'une des trois fins bénéfiques qu'il prévoit. L'article 5 du règlement exige une efficacité opérationnelle minimale de l'équipement comme suit : « Tout équipement de conservation de gaz d'hydrocarbures utilisé dans une installation de pétrole et de gaz en amont doit [...] fonctionner de manière qu'au moins 95 % des gaz d'hydrocarbures [...] soient captés et conservés »²³. L'article 7 du règlement stipule que les gaz doivent être captés et conservés jusqu'au moment où ils sont :

- a) soit utilisés dans l'installation de pétrole et de gaz en amont comme carburant dans un appareil à combustion qui rejette dans l'atmosphère au plus 5 % des gaz d'hydrocarbures brûlés;
- b) soit vendus;
- c) soit injectés dans un gisement souterrain à des fins autres que leur élimination comme déchets²⁴.

Le règlement exige trois méthodes de captage et d'utilisation du gaz. Au lieu d'évacuer le gaz dans l'atmosphère et de le gaspiller, le règlement exige que les exploitants l'utilisent à des fins bénéfiques dans les installations de traitement. En ce qui concerne la première option, le règlement précise qu'au plus 5 % du gaz peut être rejeté. La deuxième option, « vendus », fait référence à l'acheminement du gaz pour qu'il soit vendu et utilisé. Une troisième option, l'injection souterraine, aussi appelée récupération améliorée, exige que le gaz naturel soit réinjecté dans un réservoir de pétrole et de gaz afin d'éviter le rejet de méthane dans l'atmosphère.

Un autre type d'équipement qui contribue à 9 % des émissions nationales de méthane du Canada est celui des compresseurs qui sont des dispositifs mécaniques utilisés pour accroître la pression dans les pipelines afin de transporter le gaz naturel des sites de production aux consommateurs²⁵. Il y a différents types de compresseurs qui émettent différents niveaux d'émissions, et le nouveau règlement contient des dispositions spéciales qui limitent le volume

²² *Ibid.*

²³ Précité, note 8.

²⁴ *Ibid.*

²⁵ Précité, note 1.

d'émissions pouvant être évacuées à partir de différents types de compresseurs²⁶. Afin de réduire le volume d'émissions de chaque type de compresseur, les exploitants de l'industrie doivent effectuer des mesures annuelles pour s'assurer que les limites d'émissions stipulées dans le règlement sont respectées. L'alinéa 14a) exige la mesure des volumes de débit de gaz comme première étape en vue de réduire davantage le volume des émissions. Le paragraphe 16(3) exige que les exploitants prennent des mesures initiales et subséquentes du débit gazeux pendant des périodes précises, comme suit :

Le débit doit être mesuré : a) pour la première fois : (i) au plus tard le 1^{er} janvier 2021, si le compresseur est installé dans l'installation avant le 1^{er} janvier 2020, (ii) au plus tard le trois cent soixante-cinquième jour suivant la date de l'installation du compresseur dans l'installation, dans les autres cas; b) par la suite, au plus tard le trois cent soixante-cinquième jour suivant la date de la dernière prise de mesure.

L'article 14 prévoit un rendement optimal de l'équipement qui tient compte des différents types de compresseurs utilisés à différents endroits, et le nouveau règlement met l'accent sur l'efficacité et l'entretien optimaux de l'équipement afin de réduire au minimum le niveau d'émissions des différents types de compresseurs²⁷. Comme pour les autres types d'émissions de l'équipement, les exploitants de compresseurs doivent prendre des mesures pour conserver ou détruire le méthane et respecter les limites d'évacuation pertinentes pour le compresseur. Des mesures correctives s'imposent si les émissions dépassent la limite applicable au compresseur, qui dépend de la date d'installation, du type de compresseur et de sa puissance de freinage nominale²⁸. Des délais précis de 30 jours et de 90 jours sont stipulés dans le règlement pour effectuer les travaux requis sur les compresseurs afin de réduire les émissions de méthane²⁹.

Les opérations de fracturation hydraulique (FH) et la complétion des puits de pétrole et de gaz nouvellement forés constituent une autre source potentielle d'émissions de méthane visée par le règlement.

3. Fracturation hydraulique et complétion des puits de pétrole et de gaz

La FH des puits de pétrole et de gaz désigne le processus utilisé pour créer des fissures ou des fractures dans la roche qui permettent au pétrole et au gaz de se déplacer plus librement vers la surface du puits. La FH est un processus essentiel dans la plupart des puits de pétrole et de gaz de schiste pour qu'il y ait une production économique de pétrole ou de gaz³⁰. Les fluides qui contiennent du méthane dans la solution viennent de la surface du puits et peuvent libérer du méthane dans l'atmosphère s'ils ne sont pas gérés adéquatement. Récemment, on a perfectionné la technologie pour détecter et surveiller les rejets de méthane provenant des puits de pétrole et de gaz. À l'aide de données satellitaires, les tendances des émissions atmosphériques de méthane en Amérique du Nord ont été analysées et comparées avant et après l'exploitation du gaz de

²⁶ Précité, note 8, al. 14(b) et par. 16(3).

²⁷ *Ibid.*, par. 18(2) et 18(3).

²⁸ *Ibid.*, art. 14.

²⁹ Précité, note 8.

³⁰ Centre canadien d'information sur l'énergie, « Our Petroleum Challenge », 8^e éd., p. 140.

schiste non classique. Il a été signalé que la concentration des émissions fugitives a augmenté dans les régions où l'on exploite du pétrole et du gaz de schiste³¹.

Afin de prévenir les émissions de méthane provenant des nouveaux puits de pétrole et de gaz forés partout au Canada, le paragraphe 11(2) du règlement, intitulé « Interdiction d'évacuer », interdit l'évacuation à partir des nouveaux puits et exige le captage et l'utilisation du gaz naturel à des fins bénéfiques ou la combustion ou la destruction du gaz. Le paragraphe prévoit ce qui suit : « Les gaz d'hydrocarbures liés au reflux d'un puits ne peuvent [...] être évacués, mais doivent être captés et dirigés vers un équipement soit de conservation, soit de destruction de gaz d'hydrocarbures ». L'interdiction d'évacuer le gaz des nouveaux puits de pétrole et de gaz empêchera une augmentation des émissions de méthane provenant de ces puits.

En ce qui concerne les normes provinciales en vigueur en Colombie-Britannique et en Alberta qui limitent les émissions des puits de pétrole et de gaz qui sont des puits de FH complétés, l'article 13 du règlement intitulé « Non-application – Colombie-Britannique et Alberta » stipule ce qui suit:

Les articles 11 et 12 ne s'appliquent pas à l'égard d'une installation de pétrole et de gaz en amont située :

- a) en Colombie-Britannique, si l'installation est assujettie aux exigences de complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique énoncées dans la ligne directrice intitulée *Flaring and Venting Reduction Guideline*, publiée par la Oil and Gas Commission de la Colombie-Britannique en juin 2016;
- b) en Alberta, si l'installation est assujettie aux exigences de complétion de puits faisant appel à la fracturation hydraulique énoncées dans directive intitulée *Directive 060: Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating, and Venting*, publiée par l'Alberta Energy Regulator le 22 mars 2016.

L'article 13 du règlement prévoit que les exploitants qui satisfont aux exigences provinciales actuelles en Colombie-Britannique³² et en Alberta³³ n'ont pas à se conformer aux nouvelles normes du règlement, car le gouvernement fédéral a conclu que les exigences provinciales de 2016 qui s'appliquent aux émissions provenant de la FH et de la complétion de nouveaux puits sont adéquates³⁴. Cependant, contrairement à la Colombie-Britannique et à l'Alberta, les exploitants qui effectuent des opérations de HF et de complétion de puits dans d'autres provinces et territoires doivent satisfaire aux exigences fédérales pour éviter les poursuites³⁵.

³¹ Oliver Scheising et coll., « Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North America tight geologic formations », (2014) 2 (10) *Earth's Future*, p. 548.

³² BC Oil and Gas Commission, « Flaring and Venting Reduction Guideline », en ligne : <https://www.bcogc.ca/node/5916/download>.

³³ Alberta Energy Regulator, « Upstream Petroleum Industry Flaring, Incinerating and Venting – AER Directive 060 », en ligne : www.aer.ca/documents/directives/Directive060.pdf.

³⁴ Précité, note 8, art. 11 et 12.

³⁵ *Ibid.*

Application

Aucune décision n'a été rendue au sujet d'une mesure d'exécution au Canada en vertu du nouveau règlement³⁶. Aux États-Unis, en 2012, les premières règles de réduction des émissions ont été publiées, puis en 2016, les normes « Oil and Natural Gas Sector – New Source Performance Standards », élaborées par l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis, ont été adoptées afin de réduire davantage les émissions de l'industrie pétrolière et gazière comme au Canada³⁷. La première mesure d'exécution prise contre une entreprise de collecte, de transport et de traitement de gaz naturel pour l'évacuation d'émissions excédentaires a été réglée en avril 2018³⁸. Conformément à l'alinéa 113(b) de la *Clean Air Act* (CAA)³⁹ et à la *Pennsylvania Air Pollution Control Act*⁴⁰, le département de la Justice des États-Unis, l'EPA et le département de la Protection environnementale de la Pennsylvanie ont déposé une plainte contre MarkWest Liberty Midstream & Resources, LLC et Ohio Gathering Company (MarkWest) parce que l'entreprise aurait enfreint les dispositions sur la [traduction] « prévention de la détérioration importante »⁴¹ et les dispositions sur [traduction] « l'examen des nouvelles sources de non-conformité »⁴², à la suite de l'évacuation d'émissions excessives en Pennsylvanie et en Ohio⁴³. En plus d'être accusé d'avoir rejeté des émissions excédentaires à partir de ses installations, l'exploitant a été accusé d'avoir omis d'obtenir les permis requis et de tenir des dossiers pour ses installations autonomes et ses stations de compression. Le défendeur a expressément nié toute responsabilité à l'égard de la contravention des limites d'émissions⁴⁴. Les organismes de réglementation fédéraux et étatiques ont demandé une injonction et des sanctions civiles⁴⁵.

Selon Christopher Rimkus, l'avocat général du défendeur, les travailleurs sont arrivés sur les lieux d'un pipeline pour effectuer des travaux d'entretien courant⁴⁶. Les activités d'entretien étaient effectuées quotidiennement, hebdomadairement ou mensuellement afin d'éviter l'accumulation de condensats dans les gazoducs de collecte et de transport. Les opérations nécessitaient l'évacuation du gaz pour réduire la pression dans le pipeline avant que les activités d'entretien ne puissent se poursuivre. Des agents du gouvernement fédéral sont arrivés sur les lieux pour une inspection vers 8 h, ont interrompu les activités d'entretien courant, et ont commencé à interroger les travailleurs et à prélever des échantillons. Les agents ont terminé l'inspection du site et demandé la production de documents; cependant, aucune mesure

³⁶ Précité, note 8.

³⁷ US Environmental Protection Agency, « Actions and Notices about Oil and Natural Gas Pollution Standards », en ligne : <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-industry/actions-and-not...>; « EPA Releases First-Ever Standards to Cut Methane Emissions from the Oil and Gas Sector » (12 mai 2016), en ligne : US EPA, <https://archive.epa.gov/epa/newsreleases/epa-releases-first-ever-standards-cut-methane-em>.

³⁸ <https://www.epa.gov/enforcement/markwest-clean-air-act-settlement-information-sheet>.

³⁹ 42 USC § 7413(b).

⁴⁰ PL 2119, n° 787, 1959, dans sa version modifiée.

⁴¹ 42 USC §§ 7490-7492.

⁴² 42 USC §§ 7501-7515.

⁴³ Action civile n° 2:18-cv-00520-LPL (Cour de district des É.-U. en Pennsylvanie occidentale).

⁴⁴ Précité, note 42.

⁴⁵ US Environmental Protection Agency, Consent Decree (décret de consentement), en ligne : <https://www.epa.gov/sites/production/files/2018-04/documents/markwest-cd.pdf>, p. 1.

⁴⁶ Christopher Rimkus, « Launcher and Receiver Operational Enhancement: A Case Study », section Rocky Mountain States de l'Air and Waste Management Association, 14 mars 2018; <https://www.awma-rmss.org/wp-content/uploads/2018.3.8-LR-Slides-for-AWMA-Mtg2.pdf>.

supplémentaire n'a été prise par les agents fédéraux à ce moment-là⁴⁷. L'avocat général fait remarquer qu'après l'exécution du mandat de perquisition fédéral, il est devenu clair pour lui que [traduction] « le mandat de perquisition reposait en grande partie sur un certain nombre d'idées fausses ». Plus précisément, les activités [traduction] « ne se déroulaient pas en secret », car elles [traduction] « sont régulièrement planifiées », et les activités en question [traduction] « ne libèrent pas tout le volume du tronçon pipelinier dans l'atmosphère, mais une quantité beaucoup plus petite lors de l'insertion ou de la récupération d'un outil »⁴⁸. L'avocat général note également que [traduction] « les employés capturent les liquides de gaz naturel (LGN) ou autres liquides qui peuvent se trouver dans le baril d'un réservoir de stockage et ne les déversent pas au sol. Le public n'était absolument pas menacé par les opérations et aucune preuve n'a jamais été présentée pour étayer une allégation contraire. La sécurité des travailleurs est protégée pendant les opérations, comme l'attestent les études effectuées avant le mandat de recherche »⁴⁹.

L'action intentée par les organismes de réglementation fédéraux et étatiques a été présentée comme une demande d'urgence en matière de pollution atmosphérique en vertu de l'article 303 de la CAA. L'avocat du défendeur a déclaré que le fondement du mandat de perquisition et des discussions préliminaires avec le département de la Justice et l'EPA étaient axés sur la protection des travailleurs de l'industrie et de la santé publique. Il fait remarquer que [traduction] « des études scientifiques antérieures et subséquentes démontrent qu'il n'y a pas de danger imminent et important pour les travailleurs ou le public »⁵⁰ et que [traduction] « l'EPA, les états et l'industrie ont traditionnellement eu l'impression que les émissions des opérations en question étaient minimales ».

Après l'inspection du site et l'examen de ses activités, le défendeur [traduction] « a identifié de façon prudente un petit sous-ensemble (moins de 10 %) de ses sites où les émissions auraient pu être supérieures aux seuils minimales permis de la Pennsylvanie ». L'avocat général fait remarquer qu'il n'y avait [traduction] « aucune motivation ou aucun avantage pour l'entreprise de ne pas obtenir les permis appropriés, car ils sont faciles à obtenir pour les sources mineures d'émissions ou en vertu d'autres critères, et il est facile et peu coûteux d'apporter des modifications à la conception opérationnelle afin que les émissions tombent sous les niveaux minimaux »⁵¹. L'exploitant avait déjà étudié et évalué le développement et la mise à l'essai de nouvelles technologies pour échantillonner et estimer le niveau de composés organiques volatils (COV) dans les émissions provenant de ses activités, et il avait déjà entrepris des améliorations de conception qui ont réduit considérablement les émissions de COV, de méthane et d'éthane de ses stations de compression et de ses installations autonomes en Pennsylvanie et en Ohio⁵².

Même si elle niait sa responsabilité, l'entreprise a réglé l'action⁵³. Dans le décret de consentement, l'exploitant défendeur et les gouvernements reconnaissent que [traduction] « l'entente de règlement a été négociée de bonne foi pour éviter d'autres litiges, et elle est juste,

⁴⁷ *Ibid.*

⁴⁸ *Ibid.*

⁴⁹ *Ibid.*

⁵⁰ *Ibid.*

⁵¹ *Ibid.*

⁵² *Ibid.*

⁵³ Précité, note 40.

raisonnable et dans l'intérêt public »⁵⁴. Le règlement prévoit le paiement d'une sanction civile d'un montant de 610 000 \$US et l'achèvement de trois projets d'amélioration environnementale communautaires supplémentaires visant à réduire les émissions des installations pétrolières et gazières à un coût minimum de 2 millions de dollars US pour l'exploitant⁵⁵.

Dans le cadre de ce que nous appelons une peine innovante au Canada, l'entente de règlement de 2018 exige que l'exploitant installe de l'équipement antipollution dans plus de 300 installations afin de réduire davantage les émissions et d'améliorer la qualité de l'air en Pennsylvanie et en Ohio⁵⁶. L'EPA estime que les nouveaux contrôles des émissions entraîneront une réduction de 706 tonnes par an des COV et une diminution de 91,5 % des émissions annuelles dans l'ensemble du réseau de collecte de gaz naturel de l'entreprise⁵⁷. En vertu de l'entente de règlement, l'exploitant doit également installer et exploiter des stations de surveillance de l'air ambiant près de deux stations de compression. Les renseignements recueillis auprès des stations de surveillance sur la nature et le volume des émissions provenant des activités de l'entreprise doivent être communiqués au grand public. En outre, l'exploitant doit mettre à la disposition des autres exploitants de l'industrie et partager avec eux les technologies novatrices qu'il a mises au point pour réduire les émissions et permettre à d'autres exploitants de les utiliser sans redevances par l'entremise de licences pour réduire davantage les émissions⁵⁸.

À la lumière du nouveau règlement, est-ce qu'une mesure d'exécution en matière de réduction des émissions qui pose des problèmes semblables pourrait se présenter au Canada? Comme l'article 1 du nouveau règlement sur le méthane indique qu'il est conçu pour prévenir la détérioration de l'environnement causée par les émissions et les COV connexes, et pour protéger la santé et la sécurité des Canadiens, je soutiens qu'une mesure d'exécution semblable pourrait survenir. Le décret de consentement/entente de règlement dans la mesure d'exécution contre MarkWest compte 104 pages⁵⁹, et les avocats peuvent juger utile d'évaluer les problèmes qui peuvent survenir dans une mesure d'exécution et la façon dont ils ont été résolus récemment. Les 14 mesures suivantes donnent quelques exemples de celles que l'entreprise défenderesse a accepté de mener à terme, afin de réduire la possibilité qu'elle et d'autres exploitants de l'industrie contreviennent aux règlements sur les émissions à l'avenir :

1. Pour s'assurer que les dirigeants, les employés et les entrepreneurs du défendeur connaissent les mesures à appliquer pour réduire la possibilité d'évacuer des émissions excessives à l'avenir, le défendeur doit fournir une copie de l'entente de règlement à tous ses administrateurs et dirigeants pour faire en sorte que les employés et les entrepreneurs dont les responsabilités peuvent inclure la conformité à l'entente sont informés des modalités de l'entente, et l'entreprise défenderesse doit conserver une version électronique de l'entente dans une section de son site Web interne qui porte sur les questions environnementales. Il incombe clairement à l'entreprise

⁵⁴ Précité, note 46.

⁵⁵ *Ibid.*

⁵⁶ *Ibid.*

⁵⁷ *Ibid.*

⁵⁸ *Ibid.*

⁵⁹ *Ibid.*

de veiller à ce que tous les employés et entrepreneurs qui exécuteront des travaux futurs se conforment aux modalités de l'entente⁶⁰;

2. L'entente précise le type de technologie de réduction des émissions qui doit être utilisé aux stations de compression et l'efficacité minimale (98 %) qui doit être atteinte pour détruire et réduire les émissions⁶¹;

3. L'entente de règlement indique une date d'ici laquelle l'exploitant défendeur doit mettre en œuvre le programme de réduction des émissions précisé⁶²;

4. Aux fins du respect de l'entente, l'entreprise défenderesse est tenue de calculer la masse des émissions de COV⁶³;

5. En ce qui concerne l'amélioration du confinement des liquides aux stations de compression et aux installations afin de prévenir les émissions, les nouvelles installations construites doivent incorporer des contenants de liquides avec des récipients en acier mis à la terre qui sont couverts en tout temps lorsqu'ils ne sont pas utilisés⁶⁴;

6. La pénalité financière est partagée entre le gouvernement fédéral et les gouvernements des états, soit 80 % au gouvernement fédéral et 20 % au gouvernement étatique, les intérêts étant payables sur tout montant en souffrance au taux stipulé dans l'entente⁶⁵;

7. La pénalité financière n'est pas déductible d'impôt⁶⁶;

8. L'entente de règlement interdit au défendeur d'utiliser les émissions réduites des projets réalisés en vertu de la peine innovante aux fins de réductions des émissions liées au développement propre qui comprennent des compensations d'émissions et l'obtention, l'échange ou la vente de crédits de réduction d'émissions⁶⁷;

9. En ce qui concerne la vente ou le transfert de ses installations, l'entente prévoit que les obligations lient les successeurs ou les cessionnaires de l'entreprise⁶⁸ et que l'entreprise doit aviser par écrit un successeur ou un cessionnaire ainsi que le ou les gouvernements de l'existence de l'entente avant la clôture de la vente ou du transfert⁶⁹;

10. Le défendeur doit assujettir toute vente ou tout transfert de propriété ou d'exploitation de toute installation visée à la signature par le tiers d'une modification à l'entente permettant de lier les modalités de l'entente à la propriété ou à l'exploitation des installations transférées au tiers⁷⁰;

⁶⁰ *Ibid.*, par. 8.

⁶¹ *Ibid.*, par. 13.

⁶² *Ibid.*, par. 14.

⁶³ *Ibid.*, par. 11.

⁶⁴ *Ibid.*, par. 23.

⁶⁵ *Ibid.*, par. 24.

⁶⁶ *Ibid.*, par. 27.

⁶⁷ *Ibid.*, par. 47.

⁶⁸ *Ibid.*, par. 3.

⁶⁹ *Ibid.*, par. 4.

⁷⁰ *Ibid.*, par. 5.

11. Le défendeur doit dépenser un minimum de 2 millions de dollars US pour mettre en œuvre les projets visant à réduire les émissions en vertu de la peine innovante⁷¹, et les projets ne doivent pas être ceux que le défendeur prévoyait ou avait l'intention de construire, d'exécuter ou de mettre en œuvre autrement que dans le but de régler la mesure d'exécution⁷²;

12. L'entreprise doit communiquer aux autres exploitants de l'industrie les leçons tirées de la mesure d'exécution en affichant des renseignements sur son site Web, et offrir des présentations informatives qui comprennent l'organisation de quatre séances de démonstration ou de formation par année pendant une période de trois ans;

13. En ce qui concerne le transfert de la technologie novatrice et éprouvée de contrôle des émissions que le défendeur a mise au point, l'entreprise doit fournir, sans redevances, des licences à d'autres exploitants pour utiliser sa conception exclusive qui a la capacité éprouvée de réduire l'accumulation de liquides et les émissions. Afin de favoriser l'adoption et l'utilisation rapides de la technologie novatrice par d'autres exploitants, le défendeur doit mettre à la disposition du public, sur un site Web, au plus tard six mois après la date d'entrée en vigueur de l'entente, une licence sans redevances et de l'information sur la conception de la technologie. Le défendeur doit rendre son personnel technique disponible en personne à chaque séance de formation pour démontrer l'installation et l'adoption de la technologie de réduction des émissions de COV. Le défendeur doit créer de la documentation informative complète sur l'installation et l'entretien de la technologie afin de réduire les émissions⁷³;

14. En ce qui concerne la surveillance de la qualité de l'air ambiant liée aux émissions des compresseurs, le défendeur doit installer et exploiter, pendant au moins 720 jours, une station météorologique et deux stations d'échantillonnage de l'air pour échantillonner et analyser la concentration totale de COV et de composés sulfureux réduits. Le défendeur doit soumettre à l'approbation de l'EPA un plan de surveillance de l'air ambiant dans les 120 jours suivant la date d'entrée en vigueur de l'entente. Le défendeur doit suivre le plan de surveillance approuvé et présenter des rapports d'information trimestriels et des rapports annuels à l'EPA⁷⁴;

En plus des mesures requises en vertu de l'entente de règlement, trois pratiques précises qui pourraient être prises pour protéger les travailleurs contre les émissions sont les suivantes :

1. Intégrer des procédures normalisées d'exploitation dans les documents de formation, y compris les protocoles d'intervention en cas d'alarme;
2. Des listes de contrôle de sécurité des tâches plastifiées pour chaque site;
3. Protection respiratoire pour le changement de filtres aux stations de compression⁷⁵.

⁷¹ *Ibid.*, par. 28.

⁷² *Ibid.*, par. 29.

⁷³ *Ibid.*, par. 28.

⁷⁴ *Ibid.*, par. 28.

⁷⁵ Précité, note 48.

Conclusion

Le nouveau règlement réduira encore davantage le volume de méthane qui pénètre actuellement dans l'atmosphère à la suite de fuites d'équipement et de l'évacuation dans les installations et les nouveaux puits de pétrole et de gaz. À compter du 1^{er} janvier 2020, les exploitants d'installations doivent commencer à mettre en œuvre des programmes de détection et de réparation des fuites d'équipement (DRF). Le règlement exige la mise en œuvre de programmes de DRF dans un délai précisé dans les installations et trois inspections annuelles. Certaines dispositions seront mises en œuvre progressivement au cours des cinq prochaines années afin de permettre aux exploitants d'installations de prévoir dans leur budget la mise à niveau ou le remplacement de l'équipement. Le règlement impose un plafond au volume d'émissions qui peut être rejeté par les installations. Il y a une limite maximale de 250 m³ de méthane par mois pour les grandes installations pétrolières et gazières, ou un total annuel cumulatif de 3 000 m³. ECCO a la capacité technique de détecter et de mesurer le volume d'émissions des installations, afin d'appliquer les nouvelles limites d'évacuation. Pour respecter les limites d'évacuation, les exploitants ont deux options de base. L'option privilégiée consiste à capter et à utiliser le méthane autrement gaspillé à des fins bénéfiques comme le chauffage des installations ou la production d'électricité. Une deuxième option moins souhaitable est la combustion efficace (torchage) du gaz naturel plutôt que de simplement libérer du méthane dans l'atmosphère. Le règlement interdit l'évacuation à partir des nouveaux puits de pétrole et de gaz et exige le captage du gaz⁷⁶. Le règlement indique que les exigences provinciales actuelles de la Colombie-Britannique et de l'Alberta qui limitent les émissions des puits sont adéquates et que, par conséquent, les exploitants qui satisfont aux normes provinciales de 2016 n'ont pas à respecter un deuxième ensemble de normes fédérales de réduction des émissions. Toutefois, dans les autres provinces, comme la Saskatchewan et le Manitoba, où de nouveaux puits de pétrole et de gaz de schiste sont forés et fracturés, les exploitants doivent satisfaire aux exigences fédérales. Étant donné qu'aucune poursuite n'a été intentée au Canada en vertu du nouveau règlement qui a été établi, l'affaire MarkWest fournit une orientation quant aux types de questions qui ont été soulevées dans le cadre d'une mesure d'exécution intentée en vertu du régime de réglementation américain qui a des objectifs de réduction des émissions semblables, et quant à la façon dont ces questions ont été résolues en avril 2018.

⁷⁶ *Ibid.*, par. 11(2).