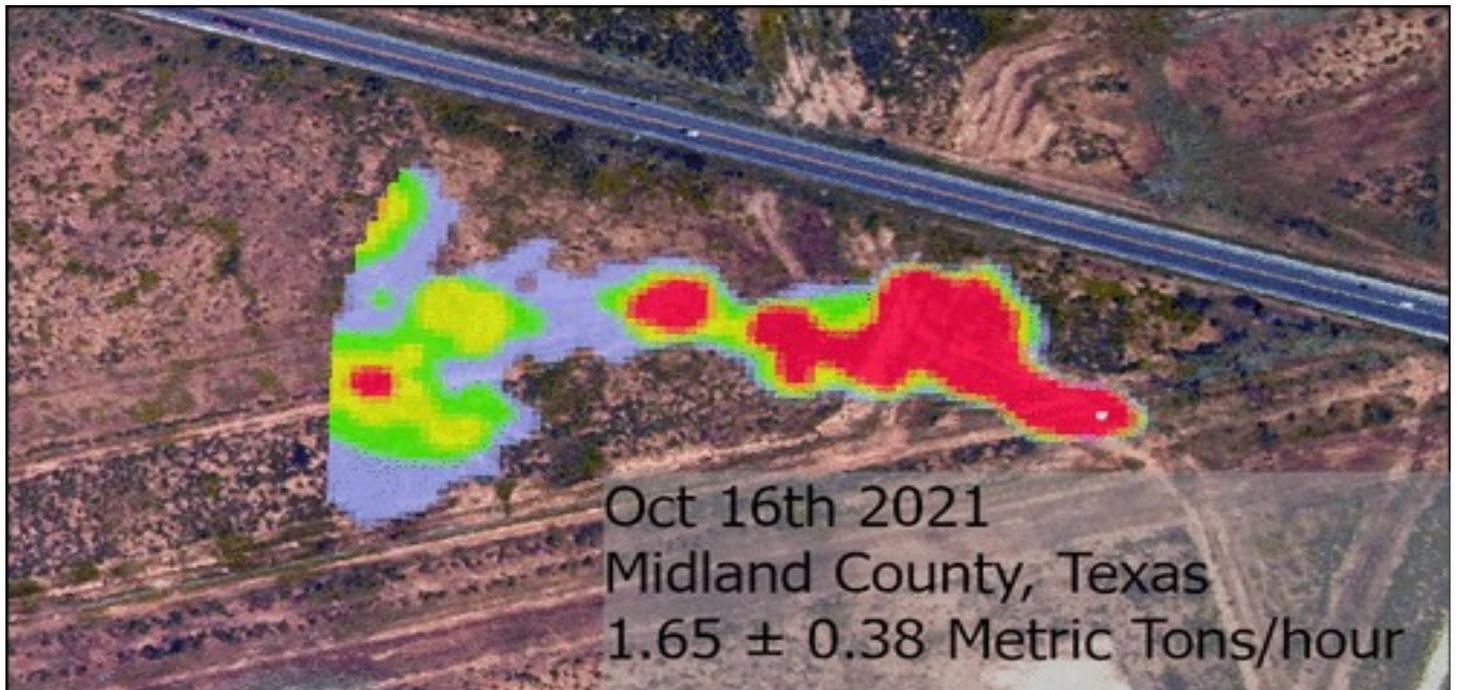


Fuites de méthane: nouvelles estimations

Le 7 octobre 2022 Par Nexus Media <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.estlett.2c00380>



Détection de fuites de méthane au Texas

Les fuites de méthane provenant des réseaux de collecte sont 14 fois plus importantes que ne l'estime l'EPA (Environmental Protection Agency) américaine

Selon une étude publiée mardi dans *Environmental Science and Technology Letters*, le méthane qui s'échappe des gazoducs entre les têtes de puits et les installations de traitement du bassin Permien (Le Bassin permien est un bassin sédimentaire qui s'étend sur l'ouest du Texas et le sud-est du Nouveau-Mexique (États-Unis). Son nom vient du Permien, une période géologique, NdT] suffirait pour alimenter 2,1 millions de foyers.

Les 213 000 tonnes métriques de méthane qui s'échappent de ce que l'on appelle les lignes de collecte sont 14 fois plus élevées que ce qui avait été constaté précédemment par l'EPA. Avec cette étude, c'est la deuxième fois en autant de semaines que l'EPA sous-estime la pollution par le méthane, et c'est au moins la quatrième constatation de ce type cette année.

Le méthane, principal composant du prétendu «gaz naturel», est un gaz à effet de serre extrêmement performant, qui, sur une période de 20 ans, peut piéger plus de 80 fois plus de chaleur dans l'atmosphère que le CO₂. L'évaluation, menée par des chercheurs de Stanford, de l'Université d'Arizona, d'EDF et de Carbon Mapper, est basée sur des relevés atmosphériques et n'a pas analysé les mécanismes par lesquels le méthane s'échappait des lignes de collecte.

La pollution par le méthane, en particulier celle provenant des exploitations pétrolières et gazières appartenant à des sociétés de capital-actions privées dans le bassin permien, est en augmentation, tout comme l'est le rôle important qu'elle joue dans le cadre des efforts mondiaux visant à résoudre la crise climatique.

Sources : E&E \$, Houston Chronicle, Avec l'aimable autorisation de Nexus Media News.

<https://cleantechnica.com/2022/10/07/14x-more-methane-leaking-from-gathering-lines-than-u-s-epa-estimates/>

Émissions de méthane en provenance des gazoducs de collecte de gaz naturel dans le bassin permien

Résumé

La réduction rapide des émissions de méthane, en particulier celles provenant des opérations pétrolières et gazières (O&G), est un élément essentiel pour freiner le réchauffement climatique. Cependant, peu d'études ont essayé de déterminer spécifiquement les caractéristiques des émissions en provenance des pipelines de collecte de gaz naturel, qui sont généralement plus difficiles à surveiller sur le terrain que les autres formes d'infrastructure O&G.

Dans cette étude, nous utilisons les mesures d'émissions de méthane collectées lors de quatre campagnes récentes dans le bassin Permian, le bassin O&G le plus productif des États-Unis, afin d'estimer un facteur d'émission de méthane pour les réseaux de collecte. À partir de chaque campagne, nous avons calculé un facteur d'émission compris entre 2,7

(1,9/-1,8, intervalle de confiance de 95) et 10,0 (6,4/-6,2) Mg de CH₄ par an-1 km-1, soit 14-52 fois plus que l'estimation nationale de l'Agence américaine de protection de l'environnement pour les réseaux de collecte et 4-13 fois plus que l'estimation la plus élevée issue d'une étude au sol concernant les réseaux de collecte.

En utilisant des techniques de Monte Carlo, nous avons démontré que la collecte de données aériennes permet d'obtenir un échantillon plus important que la collecte de données au sol et donc une meilleure évaluation des sources d'émission qui constituent la queue de distribution (les valeurs extrêmes en termes de probabilités) des émissions de méthane. Nos résultats indiquent que les émissions des gazoducs sont sous-estimées dans les recensements actuels et soulignent l'importance de disposer d'un échantillon de grande taille lors du calcul des facteurs d'émission des gazoducs à l'échelle du bassin.

Résultats et discussion

Nous observons que les sources d'émissions de pipelines dans les quatre enquêtes aériennes présentent le comportement bien documenté selon lequel quelques grandes sources contribuent à une grande quantité d'émissions globales. (15,20) À titre d'illustration, la plus grande source d'émission à partir de gazoducs de collecte identifiée lors de la campagne de l'automne 2019 a été observée comme émettant 4689 [±2297, intervalle de confiance (IC) de 95] kg de CH₄ h-1, soit à peu près le même taux que les 91 sources plus petites (sur 158 au total, en utilisant $n \geq 3$) combinées de la même campagne.

Sur l'ensemble des quatre campagnes, un faible pourcentage, entre 12,0 et 21,1%, des sources les plus émettrices (encore une fois, pour lesquelles $n \geq 3$) représentent >50% des émissions totales (voir Figure 1a). Cependant, cette distribution est moins extrême que ce à quoi on pouvait s'attendre d'après les distributions de taille d'émission trouvées dans les études précédentes d'autres composants de l'O&G. (15)

Figure 1

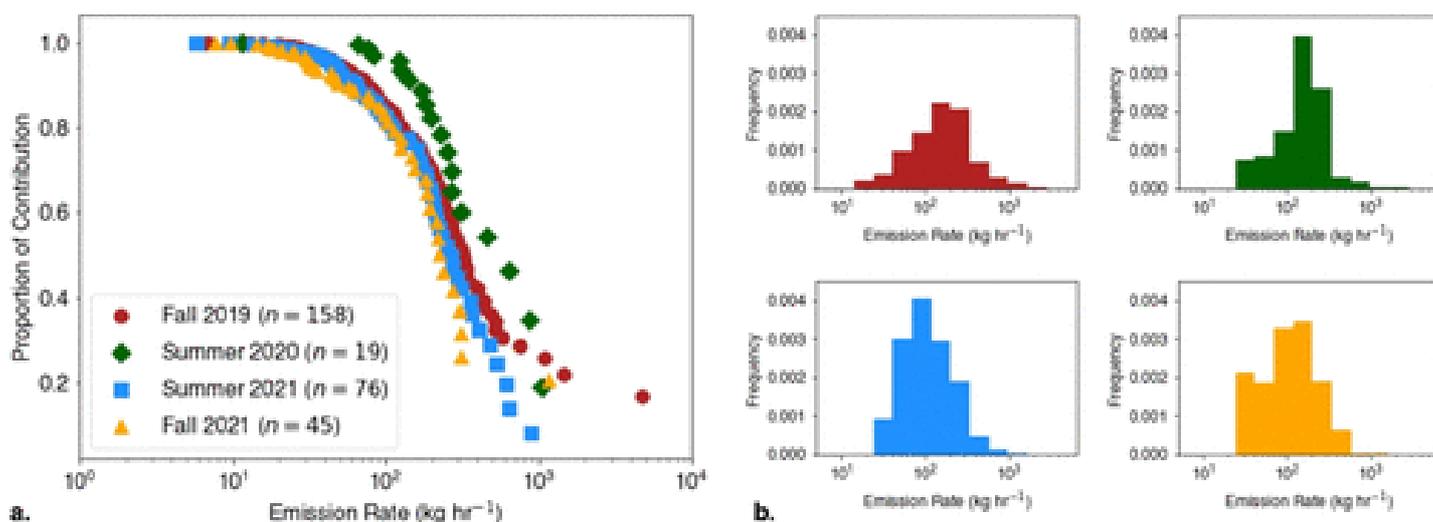


Figure 1.

(a) Contribution cumulée des émissions provenant des sources de gazoducs de collecte par rapport aux émissions totales des gazoducs de collecte, pour chacune des quatre campagnes aériennes. Pour estimer avec précision le taux d'émission pondéré par la persistance de chaque source d'émission des réseaux de collecte, seules les sources pour lesquelles $n \geq 3$ sont incluses. Lors de chaque campagne, un petit nombre de sources à fort taux d'émission se sont révélées être responsables d'une part importante des émissions totales. (b) Distribution des taux d'émission du panache attribués aux pipelines de collecte. La fréquence plus faible des panaches à faible taux d'émission indique une probabilité de détection fluctuante de l'instrument aérien.

Le tableau 1 contient les données agrégées sur les pipelines et les émissions, ainsi que le FE résultant, pour chacune des quatre campagnes aériennes. En utilisant toutes les sources mesurées, nos estimations de FE pour les pipelines de collecte de gaz naturel vont de 2,7 (1,9/-1,8) Mg année-1 km-1 pour l'automne 2021 à 10,0 (6,4/-6,2) Mg année-1 km-1 pour l'automne 2019.

Dans le cadre du projet d'analyse du méthane dans le bassin permien de l'Environmental Defense Fund, (21) les opérateurs ont reçu les coordonnées et les taux d'émission de toutes les sources de l'ensemble de données de l'été 2021. Ces informations ont été partagées avant la campagne de l'automne 2021, ce qui pourrait contribuer à expliquer la diminution du FE.

Tableau 1. Facteurs d'émission pour les quatre campagnes aériennes et estimations précédentes (<https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.estlett.2c00380#tbl1-fn1>)

Table 1. Emission Factors for the Four Aerial Campaigns and Previous Estimates

campaign	sur area ve (km2) y su bs et	gathering pipeline distance (km)	no. gathering pipeline emission sources	of gathering emissions (kgh-1)	pipeline emission factor (Mgyear- 1km-1)	
Permian Basin Fall 2019	full	62000	79000±8800	331	90000±55000	10.0 (+6.4/-6.2)
	no ≥ 3	15000	28000±2900	158	28000±18000	8.9 (+6.1/-5.9)
	no ≥ 3; nd >1	15000	28000±2900	45	14000±8800	4.5 ± 2.9
Permian Basin Summer 2020	full	8400	17000±410	56	13000±6900	6.8 (+3.7/-3.6)
	no ≥ 3	4500	8200±290	19	5500±2900	5.8 (+3.2/-3.0)
	no ≥ 3; nd >1	4500	8200±290	8	1500±800	1.6 (+0.9/-0.8)
Permian Basin Summer 2021	full	8400	18000±400	80	12000±7300	5.9±3.5
	no ≥ 3	6600	16000±390	76	11000±6700	6.2 (+3.7/-3.8)
	no ≥ 3; nd >1	6600	16000±390	44	8600±5500	4.8 (+3.2/-3.1)
Permian Basin Fall 2021	full	8800	19000±400	50	5900 ± 4100	2.7 (+1.9/-1.8)
	no ≥ 3	7500	16000±450	45	5600±3700	3.1 (+2.0/-2.1)
	no ≥ 3; nd >1	7500	16000±450	25	4900±3200	2.7±1.8
EPA GHGI 2020(9)			710000		16000	1.9×10-1
Fayetteville Shale 2017(5)			4700		400	7.5×10-1
Utica Shale 2019(10)			73		4.1×10-2	4.9×10-3
San Juan Basin 2019(11)			190			

a Dans la colonne « sous-ensemble d'enquête », «full» (« complet ») signifie toutes les données de l'enquête aérienne, «no ≥ 3» signifie uniquement les régions ayant connu trois survols ou plus, et «no ≥ 3 ; nd > 1» signifie uniquement les régions ayant connu trois survols ou plus et inclut uniquement les sources d'émission par pipeline avec plus d'une détection. L'estimation de l'EPA pour 2020 est tirée de l'IGH de 2022.

Pour la campagne Fayetteville Shale, nous calculons le facteur d'émission sur la base des émissions estimées pour l'ensemble de la région, et pas seulement pour la région étudiée. Les incertitudes, fournies uniquement pour les campagnes aériennes, représentent des intervalles de confiance de 95. La section S4 décrit les méthodes de quantification des incertitudes.

La figure 1b illustre la distribution des émissions des panaches attribués aux pipelines de collecte. Étant donné que le pic de l'histogramme du taux d'émission de chaque panache se situe entre 70 et 200 kg h⁻¹, la probabilité de détection semble chuter à un niveau nettement supérieur à la limite de détection minimale de 10 à 20 kg h⁻¹ estimée par les essais de rejet contrôlé. (17)

Cette augmentation de la limite de détection minimale peut être exacerbée par des processus souterrains qui peuvent faire remonter les émissions à la surface loin du pipeline et interférer avec la sensibilité des dispositifs de mesure du méthane en surface. (22) Par conséquent, les mesures aériennes des réseaux de collecte, qui sont souvent situés sous terre, peuvent présenter des limites de détection fonctionnellement plus élevées.

De plus, les tests de rejet contrôlé fournissent, d'une certaine manière, des conditions idéales pour la détection et la ségrégation des panaches du bruit de fond, et peuvent donc fournir des conditions optimales qui sont difficiles à obtenir dans des applications réelles à grande échelle. Cela rend nos estimations de FE relativement prudentes ; l'impact est probablement modéré en raison de la prédominance des émissions provenant des pipelines à forts rejets dans le total des émissions des pipelines (section S5).

En raison de la co-localisation occasionnelle des réseaux de collecte et de transport, il y a plusieurs sources d'émissions (29 sur 559) que nous n'avons pas pu identifier dans la mesure où elles étaient associées soit à la collecte soit au transport. Afin de parvenir à une estimation prudente pour un FE de pipeline de collecte, nous avons exclu toutes ces sources d'émission incertaines de nos calculs ; cependant, il est raisonnable de supposer qu'au moins certaines de ces sources d'émission sont dues en fait à des pipelines de collecte.

En utilisant les estimations des facteurs d'activité (définis comme le nombre moyen de sources par kilomètre) des pipelines de collecte et de transmission, nous en déduisons que les FE des pipelines de collecte des quatre enquêtes pourraient être majorées de $\leq 0,4$ Mg an⁻¹ km⁻¹ (section S1).

Dans son GHGI, l'EPA estime les émissions nationales de méthane des gazoducs de collecte et leur kilométrage en se basant sur les données fournies par les exploitants dans le cadre du GHGRP, celles-ci étant soumises à certaines exigences de déclaration et à la vérification de l'EPA. (9,23) Les chiffres de l'EPA donnent un FE total des réseaux de collecte de 0,19 Mg an⁻¹ km⁻¹ pour l'année 2020. (9)

Par conséquent, l'estimation du FE dérivée de chacun des quatre relevés aériens dépasse de plus d'un ordre de grandeur la valeur publiée par l'EPA. Bien que les résultats de cette étude soient propres au bassin permien pour la période 2019-2021 et que des relevés aériens dans d'autres bassins doivent être effectués avant de calculer un FE national, nous notons que l'extrapolation à l'échelle nationale du FE le plus faible calculé à partir des campagnes aériennes complètes (2,7 Mg an⁻¹ km⁻¹) augmenterait l'estimation GHGI des émissions totales de méthane du système de gaz naturel de 27 %.

Des enquêtes terrestres antérieures concernant les pipelines de collecte ont également permis de recueillir des mesures dont les estimations agrégées résultantes sont nettement inférieures aux estimations présentées dans ce document.

La première de ces enquêtes, qui concernait 96 km de conduites de collecte dans la zone de schiste de Fayetteville en 2017, a identifié une seule fuite de pipeline de 4,0 kg h⁻¹ et un certain nombre de petites fuites provenant d'équipements auxiliaires pour un total de 0,8 kg h⁻¹. (5)

De plus amples analyses dans cette étude ont fait appel à la distribution hypergéométrique pour étendre les résultats immédiats de l'enquête afin d'estimer les émissions agrégées quand il s'agit d'une région plus vaste, alors même que les auteurs ont prévenu que leurs résultats pourraient ne pas être suffisamment représentatifs pour qu'on puisse en déduire une estimation à l'échelle du bassin.

La deuxième de ces enquêtes, menée en 2019, a porté sur 73 km de pipelines de collecte dans la zone de schiste d'Utica. L'enquête n'a identifié aucune fuite des pipelines de collecte et seulement deux petites fuites, mesurant 0,01 et 0,03 kg h⁻¹, l'une provenant de vannes de blocage accessoires. (10)

La troisième enquête, également menée en 2019, a porté sur 187 km de pipelines de collecte et n'a révélé aucune fuite de pipeline manifeste, si ce n'est une petite fuite provenant d'une porte de lanceur de racleurs et une autre petite fuite d'une vanne de sectionnement. (11) Les estimations de FE produites à partir de chacune des trois enquêtes au sol seraient au maximum de 0,75 Mg an⁻¹ km⁻¹ (après modélisation hypergéométrique), (5) ce qui est nettement inférieur à toutes les estimations établies dans le cadre de cette étude.

Il y a plusieurs explications possibles quant à cette divergence d'estimations entre les campagnes au sol et celles par voies aériennes. L'une d'entre elles est que les différences de caractéristiques et d'activité des pipelines entre les bassins peuvent conduire à des FE différents. Des études récentes sur les émissions de méthane provenant de l'infrastructure O&G dans le bassin permien ont identifié des niveaux d'activité en milieu de chaîne plus élevés que ceux prévus par les estimations, peut-être en raison d'une capacité de transport limitée. (13,24)

Ceci dit, aucune des trois études au sol mentionnées ci-dessus n'a concerné les pipelines de collecte dans une

quelconque partie du bassin permien, et aucune étude publiée n'a fait appel à une approche aérienne pour quantifier un FE de pipeline de collecte dans un autre bassin ; par conséquent, nous ne pouvons pas répondre directement à cette question en comparant les résultats entre les bassins.

Une deuxième raison, plus importante à notre avis, est la taille sensiblement différente des échantillons quand il s'agit d'enquêtes par voies aériennes ou celles par voies terrestres. Chacune des quatre études aériennes a couvert au moins 16 000 km de distance linéaire de pipelines de collecte, tandis que la plus grande étude au sol (dans une étude publiée) n'a couvert 187 km de ceux-ci. (11)

Nous soutenons que la portée limitée des relevés au sol ne permet souvent pas de localiser les sources de pipelines à fortes émissions, celles qui, selon les relevés aériens, sont responsables d'une grande partie des émissions globales. Une expérience de Monte Carlo (méthodes détaillées dans la section S5 et résultats présentés dans la figure S2) révèle qu'une étude simulée de 100 km de pipelines de collecte aurait 58 chances de ne trouver aucune des sources qui pourraient être identifiées à partir d'un avion, et une probabilité encore plus élevée de ne pas trouver du tout les sources à fortes émissions.

Ce résultat est cohérent avec les enquêtes antérieures menées au sol en ce qui concerne les pipelines de collecte dans d'autres grands bassins de l'O&G, qui n'ont trouvé que de très petites fuites provenant des pipelines de collecte et des équipements associés. (5,10,11) De plus, la prise en compte des sources inférieures au seuil de détection aérienne n'a qu'un effet modeste sur les estimations globales, car les sources à fortes émissions représentent une part importante du total (section S5).

Cette étude, qui fournit des estimations de FE pour les pipelines de collecte dans un bassin productif, démontre l'importance d'un échantillon de grande taille lors du calcul des émissions globales des pipelines. Bien qu'il n'existe pas de taille minimum pour garantir une estimation précise à l'échelle d'un bassin, nos résultats montrent que les estimations dérivées d'enquêtes couvrant <500 km de distance linéaire de pipeline de collecte seront probablement faussées de manière significative et négative. En effet, les estimations de FE dérivées d'enquêtes au sol récentes à portée limitée peuvent être d'un ou plusieurs ordres de grandeur inférieurs à notre fourchette calculée de 2,7 (1,9/-1,8) à 10,0 (6,4/-6,2) Mg an-1 km-1.

En novembre 2021, la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) a publié une règle permanente afin d'étendre la surveillance réglementaire des pipelines de collecte, en établissant des exigences en matière de rapports annuels et d'incidents pour l'ensemble des 700 000 km de lignes de collecte de gaz sur terre aux États-Unis et en appliquant des exigences en matière de recherche de fuites et de réparation les étendant à plus de 30 000 km de pipelines de collecte. (25)

La règle est entrée en vigueur le 16 mai 2022, mais certaines dispositions ne seront pas appliquées avant 2024. (26) Nous reconnaissons que cette évolution constitue un progrès ; cependant les résultats de la présente étude soulignent la nécessité d'accroître le nombre de programmes de détection et de réparation des fuites sur les pipelines (LDAR), en tenant compte de la queue de distribution (des valeurs extrêmes en termes de probabilités) des émissions de méthane.

La recherche décrite ici met en évidence les avantages opérationnels que les plates-formes de détection aérienne fournissent en localisant les grandes sources d'émission des réseaux de collecte, une tâche que les enquêtes terrestres conventionnelles ne sont généralement pas en mesure de mener à bien. De nombreuses approches de spectroscopie aérienne (27,28) similaires à la plateforme utilisée dans cette étude existent, ce qui démontre la disponibilité de la technologie nécessaire à la mise en œuvre à grande échelle de programmes LDAR avancés spécifiques aux pipelines.