



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Réduire les émissions de méthane :
Guide des bonnes pratiques
Identification, détection, mesure et
quantification

Septembre 2020



Clause de non-responsabilité

Ce document a été élaboré par le partenariat Methane Guiding Principles. Le Guide propose un récapitulatif des mesures de réduction connues, des coûts et des technologies disponibles à la date de publication, mais ces données sont susceptibles d'être modifiées ou améliorées au fil du temps. Les informations contenues sont exactes au meilleur des connaissances des auteurs, mais ne reflètent pas nécessairement les opinions ou les positions de tous les Signataires ou Organisations soutenant le partenariat Methane Guiding Principles, et les lecteurs devront procéder à leur propre évaluation des informations fournies. Aucune garantie n'est consentie aux lecteurs concernant l'exhaustivité ou l'exactitude des informations contenues dans ce Guide par SLR International Corporation et ses contractants, le partenariat Methane Guiding Principles ou ses Signataires ou Organisations de soutien.

Ce Guide décrit les mesures qu'une organisation peut prendre pour une meilleure gestion des émissions de méthane. Les mesures ou recommandations ne sont pas obligatoires ; elles constituent simplement un moyen efficace de contribuer à une meilleure gestion des émissions de méthane. D'autres approches peuvent être aussi efficaces, ou plus efficaces dans certaines situations. Le choix du lecteur dépendra souvent des circonstances, des risques spécifiques à maîtriser et du régime juridique applicable.

Sommaire

Glossaire.....	3
Résumé.....	5
Introduction	6
Méthodes	8
Amélioration continue.....	17
Études de cas	18
Checklist	28
Annexe.....	29
Références.....	32

Glossaire

Actif

Équipement physique appartenant à une entreprise de gaz naturel, tel que l'équipement qui permet à l'entreprise de produire, traiter, transporter, stocker et distribuer le gaz.

Détection

Détection des émissions provenant des sources potentielles d'émissions de méthane à l'aide d'équipements de détection de méthane.

Downstream (aval)

Secteur/segment en aval de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel, c'est-à-dire le réseau de distribution (fourniture de gaz aux clients par les canalisations de gaz, les conduites de service et les compteurs).

Technologies émergentes

Technologie sur le point de devenir disponible, ou qui a été mise à disposition, mais n'a pas encore été largement adoptée. Comme de nombreuses technologies sont en évolution constante, certaines d'entre elles actuellement classées comme émergentes, pourraient rapidement être adoptées à plus grande échelle.

Identification

Énumération et compilation de toutes les sources d'émission d'un système sur la base des sources d'émission connues et conçues, et inspection d'émissions non volontaires ou indésirables. (Également désigné par « détection » dans certaines circonstances).

Inventaire

Registre de toutes les sources d'émissions connues et des taux d'émission. Un inventaire présente un résumé des émissions sur une période donnée.

Méthode

Technologie, ou groupe de technologies, utilisées pour la détection, la mesure ou la quantification.

Mesure

Mesure des émissions de méthane. La mesure peut porter sur toute variable (volume, concentration, masse, fréquence, etc.) permettant de détecter ou d'estimer le taux d'émission.

Midstream

Secteur/segment midstream de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel, qui comprend le transport et le stockage du gaz ainsi que les terminaux GNL. Dans certaines circonstances, ce segment de la chaîne d'approvisionnement peut également inclure les usines de traitement du gaz.

Sensibilité limite de détection (Minimum detection limit, MDL)

La MDL représente la plus petite concentration ou le plus faible taux d'émission pouvant être détecté avec fiabilité.

Chaîne d'approvisionnement en gaz naturel

Séquence des procédés impliqués dans la production et la distribution du gaz naturel, depuis le puits de production jusqu'au consommateur final.

Trajet ouvert

Capteur qui envoie un faisceau de lumière permettant de détecter le gaz le long du trajet du faisceau par absorption de la lumière. La longueur du trajet ouvert varie de quelques mètres à quelques centaines de mètres.

Passif/actif

Description des capteurs qui utilisent le spectre électromagnétique pour détecter le méthane. Les capteurs passifs mesurent le rayonnement naturel existant des objets, alors que les capteurs actifs sont dotés d'une source de rayonnement.

Capteur ponctuel

Capteur capable de détecter les concentrations de méthane en un point particulier. Le capteur peut faire partie d'un appareil portable ou d'un appareil fixé à un emplacement.

Programme

Ensemble des méthodes choisies par une entreprise du secteur du gaz pour identifier, détecter, mesurer et quantifier les émissions de méthane. Le programme peut inclure plusieurs technologies et techniques de détection et d'inspection, ainsi que diverses techniques de quantification pour déterminer le taux d'émission de chaque source détectée. Le programme résume et suit les émissions.

Quantification

Détermination d'un taux d'émission. Cela peut être effectué directement par des mesures ou indirectement par des calculs et des modélisations.

Taux

Quantité de méthane émise dans une période de temps donnée.

Campagne de détection

Évaluations ayant pour objectif principal d'identifier les sources d'émission. Dans de nombreuses circonstances, la détection peut être identique à l'inspection. Toutefois, dans certains contextes réglementaires, la détection s'applique uniquement aux approches de détection moins rigoureuses ou moins sensibles, comme l'AVO (audio, visuel et olfactif).

Secteur/Segment

Section de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel.

Ces sections comprennent la production, la collecte, le traitement, le transport, le stockage, les terminaux de liquéfaction et de regazéification du GNL, et la distribution.

Spectrométrie

Mesure de la longueur d'onde et de l'intensité du rayonnement électromagnétique.

Inspection

Utilisation de matériel de détection et réalisation de mesures pour examiner un groupe d'actifs et rechercher des indices d'émission.

TDLAS

Spectroscopie d'absorption par diode laser accordable - technique permettant de mesurer les concentrations de certaines molécules, par exemple, le méthane et la vapeur d'eau, dans un mélange de gaz.

Upstream (amont)

Secteur/segment en amont de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel qui comprend la production et la collecte de gaz. Dans certaines circonstances, ce segment de la chaîne d'approvisionnement peut également inclure les usines de traitement du gaz.



L'identification et la détection des sources d'émission constituent une étape clé de la réduction des émissions de méthane. Les émissions sont ensuite mesurées, quantifiées et enregistrées dans des inventaires, qui constituent un point de départ pour la hiérarchisation des activités de réduction (activités visant à réduire les émissions).

Ce guide décrit brièvement les méthodes utilisées pour l'identification, la détection, la mesure et la quantification des émissions de méthane, et présente d'autres documents contenant des détails techniques sur les méthodes et les technologies. Les bonnes pratiques en matière d'identification, de détection, de mesure et de quantification dépendent :

- **Des caractéristiques d'une installation,**
- **De l'ampleur des émissions ; et**
- **Du rapport coût-efficacité des méthodes employées.**

Les méthodes à utiliser peuvent également dépendre des exigences réglementaires, ainsi que de la possibilité de remplacer une approche réglementaire par une méthode alternative ou de la compléter uniquement par des méthodes volontaires supplémentaires. Des études de cas illustrent les types de programmes d'identification, de détection, de mesure et de quantification (programmes IDM&Q) que les organisations ont élaborés pour répondre aux besoins de plusieurs parties de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel.

Le processus d'identification, de détection, de mesure et de quantification des émissions, ainsi que les détails enregistrés dans les inventaires, doivent être régulièrement actualisés et améliorés afin d'intégrer les nouvelles informations et suivre les progrès réalisés en matière de réduction des émissions.

Stratégies pour des bonnes pratiques de réduction des émissions de méthane par l'identification, la détection, la mesure et la quantification

- ✓ Identifier les sources connues et les sources potentielles d'émission dans le cadre d'un inventaire
- ✓ Recenser les sources connues et potentielles pour détecter les émissions réelles
- ✓ Quantifier les émissions de méthane de manière directe en mesurant les taux d'émission, ou de manière indirecte à l'aide d'une association de mesures, de calculs et de modélisations
- ✓ Utiliser les informations issues de la quantification pour créer ou actualiser les inventaires
- ✓ Actualiser et améliorer périodiquement les programmes IDM&Q

Introduction

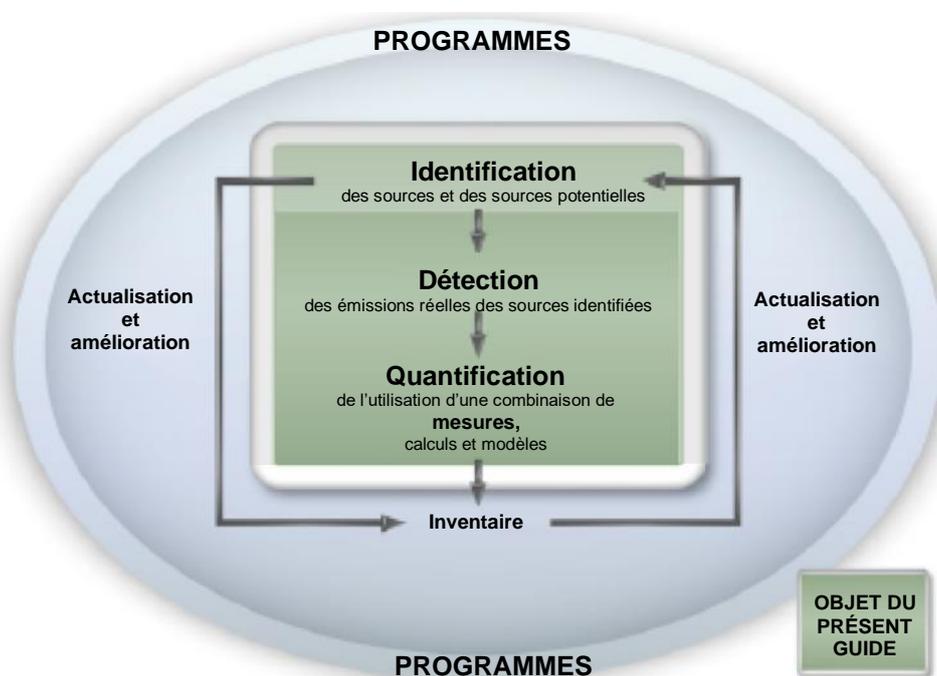
Les sources d'émission de méthane dans les chaînes de valeur du gaz naturel sont notamment les suivantes :

- **Mise à l'évent** (rejet de gaz dans l'atmosphère)
- **Fuites fugitives** (fuites provenant des équipements, généralement dues à des défauts ou à l'usure normale des joints d'étanchéité tels que les joints de bride, les raccords vissés, les garnitures de tige de soupape, les soupapes mal installées ou la perméation des pipelines de polyéthylène (distribution))
- **Combustion incomplète** (méthane non brûlé dans les gaz d'échappement des moteurs et des turbines à gaz)
- **Brûlage** (les torchères brûlent le méthane qui risque d'être rejeté directement dans l'atmosphère ; la combustion incomplète des torchères entraîne des émissions de méthane)

Les meilleures pratiques pour atténuer les émissions de ces sources ont été décrites dans d'autres guides élaborés par les Methane Guiding Principles¹ (disponible sur la page <https://methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides>), et un élément essentiel de ces guides consiste à identifier, détecter, mesurer, quantifier et suivre les émissions.

En raison de la grande diversité des sources d'émission dans les chaînes de valeur du gaz naturel, on différencie les méthodes d'identification, de détection, de mesure et de quantification des émissions selon les différents maillons de la chaîne. Les méthodes utilisées dépendent de l'importance des informations sur les émissions pour les programmes volontaires, pour les inventaires détaillés des entreprises ou pour répondre aux réglementations qui exigent l'utilisation de méthodes spécifiques.

Figure 1. Programmes et méthodes qui régissent les IDM&Q



Comme l'illustre la Figure 1, l'identification, la détection, la mesure et la quantification des émissions permettent de produire des inventaires complets qui sont régulièrement actualisés et améliorés. Les thèmes abordés dans ce guide sont ombrés en vert foncé dans la Figure 1. L'ombrage plus clair indique les sujets qui sont partiellement abordés.

Ce guide est axé sur les méthodes employées pour l'identification, la détection, la mesure et la quantification. Ces termes sont décrits ci-dessous.

Identification et détection : certaines sources d'émissions sont inhérentes à la conception des systèmes de gaz naturel. Dans ces cas, on analyse la conception des systèmes pour identifier les sources. D'autres émissions sont involontaires et il est nécessaire d'effectuer des campagnes de détection pour identifier les sources involontaires et confirmer les sources connues.

Mesure et quantification : de nombreuses méthodes peuvent être utilisées pour quantifier les émissions. Les méthodes consistent souvent à mesurer les concentrations de méthane dans les flux de gaz ou dans l'air ambiant, mais elles peuvent aussi impliquer une grande diversité d'autres variables qui vont de la mesure du débit du flux de procédé à la vitesse du vent. La quantification du taux d'émission peut être effectuée directement en mesurant une source ou indirectement par une association de mesures, de calculs et de modèles.

Programmes visant à élaborer, actualiser et améliorer les inventaires : De nombreuses méthodes sont généralement utilisées dans les programmes globaux pour identifier, détecter, mesurer et quantifier les émissions. Ces informations sont consignées dans des inventaires d'émission, qui sont régulièrement actualisés et améliorés.

Objet du présent guide :

Ce guide décrit de manière succincte les bonnes pratiques utilisées pour identifier, détecter, mesurer et quantifier les émissions de méthane, il fournit également les liens vers des descriptions plus détaillées et des études de cas.

Il résume les avantages et les inconvénients des méthodes et donne les détails des rapports qui résument l'identification, la détection, la mesure et la quantification des émissions dans différents secteurs.

Les études de cas indiquent les types de programmes élaborés par les organisations de certaines parties de la chaîne de valeur du gaz naturel pour répondre à leurs besoins. La dernière partie de ce guide contient une checklist destinée au développement et à la mise en œuvre des programmes IDM&Q.

Méthodes

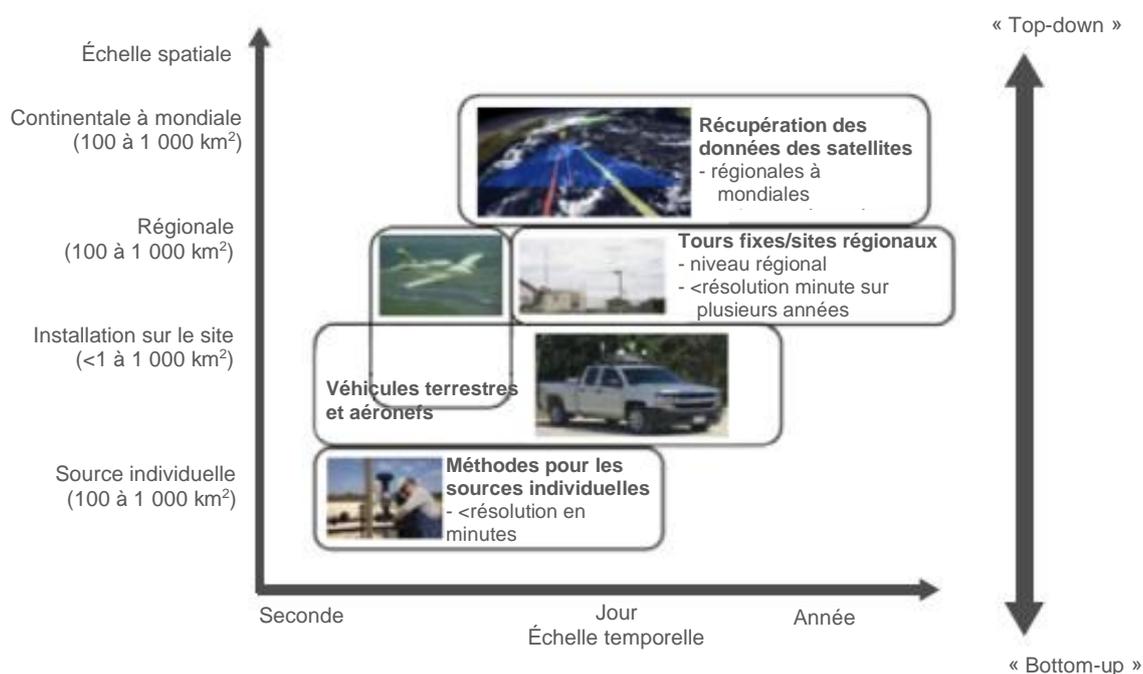
Méthodes de détection, de mesure et de quantification

L'échelle des méthodes de détection, de mesure et de quantification des émissions est variable selon que les programmes sont utilisés pour des sources individuelles, ou pour des programmes régionaux ou mondiaux à grande échelle, comme indiqué à la Figure 2.

Les méthodes appliquées à très grande échelle, généralement lorsqu'une seule mesure implique de nombreuses sources, sont généralement désignées par évaluations « top-down ». Les méthodes appliquées à l'échelle des sources individuelles, puis agrégées pour un site ou une zone, sont généralement désignées par évaluations « bottom-up ». Les évaluations « top-down » et « bottom-up » présentent des avantages et des inconvénients. Les évaluations « bottom-up » fournissent des informations détaillées sur les sources individuelles et les types d'équipements et d'opérations d'où proviennent les émissions. Cette approche permet de prendre des mesures spécifiques visant à réduire les émissions, mais risque de ne pas tenir compte de certaines sources d'émission non prévues, involontaires ou non caractérisées. Les évaluations « top-down » excluent généralement les détails liés aux sources individuelles, mais peuvent fournir des informations complètes sur les émissions d'un site ou d'une région. Selon l'échelle du programme, les mesures « top-down » peuvent comprendre des contributions de sources qui ne font pas partie de la chaîne de valeur du gaz naturel, et il est nécessaire d'en tenir compte lors de l'interprétation des évaluations « top-down » et de la comparaison entre les évaluations « top-down » et les estimations « bottom-up ». Ce guide présente des études de cas sur l'utilisation coordonnée d'évaluations « top-down » et « bottom-up ».

Les méthodes de détection, de mesure et de quantification des émissions varient également dans le temps. Certaines méthodes fournissent un « instantané » des émissions de méthane, alors que d'autres sont récurrentes ou continues. Les instantanés peuvent être utiles lorsqu'ils sont utilisés pour vérifier les résultats des activités de réduction, comme les activités visant à éliminer la source (par exemple, en remplaçant les équipements pneumatiques alimentés au gaz par des équipements alimentés à l'air comprimé). Les autres sources d'émission peuvent être intermittentes et/ou récurrentes, de sorte que l'augmentation de la fréquence de détection et de réparation peut conduire à une meilleure détection et à des réductions plus importantes des émissions. La meilleure pratique en matière de fréquence de détection, de mesure et de quantification est fonction des caractéristiques des sources d'émission d'une installation, du rapport coût-efficacité des méthodes et des exigences réglementaires.

Figure 2. Les méthodes de détection, de mesure et de quantification des émissions couvrent une vaste gamme d'échelles spatiales et temporelles (adapté de la référence 2)



Détection

Le Tableau 1 ci-dessous résume les méthodes employées pour détecter les sources d'émission. Ces méthodes sont mises en œuvre à l'aide d'appareils portatifs, montés sur des véhicules, des drones ou des avions, ou encore un satellite. Elles peuvent détecter les émissions à l'aide de capteurs actifs ou passifs, à un point fixe ou sur un trajet ouvert, et peuvent faire appel à l'imagerie. Ces méthodes utilisent une gamme de technologies de détection. Certaines s'appliquent à tous les secteurs de la chaîne de valeur du gaz naturel. D'autres sont réservées à des utilisations plus spécialisées. Leur description détaillée ainsi que leurs avantages et inconvénients n'entre pas dans le cadre du présent guide. Toutefois, des liens vers les descriptions et les évaluations plus détaillées de ces

méthodes figurent en annexe. Ces évaluations ont été réalisées par des organisations professionnelles ou industrielles telles que l'Interstate Technology Regulatory Council (ITRC),³ MARCOGAZ (Association technique de l'industrie du gaz naturel en Europe),⁴ et la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC).⁵ D'autre part, l'annexe contient également des liens vers des informations provenant de centres d'essai de méthodes,⁶ ainsi que des résumés d'informations provenant d'organisations telles que les académies américaines nationales des sciences, de l'ingénierie et de la médecine (NASSEM)².

Certaines technologies de détection énumérées dans le Tableau 1 sont émergentes et peuvent ne pas encore être largement utilisées.

Tableau 1 : Méthodes de détection des émissions de méthane

Type d'inspection (et moyens de déploiement)	Méthode de détection	Utilisation principale	Possibilité de quantifier les taux	Niveau de confiance dans la détection	Secteurs dans lesquels la méthode est utilisée
Inspection réalisée par une personne à pied, pour des sources individuelles	Trajet ouvert	Détection des fuites et des émissions provenant de la mise à l'évent	Possible	Élevé	Tous les secteurs
	Capteur		Possible	Élevé	Tous les secteurs
	Imagerie du panache (imagerie optique du gaz) (passive)		Possible avec un traitement supplémentaire	Élevé	Tous les secteurs
	Détection par savonnage		Non	Élevé si l'emplacement approximatif de la fuite est connu	Tous les secteurs
	Imagerie par ultrasons		Possible	Moyen	Tous les secteurs
DéTECTEURS à emplacement fixe (périmètre ou ligne de clôture)	Trajet ouvert	Détection d'événements inhabituels (identification de la source également possible)	Possible	Élevé	Upstream et midstream (il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream)
	Capteur		Possible	Élevé	Upstream et midstream (il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream)
DéTECTEURS à emplacement fixe (zone ou région)	Trajet ouvert	Détection d'événements inhabituels (identification de la source également possible)	Possible	Moyen	Upstream et midstream (il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream)
	Capteur		Possible		
Inspection par véhicule sur roues	Trajet ouvert	Détection des émissions totales sur un site	Oui	Moyen	Tous les secteurs
	Capteur	Détection des émissions totales sur un site	Possible	Moyen à élevé	Tous les secteurs
	Imagerie du panache	Identification des sources d'émission	Possible avec un traitement supplémentaire	Élevé	Tous les secteurs

Type d'inspection (et moyens de déploiement)	Méthode de détection	Utilisation principale	Possibilité de quantifier les taux	Niveau de confiance dans la détection	Secteurs dans lesquels la méthode est utilisée
Surveillance par drone ou UAV (drone, petit aéronef télécommandé ou piloté par ordinateurs de bord)	Trajet ouvert	En remplacement d'une inspection à pied	Possible	Moyen	Tous les secteurs (Il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream et upstream)
	Capteur	En remplacement d'une inspection à pied	Oui	Moyen à élevé	Upstream et midstream (Il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream)
	Imagerie du panache	Identification des sources d'émission	Possible avec un traitement supplémentaire	Élevé	Tous les secteurs (Il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream et downstream)
Inspection par aéronef	Trajet ouvert	Identification des sources d'émission	Possible	Élevé	Upstream
	Capteur	Identification des sources d'émission	Possible selon la technologie	Élevé (les diverses technologies ont une sensibilité limite de détection différente)	Tous les secteurs (Il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream et downstream)
	Imagerie du panache	Identification des sources d'émission	Possible avec un traitement supplémentaire	Élevé	Tous les secteurs (Il s'agit d'une technologie émergente pour les secteurs midstream et downstream)
Inspection par satellite	Imagerie du panache	Détection des émissions totales d'une région	Possible avec un traitement supplémentaire	À déterminer. Seuil de détection limite important	Tous les secteurs (Il s'agit d'une technologie émergente pour tous les secteurs)

Mesure et quantification

Le Tableau 2 résume les méthodes employées pour mesurer et quantifier les taux d'émission des sources. Certaines de ces méthodes sont liées à des méthodes de détection, dont la quantification peut provenir de la campagne de détection. D'autres méthodes de quantification utilisent des technologies totalement indépendantes qui ne sont liées à aucune méthode ou technologie de détection. À titre d'exemple de quantification indépendante, le dispositif Hi Flow™ Sampler peut être utilisé pour quantifier les émissions après identification de la source par une méthode de détection.

Les évaluations des méthodes de quantification énumérées dans le Tableau 2 ont été réalisées par des organisations professionnelles ou industrielles telles que l'Interstate Technology Regulatory Council (ITRC), MARCOGAZ et les académies américaines nationales des sciences, de l'ingénierie et de la médecine (NASEM).²⁻⁵ D'autres sources d'information sont énumérées en annexe.

Le Tableau 2 fait référence aux mêmes types d'inspections, variant des inspections à pied aux inspections par satellite, que ceux du Tableau 1. Cependant, certaines des méthodes de détection du Tableau 1 ne peuvent pas être utilisées pour produire un taux d'émission, elles ne sont donc pas incluses. Certains des avantages et inconvénients généraux de chaque méthode de mesure et de quantification sont énumérés dans le tableau. Toutefois, une entreprise doit évaluer l'adéquation d'une technique sélectionnée pour chaque application spécifique.

Les méthodes de mesure et de quantification emploient une série de technologies de capteurs, qui sont décrites par les études et les rapports, et énumérées dans un tableau en annexe. Aucun des rapports plus complets figurant en annexe n'a sélectionné de meilleure pratique unique ni même un ensemble de pratiques recommandées. Les détails précis des différentes technologies de capteurs sont en dehors du cadre de ce guide.

Tableau 2 : Mesure et quantification d'une source d'émission

Type d'inspection (et moyens de déploiement)	Technologie	Méthode de mesure/quantification	Précision de la quantification	Avantages et inconvénients	Secteurs dans lesquels la méthode est utilisée
Inspection réalisée par une personne à pied, pour des sources individuelles	Échantillonneur à renifleur, tel qu'un détecteur d'ionisation à flamme (DIF) ou des semi-conducteurs à haute sensibilité, qui échantillonnent la concentration de méthane dans l'air	Indirecte. Par l'utilisation d'une équation de corrélation reliant la concentration au taux, ou par l'utilisation de facteurs d'émission avec ou sans fuite	Moyenne à élevée	Avantage : il existe des méthodes bien documentées, telles que les modèles ou le facteur de corrélation de la norme EN15446 qui représente une méthode de quantification indirecte Inconvénient : des calculs et des corrélations doivent être effectués après l'inspection	Tous les secteurs pour les installations de surface
	Échantillonnage du flux (un dispositif aspire suffisamment d'air pour capturer la totalité de l'émission)	Directe	Élevée	Avantage : taux d'émission en temps réel Inconvénient : l'utilisation du dispositif Hi Flow™ Sampler (HFS) a été abandonnée ; problèmes techniques connus ; trop long	Tous les secteurs, mais pas assez sensible en cas de nombreuses petites fuites provenant des systèmes de distribution
Inspection réalisée par une personne à pied, pour des sources individuelles	Imagerie optique du gaz combinée à un traitement d'image en temps réel (OGI+QOGI) (Il s'agit d'une technologie émergente pour la quantification)	Indirecte	Faible à moyenne	Avantage : estimation du taux d'émission en temps réel Inconvénient : faible niveau de confiance ; très dépendant des conditions environnementales ; faible pour les fuites très importantes ; nécessite une formation spécifique	Tous les secteurs, mais souvent pas suffisamment sensible pour de nombreuses petites fuites provenant des systèmes de distribution
	Débitmètre, tube de Pitot ou autre dispositif d'écoulement inséré dans une source d'émission, telle qu'une cheminée	Directe	Élevée	Avantage : mesure directe du débit Inconvénient : la sécurité de l'accès à la conduite d'émission pose souvent problème	Tous les secteurs utilisant des colonnes de ventilation
	Ensachage calibré	Directe	Élevée	Avantage : matériaux peu coûteux, précis Inconvénient : long et fastidieux	Tous les secteurs si la taille de la fuite est appropriée

Type d'inspection (et moyens de déploiement)	Technologie	Méthode de mesure/quantification	Précision de la quantification	Avantages et inconvénients	Secteurs dans lesquels la méthode est utilisée
Inspection réalisée par une personne à pied, pour des sources individuelles	Chambre de flux massique (enceinte construite autour de l'exposition en surface d'une fuite de canalisation, permettant de mesurer la concentration de l'air extrait)	Directe	Moyenne	Avantage : ne repose pas sur la modélisation atmosphérique. Inconvénient : quantifie les taux d'émission uniquement dans les zones couvertes ; fastidieux ; suppose un captage complet des fuites ainsi que des mesures après la perte dans le sol	Transport et distribution, pour les fuites de pipelines souterrains
	Imagerie par ultrasons (Il s'agit d'une technologie émergente pour tous les secteurs)	Indirecte	Encore inconnue, probablement moyenne	Avantage : en temps réel, rapide Inconvénient : nouveau et toujours en cours d'évaluation ; nécessite une certaine baisse de pression ; logiciel pour le méthane encore au stade du développement	Tous les secteurs
DéTECTEURS à emplacement fixe (périmètre ou ligne de clôture)	Absorption de la lumière par trajet ouvert	Indirecte seulement. Possible avec des modélisations et des informations météorologiques supplémentaires	Moyenne	Avantage : technologie disponible Inconvénient : coûteux	Secteurs upstream et midstream avec une densité importante d'installations en surface
	Capteurs ponctuels sur site (Il s'agit d'une technologie émergente pour tous les secteurs)		Moyenne	En cours de développement	
DéTECTEURS à emplacement fixe (zone ou région)	Capteurs ponctuels dans un réseau (Il s'agit d'une technologie émergente pour tous les secteurs)	Indirecte. Possible avec des modélisations et des informations météorologiques supplémentaires	Moyenne à faible	En cours de développement	Secteurs upstream et midstream avec une densité importante d'installations en surface

Type d'inspection (et moyens de déploiement)	Technologie	Méthode de mesure/quantification	Précision de la quantification	Avantages et inconvénients	Secteurs dans lesquels la méthode est utilisée
Inspection par véhicule sur roues	Véhicule avec dispositif de détection du méthane et analyse à l'aide d'informations météorologiques et de la modélisation de la dispersion inverse	Indirecte	Moyenne à faible	Pour de nombreuses approches, la quantification est effectuée sur place, après l'inspection	Tous les secteurs (installations en surface avec accès au véhicule à proximité, ou pipelines souterrains avec accès au véhicule)
	Véhicule de détection et libération du traceur	Directe. Seuls des ratios sont nécessaires pour déterminer le taux	Moyenne à faible	Avantage : bien compris et très contrôlé Inconvénient : fastidieux ; la précision dépend de la localisation du traceur/de la source d'émission	Tous les secteurs, mais surtout par les secteurs upstream et midstream
Surveillance par drone ou UAV (véhicule aérien sans pilote, aéronef piloté par télécommande ou ordinateurs de bord). (Il existe de nombreuses technologies de détection des drones, mais peu d'entre elles produisent une quantification du taux et ne sont donc pas incluses dans ce tableau)	Modèle de bilan massique (mesures au vent et sous le vent à l'aide d'une trajectoire de vol qui englobe la source)	Directe	Faible	Avantage : peu coûteuse par rapport aux méthodes descendantes à plus grande échelle Inconvénient : peu de fournisseurs ; nécessite des conditions atmosphériques favorables	Upstream et midstream

Type d'inspection (et moyens de déploiement)	Technologie	Méthode de mesure/quantification	Précision de la quantification	Avantages et inconvénients	Secteurs dans lesquels la méthode est utilisée
Inspection par aéronef	Bilan massique par trajectoire de vol au vent et sous le vent	Directe	Moyenne (peut être élevée si une installation unique est englobée par la trajectoire de vol)	Avantage : approche fondée sur l'examen par les pairs Inconvénient : coûteux ; nécessite des conditions atmosphériques favorables ; peu de fournisseurs	Tous les secteurs, mais moins utilisée dans la distribution
	Absorption passive de la lumière	Indirecte. Utilisation de la modélisation des pixels du panache	Faible	Avantage : nombreux fournisseurs Inconvénient : Sensibilité limite de détection peu élevée ; forte incertitude	Tous les secteurs
	Absorption active de la lumière	Indirecte. Utilisation de la modélisation des pixels du panache	Moyenne	Avantage : technologie éprouvée Inconvénient : peu de fournisseurs	Tous les secteurs
Inspection par satellite (Il est prévu de lancer d'autres satellites capables de détecter le méthane)	Spectrométrie TROPOMI (instrument de surveillance TROPOspheric)	Indirecte. Utilisation de la modélisation des pixels du panache	Moyenne	Inconvénient : nécessite un important traitement des informations de satellite pour estimer les émissions	Tous les secteurs
	La spectrométrie de méthane par satellite sera lancée en 2022 (il s'agit d'une technologie émergente pour tous les secteurs)	Indirecte. Nécessité d'un traitement approfondi	Inconnue	Avantage : confrontation gratuite, fréquente et publique (pour MethaneSat) Inconvénient : pas encore lancé ; nécessite un important traitement des informations issues du satellite pour estimer les émissions. Délai prévu pour les données de taux	Tous les secteurs
	Spectrométrie (WAF-P (Wide-Angle Fabry-Perot) GHG Sat (Il s'agit d'une technologie émergente pour tous les secteurs) (le lancement d'autres satellites capables de détecter le méthane est prévu, comme d'autres séries GHGSat, ainsi que les séries GOSAT-3, GeoCarb, MERLIN, EarthCARE, CarbonSat, GEO-CAPE et Metero)	Indirecte. Peut être ajoutée après analyse	Inconnue	Avantage : disponible Inconvénient : service à louer ; nombre limité de microsatsellites actuellement en orbite ; MDL élevée	Tous les secteurs

Amélioration continue

Les émissions de méthane qui ont été identifiées, détectées, mesurées et quantifiées sont enregistrées dans les inventaires des installations, entreprises et régions. Ces inventaires doivent être régulièrement actualisés pour refléter les changements d'équipements et d'opérations, ainsi que toute autre nouvelle information.

De nouvelles informations pouvant être utilisées pour actualiser et améliorer les évaluations « bottom-up » peuvent émerger. Il peut s'agir de nouvelles méthodes de détection, de nouvelles études qui actualisent les taux d'émission moyens des équipements (facteurs d'émission), de nouveaux modèles d'estimation des émissions ou d'autres innovations. Les inventaires doivent être actualisés à mesure que de meilleures informations deviennent disponibles.

Les informations provenant des évaluations « top-down » peuvent également être utilisées pour actualiser et améliorer périodiquement les inventaires. Un grand nombre d'études de mesure ont indiqué qu'une petite fraction des sites, ou de certaines catégories d'équipements dans la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel, représente une grande partie des émissions totales. D'après l'expérience des États-Unis, 5 % des sources sont généralement à l'origine de plus de 50 % des émissions totales^{2,7}. Ces sources, désignées par sources à fortes émissions, peuvent ne pas être prises en compte dans les inventaires d'émissions. À mesure que les méthodes par satellite ainsi que d'autres évaluations « top-down » deviendront courantes, il sera possible de comparer de manière régulière les inventaires d'émissions « bottom-up » à des quantifications « top-down » indépendantes. Ces comparaisons, parfois difficiles, peuvent orienter l'amélioration continue des inventaires des émissions de méthane.

Études de cas

Les études de cas présentées dans ce guide proviennent de divers secteurs de la chaîne de valeur du gaz naturel. Elles représentent les pratiques actuelles et illustrent une variété de méthodes d'identification, de détection, de mesure et de quantification. Certaines études de cas associent

plusieurs technologies. Le Tableau 3 ci-dessous résume les secteurs et les types d'inspections auxquels s'appliquent les études de cas. Les études de cas ont été sélectionnées de manière à ce que chaque secteur soit représenté et que les différents types d'inspection le soient également.

Tableau 3 : Études de cas selon les secteurs et les types d'inspections

Type d'inspection	Secteur de l'industrie			
	Upstream	Transport et stockage	Distribution	Terminaux GNL
À pied	Étude de cas n° 1	Étude de cas n° 4 et étude de cas n° 5	Étude de cas n° 6	Étude de cas n° 7
Emplacement fixe	Étude de cas n° 2			
Véhicule sur roues	Étude de cas n° 2		Étude de cas n° 6	
Drone ou UAV	Étude de cas n° 2			
Aéronef	Étude de cas n° 3 et étude de cas n° 8	Étude de cas n° 8	Étude de cas n° 8	
Satellite	Étude de cas n° 8	Étude de cas n° 8	Étude de cas n° 8	

Étude de cas n° 1 : secteur Upstream (production et collecte)

Étude de cas : Southwestern Energy (SWN) « Smart LDAR » - une amélioration par rapport aux exigences réglementaires

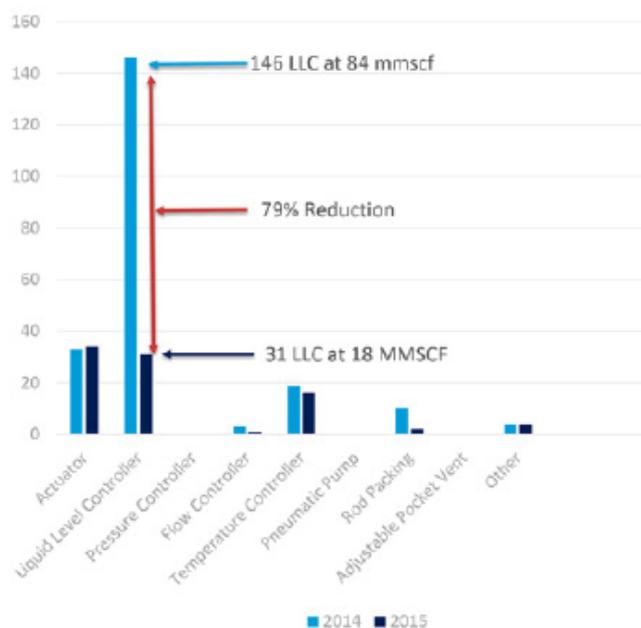


Description du programme : depuis 2014, SWN a commencé à effectuer des campagnes de détection des gaz par imagerie optique (optical gas imaging, OGI) sur les sites impliquant des puits nouveaux et modifiés et sur les stations de compression de gaz de collecte, conformément à la réglementation fédérale américaine (NSPS OOOOa). SWN a été au-delà des exigences réglementaires :

- **Tous les sites existants, y compris ceux auxquels la réglementation ne s'appliquait pas, ont été intégrés à la campagne.**
- **Les éléments suivants ont été ajoutés à l'analyse OGI des fuites requise :**
 - Une double inspection effectuée par un instrument laser à trajectoire ouverte supplémentaire
 - Une quantification du taux des fuites identifiées par Hi Flow™ Sampler
 - Les régulateurs pneumatiques ont été inclus comme cible

Résultat : SWN a pu identifier les régulateurs pneumatiques de niveau du liquide (liquid-level controllers, LLC) défectueux et réduire les émissions de ces dispositifs de 79 % en un an, ce qui a permis d'économiser 115 millions de scf/an (pieds cubes standard par an) d'émissions de cette catégorie. L'utilisation du Hi Flow™ Sampler leur a permis de quantifier leurs réductions. Ils ont également réussi à

réduire les fuites fugitives provenant des autres équipements, mais ces économies sont considérablement moins importantes.



Coûts : SWN a dépensé environ 500 000 dollars US par an pour les éléments qui allaient au-delà des exigences réglementaires. La valeur du gaz économisé était d'environ 250 000 dollars US par an, ce qui signifie que le taux de rendement du programme était négatif.

Enseignements : le personnel de SWN a été organisé en deux équipes : la première était axée sur les sites de puits, et l'autre sur les stations de collecte intermédiaires. Chaque site a fait l'objet de visites annuelles. SWN estime que l'investissement a produit de nombreux autres rendements non monétaires. Ils estiment également que l'utilisation du laser à trajectoire ouverte comme deuxième méthode de détection a augmenté de manière notable le nombre de fuites détectées, la vérification des fuites et la vitesse de leurs équipes.

Source : présentations de SWN à l'EPA des États-Unis, sur https://www.epa.gov/sites/production/files/2017-11/documents/15.jordan_2017aiw.pdf

Étude de cas n° 2 : secteur Upstream (production et collecte)

Étude de cas : Essai sur le terrain des technologies de détection du méthane (XTO/ExxonMobil)



Description du programme : à mesure que les programmes de détection et de réparation des fuites (LDAR) se sont développés, de nouvelles façons d'améliorer la couverture des sites, le suivi des données et l'efficacité des temps de réponse, ainsi que la rentabilité globale ont mobilisé de plus en plus d'attention. Les développeurs de technologies émergentes ont réagi en élaborant plusieurs systèmes de détection, de mesure et de quantification des émissions de méthane. ExxonMobil a entrepris un programme LDAR volontaire qui allait au-delà des exigences réglementaires. Trois technologies de détection distinctes (véhicule, drone et systèmes fixes) ont été soumises à essai tout en menant des campagnes de détection d'émissions classiques et en effectuant des mesures sous le vent.

Résultat : les émissions ont été évaluées à l'aide d'un capteur monté sur un drone, d'un capteur fixe sous le vent, d'un capteur monté sur un véhicule et d'un moniteur mobile sous le vent. La détection et la quantification des émissions ont été comparées aux émissions détectées à l'aide de l'imagerie optique des gaz sur plusieurs sites de puits en exploitation dans une région sèche de production de gaz de l'est du Texas. Les résultats de toutes les méthodes ont été recueillis le plus tôt possible. Les émissions ont été quantifiées à l'aide d'un instrument Hi Flow™ sur une sélection de sites afin de vérifier les méthodes. Les technologies de détection, de localisation (attribution à la source) et de quantification des émissions de méthane ont été comparées entre elles.



Coûts : non communiqué.

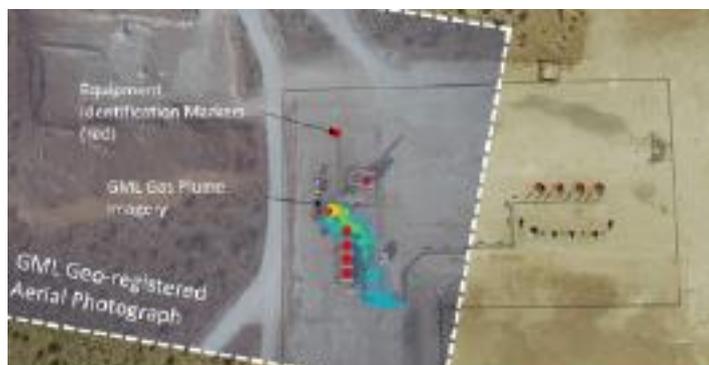
Enseignements : des distributions similaires des émissions ont été enregistrées pour le drone, les capteurs sous le vent et les méthodes conventionnelles utilisées pour la détection et la quantification. Les nouvelles technologies de surveillance à moyenne et haute fréquence permettent actuellement de détecter et de comprendre plus rapidement les tendances, et leurs performances sont souvent meilleures que celles de l'imagerie optique des gaz en termes d'identification des sources d'émission. L'échantillonnage sous le vent permet d'identifier les émissions sur les sites, et les technologies montées sur des drones sont capables de localiser les émissions provenant d'équipements spécifiques et de les quantifier. Toutefois, le rôle de l'imagerie optique des gaz est toujours aussi important dans l'identification des composants qui fuient.



Source : « Insights from a field trial of methane detection technologies », réunion annuelle de l'American Geophysical Union, San Francisco - EE Tullis, S Aminfar, FJ Cardoso-Saldaña, D Allen, I Mogstad, L DeWitt, B Flowers, SC Herndon, A Scott, S Elms, and B Smith - décembre 2019

Étude de cas n° 3 : secteur Upstream (production et collecte)

Étude de cas : essai sur le terrain de technologies aériennes de détection du méthane (XTO/ExxonMobil)



Description du programme : en 2019, ExxonMobil a effectué une étude aérienne des actifs du bassin Permien (ouest du Texas et sud-est du Nouveau-Mexique) en utilisant la technologie aérienne de cartographie du gaz LiDAR™ (active à trajet ouvert). Le but de ce projet était de comprendre à la fois la fréquence et la quantité des émissions de méthane dans les zones ciblées.

Résultat : les émissions identifiées ont été superposées à des photographies aériennes prises par l'appareil photo intégré au capteur pour localiser et identifier les équipements sur les 505 îlots de la zone d'étude. L'analyse des types d'équipements visibles sur les photos aériennes a permis d'associer les émissions à certains types d'équipements, tels que les réservoirs, les puits, les torchères, les séparateurs, les compresseurs et autres équipements (non classifiés). Les résultats ont fourni une estimation de chaque émission constatée, ainsi qu'une répartition par équipement.

Coûts : non communiqué

Enseignements : cette approche sous forme de campagne de détection et d'inspection a permis d'identifier rapidement les sources, les premiers résultats ont été obtenus dans les 24 heures et l'estimation des émissions une semaine plus tard. Certaines sources d'émission, comme les compresseurs, avaient été présumées. D'autres, comme les torchères, étaient inattendues. Il sera nécessaire de poursuivre les travaux pour classer les émissions des réservoirs, car aucune émission ne devrait provenir de réservoirs équipés de systèmes de contrôle des vapeurs en état de marche, contrairement aux émissions présumées provenant des réservoirs autorisés et non contrôlés. Les résultats ont également indiqué que les systèmes de réservoirs des sites qui n'appartenaient pas à Exxon dans la zone étudiée

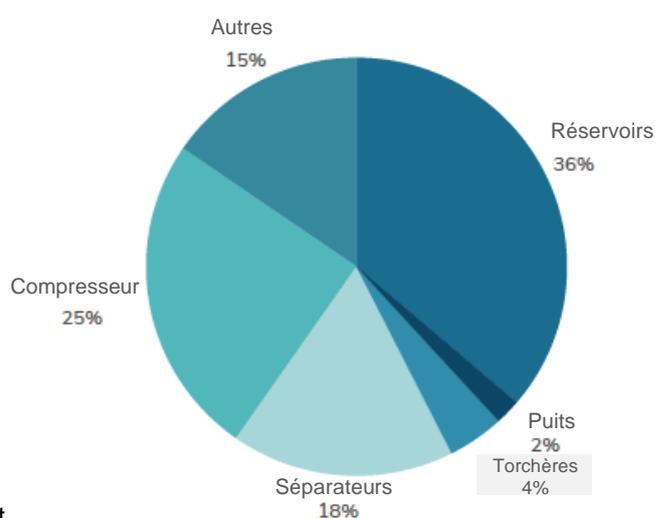
représentaient une fraction beaucoup plus importante des émissions totales que les émissions des systèmes des sites ExxonMobil (78 % de sites autres que ExxonMobil contre 36 % de sites ExxonMobil).

Source : EE Tullós, ExxonMobil, mai 2020

Équipement	Nombre d'équipements surveillés	% du type d'équipement d'où provenait l'émission
Réservoirs	512	7,4
Puits	313	1
Torchères	65	6,2
Séparateurs	310	6,1
Compresseurs	39	64,1
Autres*	33	100

* La catégorie « Autres » ne comprend que les équipements non classifiés d'où provenaient des émissions. Il ne s'agit pas de tous les autres équipements présents sur les sites étudiés.

Répartition du taux d'émission total



Étude de cas n° 4 : secteur Midstream (transport, stockage souterrain et terminaux GNL)

Étude de cas : « bonnes pratiques pour l'identification et la quantification » de Snam

Description du programme : Snam a employé une méthode développée au niveau international avec l'Institut de recherche sur le gaz et l'Agence américaine de protection de l'environnement, intégrée à une série de mesures sur le terrain effectuées avec la société américaine Radian, sur des actifs et des sections représentatives de leur réseau. Depuis 2018, et en particulier pendant les années 2019/2020, Snam a mené une campagne de mesures sur site. L'activité a été réalisée à l'aide d'un équipement renifleur à détecteur d'ionisation à flamme (FID) et, dans certains cas, d'un dispositif Hi Flow™ Sampler (HFS), pour quantifier les taux d'émission. Des facteurs de corrélation ont été appliqués pour estimer et signaler les fuites fugitives. L'ensachage (bagging) et une association de débits de soufflage et de mesures FID ont également été utilisés.

Résultat : Snam a pu améliorer le système de comptabilisation des émissions d'après les mesures sur le terrain. En deux ans d'activité, plus de 150 000 composants ont été mesurés. Sur la base de ces informations, les facteurs d'émission ont été actualisés. Une nouvelle campagne sur le terrain est en cours.

Coûts : Snam a dépensé environ 200 000 euros par an pour mener à bien ces activités.

Enseignements : Snam a pu mieux comprendre les principales sources d'émission de ses actifs et introduire des programmes de réduction pour remplacer certains composants. Actuellement Snam met également en place des programmes LDAR pour identifier les fuites de méthane et planifier les travaux d'entretien. Les résultats suivants ont été obtenus :

- Réduction des émissions du réseau dues aux fuites (-0,8 Mcm en 2019), grâce à la poursuite de l'initiative visant à installer / remplacer un robinet sphérique dans les stations de réduction de la pression du réseau. Cela a permis de réduire le volume de gaz s'échappant des systèmes de purge des filtres de la station, en raison d'un problème d'étanchéité interne de la soupape de purge. Sur une période de quatre ans (2017-2020), ce programme aboutira à la modification de 351 stations, et à une économie de 2,5 Mcm de gaz à terme ;
- Réduction des émissions résultant des systèmes de dépressurisation, en particulier dans certaines installations de stockage ;
- De nouveaux plans pour réaliser la technique LDAR avec du personnel en 2020.

Source : « Snam in the Task Force on Climate-related Financial Disclosure », un rapport sur le changement climatique publié tous les ans depuis 2019. Voir le site web de Snam à l'adresse

https://www.snam.it/en/Sustainability/strategy_and_commitments/task_force_CFD.html

Étude de cas n° 5 : secteur Midstream (transport, stockage souterrain et terminaux de regazéification du GNL)

Étude de cas : Enagás est une entreprise d'infrastructure de gaz naturel en Espagne qui possède 12 000 km de gazoducs, 19 stations de compression, 493 stations de régulation et de comptage, trois installations de stockage souterrain et quatre terminaux de regazéification du GNL. Enagás a volontairement calculé et vérifié son empreinte carbone annuelle, notamment les émissions de méthane, depuis 2013.



Description du programme : avant 2013, la réduction des émissions de méthane par Enagás était principalement liée à des exigences de sécurité. Comme les fuites fugitives constituent une part importante de l'empreinte carbone, Enagás a décidé de mener sa première campagne LDAR en 2013/2015. Cette campagne portait sur les fuites fugitives dans tous les terminaux GNL, tous les stockages souterrains de gaz et sur un échantillon de l'infrastructure de transport du gaz. Les campagnes ont été menées avec un soutien extérieur.

Les mesures des fuites fugitives ont tout d'abord été effectuées à l'aide de deux technologies différentes : HFS (Hi Flow™ Sampler) et des détecteurs portables dotés de capteurs à semi-conducteurs haute sensibilité. Lors des campagnes suivantes, Enagás a décidé de mesurer les émissions à l'aide d'un détecteur portable, car la technologie HFS prenait trop de temps. La détection et la mesure des fuites sont donc actuellement effectuées à l'aide d'un détecteur portable et d'une caméra OGI (imagerie optique des gaz). La quantification est réalisée à l'aide de facteurs de corrélation provenant des relevés des appareils portables pour estimer les taux d'émission de chaque fuite détectée, conformément à la norme EN 15446.



Résultat : sur la base de l'expérience acquise lors de la première campagne LDAR, Enagás a mené plusieurs autres campagnes au cours des dernières années. En 2019, les réparations ont permis à Enagás d'éviter l'émission de 140 tonnes de méthane. Depuis 2013, les fuites fugitives ont été réduites de 47 %.

Enagás mène désormais des campagnes LDAR en interne dans le cadre de son programme d'entretien, afin d'augmenter la fréquence de la campagne (annuelle dans toutes les infrastructures exploitées en Espagne) et d'assurer une amélioration continue.

Coûts : le coût des campagnes LDAR est d'environ 200 000 euros par an.

Enseignements : les principaux enseignements tirés des campagnes LDAR sont les suivants :

- **De nombreuses incertitudes subsistent encore en ce qui concerne les technologies de mesure, les facteurs d'émission et de corrélation**, il n'existe aucune méthodologie normalisée.
- **La mesure sur site est actuellement la technique la plus efficace et la plus fiable** pour détecter les fuites, quantifier les émissions et mettre en place des mesures de réduction.
- **La fréquence des campagnes est également un facteur déterminant dans la réduction des fuites fugitives**, notamment dans les installations où les équipements fonctionnent sous l'effet de fortes variations de température.

Source : Rapport annuel 2019 d'Enagás à l'adresse <https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Documents/Annual Report 2019.pdf>

Étude de cas n° 6 : secteur Downstream (distribution)

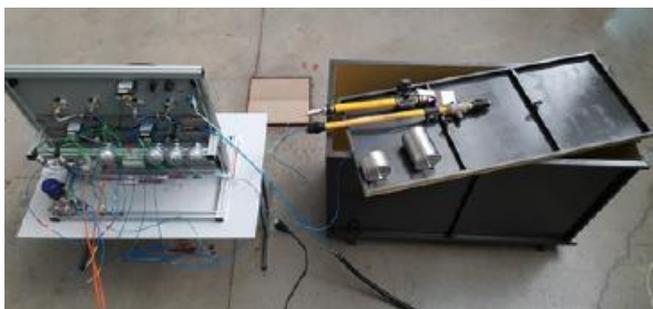
Étude de cas : NEDGIA (une entreprise de distribution de gaz en Espagne) a coordonné ses activités avec SEDIGAS (l'Association espagnole du gaz) et mis en place un moyen de quantifier les débits des fuites souterraines de gaz naturel détectées lors des inspections de routine.

Description du programme : Les inspections de détection des fuites sont régulièrement effectuées par des véhicules ou par des personnes à pied, ou les deux. La détection des fuites est réalisée par étapes. Tout d'abord, les fuites sont localisées par une personne qui marche le plus près possible des conduites souterraines, en prélevant des échantillons d'air à la surface du sol. Les emplacements approximatifs des fuites sont confirmés par des

forages en surface qui débutent à la limite de la zone où le gaz est détecté, et progressent vers la limite opposée de la détection. Les forages doivent être suffisamment profonds pour traverser n'importe quelle chaussée et base en béton. La sonde du détecteur de gaz est introduite dans le trou foré. Le détecteur de gaz portable utilisé est doté de capteurs de conductivité thermique de haute qualité (0 à 9 900 ppm) pour 0 à 100 % de méthane, et un temps de réponse de 20 secondes. Les sondes doivent être pourvues d'un cône ou d'un autre système de fermeture approprié destiné à éviter que l'air extérieur ne soit admis par le point d'aspiration une fois introduit dans le trou foré.



Les fuites identifiées sont quantifiées grâce à un programme de recherche qui a été conçu pour obtenir des facteurs d'émission spécifiques aux différentes parties du réseau d'approvisionnement en gaz. Le programme quantifie le débit de gaz naturel dans le trou qui provoque la fuite, sans tenir compte de la façon dont ce gaz atteint la surface. À partir d'échantillons provenant de sections de conduites déterrées, un laboratoire applique la méthode de la « chute de pression » à un échantillon scellé, en commençant par la pression et la température de service sur le terrain, afin de déterminer le taux de fuite net. Les échantillons physiques recueillis constituent un sous-ensemble de toutes les fuites, mais les échantillons sont soigneusement sélectionnés de sorte à représenter les diverses conditions de construction et d'exploitation du réseau pour toutes les fuites, comme la pression de service, le matériau et la taille des équipements, ainsi que la partie qui fuit (par exemple, conduite, soupape, raccord, soudure).



Résultat : une base de données mettant en relation une liste d'éléments de fuite et leurs caractéristiques spécifiques à un débit de fuite moyen pour chaque type d'élément de fuite avec chaque condition de fonctionnement a été créée. Par conséquent, dès qu'une fuite est détectée, un débit peut être attribué d'après cette base de données.

Coûts : SEDIGAS prévoit de consacrer environ 150 000 euros à ce projet.

Enseignements : une meilleure quantification devrait désormais être possible sur l'ensemble du réseau et permettre aux opérateurs de distribution de disposer des facteurs de quantification appropriés. Les résultats ont également indiqué qu'il était nécessaire d'accorder davantage d'attention à certains éléments du réseau (par exemple, les raccords et les joints).

Source : Présentations de NEDGIA et SEDIGAS, « Evaluation of fugitive emissions in gas distribution networks ».

Étude de cas n° 7 : Systèmes de GNL

Étude de cas : opérateur du terminal GNL d'Enagás - gestion et réduction des émissions de méthane.

Description du programme : la gestion et la réduction des émissions de méthane font partie de la culture d'Enagás, à tous les niveaux de l'entreprise. Enagás exploite et entretient trois terminaux de regazéification du GNL.

Enagás classe les émissions de méthane selon trois catégories : fugitives, provenant de la combustion ventilée et de la combustion incomplète. Enagás utilise un détecteur portable Sensit (un capteur ponctuel) dans l'exploitation quotidienne des terminaux GNL (comme à la fin des activités de chargement et de déchargement des navires), et lors des activités de démarrage et de maintenance.

Selon le type d'émission et les équipements associés, des méthodes de quantification ainsi que des mesures de réduction spécifiques sont appliquées dans les terminaux GNL.

- **Identification des fuites fugitives**

La détection et la mesure des fuites sont effectuées à l'aide d'un détecteur portable et d'une caméra OGI. Depuis 2020, des campagnes de LDAR conformes à la norme européenne EN 15446 sont menées chaque année dans tous les terminaux GNL exploités par Enagás en Espagne (Barcelone, Carthagène, Huelva). Les fuites fugitives sont réparées en parallèle lors des campagnes LDAR. Les fuites qui ne peuvent pas être réparées au moment de la détection sont intégrées au plan de maintenance et réparées avant la fin de l'année, à moins qu'une réparation nécessite des travaux importants.

- **Quantification de la mise à l'évent**

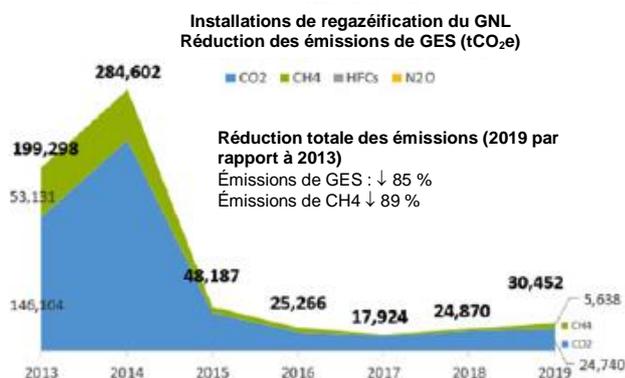
Les émissions de méthane provenant des dispositifs techniques (par exemple les analyseurs de gaz) sont calculées en tenant compte de la composition du gaz, du nombre total de dispositifs techniques et du volume total de gaz mis à l'évent. Dans le cas des événements d'exploitation et de maintenance, les émissions de méthane sont mesurées à l'aide de débitmètres à ultrasons au niveau de la colonne de l'évent.

- **Technologies de mesure sur site**

Enagás a établi plusieurs projets de collaboration liés aux mesures effectuées sur le site (véhicules

à roues, drones, satellites) afin de les comparer avec les informations disponibles sur les différentes sources d'émission.

Résultat : depuis 2013, les fuites fugitives dans les terminaux GNL ont été réduites de 55 %, les mises à l'évent de 98 %, et le total de toutes les émissions de méthane a été réduit de 89 %. Une application web a été spécialement développée pour contrôler et enregistrer les informations obtenues dans le cadre des campagnes LDAR. L'application calcule une estimation des taux d'émission annuels ainsi que des économies d'émissions annuelles, et classe les fuites par ordre de priorité en fonction de leur ampleur.



Enseignements : une approche globale sous forme d'identification, de détection, de mesure et de quantification a produit des résultats significatifs pour Enagás.

Source : Enagás.

Étude de cas n° 8 : rapprochement des évaluations « top-down » et « bottom-up »

Étude de cas : les méthodes de rapprochement des inventaires d'émissions « bottom-up » et « top-down » sont très diverses et d'échelle variable. Dans la production upstream, les rapprochements peuvent être effectués au niveau d'une installation unique, d'une région ou d'un bassin. Dans les installations de midstream, telles que les stations de compression, les usines de traitement du gaz et les grandes stations de comptage et de régulation, la comparaison est généralement établie au niveau de l'installation. Dans les systèmes de distribution, la comparaison est souvent établie au niveau régional, et dans cette analyse, il est difficile de faire la distinction entre les émissions de la chaîne de valeur du gaz naturel et celles des autres sources, et de discerner les sources d'émission à l'intérieur du système de distribution des émissions qui surviennent après la mesure et le transfert du gaz aux clients.

Description du programme : la nécessité de rapprochement varie de l'amélioration continue des inventaires à l'engagement volontaire des entreprises individuelles.

Résultat : plusieurs études de cas documentent les rapprochements entre les évaluations « bottom-up » et « top-down ». Toutefois, la plupart de ces analyses ont été réalisées en Amérique du Nord. Le résumé ci-dessous est axé sur les analyses publiées dans des revues scientifiques à comité de lecture. Un résumé figure dans un rapport des académies américaines nationales des sciences, de l'ingénierie et de la médecine.²

- **Sites de production upstream et stations de compression de collecte**

Les estimations « top-down » sont généralement plus importantes que les estimations « bottom-up ». Les comparaisons ont été établies à différentes échelles, dont les suivantes :

- Mesures « top-down », au niveau du site, effectuées pour des centaines de sites de production et de collecte⁸⁻¹¹
- Mesures « top-down » effectuées à l'échelle du bassin par avion .^{12, 13} Bien que certaines de ces analyses aient indiqué que les mesures « top-down » sont plus importantes que les estimations « bottom-up »¹³, d'autres ont permis une mise en relation des observations à l'aide d'une comptabilité très minutieuse des émissions épisodiques inventoriées (en particulier les déchargements liquides des puits).¹²
- Des mesures par satellite sont désormais disponibles et offrent des estimations d'émissions moyennes annuelles pour de petites zones de 50 km².^{14,15} Les lancements de satellites prévus en 2020 devraient améliorer la résolution spatiale et temporelle.
- **Les mesures effectuées sous le vent des installations en surface de transport** et de stockage indiquent que certaines estimations « bottom-up » des émissions se révèlent être plus élevées que celles prévues par les mesures « top-down », mais que d'autres sont plus faibles. Les sites dont les émissions sont importantes ont contribué à la majorité des émissions.^{16,17}
- **Distribution**
 - Les réseaux présentaient une grande variété de caractéristiques d'émission : les émissions des zones urbaines dont les conduites de distribution étaient sujettes à la corrosion étaient environ 25 fois plus élevées que celles des zones dont les conduites étaient faites de matériaux plus modernes¹⁸.
 - Pour estimer une fuite extrêmement importante provenant d'une seule défaillance du confinement d'un puits dans un champ de stockage souterrain, les études ont fait appel à diverses techniques de mesure « top-down »¹⁹.

Enseignements :

- **Les estimations « top-down »** permettent de mettre en évidence les émissions non caractérisées ou mal évaluées dans les évaluations « bottom-up »
- **Les estimations « top-down »** doivent être comparées aux évaluations « bottom-up » dont les échelles spatiales et temporelles sont les mêmes que celles des observations.
- **Les sous-populations d'équipements à fortes émissions** peuvent représenter une proportion importante des émissions totales de méthane des chaînes d'approvisionnement en gaz naturel. Si les sources à fortes émissions sont dues à des dysfonctionnements ou à une exploitation anormale, elles peuvent ne pas être prévues par des estimations « bottom-up ».
- **La plupart des mesures « top-down » qui sont actuellement de brefs instantanés des émissions**, sont limitées en termes d'échelle spatiale et coûteuses à réaliser. Mais à l'heure actuelle, on constate un changement du fait de l'apparition des estimations d'émissions reposant sur des mesures effectuées par des satellites, des levés aériens et des systèmes de surveillance au sol.

Checklist

La checklist suivante évalue les progrès réalisés en matière de réduction des émissions de méthane par l'identification et la quantification.

Activité	Cocher si l'activité est achevée	Pourcentage de sites inclus dans l'activité
✓ Identifier les sources d'émission connues et rechercher les émissions involontaires ou indésirables		
✓ Quantifier les sources connues et observées de manière directe en mesurant les taux d'émission, ou de manière indirecte à l'aide d'une association de mesures, de calculs et de modélisations		
✓ Utiliser ces informations pour créer ou actualiser les inventaires d'émissions		
✓ Actualiser et améliorer périodiquement les plans d'identification et de quantification des émissions		
a. Comparer la quantification des sources aux mesures à grande échelle		
b. Envisager le recours aux technologies émergentes qui peuvent potentiellement améliorer l'efficacité de l'identification ou de la quantification, à un meilleur coût		
c. Utiliser des technologies susceptibles de réduire le délai entre l'apparition des émissions et leur détection initiale		

Annexe

Les études et les rapports qui ont évalué les technologies de détection, de mesure et de quantification

Nom de l'étude ou du rapport	Année	Secteurs concernés	Principales conclusions
Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States ²	2018	Tous	<ul style="list-style-type: none"> Le Chapitre 3 (Methane Emission Measurement and Monitoring Methods) décrit les différentes échelles des méthodes de quantification. Le Chapitre 6 (Meeting the Challenges of Characterizing Methane Emissions) présente des recommandations en matière de rapprochement des estimations « top-down » et « bottom-up ».
Evaluation of Innovative Methane Detection Technologies ³	2018	Tous	<ul style="list-style-type: none"> Le Chapitre 4 (Applications) traite des applications pratiques des technologies. Le Chapitre 5 (Evaluation Guidelines and Principles) aborde l'importance de préciser les objectifs du système avant d'évaluer une méthode particulière. On y trouve un résumé des évaluations de nombreuses technologies de détection du méthane et un grand tableau d'évaluation comparant 18 technologies de détection individuelles.
Assessment of methane emissions for Gas Transmission and Distribution system Operators ⁴	2019	Transport et distribution uniquement	<ul style="list-style-type: none"> Recommande la mise en œuvre de campagnes de collecte de données sur les fuites, les émissions opérationnelles et les incidents. Le Chapitre 7 présente un tableau comparatif de 18 méthodes de mesure et de quantification des fuites de méthane. Fournit également des méthodes d'estimation technique.

Nom de l'étude ou du rapport	Année	Secteurs concernés	Principales conclusions
Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions: Report for the Madrid Forum (5 et 6 juin 2019) ²⁰	2019	Tous	<ul style="list-style-type: none"> • Un document général, couvrant les protocoles d'identification et de quantification. • Offre uniquement un aperçu des catégories de détection, sans aucune technologie spécifique (voir section 4.2.1) • Couvre les concepts de quantification, d'évaluation « top-down », d'évaluation « bottom-up » et de super-émetteurs.
Sampling of Methane Emissions Detection Technologies and Practices for Natural Gas Distribution Infrastructure ⁵	2019	Distribution uniquement	<ul style="list-style-type: none"> • Identifie les technologies et les pratiques existantes et émergentes adaptées à la détection des fuites. • Produit un tableau (Annexe A) comparant 27 technologies, bien que le tableau ne soit pas normatif ni exhaustif. • Il s'agit d'un « Manuel éducatif dédié aux régulateurs du secteur de l'énergie au niveau de l'État »
Single-blind inter-comparison of methane detection technologies—results from the Stanford/EDF Mobile Monitoring Challenge ²¹	2019	Tous, mais plutôt orienté sur la production	<ul style="list-style-type: none"> • Comparaison, par le biais d'un essai sur le terrain, de 10 méthodes employant une plateforme de véhicule terrestre ou aérien pour effectuer la détection. • Les résultats des essais de rejet contrôlé en simple aveugle ont indiqué que les technologies sont généralement efficaces pour détecter les fuites, sur les dix technologies soumises à essai, six ont correctement détecté plus de 90 % des fuites. Toutefois, ces technologies ont permis d'identifier l'équipement spécifique dans seulement 50 % des scénarios. • Il est nécessaire d'apporter des améliorations à la quantification des émissions, car la plupart des technologies ont pu fournir des estimations uniquement pour les émissions très importantes.
A methane emissions reduction equivalence framework for alternative leak detection and repair programs ²⁵	2019	Tous, mais plutôt orienté sur la production	<ul style="list-style-type: none"> • Ce document propose un cadre en cinq étapes pour mettre en évidence les similitudes entre les nouvelles technologies de détection des fuites. Cette approche associe des essais contrôlés, des modèles de simulation et des essais sur le terrain.

Nom de l'étude ou du rapport	Année	Secteurs concernés	Principales conclusions
A review of close- range and screening technologies for mitigating fugitive methane emissions in upstream oil and gas ²²	2019	Upstream	<ul style="list-style-type: none"> Établit une comparaison entre six classes de technologies LDAR : instruments portables, capteurs fixes, laboratoires terrestres mobiles (mobile ground labs, MGL), drones (UAV), avions et satellites. La sensibilité limite de détection des classes de technologie varie de <1 g h-1 pour les instruments de la méthode 21 à 7,1 x 106 g h-1 pour le satellite GOSAT. Introduit dans le LDAR, une approche hybride de détection-confirimation, désignée par programme de surveillance globale. Actuellement, les capteurs fixes, les MGL, les UAV et les aéronefs pourraient être utilisés comme technologies de détection, mais leurs performances doivent être évaluées dans le cadre d'une série de conditions environnementales et opérationnelles afin d'améliorer l'efficacité de la détection.
Orientation technique Document numéro 2 Fugitive Component and Equipment Leaks ²³	2017	Tous	<ul style="list-style-type: none"> Énumère cinq techniques de détection des fuites. Énumère six techniques de mesure directe.
Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector ²⁴	2019	Tous	<ul style="list-style-type: none"> Compare les techniques à un niveau plus large, tel que « top-down » et « bottom-up », et l'échelle de mesure. Formule des recommandations sur les méthodes, les plans et les mesures de réduction, mais pas sur les technologies spécifiques de détection, de mesure ou de quantification.

Références

1. Methane Guiding Principles (MGP), Best Practices Guides (2020). Disponible à l'adresse suivante www.methaneguidingprinciples.org/best-practice-guides/
2. Académies américaines nationales des sciences, de l'ingénierie et de la médecine (NASEM), « Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States » National Academy Press, Washington, DC (2018) Disponible à l'adresse : <http://www.nap.edu/catalog/24987/improving-characterization-of-anthropogenic-methane-emissions-in-the-united-states>
3. Interstate Technology & Regulatory Council (ITRC), « Evaluation of Innovative Methane Detection Technologies », 2018. Disponible à l'adresse : [methane-1.itrcweb.org/](http://www.itrcweb.org/)
4. MARCOGAZ, « Assessment of methane emissions for Gas Transmission and Distribution system Operators ». Disponible à l'adresse : <https://www.marcogaz.org/publications/assessment-of-methane-emissions-for-gas-transmission-distribution-system-operators/>
5. National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC). « Sampling of Methane Emissions Detection Technologies and Practices for Natural Gas Distribution Infrastructure », un Manuel éducatif dédié aux régulateurs du secteur de l'énergie au niveau de l'État, 2019.
6. Final Report to US Department of Energy, ARPA-E MONITOR (Methane Observation Networks with Innovative Technology), 2018
7. AR Brandt, GA Heath and D Cooley, « Methane leaks from natural gas systems follow extreme distributions », Environ Sci Technol, Environ. Sci. Technol. 2016, 50, 22, 12512–12520, doi: 10.1021/acs.est.6b04303
8. D Zavala-Araiza, RA Alvarez, DR Lyon, DT Allen, AJ Marchese, DJ Zimmerle et SP Hamburg, « Abnormal process conditions required to explain emissions from natural gas production sites », Nature Communications, 8, 14012, doi: 10.1038/ncomms14012, 2017
9. Environmental Defense Fund, PermianMap. Disponible à l'adresse : <http://www.permianmap.org>
10. CS Bell, TL Vaughn, D Zimmerle, SC Herndon, TI Yacovitch, GA Heath, G Petron, R Edie, RA Field, SM Murphy, AM Robertson et J Soltis, comparison of methane emission estimates from multiple measurement techniques at natural gas production pads, Elementa-Science of the Anthropocene 5. DOI : 10.1525/Elementa.266
11. TL Vaughn, CS Bell, TI Yacovitch, JR Roscioli, SC Herndon, S Conley, S Schwietzke, GA Heath, G Petron et D Zimmerle, comparing facility-level methane emission rate estimates at natural gas gathering and boosting stations, Elementa-Science of the Anthropocene 5. DOI : 10.1525/Elementa.257, 2017

12. TL Vaughn, CS Bell, CK Pickering, S Schwiartzke, GA Heath, G Pétron, D Zimmerle, RC Schnell et D Nummedal, « Temporal variability largely explains top-down/bottom-up difference in methane emission estimates from a natural gas production region », *Proceedings of the National Academy of Sciences*, nov. 2018, 115 (46) 11712-1717; DOI: 10.1073/pnas.1805687115
13. RA Alvarez, D Zavala-Araiza, DR Lyon, DT Allen, ZR Barkley, AR Brandt, KJ Davis, SC Herndon, DJ Jacob, A Karion, EA Kort, BK Lamb, T Lauvaux, JD Maasackers, AJ Marchese, M Omara, SW Pacala, J Peischl, AL Robinson, PB Shepson, C Sweeney, A Townsend-Small, SC Wofsy, et SP Hamburg, « Assessment of Methane Emissions from the US Oil and Gas Supply Chain », *Science* DOI: 10.1126/science.aar7204, 2018
14. JA de Gouw, JP Veefkind, E Roosenbrand, B Dix, JC Lin, J Landgraf et PF Levelt, « Daily Satellite observations of Methane from oil and Gas production Regions in the United States », *Scientific Reports*, (2020) 10:1379, doi: 10.1038/s41598-020-57678-4
15. Y Zhang, R Gautam, S Pandey, M Omara, JD Maasackers, P Sadavarte, D Lyon, H Nesser, MP Sulprizio, DJ Varon, R Zhang, S Houweling, D Zavala-Araiza, RA Alvarez, A Lorente, SP Hamburg, I Aben et DJ Jacob, « Quantifying methane emissions from the largest oil-producing basin in the United States from space », *Sci. Adv.* 6, eaaz5120 (2020)
16. R Subramanian, LL Williams, TL Vaughn, D Zimmerle, JR Roscioli, SC Herndon, TI Yacovitch, C Floerchinger, DS Tkacik, AL Mitchell, MR Sullivan, TR Dallmann et AL Robinson, « Methane Emissions from Natural Gas Compressor Stations in the Transmission and Storage Sector: Measurements and Comparisons with the EPA Greenhouse Gas Reporting Program Protocol », *Environmental Science & Technology* 49(5):3252-3261. DOI : 10.1021/e35060258, 2015
17. DJ Zimmerle, LL Williams, TL Vaughn, C Quinn, R Subramanian, GP Duggan, B Willson, JD Opsomer, AJ Marchese, DM Martinez, et AL Robinson, « Methane Emissions from the Natural Gas Transmission and Storage System in the United States », *Environ Sci Technol* 49(15): 9374–9383 doi: 10.1021/acs.est.5b01669, 2015
18. JC von Fischer, D Cooley, S Chamberlain, A Gaylord, C J Griebenow, SP Hamburg, J Salo, R Schumacher, D Theobald et J Ham, « Rapid, Vehicle-Based Identification of Location and Magnitude of Urban Natural Gas Pipeline Leaks », *Environmental Science & Technology* 51(7):4091-4099. DOI : 10.1021/acs.est.6b06095, 2017

19. S Conley, G Franco, I Faloona, D.R Blake, J Peischl, et TB Ryerson, « Methane emissions from the 2015 Aliso Canyon blowout in Los Angeles, CA », *Science*, 351, 1317-1320, doi: 10.1126/science.aaf2348, 2016
20. « Potential ways the gas industry can contribute to the reduction of methane emissions » GIE et Marcogaz, juin 2019. Disponible à l'adresse : https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/3297/GIE-MARCOGAZ_Report%20for%20the%20Madrid%20Forum%20-%20Potential%20way%20gas%20industry%20can%20contribute.pdf
21. AP Ravikumar, S Sreedhara, J Wang, J Englander, D Roda-Stuart, C Bell, D Zimmerle, D Lyon, I Mogstad, B Ratner et AR Brandt, « Single-blind inter-comparison of methane detection technologies – results from the Stanford/EDF Mobile Monitoring Challenge », *Elem Sci Anth*, 7(1), p.37-42, 2019
22. TA Fox, TE Barchyn, D Risk, AP Ravikumar, et CH Hugenholtz, « A review of close-range and screening technologies for mitigating fugitive methane emissions in upstream oil and gas », *Environ Res. Lett.* 14 053002, 2019
23. Climate and Clean Air Coalition's (CCAC) Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) Document d'orientation 2 : « Fugitive Component and Equipment Leaks », modifié en mars 2017
24. Commission économique des Nations unies pour l'Europe (CEE-ONU) « Best Practice Guidance for Methane Management in the Oil and Gas Sector », janvier 2020
25. Fox et al, « A methane emissions reduction equivalence framework for alternative leak detection and repair programs », *Elementa*, 2019. Disponible à l'adresse www.doi.org/10.1525/elementa.369.

