



Analyse économique des possibilités de réductions d'émissions de méthane dans l'industrie canadienne du pétrole et du gaz

1. Sommaire exécutif

Le méthane est un gaz à effet de serre (GES) provoquant d'importants changements climatiques ayant un impact à court terme de nombreuses fois plus grande que le dioxyde de carbone. Selon les données canadiennes de la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC), le méthane pétrolier et gazier représentait environ 6 % des émissions totales de GES du Canada, en utilisant l'année 100 PRG du méthane¹. Des recherches récentes suggèrent également que l'atténuation des agents contribuant au changement climatique, comme le méthane, est un élément essentiel d'une réponse globale au changement climatique².

Le méthane est le composant principal du gaz naturel. En conséquence, les émissions de méthane se produisent partout dans l'industrie du pétrole et du gaz, et sont la plus grande source anthropique des émissions³ canadiennes de méthane. Il existe des méthodes efficaces disponibles pour réduire les émissions fugitives (fuites) et ventilées (intentionnellement émises) de méthane provenant de l'industrie du pétrole et du gaz et, en raison de la valeur du gaz qui est conservée, certaines de ces mesures pourraient accroître les revenus (par exemple, réduire le produit perdu) ou avoir un coût net limité. Le gouvernement canadien a discuté de la réduction de ces émissions dans le cadre de son engagement aux efforts⁴ internationales de réduction des GES et les provinces clés, y compris l'Alberta, cherchent également ces émissions comme une façon de réduire les émissions⁵ à l'échelle provinciale. Les provinces, dont l'Alberta et de la Colombie-Britannique, ont déjà des politiques en place qui nécessitent la réduction des émissions de méthane et cette étude met en évidence les possibilités supplémentaires de réductions additionnelles.

L'organisation internationale sans but lucratif *Environmental Defense Fund* (EDF) a commandé cette analyse économique sur la réduction des émissions de méthane provenant des industries pétrolière et gazière au Canada afin de déterminer les approches les plus rentables pour réduire ces émissions de méthane. Cette étude est axée sur les solutions et soutien une étude similaire qu'a entreprise ICF pour EDF sur les réductions de méthane pétrolier et gazier aux États-Unis⁶. Cette étude tente de projeter la croissance estimée des émissions de méthane provenant de l'industrie pétrolière et gazière du Canada jusqu'en 2020. Elle identifie les segments émetteurs les plus importants et des estimations de l'ampleur et le coût des réductions potentielles réalisables grâce à des technologies et pratiques disponibles et applicables. Les principales conclusions de l'étude comprennent :

- **124.8 Mpi3 des émissions en 2020.** – Les émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières devraient rester stables de 2013 à 2020 à environ 60,2 millions de tonnes métriques de CO₂e (125 milliards de pieds cubes de méthane⁷).

¹ Rapport d'inventaire national - Sources de gaz à effet de serre au Canada, 6% obtenus en utilisant l'année 100 PRG. La valeur en pourcentage des émissions totales de GES du Canada serait plus élevée si l'année 20 PRG était utilisée.

https://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/8812.php

² Shoemaker, J. et. al., « Quel rôle pour les polluants climatiques de courte durée dans la politique d'atténuation? » Sciences Vol 342 13 décembre 2013

³ Partie 3 de l'inventaire 2015, Tableau A9-3.

⁴ Le gouvernement du Canada annonce la cible 2030 des émissions

http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?nid=974959&_ga=1.237071689.812873837.1443881807

⁵ <http://alberta.ca/climate-leadership.cfm>

⁶ Disponible au : <https://www.edf.org/energy/icf-methane-cost-curve-report>

⁷ Toutes les valeurs d'équivalent CO₂ dans cette étude sont calculées à l'aide du PRG 100-ans du méthane selon le rapport AR-4, sauf indication contraire. Des exemples de calculs utilisant le PRG 20-ans peuvent être trouvés dans l'annexe D

- ◆ Ces émissions relativement constantes masquent les changements sous-nationaux, y compris, respectivement, la diminution de la production de gaz et de pétrole conventionnel en Alberta et la croissance des émissions dans les segments de la collecte et de renforcement et de la transmission, en raison de l'augmentation de la production de gaz non conventionnel en Colombie-Britannique et des pipelines nouvellement construits.
 - ◆ L'estimation des émissions dans cette étude est légèrement plus élevée que les valeurs CCNUCC canadiennes présentées.
 - ◆ Les sources d'émissions de 2013 existantes représentent plus de 90 % des émissions en 2020.
 - ◆ Cette évaluation ne tient pas compte de toutes les émissions de méthane provenant de la production possible des sables bitumineux. Les seules émissions incluses reliées aux sables bitumineux sont des volumes évasés et ventilés et les émissions des réservoirs au moyen de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). Les émissions extracôtières, même si elles sont incluses, sont de petites et ne représentent pas une partie importante de cette étude. Cette étude ne tient également pas compte des émissions insignifiantes des opérations de transport de pétrole et de raffinerie.
- **Possibilités concentrées de réduction** - 35 des plus de 175 catégories de sources d'émissions représentent plus de 80 % des émissions de 2020, principalement dans les installations existantes.
- **45 % de réduction des émissions avec les technologies existantes** - Cette réduction de 45 % de méthane provenant du pétrole et du gaz est égale à 27 millions de tonnes métriques d'équivalent CO₂ (56 milliards de pi³ de méthane) et est réalisable avec les technologies et les techniques existantes. Cette réduction :
- ◆ Revient à un coût net de 2,76 \$ CAN / tonnes métriques de réduction d'équivalent CO₂. Si le gaz naturel est évalué à 5 \$ CAN / milliard de pi³, le potentiel de réduction du méthane comprend la récupération du gaz d'une valeur d'environ 251,1 millions \$ CAN⁸ (200,8 millions \$ US) par an.
 - ◆ Équivaut à 1,33 \$ CAN / milliard de pi³ de méthane réduit (1,06 \$ US / Mpi³ réduit)⁹ ou moins de 0,01 \$ CAN / milliard de pi³ de gaz produit à l'échelle du pays¹⁰, compte tenu des économies qui découlent directement aux entreprises mettant en œuvre des mesures de réduction du méthane (tableau 1-1).
- Est réalisable à un coût annualisé net de 74,5 millions \$ CAN par an (59,6 millions \$ US) si la valeur économique totale du gaz naturel récupéré est prise en compte et sans compter les économies qui ne sont pas versées directement aux entreprises mettant en œuvre les mesures de réduction de méthane¹¹. Si les économies supplémentaires qui ne profitent pas aux entreprises sont incluses, la réduction de 45 % est réalisable à des économies nettes pour les consommateurs et l'économie canadienne de 2,3 M \$ CAN (1,8 million \$ US).
- ◆ Est en plus des règlements déjà en place ainsi que des actions volontaires projetées que les entreprises accompliront en 2020.

⁸ La valeur est calculée à partir de l'ensemble du gaz et non seulement le méthane, excluant le brûlage.

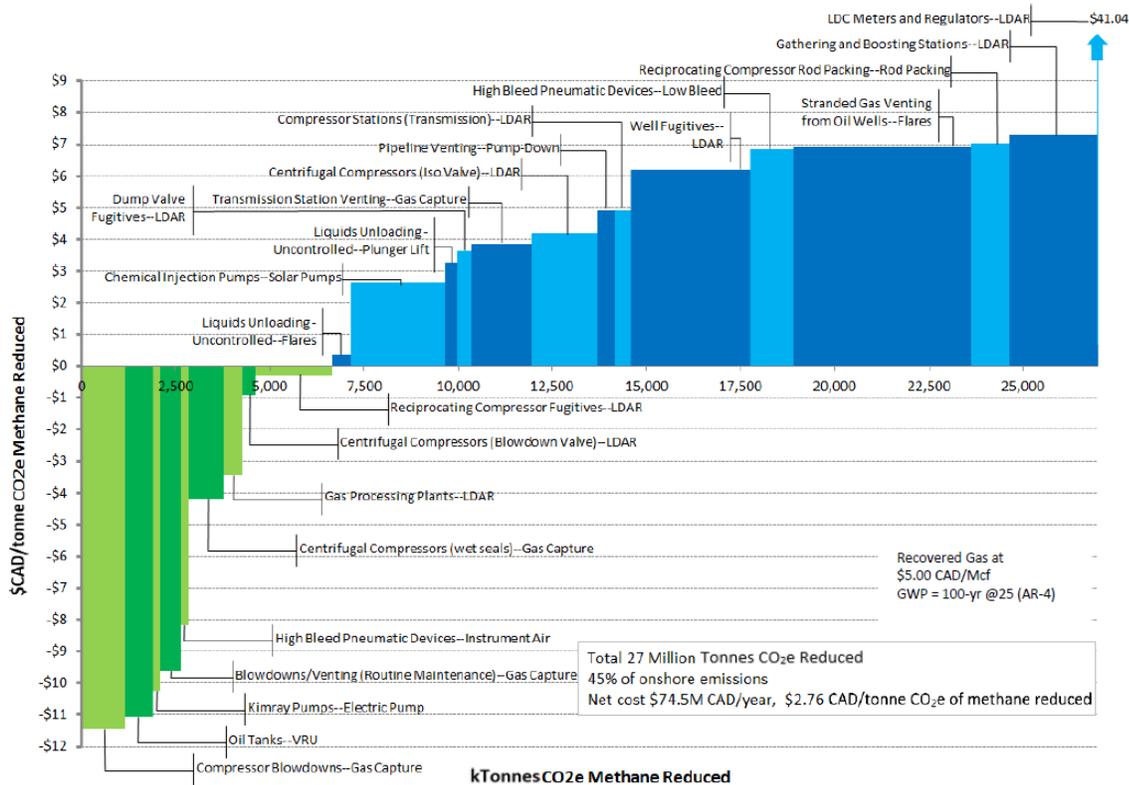
⁹ Tous les coûts dans ce rapport sont en dollar canadien (CAN), sauf lorsque cela est spécifiquement exprimé en dollars américains (US). Une moyenne mensuelle 2015 a été utilisée pour calculer un taux de change de 1,25 CAN de change pour 1 US. <https://research.stlouisfed.org/fred2/series/EXCAUS/downloaddata>

¹⁰ Basé sur le nombre moyen de productions de gaz naturel à travers le Canada

¹¹ Ne comprend pas ou ne tient pas compte du coût social potentiel des émissions de méthane. Comme on le verra plus tard, les avantages typiques ne reviennent pas aux entreprises de transport et de distribution.

- **Coût en capital** - Le coût en capital initial de ces mesures est estimé à environ 726 300 000 \$ CAN (581 millions \$ US).

Figure 1-1 - Marginal Abatement Cost Curve for Methane Reductions by Source



- **Plus grandes possibilités¹² de réduction** - En 2020, le segment de la production de gaz représente 26,8 % des émissions totales de méthane pétrolier et gazier, suivi par la collecte et le renforcement (21,8 %) et la production de pétrole (19,9 %). 35 des plus de 175 des catégories¹³ de sources d'émission comptent pour plus de 80 % des émissions de 2020, principalement dans les installations existantes. En volume, les cinq plus grandes sources d'émissions canadiennes de méthane pétrolier et gazier sont les suivantes :

- ◆ Gaz coincé s'échappant des puits de pétrole - la possibilité de réduire les émissions de 78 % en installant des torches.
- ◆ Pertes des stations de collecte et renforcement - possibilité de réduire les émissions de 60 % en mettant en œuvre la détection et la réparation des fuites (LDAR).
- ◆ Pompes à injection de produits chimiques - possibilité de réduire les émissions de 60% par le remplacement des pompes à gaz par une variété n'utilisant pas le gaz naturel.

¹² L'analyse économique dans cette étude ne comprend pas les coûts de carbone, sauf indication contraire.

¹³ Par exemple, les émissions fugitives des compresseurs à pistons ou les émissions ventilées de déchargement de liquides.

- ◆ Étanchéité des tiges de compresseur à piston - possibilité de réduire les émissions de 22 % par le remplacement de garniture de tige à une fréquence plus élevée.
 - ◆ Pertes des compresseurs centrifuges - possibilité de réduire les émissions de 60 % par la mise en œuvre de détection et la réparation des fuites (LDAR).
- **Résultats provinciaux : réductions rentables possibles en Alberta et en Colombie-Britannique** – l'Alberta et la Colombie-Britannique (en amont uniquement) constituent 58 % (32,6 Mpi³) et 9 % (4,8 Mpi³) respectivement des réductions totales canadiennes des émissions de méthane provenant du pétrole et de gaz en 2020 et des réductions devraient être réalisables dans les deux provinces avec les technologies existantes pour moins de 0,01 \$ / Mpi³ de gaz produit¹⁴.
- ◆ Alberta – une réduction de 15,7 millions de tonnes métriques d'équivalent CO₂ (32,6 Mpi³) devrait être réalisable avec les technologies et les pratiques existantes à un coût total net de 2,57 \$ CAN / tonne d'équivalent CO₂ ou 1,24 \$ CAN / Mpi³ réduit, ce qui est inférieur à 0,01 \$ CAN / Mpi³ de gaz produit en Alberta.
 - ◆ Colombie-Britannique – une réduction de 2,3 millions de tonnes métriques d'équivalent CO₂ (4,8 Mpi³) devrait être réalisable avec les technologies et les pratiques existantes à un coût total net de 1,69 \$ CAN / tonne d'équivalent CO₂ ou 0,81 \$ CAN / Mpi³ réduit, ce qui est inférieur à 0,01 \$ / Mpi³ de gaz produit en Colombie-Britannique.
- **Des coavantages existent** – réduire les émissions de méthane réduira également - sans frais supplémentaires – les polluants classiques qui peuvent nuire à la santé publique et à l'environnement. Les réductions de méthane projetées ici entraîneront également une réduction des composés organiques volatils (COV) et de polluants atmosphériques dangereux (PAD) associés aux émissions de méthane provenant de l'industrie du pétrole et du gaz.

Il y a plusieurs mises en garde sur les résultats :

- Cette étude a utilisé autant de données spécifiques au Canada que possible et modélisé les émissions par type de ressource, province canadienne et en utilisant des données sur les activités spécifiques au Canada, si possible. Diverses hypothèses à travers chaque segment ont été utilisées conjointement avec les données propres au Canada (par exemple, l'ACPP, Environnement Canada, l'Alberta Energy Regulator, etc.) afin de développer des équipements et des estimations s'activités spécifiques par segment pour l'industrie pétrolière et gazière canadienne. Lorsque des données canadiennes n'étaient pas disponibles, des données supplémentaires provenant des études américaines ont été utilisées.
- Les données de la sous-section W¹⁵ de l'APE des règles de déclaration des GES américain (PDGES) ont été analysées en conjonction avec les procurations régionales (basé sur la géologie) pour développer des facteurs d'émission applicables au cas canadien. Des facteurs d'émissions de sources spécifiques à partir des données des États-Unis ne devraient pas être significativement différentes comparées aux opérations canadiennes. Par exemple, un dispositif pneumatique fait par la même entreprise peut raisonnablement être supposé fonctionner de la même façon au Canada comme il le serait aux États-Unis.
- Le coût et la performance d'atténuation des émissions sont très spécifiques au site et variables. Les valeurs utilisées ici sont des valeurs moyennes estimées.

¹⁴ Environ 20 % des émissions proviennent du secteur intermédiaire (par exemple, transport, distribution, etc.) qui n'est pas ventilé par province, mais plutôt représenté au Canada à un niveau national. Les autres provinces représentent les émissions restantes.

¹⁵ Sous-section W – Systèmes de Pétrole et de gaz naturel. <http://www.epa.gov/ghgreporting/reporters/subpart/w.html>

- L'analyse de réduction des émissions porte sur les émissions de la mise en réservoir et de brûlage SAGD et la ventilation des sources des sables bitumineux, mais en raison des données limitées sur d'autres sources (par exemple, l'exploitation minière, les bassins de décantation, le traitement du bitume, etc.), ces autres sources de sables bitumineux ont été exclues de l'analyse.