CEE-ONU

Guide des meilleures pratiques pour la gestion efficace du méthane dans les secteurs du pétrole et du gaz

Mesure, notification et vérification, et mesures d'atténuation

NATIONS UNIES

COMMISSION ÉCONOMIQUE DES NATIONS UNIES POUR L'EUROPE

Guide des meilleures pratiques pour la gestion efficace du méthane dans les secteurs du pétrole et du gaz

Mesure, notification et vérification, et mesures d'atténuation

CEE – SÉRIE ÉNERGIE N° 65

NATIONS UNIES

Genève, 2020

© 2020 Nations Unies
Tous droits réservés pour tous les pays

Les demandes de reproduction ou de photocopie d'extraits de la présente publication doivent être adressées au Copyright Clearance Center depuis le site Web copyright.com.

Toutes les autres demandes concernant les droits et autorisations, y compris les droits dérivés, doivent être adressées à : United Nations Publications, 405 East 42nd St, S-09FW001, New York, NY 10017, États-Unis d'Amérique. Adresse électronique : permissions@un.org ; site Web : https://shop.un.org.

Les résultats, interprétations et conclusions exprimés dans le présent document n'engagent que l'auteur et ne reflètent pas nécessairement les points de vue de l'Organisation des Nations Unies, de ses fonctionnaires ou de ses États Membres.

Publication des Nations Unies établie par la Commission économique pour l'Europe (CEE)

Crédits photo :

Couverture, iStock
p. 45, annexe 1, tableau 1, 1, Carbon Limits
p. 46, annexe 1, tableau 1, 2, Weatherford
p. 47, annexe 1, tableau 1, 3, CCAC
p. 48, annexe 1, tableau 1, 4, MESSCO
p. 49, annexe 1, tableau 1, 5, CCAC
p. 50, annexe 1, tableau 1, 6, Siemens
p. 51, annexe 1, tableau 1, 7, MESSCO
p. 52, annexe 1, tableau 1, 8, TZN Petroleum
p. 53, annexe 1, tableau 1, 9, NTECH Process Automation
p. 54, annexe 1, tableau 1, 10, Pipeliner CRM
p. 55, annexe 1, tableau 1, 11, EDF
p. 56, annexe 1, tableau 1, 12, Sparrows Group
p. 57, annexe 2, tableau 1, 1, Carbon Limits
p. 58, annexe 2, tableau 1, 2, Heath Consultants Inc.
p. 59, annexe 2, tableau 1, 3, TransCanada
p. 60, annexe 2, tableau 1, 4, UNEP
p. 61, annexe 2, tableau 1, 5, UNEP
p. 62, annexe 2, tableau 1, 6, Kairos Aerospace
p. 63, annexe 2, tableau 2, 1, Carbon Limits
p. 64, annexe 2, tableau 2, 2, Carbon Limits
p. 65, annexe 2, tableau 2, 3, UNEP
p. 66, annexe 2, tableau 2, 4, BP
p. 67, annexe 2, tableau 2, 5, Lechtenbohmer, S., et al., Institut de Wuppertal pour le climat, l'environnement et l'énergie, Allemagne, International Journal of Greenhouse Gas Control, « Tapping the leakages: Methane losses, mitigation options and policy issues for Russian long-distance gas transmission pipelines », 2007

ECE/ENERGY/129
eISBN : 978-92-1-004510-0
ISSN : 1014-9120
eISSN : 2412-0928

Avant-propos

L'augmentation des concentrations de méthane dans l'atmosphère est une préoccupation majeure dans le contexte des changements climatiques. En effet, le potentiel de réchauffement global du méthane est nettement supérieur à celui du CO_2, et si nous voulons avoir une chance d'atteindre les objectifs de Paris, il est absolument essentiel que tous les secteurs émetteurs s'attaquent en priorité à la réduction des ces émissions. Plusieurs initiatives collaboratives sont consacrées à cette problématique.

Les émissions de méthane ne sont pas exclusivement d'origine anthropique, mais les activités humaines en représentent une part importante et en progression. Les industries énergétiques ont reconnu leur responsabilité pour une part importante de ces émissions de par la production, la transformation et la distribution de l'énergie et pris un certain nombre de mesures correctives pour des raisons commerciales, environnementales et de sécurité. Mais il nous faut améliorer notre compréhension de l'ampleur des émissions de méthane, des sources potentielles et des possibilités de réduction. Cette première analyse des meilleures pratiques en matière de mesure, de notification et de vérification des émissions de méthane provenant des industries pétrolières et gazières en amont est une étape importante dans la lutte contre un facteur important de réchauffement climatique.

L'industrie du gaz naturel peut contribuer de manière significative à la réduction de l'intensité carbone du système énergétique mondial. Des retombées positives sont attendues non seulement en matière de chauffage domestique et de production d'électricité, mais aussi des transports et de l'intensification du déploiement des sources d'énergie renouvelables intermittentes. Si le défi du méthane n'est pas relevé, la viabilité de l'industrie sera sujette à caution, et les possibilités offertes par le gaz naturel risquent de ne pas être pleinement exploitées. C'est pourquoi il est impératif de prendre conscience de l'ampleur du problème et de déployer des stratégies d'atténuation adaptées.

Olga Algayerova

Secrétaire exécutive
Commission économique pour l'Europe

Remerciements

Organisations parrainantes

La **Commission économique pour l'Europe** (CEE) est l'une des cinq commissions régionales de l'ONU. Elle offre aux États membres un cadre qui leur permet de mettre au point les outils de leur coopération économique. Les principaux domaines d'activité de la CEE sont : les transports, l'environnement, les statistiques, l'énergie durable, la coopération économique et le commerce, le bois et les établissements humains.

http://www.unece.org/fr/info/ece-homepage.html

L'**Initiative mondiale sur le méthane** (IMM) est un partenariat public-privé qui collabore avec les organismes gouvernementaux du monde entier pour faciliter l'élaboration de projets dans les cinq principaux secteurs produisant du méthane : l'agriculture, les mines de charbon, les ordures ménagères, les réseaux pétroliers et gaziers et les eaux usées. Lancée en 2004, l'IMM travaille de concert avec d'autres accords internationaux, notamment la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Elle regroupe 42 pays partenaires et la Commission européenne, représentant ensemble environ 70 % des émissions anthropiques de méthane dans le monde.

www.globalmethane.org

Structure

Les travaux relatifs à ce document ont été dirigés par le *Comité directeur exécutif*, qui a défini la vision globale, ainsi que la portée, la forme et le ton de la publication. Ils ont été coordonnés par le *chef de projet* qui a supervisé le processus et apporté un soutien administratif. Le texte a été préparé par un *expert technique* qui, sous la supervision du *Comité directeur exécutif*, a rédigé et édité le document. Le projet a d'abord été révisé par un *groupe consultatif des parties prenantes*, qui a veillé à la clarté et l'efficacité des messages communiqués aux hauts responsables, avant de suivre un processus d'examen technique collégial formel.

Avertissement : Le document ne reflète pas nécessairement les points de vue des réviseurs et partenaires énumérés ci-après, qui ont apporté leurs commentaires et contribué à l'élaboration de cette publication.

Comité directeur exécutif

- M. Francisco De la Flor Garcia, Président, Groupe d'experts du gaz de la CEE
- M. James Diamond, Réglementation sur le pétrole et le gaz, Environnement et Changement climatique Canada ; Coprésident (Canada), Initiative mondiale sur le méthane, Sous-Comité du pétrole et du gaz
- M. Michal Drabik, Secrétaire, Groupe d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE
- M. Scott Foster, Directeur, Division de l'énergie durable de la CEE
- Mme Cate Hight, Secrétariat de l'Initiative mondiale sur le méthane, Sous-Comité du pétrole et du gaz ; Vice-Présidente, Bureau du Groupe d'experts du gaz de la CEE
- M. Daniel Hooper, Sous-Comité du pétrole et du gaz de l'Initiative mondiale sur le méthane ; Vice-Président, Bureau du Groupe d'experts du gaz de la CEE
- M. Branko Milicevic, Secrétaire, Groupe d'experts du gaz de la CEE
- Mme Paulina Serrano, Coprésidente (Mexique), Coordonnatrice chargée des changements climatiques, Petróleos Mexicanos (PEMEX), Sous-Comité du pétrole et du gaz de l'Initiative mondiale sur le méthane

Chef de projet

- M. Michal Drabik, Secrétaire, Groupe d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE

Expert technique (auteur principal)

- M. Torleif Haugland, Carbon Limits

Groupe consultatif des parties prenantes

- Mme Iva Brkic, Energy, experte en énergie, commerce et développement durable ; Conseil mondial de l'énergie

- M. Cristian Carraretto, Directeur associé – Efficacité énergétique et changement climatique, Banque européenne pour la reconstruction et le développement
- M. Manfredi Caltagirone, Spécialiste de la gestion des programmes, Service de l'énergie et du climat, Division de l'économie – Programme des Nations Unies pour l'environnement
- M. Rafael Jesus Huarte Lazaro, Directeur exécutif, Union internationale du gaz (UIG)
- M. Torstein Indrebø, Directeur exécutif, TI Energy Advisory Services
- M. Alexander Karasevich, Directeur, Département des économies d'énergie, Université d'État du pétrole et du gaz (Université Goubkine)
- M. Tamas Korosi, Conseiller principal, Autorité hongroise de régulation de l'énergie et des services publics de distribution d'énergie
- Mme Yelena Kuanbayeva, Directrice adjointe, Département Corporate HSE, KazMunayGas
- M. Boris Maksijan, Chef de section, Département de l'énergie, Ministère de l'économie de Croatie
- Mme Tania Meixus, Global Regulatory Services, Enagas
- M. Julien Perez, Directeur des stratégies et des politiques, Initiative des industries pétrolière et gazière pour le climat
- Mme Lorena Perez Bajo, Manager, Climate Change, IPIECA
- M. Pierce Riemer, Directeur général, Conseil mondial du pétrole
- Mme Oksana Tarasova, Chef, Programme de Veille de l'atmosphère globale, Département de la recherche, Organisation météorologique mondiale (OMM)

Groupe technique d'évaluation par les pairs

- Battelle
- CH4 Industry Meeting Group
- Enagas
- Environmental Defense Fund
- Environnement et Changement climatique Canada
- Gaz Infrastructure Europe
- Gazprom
- Membres du Sous-Comité du pétrole et du gaz de l'Initiative mondiale sur le méthane
- Association internationale des producteurs de pétrole et de gaz (OGP)
- Membres de l'Union internationale du gaz (UIG)
- Membres de l'Association de l'industrie pétrolière internationale pour la conservation de l'environnement (IPIECA)
- National Physical Laboratory UK (NPL)
- Membres de l'Initiative des industries pétrolière et gazière pour le climat
- Compagnie pétrolière et gazière polonaise (PGNiG)
- Membres du Groupe d'experts du gaz de la CEE
- Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement (U.S. EPA)
- Organisation météorologique mondiale (OMM)

Études de cas : Les études de cas qui illustrent la mise en œuvre des meilleures pratiques identifiées dans le présent document seront publiées à l'adresse : https://www.unece.org/index.php?id=53067.

Sommaire

Avant-propos iii

Remerciements iv

Acronymes et abréviations ix

Glossaire et terminologie x

Résumé analytique xii

1. Introduction 1

1.1 Portée et objectifs du présent document d'orientation 1

1.2 Les enjeux 1

1.3 Mesure, notification et vérification et mesures d'atténuation 2

1.4 Structure du présent document 3

2. Les émissions de méthane dans l'industrie pétrolière et gazière 4

2.1 Le fondement de la quantification des émissions 4

2.2 Estimation des niveaux d'émission de méthane – au niveau mondial et pour la région des pays de la CEE 6

3. Mesure, notification et vérification 9

Messages clefs 9

3.1 Enjeux et approches de la mesure du méthane 9

3.1.1 L'intérêt d'une approche méthodique de la quantification 9

3.1.2 Détection et mesure 10

3.1.3 Méthodes par calcul 11

3.2 Mesure, notification et vérification au niveau de l'installation et de l'entreprise 13

3.2.1 Détection et mesure 13

3.2.1.1 Sélection de la technologie de détection et de mesure 13

3.2.1.2 Sélection des sites à étudier par la campagne de détection et de mesure 14

3.2.2 Approches fondées sur des calculs – Éléments de meilleures pratiques 14

3.2.3 Notification des émissions 15

3.2.3.1 Rapports de campagnes de mesures (ascendantes) 15

3.2.3.2 Rapports d'inventaire des émissions 16

3.2.4 Vérification 18

3.3 Mesure, notification et vérification au niveau national et rapports internationaux *18*

3.3.1 Lignes directrices du GIEC *19*

3.3.2 Rapports nationaux d'inventaire *21*

3.3.3 Les rapports internationaux et le « Règlement » de l'Accord de Paris *22*

3.3.4 Examen des inventaires nationaux des émissions de GES *23*

4. Mesures d'atténuation 25

Messages clefs *25*

4.1 Possibilités de réduction des émissions et entraves à l'action *25*

4.1.1 Manque de sensibilisation et de connaissance *25*

4.1.2 Obstacles économiques et financiers *26*

4.1.3 Obstacles réglementaires *26*

4.1.4 Obstacles structurels *27*

4.2 Stratégies et actions des entreprises *27*

4.2.1 Évaluer le potentiel et les coûts de la réduction des émissions *27*

4.2.2 Sélection du projet de réduction des émissions *31*

4.2.3 Mise en œuvre des projets de réduction des émissions *33*

4.3 Politiques et réglementations nationales *34*

4.3.1 Normes techniques et seuils d'émission *37*

4.3.2 Instruments économiques *37*

4.3.3 Accords négociés *38*

4.4 Initiatives internationales et politiques climatiques *38*

4.4.1 Contributions déterminées au niveau national et « Règlement » de l'Accord de Paris *38*

4.4.2 Financement de l'action climatique et mécanismes du marché du carbone *39*

4.4.3 Financement de la lutte contre les émissions de carbone *40*

5. Conclusions et résumé à l'intention des responsables politiques 42

Annexe 1. Catégories de sources d'émissions tout au long de la chaîne de valeur 44

Annexe 2. Technologies éprouvées de détection et de quantification 57

Références 69

Liste des tableaux

Tableau 2.1 Communication des données des inventaires nationaux des émissions de méthane à la CCNUCC par certains pays de la CEE 5
Tableau 3.1 Synthèse des techniques de mesure et de modélisation disponibles spécifiquement utilisées pour limiter les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier, classées selon le niveau de mesure et l'objectif poursuivi 12
Tableau 4.1 Principales options de réduction par source d'émissions 28
Annexe 1, tableau 1 Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur 45
Annexe 2, tableau 1 Équipements de détection éprouvés 57
Annexe 2, tableau 2 Équipements de quantification éprouvés 63

Liste des figures

Figure 1.1 Mesure, notification et vérification, et mesures d'atténuation – aux niveaux de l'installation ou de l'entreprise, du pays et au plan international 2
Figure 2.1 Émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier selon diverses sources de données 7
Figure 2.2 Répartition des émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz par segment, pour les États membres de la CEE, 2015 7
Figure 2.3 Part des émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz, par élément de la chaîne de valeur dans les pays de la CEE 8
Figure 3.1 Aperçu des approches de quantification du méthane 12
Figure 3.2 Informations pouvant être incluses dans un rapport de campagne de mesures 16
Figure 3.3 Segments et sous-segments des systèmes pétroliers et gaziers dans la Révision 2019 20
Figure 4.1 Aperçu des obstacles à l'atténuation des émissions de méthane 26
Figure 4.2 Étapes de la mise en œuvre d'une stratégie et d'un plan de réduction des émissions de méthane 28
Figure 4.3 Évaluation indicative des outils réglementaires 37
Figure 4.4 Aperçu des mécanismes du marché du carbone et des sources de financement de l'action climatique 40

Acronymes et abréviations

AIE	Agence internationale de l'énergie
BMD	Banques multilatérales de développement
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CDN	Contribution déterminée au niveau national
CEE	Commission économique pour l'Europe
CEI	Communauté d'États indépendants
CO_2	Dioxyde de carbone
COV	Composé organique volatil
DIF	Détecteur à ionisation de flamme
DQC	Directive sur la qualité des carburants
EDGAR	Base de données relative aux émissions pour la recherche atmosphérique mondiale
FVC	Fonds vert pour le climat
GES	Gaz à effet de serre
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GPS	Système mondial de localisation
ICOS	Integrated Carbon Observation System
IIASA	Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués
IMM	Initiative mondiale sur le méthane
IPIECA	Association internationale de l'industrie pétrolière pour la conservation de l'environnement
MTD	Meilleures techniques disponibles
OACI	Organisation de l'aviation civile internationale
PRG	Potentiel de réchauffement global
SEQE-UE	Système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne
US EPA	Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement

Glossaire et terminologie

Basé en grande partie sur le Glossaire du méthane publié par l'Association internationale de l'industrie pétrolière pour la conservation de l'environnement[1].

Coût des mesures antipollution – Coût différentiel d'une technologie peu polluante par rapport au scénario de référence.

D'un bon rapport coût-efficacité, rentable – Rapport entre les intrants monétaires et le résultat souhaité, par exemple entre les dépenses engagées et la réduction des émissions.

Émissions fugitives dans les installations pétrolières et gazières, selon le GIEC[2] – Rejets intentionnels ou non intentionnels de gaz à effet de serre intervenant au cours de l'exploration, du traitement et de la distribution des combustibles fossiles, jusqu'au lieu de leur utilisation finale. Sont exclues les émissions de gaz à effet de serre provenant de la combustion de carburants pour la production de chaleur ou d'électricité utiles. Ces émissions fugitives couvrent également la ventilation, le torchage et les fuites. Elles sont souvent définies de manière plus « étroite », comme étant des émissions de gaz ou de vapeur provenant d'équipements sous pression et dues à des fuites, ainsi qu'autres rejets de gaz non intentionnels ou occasionnels résultant principalement d'activités industrielles[3].

Estimation ascendante des émissions – Méthode consistant à utiliser des techniques « sur le terrain » pour mesurer ou estimer directement les émissions au niveau de l'installation (par exemple, la plateforme de forage ou la station de compression) ou de la source/activité à l'origine des émissions (par exemple, l'échappement du moteur du compresseur, les cuves de stockage, les fuites des équipements).

Estimation descendante des émissions – Estimation réalisée à l'aide de différentes techniques « aériennes » pour mesurer les concentrations de méthane dans l'air ambiant, calculer le flux de méthane en fonction des conditions atmosphériques et météorologiques, puis déterminer la part des émissions dues aux différentes activités. Chaque technique de mesure dispose de capacités de résolution, de forces et de faiblesses spécifiques. Les émissions de méthane sont affectées à l'industrie pétrolière et gazière : a) en utilisant un rapport entre le méthane et l'éthane ou le propane (des aliphatiques à longue chaîne qui ne proviennent pas de sources biogènes) ; b) par analyse du rapport isotopique, en utilisant un traceur provenant du même endroit (tel que l'hexafluorure de soufre ou l'acétylène) ; ou c) par soustraction des estimations des autres sources d'émissions de méthane, telles que le bétail, les zones humides, l'agriculture, la gestion des déchets, etc., ainsi que les concentrations de fond de méthane.

Fuites de méthane – Rejets non intentionnels de méthane provenant d'usines, d'opérations de production, de systèmes et de processus, généralement au niveau de brides, de joints et de raccords.

Inventaire ascendant des émissions – Inventaire basé sur des mesures, des calculs techniques, des données « constructeur » et des coefficients d'émission pour les sources/activités à l'origine des émissions, compilés pour établir un bilan des émissions rejetées dans l'atmosphère par une installation (par exemple, une station de compression) ou une zone géographique (par exemple, un bassin, un état, une région).

Mesure du méthane – Processus consistant à relever la concentration de méthane ou le taux d'émission de méthane dans un échantillon d'air à un moment précis. Les unités de mesure typiques sont les parties par million (ppm), les parties par milliard (ppb) ou les kilogrammes par heure. Il est important d'avoir une bonne connaissance des concentrations de méthane sur le plan mondial et local pour mettre les données en contexte. Les mesures des émissions peuvent être effectuées ponctuellement, à intervalles réguliers ou en continu, l'essentiel étant qu'elles soient représentatives. L'annexe 2 du présent document détaille diverses techniques de mesure.

Niveau (Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre) – Le niveau représente un degré de complexité méthodologique. En général, les niveaux prévus sont au nombre de trois. Le niveau 1 correspond à la méthode de base, le niveau 2 à la méthode intermédiaire et le niveau 3 est le plus exigeant en termes de complexité et de données requises. Les niveaux 2 et 3 sont parfois appelés « méthodes de niveau supérieur » et sont généralement considérés comme plus précis.

Potentiel de réduction (de la pollution) – Potentiel d'une option de réduction des émissions de gaz à effet de serre au cours d'une année donnée par rapport au maintien du statu quo.

---

1 http://www.ipieca.org/resources/awareness-briefing/methane-glossary/.
2 https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/06/19R_V0_02_Glossary_advance.pdf.
3 Voir par exemple https://en.wikipedia.org/wiki/Fugitive_emission.

Quantification du méthane – Méthodes permettant de déterminer l'ampleur d'une source d'émissions de méthane exprimée en unités habituelles de taux d'émission, telles que la masse par unité de temps (par exemple, les kilogrammes par heure (Kg/h)), ou le volume par unité de temps (par exemple, les mètres cubes normalisés par heure (Nm^3/h). Cette quantification peut être réalisée par des estimations techniques, des mesures directes de la source de méthane (comme les techniques de bagging), ou à partir de modèles reposant sur des mesures ambiantes et des données météorologiques pour déduire un taux d'émission (approches « descendante » ou « ascendante » – voir ci-dessus).

Super-émetteur – Terme utilisé pour décrire le concept selon lequel certaines sources de méthane peuvent émettre une quantité disproportionnée de méthane par rapport aux émissions de l'ensemble des sources. Le terme « super-émetteur » peut désigner par exemple un équipement défaillant, en particulier dans les installations sans personnel où cet équipement peut fonctionner pendant longtemps en l'état. S'agissant des méthodes d'identification des super-émetteurs, la prudence est de mise et il convient de différencier les événements épisodiques (par exemple, les événements déclenchant des fuites de gaz), les erreurs de mesure et/ou les équipements défaillants. L'expression « distribution à queue épaisse » est souvent utilisée pour décrire la représentation statistique des données – une distribution de probabilité qui comporte une grande asymétrie par rapport à une distribution normale ou exponentielle.

Résumé analytique

Une part importante des émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie est liée aux rejets directs de méthane. Un quart du réchauffement climatique d'origine anthropique est imputable aux émissions de méthane et le secteur pétrolier et gazier est le deuxième contributeur par ordre d'importance, après l'agriculture. La place que le pétrole et le gaz continuent d'occuper dans notre monde moderne impose d'accorder une attention accrue aux rejets de méthane provenant de la prospection, de l'extraction, de la transformation, du transport et de la distribution, car les émissions du secteur pétrolier et gazier risquent d'augmenter considérablement si aucune mesure n'est prise. Les possibilités d'atténuation à moindre coût sont nombreuses et les entreprises et pouvoirs publics sont de plus en plus sensibilisés à cette problématique, mais il est urgent de cerner l'ampleur des émissions de méthane et d'agir pour les réduire.

Le présent document formule un certain nombre de conseils visant à la mise en œuvre de pratiques efficaces de gestion du méthane dans le secteur pétrolier et gazier. Il sera utile aux propriétaires et exploitants d'installations pétrolières et gazières ainsi qu'aux responsables politiques. Il s'appuie sur des principes, étant entendu que les conditions varient d'une installation pétrolière et gazière à l'autre, et que les aspects juridiques, politiques et institutionnels diffèrent selon les pays.

- La réduction des émissions de méthane est l'une des mesures les plus rentables et présente des avantages considérables sous l'angle de l'atténuation à court terme. Près de 50 % des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier peuvent être éliminées sans coût net pour les entreprises. Tirer profit des potentialités offertes suppose cependant de mieux connaître les sources d'émissions et d'avoir conscience des obstacles qui freinent ou empêchent l'action. Le méthane est émis tout au long de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz et nécessite une gestion appropriée à tous les stades. Les meilleures pratiques de détection et d'atténuation doivent être mises en place sur le terrain et dans les entreprises mais également prises en compte dans les politiques et réglementations nationales. Une coordination active entre les divers niveaux institutionnels et entre les dimensions physiques des systèmes d'approvisionnement pétrolier et gazier peut permettre d'améliorer les résultats.
- Les informations sur les émissions du secteur pétrolier et gazier sont extrêmement lacunaires. Les estimations communiquées divergent souvent de 10 % voire davantage, et les révisions des rapports d'inventaire nationaux de certains des plus grands émetteurs mettent en évidence le manque de données fiables. Les émissions de méthane ne peuvent pas être quantifiées par les seules mesures en continu. Les rejets proviennent d'innombrables sources et le suivi de chacune d'elles serait d'un coût prohibitif. La détection et la mesure des émissions doivent compléter les approches mathématiques qui quantifient les émissions en multipliant les données liées à l'activité par des coefficients d'émission pertinents. Les estimations gagneront en fiabilité si elles reflètent les circonstances spécifiques du terrain et du pays, d'où l'importance d'études empiriques des émissions et de leurs intensités pour une meilleure quantification. La détection et les mesures reposent sur des méthodes descendantes, qui évaluent les concentrations de méthane dans l'atmosphère, et sur des méthodes ascendantes, impliquant la quantification sur site des émissions des diverses sources individuelles. Les technologies mises en œuvre dans les approches descendantes et ascendantes progressent et le choix de la méthode est fonction de l'objectif poursuivi. Les meilleures pratiques pour la détection et les mesures descendantes ou ascendantes et pour les méthodes fondées sur des calculs dépendent des objectifs fixés et des modalités de communication des résultats.
- Les rapports établis par les entreprises fournissent des informations sur les performances environnementales et peuvent servir de fondement pour des programmes d'atténuation. Grâce à la participation accrue des associations professionnelles et des partenariats public-privé à la notification des émissions de méthane, de nombreux travaux sont en cours pour élaborer et rationaliser les lignes directrices en matière de déclaration et publier les rapports sur les émissions. Ces initiatives permettent de remédier au manque de connaissances en la matière et d'améliorer la transparence et la comparabilité des données entre entreprises et pays. Une bonne compréhension des émissions nationales de méthane est indispensable pour déployer des mesures de lutte efficaces et assurer le suivi des progrès réalisés. L'amélioration des inventaires nationaux d'émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz suppose l'instauration d'une collaboration effective entre les entreprises, les chercheurs et les autres parties prenantes capables de fournir des données telles que les coefficients d'émission et les données d'activité. Plusieurs pays ont mis en place de vastes processus coopératifs qui ont permis d'améliorer les inventaires nationaux. Les méthodes et lignes directrices convenues au plan international ont une incidence sur les calculs et les rapports nationaux relatifs aux émissions de méthane. Avec l'entrée en vigueur du « Règlement » de l'Accord de Paris, la normalisation des inventaires nationaux prend une importance croissante.

- Les émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz peuvent être réduites à peu de frais, mais une analyse plus approfondie est nécessaire pour orienter les priorités en matière d'atténuation. Il est par ailleurs essentiel de bien comprendre les obstacles qui freinent la mise en œuvre d'initiatives rentables. Les entraves les plus fréquentes sont le manque de connaissance et de sensibilisation, le défaut de financement, le peu d'attention des décideurs et les inefficacités structurelles et réglementaires. Elles peuvent être levées par des mesures prises au niveau des entreprises, par des changements de politiques et par la collaboration entre les institutions publiques et le secteur des entreprises. Les actions de réduction des émissions de méthane sont engagées au niveau de l'entreprise ou de l'exploitant. Des relevés des émissions, permettant de dresser l'inventaire des rejets de méthane à l'échelle de l'entreprise, peuvent éclairer l'identification des possibilités de projets et la fixation des priorités. Les meilleures pratiques et technologies applicables à la réduction des émissions de méthane sont recensées dans ce document.
- Dans de nombreuses entreprises, il est probable qu'une bonne part des émissions provienne de quelques sources importantes, qui nécessitent une attention particulière et des mesures ciblées.

Politiques et réglementations nationales

Plusieurs options s'offrent aux autorités nationales pour imposer des politiques et des réglementations visant à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. Elles peuvent être classées en trois grandes catégories :

i) Des normes, sous forme de technologies et/ou de pratiques opérationnelles spécifiques à mettre en œuvre ou de seuils d'émissions quantifiables ;

ii) Des instruments économiques englobant les redevances/taxes d'émission, les systèmes d'échange de droits d'émission, les abattements fiscaux et les subventions ;

iii) Des partenariats public-privé et des accords négociés, depuis des partenariats aux contours flous poursuivant des objectifs volontaires jusqu'à des accords formalisés assortis d'une menace de réglementation obligatoire ultérieure, si des objectifs quantitatifs spécifiques ne sont pas atteints.

Même si les politiques et réglementations concrètes relatives au méthane sont peu nombreuses, les trois catégories sont utilisées. Elles s'inscrivent généralement dans des structures juridiques et réglementaires nationales plus larges, et sont ancrées dans des traditions et des capacités institutionnelles distinctes. D'où l'absence de « réglementation des meilleures pratiques » ou de modèle de réglementation des émissions de méthane.

Néanmoins, ces émissions présentent certaines caractéristiques typiques ayant leur importance pour l'examen de la pertinence de différentes approches. Il s'agit notamment :

a) Du rapport coût-efficacité, les mesures engendrant de faibles coûts de réduction étant à mettre en œuvre avant celles aux coûts plus élevés ;

b) De la clarté et transparence des règles et procédures relatives aux normes, aux instruments économiques et aux négociations et mécanismes d'application ;

c) Des capacités institutionnelles, les ambitions réglementaires devant être en phase avec les capacités et les aptitudes des institutions réglementaires.

Coopération internationale

Diverses initiatives internationales contribuent aux efforts d'atténuation des émissions de méthane. Avec l'entrée en phase opérationnelle de l'Accord de Paris et l'adoption par les Parties de son « Règlement », les politiques climatiques sont en mesure de fixer les grandes lignes des mesures d'atténuation.

Les impacts significatifs des initiatives à court terme et rentables de réduction des émissions de méthane contribuent à la réalisation des objectifs fixés par l'Accord de Paris. Dans les pays grands émetteurs de méthane, les efforts d'atténuation devraient être intégrés aux contributions déterminées au niveau national (CDN). Pour ce faire, une planification et une mise en œuvre minutieuses des politiques et des mesures, soutenues par de véritables pratiques de contrôle et de rapport, sont à mettre en œuvre.

Conclusions

Le présent document formule les conclusions et grands principes suivants :

- Une grande incertitude règne quant au niveau des émissions de méthane provenant des activités pétrolières et gazières et il appartient aux institutions des secteurs privé et public de redoubler d'efforts pour remédier au manque de connaissances ;
- La quantification des émissions de méthane est une tâche difficile, mais les technologies d'aide à la détection et à la quantification sont facilement disponibles et devraient être adoptées par les entreprises et les autorités dans leurs activités de mesure, de notification et de vérification ;
- Certaines compagnies pétrolières et gazières enregistrent des progrès notables dans la quantification et l'atténuation des émissions. La reconnaissance croissante de l'importance d'une bonne gestion du méthane pour une utilisation efficace des ressources et la protection de l'environnement a conduit certaines grandes entreprises à prendre des initiatives, unilatéralement et/ou par l'intermédiaire d'associations industrielles et de partenariats public-privé, pour s'attaquer au problème ;
- L'attention portée à cette problématique par les pouvoirs publics, par le biais de normes réglementaires, d'instruments économiques et/ou d'accords entre industrie et autorités nationales, peut contribuer à la mise en place de politiques efficaces et rentables de lutte contre les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier ;
- Le « Règlement » de l'Accord de Paris appelle à l'amélioration des rapports nationaux sur les émissions et au renforcement des efforts d'atténuation. Cela devrait permettre de mieux connaître l'ampleur et la nature des émissions de méthane et accroître les retombées de l'atténuation.

1. Introduction

1.1 Portée et objectifs du présent document d'orientation

Ce document fournit des orientations pour la mise en œuvre de pratiques efficaces de mesure, de notification et de vérification[4] et la réduction des émissions de méthane provenant du secteur du pétrole et du gaz. Il sera utile à un large public, notamment les propriétaires et exploitants d'installations pétrolières et gazières, ainsi que les responsables politiques à tous les niveaux. Il est « fondé sur des principes », partant du constat que les conditions varient considérablement d'une installation pétrolière et gazière à l'autre et que les aspects juridiques, politiques et institutionnels diffèrent selon les pays.

Il traite de la gestion du méthane selon deux dimensions :

i. La dimension physique : elle couvre l'ensemble du système d'approvisionnement en pétrole et en gaz, depuis la prospection, l'extraction, la collecte et le traitement, jusqu'au transport à longue distance, au raffinage et à la distribution aux utilisateurs finaux ;

ii. La dimension institutionnelle : les pratiques de gestion du méthane sont abordées au niveau de l'entreprise, mais aussi à l'échelle nationale et internationale. Les synergies susceptibles de découler de la coordination et la coopération entre les différents niveaux sont également évoquées.

De nombreuses initiatives sont menées sur les émissions de méthane dans le secteur pétrolier et gazier, ainsi que des recherches plus générales visant à améliorer la compréhension du problème. Le présent document en présente quelques-unes et, le cas échéant, s'appuie sur des directives techniques référencées pour alimenter le débat sur les meilleures pratiques en matière de mesure, de notification et de vérification ainsi que sur les mesures d'atténuation.

1.2 Les enjeux

Même dans un scénario marqué par des politiques et des mesures climatiques rigoureuses, le pétrole et le gaz continueront de jouer un rôle clef dans le système énergétique de demain et favoriseront la croissance économique et le progrès social. Le scénario de développement durable présenté dans la publication « World Energy Outlook 2018 » (Perspectives énergétiques mondiales 2018) de l'AIE, qui part de l'hypothèse d'une réduction globale de plus de 45 % des émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie d'ici à 2040, estime que le pétrole et le gaz représenteront encore 48 % de l'approvisionnement énergétique total en 2040 (contre 55 % en 2017), avec un volume total se contractant de 29 % pour le pétrole et augmentant de 10 % pour le gaz[5].

Le bouquet énergétique mondial sera déterminé par la combinaison d'effets des politiques et de la concurrence sur le marché. En raison de la place que le pétrole et le gaz continueront d'occuper, les émissions de méthane le long de la chaîne de valeur pétrolière et gazière, de l'exploration et de l'extraction jusqu'à l'utilisation finale, devraient faire l'objet d'une attention accrue.

Le méthane est un polluant climatique à courte durée de vie, puisque son temps de séjour dans l'atmosphère est d'environ douze ans. Selon le cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC), sa capacité de piéger la chaleur dans l'atmosphère – appelée potentiel de réchauffement global (PRG), est 28 fois supérieure à celle du dioxyde de carbone (CO_2) sur un horizon de cent ans, et 84 fois supérieure à celle du CO_2 mesurée sur une période de vingt ans[6, 7]. En instantané, le PRG du méthane est 120 fois supérieur à celui du CO_2. Les émissions de méthane sont responsables d'au moins un quart du réchauffement climatique anthropique, et elles continuent de croître[8]. La réduction des émissions de méthane est une opportunité majeure à court terme pour lutter contre les changements climatiques[9].

---

4 Ce concept couvre trois catégories d'activités : i) la mesure, y compris la mesure directe et d'autres méthodes de quantification des émissions ; ii) la notification, qui couvre la compilation des émissions estimées en différents formats ; et iii) la vérification, souvent par un tiers. Voir le glossaire pour de plus amples explications.

5 https://www.iea.org/weo2018/.

6 https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf.

7 Dans le quatrième rapport d'évaluation du GIEC, le potentiel de réchauffement global du méthane a été fixé à 25 et 72 fois celui du CO_2 respectivement pour des horizons de cent et vingt ans, voir https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html.

8 Cinquième rapport d'évaluation du GIEC, chap. 8. https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf.

9 Voir par exemple https://www.iea.org/weo2017, p. 432.

Actuellement, le secteur pétrolier et gazier représente près du quart des émissions mondiales de méthane d'origine anthropique, et plusieurs projections laissent entrevoir que ces émissions pourraient considérablement progresser[10, 11]. La réduction des émissions permettrait d'améliorer considérablement la durabilité de l'approvisionnement en pétrole et en gaz. L'AIE a estimé qu'il est techniquement possible d'éliminer 75 % des émissions mondiales de méthane provenant du pétrole et du gaz, dont 45 % sans qu'il en coûte quoi que ce soit (voir le **chapitre 4** ci-dessous)[12].

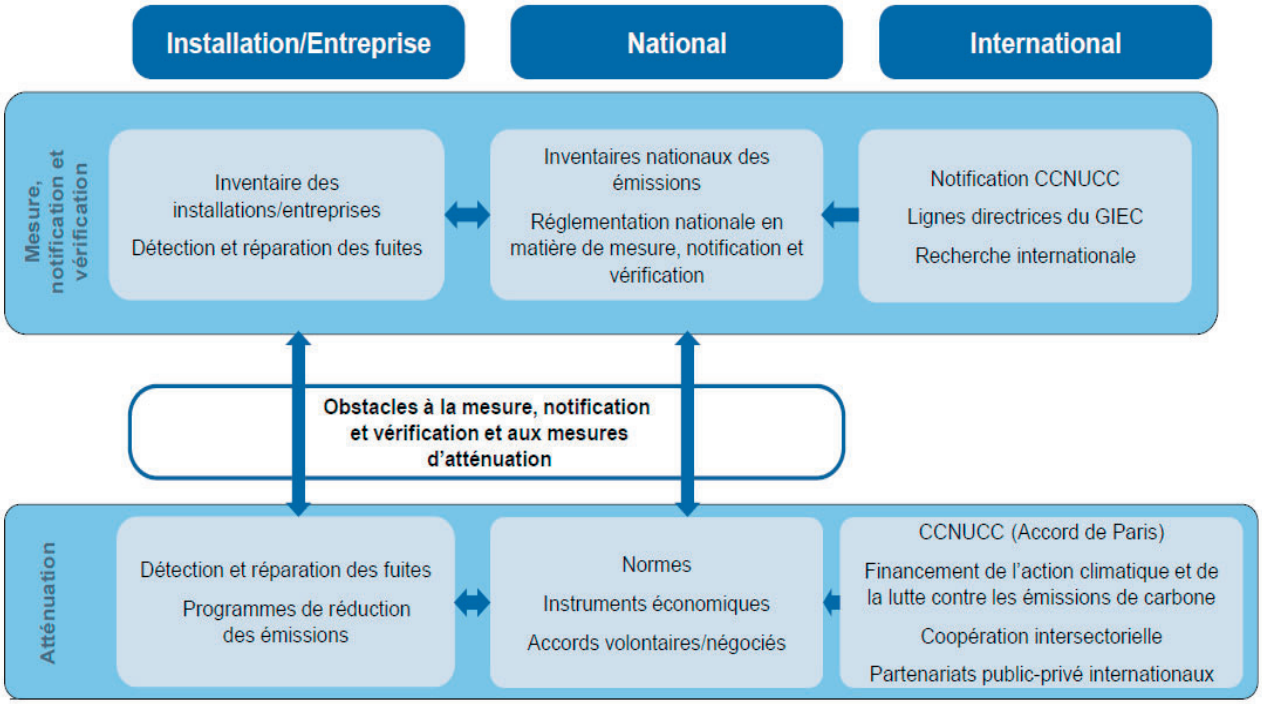
Beaucoup de compagnies pétrolières et gazières ont mis en place des procédures permettant d'améliorer l'efficacité des torchères et de remédier aux émissions de méthane à des fins de préservation de la sécurité. De nombreuses entreprises et instances gouvernementales intensifient leurs efforts de mesure, notification et vérification et renforcent leurs efforts d'atténuation des émissions de méthane, afin de contribuer à la lutte contre les changements climatiques.

1.3 Mesure, notification et vérification et mesures d'atténuation

Même si la mesure, la notification et la vérification ainsi que les mesures d'atténuation peuvent être considérées comme des activités distinctes, elles sont néanmoins intimement liées car l'atténuation la plus rentable est celle fondée sur des pratiques efficaces de mesure, de notification et de vérification (voir **fig. 1.1**). La mesure, la notification et la vérification sont des activités décisives pour la conception des politiques, car une quantification fiable des émissions est essentielle pour en assurer le contrôle et évaluer les progrès en matière de réduction. S'agissant de la mise en œuvre des technologies et des pratiques, ces activités et mesures peuvent aussi être intégrées par exemple dans les programmes de détection et de réparation des fuites.

La mesure, la notification, la vérification et les mesures d'atténuation menées aux niveaux des installations et des entreprises sont souvent liées aux activités mises au point au niveau national. Les pratiques nationales peuvent être influencées par les lignes directrices et les engagements internationaux, en particulier ceux du GIEC ou qui découlent de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

Figure 1.1
Mesure, notification et vérification, et mesures d'atténuation – aux niveaux de l'installation ou de l'entreprise, du pays et au plan international



10 https://www.globalmethane.org/documents/gmi-mitigation-factsheet.pdf.
11 https://www.earth-syst-sci-data.net/8/697/2016/essd-8-697-2016.pdf, et World Energy Outlook 2017 de l'AIE.
12 Voir World Energy Outlook 2018 de l'AIE, p. 493.

1.4 Structure du présent document

Le chapitre 2 de ce document analyse les niveaux d'émission de méthane et les possibilités de réduction de ces émissions alors que les chapitres 3 et 4 détaillent les activités de mesure, de notification et de vérification, ainsi que les mesures d'atténuation.

Le chapitre 3 traite des approches et pratiques en matière de mesure, de notification et de vérification au niveau des installations, des entreprises et à l'échelle nationale. Il couvre également les interactions entre ces différents niveaux et l'influence des processus internationaux tels que ceux menés au titre de la CCNUCC, des associations intersectorielles et initiatives publiques et privées, et de la recherche internationale. Le chapitre 4 explore les mesures d'atténuation, d'abord au niveau des installations et des entreprises, puis aborde les politiques et réglementations d'atténuation au niveau national. Il évoque également les obstacles habituels dans la mise en œuvre des mesures d'atténuation et identifie les politiques et réglementations utiles pour les surmonter. Il couvre enfin certains aspects des politiques climatiques internationales, notamment la tarification du carbone, susceptibles de renforcer les mesures d'atténuation des émissions de méthane.

Le chapitre 5 présente les principales conclusions ainsi qu'une synthèse destinées aux responsables politiques. Les deux annexes figurant en fin du document détaillent des sources d'émissions et des techniques d'atténuation (annexe 1) ainsi que des technologies de détection et de quantification des émissions (annexe 2).

L'annexe 1 décrit 12 sources d'émissions et les techniques d'atténuation, les équipements de détection et les méthodes de quantification applicables[13]. La présentation repose sur les sources référencées. Les catégories sont plus nombreuses que dans les documents d'orientation technique du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières, puisque cette annexe couvre l'ensemble de la chaîne de valeur. L'annexe 2 présente un bref aperçu des technologies de détection et de quantification du méthane actuellement disponibles (sur la base du document d'orientation technique de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du programme « Natural Gas STAR » de l'Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement)[14, 15].

13 http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents.

14 https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-04/documents/mon7ccacemissurvey.pdf.

15 Id.

2. Les émissions de méthane dans l'industrie pétrolière et gazière

2.1 Le fondement de la quantification des émissions

Les émissions de méthane ne peuvent pas être quantifiées avec précision sur la seule base de coefficients d'émission dérivés d'un nombre limité de mesures directes. Pour des estimations précises, les coefficients d'émission doivent refléter la répartition des émissions par unité de l'activité sélectionnée (par exemple, le nombre d'installations et d'opérations, le débit de pétrole et de gaz, et une bonne appréciation du nombre d'activités et d'installations concernées). Les coefficients d'émission du méthane varient considérablement en fonction de paramètres tels que la conception des installations, la composition du gaz, la configuration de la chaîne d'approvisionnement en pétrole et en gaz, l'âge des machines et des équipements et les normes techniques dont elles relèvent, la rudesse des conditions de fonctionnement et les modalités de maintenance et autres pratiques opérationnelles. Le fait que les émissions de méthane proviennent de sources nombreuses tout au long de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz rend la quantification encore plus complexe.

La qualité des données relatives aux émissions de méthane et des inventaires nationaux dépend de la disponibilité de coefficients d'émission spécifiques à chaque pays, associés à des données d'activité détaillées et fiables.

Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) a élaboré des Lignes directrices pour la préparation des inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GES) (Lignes directrices du GIEC)[16]. Elles distinguent trois niveaux pour le calcul des émissions, le niveau 3 correspondant à la méthode de calcul la plus rigoureuse, et le niveau 1 à la plus simple (voir **encadré 2-1**). Elles constituent la base de l'élaboration et de la communication des inventaires nationaux de GES à la CCNUCC.

Encadré 2-1. Trois niveaux pour le calcul des émissions selon les Lignes directrices du GIEC

Les Lignes directrices du GIEC préconisent des méthodes de quantification des émissions. En règle générale, les estimations sont effectuées à l'aide de l'équation suivante (selon les méthodes dites de niveaux 1 et 2) :

$E_{\text{méthane, secteur d'activité}} = A_{\text{secteur d'activité}} \cdot EF_{\text{méthane, secteur d'activité}}$

Où :

$E_{\text{méthane, secteur d'activité}}$	correspond aux émissions annuelles de méthane (en tonnes) pour un secteur d'activité spécifique du système pétrolier et gazier[17]
$A_{\text{secteur d'activité}}$	est une valeur d'activité pour le secteur concerné. Les données d'activité sont généralement le débit de pétrole et de gaz, qui représentent des sources d'émissions
$EF_{\text{méthane, secteur d'activité}}$	est le coefficient d'émission (émissions par unité d'activité pour le secteur)

Les émissions du secteur de la production gazière peuvent être calculées en multipliant le coefficient d'émission par unité de gaz produit en Nm^3 (normo mètre cube) par le volume de gaz produit pour la période en question.

Les Lignes directrices du GIEC distinguent trois niveaux pour le calcul des émissions :

Niveau 1 : La méthode la plus simple, utilisant des variables d'activité relativement agrégées et facilement disponibles, avec des coefficients d'émission par défaut pour les variables d'activité. Coefficients d'émission par défaut énumérés dans les Lignes directrices du GIEC.

Niveau 2 : La spécification des données d'activité est identique au niveau 1, mais avec des coefficients d'émission spécifiques au pays, par exemple sur la base de mesures et d'analyses nationales.

Niveau 3 : Approche détaillée basée sur une évaluation ascendante rigoureuse au niveau des installations, identifiant les sources d'émissions spécifiques à l'équipement, le nombre d'unités d'équipement et la mesure des taux par type, etc.

Le passage du niveau 1 au niveau 3 se traduit par une réduction de l'incertitude des estimations des émissions de GES. Cela étant, la possibilité d'utiliser une approche de niveau 3 dépendra de la disponibilité de statistiques de production détaillées et de données sur les infrastructures. L'application d'une approche de niveau 3 ne sera donc pas possible en toutes circonstances.

Pour l'heure, la plupart des États membres de la CEE utilisent une méthode de niveau 1 (voir **tableau 2.1**), d'où les fortes incertitudes marquant les estimations actuelles. Les États-Unis, le Canada, la Norvège et certains pays de l'Union européenne ont recours aux niveaux 2 ou 3 pour tous les secteurs d'activité (ou segments) des systèmes de pétrole et de gaz naturel, alors que la Russie met en œuvre une combinaison des niveaux 2 et 1 (voir **tableau 2.1**)

L'Ouzbékistan, l'Ukraine, l'Azerbaïdjan et le Kazakhstan appliquent tous des méthodes de niveau 1.

---

16 https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/index.html, dont une section consacrée aux émissions fugitives : https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf.

17 Les systèmes de pétrole et de gaz naturel, tels que définis dans les Lignes directrices du GIEC, couvrent un certain nombre de segments précis dans la chaîne d'approvisionnement, depuis la prospection, l'exploitation, la collecte et le traitement jusqu'au transport/transmission à longue distance, au raffinage et à la distribution aux consommateurs finaux.

Tableau 2.1
Communication des données des inventaires nationaux des émissions de méthane à la CCNUCC par certains pays de la CEE

Pays	Année	Dernière communication (*)	Niveau utilisé
Russie	2017	2019 – RNI	Niveau 2 pour la production et le transport de gaz Niveau 1 pour les autres activités
USA	2017	2019 – RNI	Niveaux 2 et 3
Ouzbékistan	2012	2016 – CN3	Niveau 1
Canada	2015	2019 – RNI	Niveaux 2 et 3
UE	2015	2019 – RNI	12 États membres ont communiqué des informations au titre du niveau 1 (0,5 $MtCH_4$) Les autres ont combiné les niveaux selon les segments
Turkménistan	2010	2015 – CN3	Niveau 1
Ukraine	2015	2018 – RNI	Niveau 1
Azerbaïdjan	2012	2015 – CN3	Niveau 1
Kazakhstan	2015	2018 – RNI	Niveau 1

Note : (*) RNI : Rapport national d'inventaire de Parties visées à l'annexe 1, CN : Communications nationale (non annuelle) par des Parties non visées à l'annexe 1 (CN3 signifie « troisième communication nationale »).

De nombreux pays recourent aux méthodes de niveau 1, ne disposant pas de suffisamment de données empiriques sur les émissions de méthane. Les nouvelles technologies de quantification des émissions de méthane (voir **annexe 2**) et les diverses initiatives (voir **encadré 3-1**) visant à mesurer les émissions au plan national devraient permettre d'obtenir des estimations plus précises pour les États qui utilisent des « facteurs d'émission par défaut » de niveau 1.

En plus des inventaires nationaux communiqués à la CCNUCC, d'autres organismes/sources publient des estimations globales des émissions de méthane[18]. Ces estimations divergent souvent considérablement.

Les organismes publiant des estimations de ce type utilisent les données de la CCNUCC, mais souvent avec leurs propres estimations lorsque la cohérence des méthodes et du niveau de spécification entre les secteurs est importante (voir **encadré 2-2**).

Encadré 2-2. Sources de données pour la quantification des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier

Les estimations des émissions de méthane de cinq organismes différents sont présentées dans ce chapitre :

Les données de la CCNUCC[19] incluent les émissions de méthane de toutes les Parties à la Convention. La couverture, la qualité et la régularité des données varient dans le temps, les exigences en matière de notification étant différentes pour les pays visés à l'annexe 1 et les autres. Comme le montre le tableau 2.1, plusieurs émetteurs importants (par exemple l'Ouzbékistan, le Turkménistan et l'Azerbaïdjan) n'ont communiqué des données que pour 2012 ou les années précédentes.

La Base de données relative aux émissions pour la recherche atmosphérique mondiale (**EDGAR**)[20], un projet de recherche conjoint de la Commission européenne et de l'Agence environnementale des Pays-Bas, a calculé les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants, en utilisant souvent les données de la CCNUCC. Les données d'activité sont tirées de plusieurs sources statistiques.

L'Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués (**IIASA**)[21] a compilé des données détaillées sur les émissions de méthane. Le modèle GAINS utilisé pour l'analyse de la pollution atmosphérique et des émissions de GES procède à une ventilation détaillée des variables du secteur énergétique propres à chaque pays, avec les coefficients d'émission correspondants. De nombreuses sources sont utilisées, notamment les données de la CCNUCC, les données d'activité provenant de statistiques nationales et internationales, et les coefficients d'émission du GIEC et de la littérature scientifique récente.

18 On peut également trouver des informations scientifiques de qualité sur le site http://www.ccacoalition.org/en/slcps/methane.

19 Le site de la CCNUCC comporte des pages séparées pour les pays non visés par l'annexe 1 : https://unfccc.int/fr/node/17005, et ceux visés par cette annexe : https://unfccc.int/fr/node/194264.

20 http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=432.

21 http://gains.iiasa.ac.at/models/index.html.

Encadré 2-2. Sources de données pour la quantification des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier *(suite)*

L'Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement (US EPA)[22] a publié des données sur les émissions de méthane dans le cadre du rapport *International Emissions and Projections, 2010-2030*. Ces données sont une combinaison d'inventaires nationaux soumis à la CCNUCC et de calculs fondés sur les méthodologies de niveau 1 du GIEC pour compléter les données manquantes ou non disponibles.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) publie des données sur les émissions de méthane à l'échelle mondiale dans le cadre de ses publications *World Energy Outlook*. Les données peuvent être récupérées à l'aide d'un « methane tracker » en ligne[23]. Les estimations de l'AIE sont basées sur diverses sources de données, y compris une enquête de l'Agence sur l'intensité des émissions des entreprises et des pays.

Au cours de la dernière décennie, de nouvelles données ont permis d'améliorer la compréhension des émissions de méthane. Ces connaissances ont été intégrées dans les rapports nationaux d'inventaire (RNI). Des corrections ont été apportées aux inventaires d'émissions des États-Unis et de la Fédération de Russie afin d'y intégrer ces nouvelles informations. Les estimations des émissions américaines de méthane pour 2005 se chiffraient à 6,3 Mt dans le rapport d'inventaire 2010 et ont été révisées à 10,3 Mt dans le rapport d'inventaire 2011, puis ramenées à 8,2 Mt dans le rapport d'inventaire 2017[24]. Le rapport national d'inventaire de la Russie pour 2019[25] a fait état d'une fourchette d'émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz comprise entre 6,2 à 6,7 Mt, alors qu'elles étaient évaluées précédemment à plus de 20 Mt. Les révisions ont fait suite à un changement dans l'emploi des coefficients d'émission de niveau 1 (des coefficients d'émission des pays « en développement » à ceux des pays « développés », tels qu'énumérés dans les Lignes directrices du GIEC). En outre, la ventilation des émissions de méthane par segment de la chaîne d'approvisionnement dans les inventaires russes a fait l'objet de profonds remaniements[26]. Toutes ces modifications sont le reflet des efforts en cours pour obtenir des données primaires plus fiables et améliorer les méthodes d'estimation des émissions de méthane.

L'Environmental Defense Fund, les industriels et plusieurs fonds philanthropiques ont lancé et financé diverses études scientifiques qui ont permis de mieux comprendre les niveaux d'émission, notamment aux États-Unis. Toutefois, des études complémentaires sont encore requises[27]. Aux États-Unis, de nouvelles données sont proposées par le programme américain de déclaration des émissions de gaz à effet de serre et de nouvelles études scientifiques.

2.2 Estimation des niveaux d'émission de méthane – au niveau mondial et pour la région des pays de la CEE

D'après les données de la CCNUCC pour l'année 2015, les émissions mondiales de méthane du secteur pétrolier et gazier se seraient élevées à 84 millions de tonnes, dont près de la moitié déclarées par les États membres de la CEE[28]. Trois autres sources font état d'estimations similaires, alors que les chiffres de la base de données relative aux émissions pour la recherche atmosphérique mondiale (EDGAR) sont bien en dessous des prévisions de la CCNUCC (voir **fig. 2.1**).

Selon les Lignes directrices du GIEC, les émissions doivent être précisées pour les divers segments du système pétrolier et gazier, mais pour de nombreux pays, cette ventilation est de piètre qualité et, dans certains cas, les estimations ne sont pas fournies. C'est pourquoi les estimations globales de la CCNUCC ne sont pas disponibles pour les segments détaillés de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz et même les données pour des catégories très larges risquent de n'être que peu fiables. Généralement, seules quatre ou cinq catégories sont publiées.

Quatre segments de données de la CCNUCC sont présentés dans la **figure 2.2**. Les segments en amont du secteur pétrolier et gazier (notamment l'exploration, la production, la collecte et le traitement) représentent 77 % des émissions du secteur dans les États membres de la CEE et 72 % au niveau mondial. Le transport de gaz représente 22 % des émissions au niveau mondial et 17 % dans les pays membres de la CEE, alors que la distribution de gaz correspond à 6 % au niveau mondial et dans la région de la CEE. Le transport du pétrole et les installations pétrolières en aval représentent moins de 1 %.

---

22 https://www.epa.gov/global-mitigation-non-co2-greenhouse-gases.

23 https://www.iea.org/weo/methane/database/.

24 https://www.iea.org/weo2017/ (fig. 10.5, p. 441).

25 https://unfccc.int/documents/194822.

26 Les révisions sont le fruit du travail mené par un groupe de chercheurs, dont Roshydromet, le Centre international pour le développement énergétique durable et l'Agence russe de l'énergie du Ministère de l'énergie. Voir le site : http://www.isedc-u.com/images/pdf/2017/evr_11_17_berdin.pdf (en russe).

27 http://science.sciencemag.org/content/early/2018/06/20/science.aar7204.

28 Les données sont disponibles à partir de 2015 pour la plupart des pays. À défaut, sont employées celles de l'année la plus récente pour laquelle des estimations ont été soumises (voir tableau 2.1).

Figure 2.1
Émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier selon diverses sources de données[29]

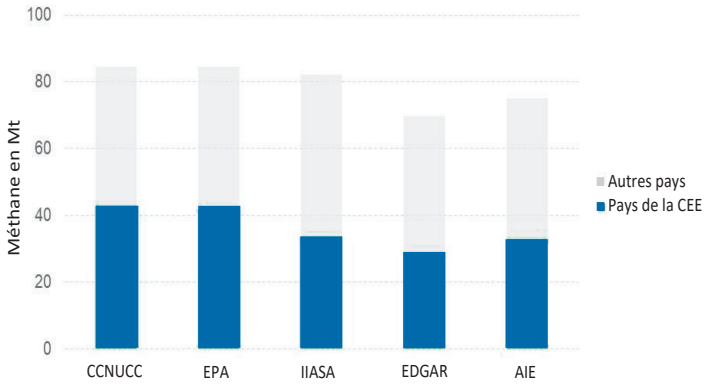
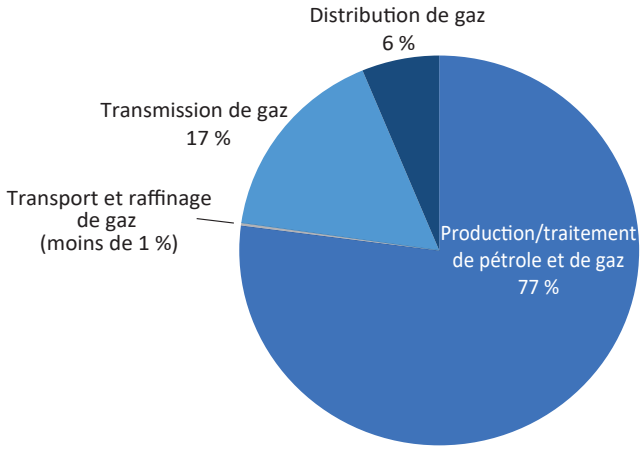


Figure 2.2
Répartition des émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz par segment, pour les États membres de la CEE, 2015



Source : CCNUCC.

L'AIE procède à des estimations séparées pour le pétrole en amont et le gaz en amont. Le segment pétrolier est le plus important, avec 45 %, le gaz en amont représentant 36 %. Les estimations du segment en amont sont beaucoup plus élevées que les données communiquées à la CCNUCC[30]. La scission en segments amont pour le pétrole et le gaz est importante dans le cadre de la discussion sur le cycle de vie des émissions de GES. Les émissions totales de la chaîne de valeur des approvisionnements en gaz sont devenues un sujet crucial dans le débat sur les avantages environnementaux du gaz naturel par rapport aux autres combustibles fossiles. Les données de la CCNUCC montrent de fortes variations des émissions par segment d'approvisionnement (voir **fig. 2.3**), dont certaines traduisent des différences réelles dans les structures industrielles et les intensités d'émission, tandis que d'autres résultent probablement d'erreurs de spécification des segments.

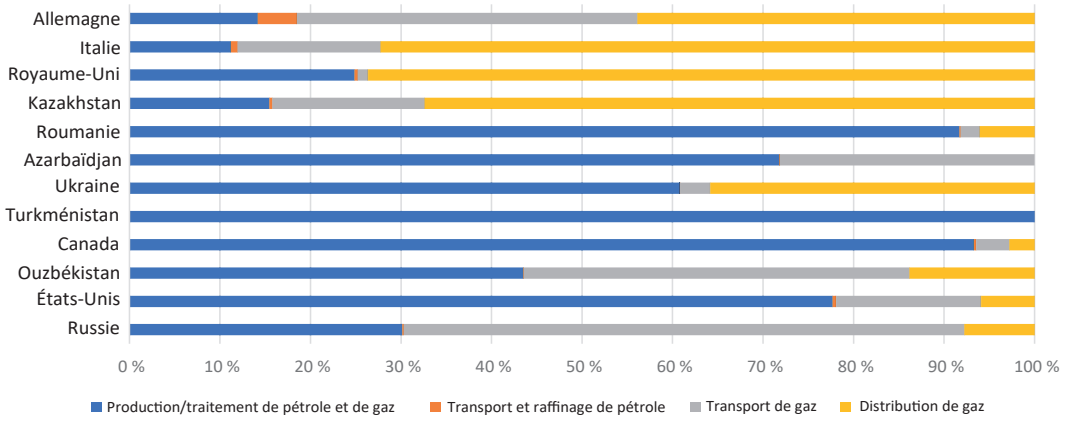
29 Données de la CCNUCC pour 2015 pour les pays visés à l'annexe 1 et dernières données disponibles pour les autres pays. L'estimation de l'US EPA est utilisée pour les émissions mondiales totales de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier.

29 Données de la CCNUCC pour 2015 pour les pays visés à l'annexe 1 et dernières données disponibles pour les autres pays. L'estimation de l'US EPA est utilisée pour les émissions mondiales totales de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier.

30 https://www.iea.org/weo/methane/database/.

Une autre façon d'évaluer les émissions de méthane est de les quantifier par source d'émissions (compresseurs, cuves de stockage et régulateurs et pompes pneumatiques) qui peuvent intervenir à tous les stades de la chaîne d'approvisionnement. Pour les rapports nationaux, ces informations peuvent servir de données de départ pour les approches de niveau 2 ou 3. Elles sont importantes pour comprendre les causes des émissions et y remédier, et pourtant rares sont les données collectées, analysées et publiées à l'exception de quelques pays (notamment les États-Unis, le Canada et la Norvège). Les entreprises du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières établissent des rapports par actif individuel et publient des informations agrégées relatives aux émissions et aux progrès en matière d'atténuation pour neuf sources d'émissions « principales », responsables de la majeure partie des émissions de méthane dans les opérations classiques en amont[31]. Des données sur les principales sources d'émissions et les progrès réalisés dans l'atténuation sont présentées dans le troisième rapport annuel du Partenariat[32].

Figure 2.3
Part des émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz, par élément de la chaîne de valeur dans les pays de la CEE



Source : CCNUCC.

31 http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents.
32 https://www.ccacoalition.org/en/resources/oil-and-gas-methane-partnership-ogmp-third-year-report.

3. Mesure, notification et vérification

Messages clefs

- Les activités de mesure, de notification et de vérification couvrent les méthodes de quantification des émissions par des approches ascendantes ou descendantes, l'établissement de rapport à partir de la compilation des émissions quantifiées, et la phase de vérification des émissions et/ou des mesures de réduction des émissions.
- Ces trois activités servent plusieurs objectifs : identifier des mesures spécifiques d'atténuation envisageables au niveau de l'entreprise, fournir des données et des informations destinées à éclairer les décisions relatives aux politiques et aux réglementations, et assurer le contrôle de l'efficacité.
- L'utilisation de méthodes et de pratiques solides de détection, de mesure, de notification et de vérification est essentielle pour gérer le méthane et combler les lacunes actuelles de nos connaissances en la matière (en conciliant les méthodes descendantes et ascendantes).
- Pour établir un inventaire fiable des émissions de méthane au niveau de l'entreprise (ou de l'installation), il est envisageable de recourir à une combinaison de plusieurs méthodes de quantification, notamment des mesures visant à établir les taux/coefficients d'émission, des calculs techniques et d'autres méthodes par calcul. Certaines technologies émergentes sont susceptibles de faciliter la faisabilité technique et réduire les coûts de la quantification du méthane.
- La coopération internationale joue un rôle important dans le renforcement des capacités institutionnelles et des aptitudes à mener des activités solides de mesure, de notification et de vérification et atténuer les émissions de méthane. Si les Lignes directrices du GIEC et les exigences de la CCNUCC en matière de rapports restent des références essentielles, un nombre croissant d'initiatives internationales contribuent au partage des informations et des expériences.
- Compte tenu de l'importance des « super-émetteurs », le système de mesure, de notification et de vérification devrait être conçu de manière à prendre en compte ces sources d'émissions dominantes.

3.1 Enjeux et approches de la mesure du méthane

3.1.1 L'intérêt d'une approche méthodique de la quantification

La quantification des émissions de méthane nécessite une combinaison de mesures opérationnelles et de méthodes par calcul. Les problèmes méthodologiques et pratiques liées à la détermination des émissions de méthane sont complexes en raison de la diversité des caractéristiques du système dans le secteur du pétrole et du gaz, mais ils sont bien maîtrisés :

- Chaque site peut inclure un nombre quelconque de points d'émission, de quelques-uns jusqu'à des centaines. Ainsi, au Canada, on estime que les stations de compression présentent en moyenne six points de fuite, alors que les installations industrielles de gaz combinent des dizaines de milliers de composants dont quelques pour cent sont généralement à l'origine de fuites (19 points de fuite en moyenne)[33]. En outre, les deux types d'installations peuvent englober des sources d'émissions liées à l'évacuation du gaz et au torchage ;
- Les émissions de méthane peuvent être disséminées en plusieurs lieux. Chaque puits, chaque station de compression, chaque usine à gaz et chaque segment de pipeline est une source d'émission potentielle. Les équipements sont souvent dispersés et installés en des endroits éloignés, avec pour conséquence des coûts de mesure plus élevés. Les schémas d'approvisionnement en pétrole et en gaz évoluent rapidement, ce qui rend plus difficile la déclaration des émissions en temps opportun. L'accessibilité physique des sources d'émission et la sécurité sont des considérations importantes ;
- Les données de terrain montrent que les taux d'émission d'équipements et de processus similaires varient[34] en fonction de facteurs tels que le type et l'âge de l'équipement, la fréquence des contrôles auxquels il est soumis, les conditions climatiques, les pratiques de maintenance et les conditions de fonctionnement. En

[33] https://carbonlimits.no/project/statistical-analysis-leak-detection-and-repair-canada/. Note : cette étude ne concerne que les fuites (c'est-à-dire les émissions involontaires). Les évacuations de gaz ne sont pas pris en compte dans ces chiffres.

[34] « *Quantifying cost effectiveness of systematic Leak Detection and Repair Programs using Infrared cameras* », Carbon Limits report CL-13-27 (2014).

outre, de nombreux points d'émission sont intermittents. L'utilisation de coefficients d'émission tirés d'un nombre limité de sites/équipements crée une incertitude si ces données ne sont pas correctement stratifiées entre les variables clefs. En outre, un programme de mesure, de notification et de vérification devrait identifier les points d'émission les plus importants pour orienter par la suite les mesures d'atténuation ;

- Les émissions de méthane ne fournissent que des signaux sensoriels limités à l'homme (elles sont invisibles et inodores[35]), ce qui rend impossible leur identification et estimation sans un équipement spécialisé coûteux[36, 37].

Les problèmes énumérés ci-dessus montrent bien les difficultés intrinsèques de la quantification des émissions de méthane et expliquent les profondes incertitudes des estimations réalisées.

De nouvelles technologies émergentes (dont la télédétection) rendront possible une surveillance continue dans un avenir proche. La quantification repose rarement sur des mesures directes[38], mais la détection et les mesures directes peuvent être combinées avec des méthodes par calcul. La faisabilité technique des mesures, l'évaluation des incertitudes et les coûts de mesure, de notification et de vérification ont tous leur importance et sont à prendre en considération pour déterminer l'équilibre approprié. Les hypothèses concernant la distribution statistique des émissions sont des facteurs déterminants pour les taux d'émission et risquent de conduire à des conclusions fallacieuses si elles ne sont pas traitées de manière appropriée.

3.1.2 Détection et mesure

Les estimations ascendantes supposent une quantification et une estimation sur site des émissions des diverses sources individuelles[39]. Elles fournissent les informations les plus fines sur les sources d'émissions spécifiques au niveau des équipements mais peuvent s'avérer chronophages et coûteuses[40].

Les méthodes d'estimation descendantes mesurent les concentrations de méthane dans l'atmosphère à l'aide de satellites[41], d'avions ou de drones[42]. Ces méthodes reposent sur la mesure du milieu ambiant, les conditions météorologiques et des modèles pour déduire les taux d'émission de plateformes d'exploitation spécifiques ou d'une zone complète[43]. L'extrapolation de ces données pour des régions entières ou des parcs d'installations d'entreprises est moins coûteuse et pourrait être plus précise que le recours à des approches ascendantes. Ces techniques d'estimation peuvent fournir une quantification plus continue des émissions de méthane et faciliter la détection des « super-émetteurs ». Par contre, elles ne permettent que rarement l'identification des sources spécifiques (par exemple, une vanne bloquée, une bride lâche ou un refoulement de liquides), encore que les méthodes analytiques permettant de remonter à la source ou de cartographier la répartition des émissions se développent rapidement.

De nombreuses études se sont appuyées sur des approches descendantes pour estimer les émissions de méthane à l'échelle régionale, notamment des techniques de bilan massique par voie aérienne. Pour ces approches descendantes, l'un des principaux défis consiste à attribuer les émissions de méthane à l'une des innombrables sources potentielles. Les méthodes d'affectation ont été améliorées grâce à une combinaison de ratios d'isotopes et/ou d'hydrocarbures et à la modélisation inverse.

Pour prendre en compte la variabilité des taux d'émission dans le temps, il est important de collecter des données fréquemment[44] ou de mettre en œuvre des techniques de collecte de données permettant de déterminer avec précision et exactitude la population des émissions dans une zone. Le calcul des émissions pour des régions entières

---

35 De nombreuses sources d'émissions de gaz odoriférants sont détectables à l'odeur, mais certaines très petites fuites ne peuvent l'être sans équipement de détection spécifique.

36 Le gaz naturel odorisé et le gaz sulfureux auront un potentiel odorant notable.

37 Les rejets sont en théorie plus faciles à identifier que les fuites.

38 Les taux d'émission varient sur des périodes très courtes (par exemple, un régulateur de purge intermittent actionné au gaz naturel à des fréquences variables) ou sur des périodes plus longues (par exemple, les émissions provenant de cuves de stockage dépendant de la température extérieure).

39 L'extrapolation d'une mesure sur une année nécessite certains calculs en raison de la variabilité des processus (par exemple, un compresseur peut n'être sous pression que quelques mois dans l'année).

40 En outre, certaines sources d'émissions ne sont pas faciles à mesurer (cf. annexe 1).

41 Les mesures par satellite posent des problèmes spécifiques, tels que les niveaux de détection et la couverture nuageuse, les mesures au-dessus de l'eau ou de la végétation.

42 Les méthodes de laboratoire mobile (telles que les traceurs, la méthode OTM-33A), qui mesurent les panaches d'émissions renforcés, sont généralement classées dans la catégorie des méthodes « sous le vent ».

43 Veuillez consulter le glossaire pour connaître les différentes méthodes d'affectation des émissions de méthane à l'industrie pétrolière et gazière.

44 Par exemple, certaines sources intermittentes de rejets importants peuvent passer inaperçues ou être considérées comme continues.

à partir de mesures en un point unique et des estimations qui en résultent risquent d'être trompeuses, d'où la nécessité d'un échantillonnage robuste tenant compte des variations dans le temps et l'espace.

3.1.3 Méthodes par calcul

Les émissions peuvent être calculées en combinant la composition du gaz, des données d'activité, des données techniques et des coefficients d'émission, notamment les émissions par unité d'équipement, ou les données d'activité (par exemple le nombre de pièces de chaque type d'installation, le type d'équipement, les activités entreprises et/ou le débit de pétrole ou de gaz). L'estimation des émissions de méthane peut se faire à partir :

i) Des coefficients d'émission par défaut, par unité de charge (évaluation de haut niveau) ;

ii) Des coefficients d'émission par équipement, composant ou activité (par exemple par compresseurs, joints de compresseur ou soupapes de purge de pipeline) ; ou

iii) Des calculs techniques, qui font appel à une série d'approches diverses et variées, notamment des logiciels d'ingénierie des procédés ou certaines estimations basées sur des formules prenant en compte de nombreux paramètres (à titre d'exemple, le rejet intermittent de liquides d'un puits de gaz peut être évalué à l'aide d'éléments tels que le diamètre du tubage, la profondeur du puits, etc.)[45].

Le choix de la méthode est fonction de la disponibilité des données, de l'homogénéité du secteur pétrolier et gazier (en termes d'équipement et de pratiques opérationnelles ainsi que de composition du gaz), du type et de la taille relative des sources d'émissions particulières, ainsi que de l'utilisation prévue des estimations et la précision requise.

Les coefficients d'émission permettent d'élaborer des inventaires d'émissions, par exemple les inventaires nationaux soumis à la CCNUCC (voir **encadré 2-1**). En général, le degré d'incertitude de ces estimations diminue à mesure que les données d'activité sont ventilées plus finement. Si le nombre de sources diminue, les estimations perdent en précision et ne permettront pas de prendre des décisions d'investissement en matière d'atténuation pour les sources d'émissions individuelles.

Les calculs techniques basés sur des données et des hypothèses solides peuvent fournir des estimations fiables[46] à condition que les hypothèses sous-jacentes aient été vérifiées par rapport aux données empiriques. Ils peuvent être appropriés si un surcroît de précision est requis, par exemple dans le cadre d'évaluations détaillées d'un projet d'atténuation spécifique. Pour certaines sources, par exemple les déshydrateurs au glycol, des calculs techniques sont incontournables car les mesures sont irréalisables et les coefficients d'émission ne conviennent pas pour des décisions d'investissement.

La détection et la mesure sont applicables non seulement au niveau des installations et des entreprises, sur la base de technologies éprouvées, mais aussi à l'échelle nationale et régionale, grâce aux progrès rapides des méthodes descendantes telles que la télédétection.

En général, les nouveaux développements technologiques[47] peuvent faire pencher la balance du côté de la quantification des émissions de méthane à partir de mesures. Ainsi, des coefficients d'émission plus finement ventilés et spécifiques seront disponibles pour la quantification par calcul, ce qui permettra de disposer de données plus précises et plus fiables.

Il appartient aux entreprises et aux institutions publiques d'établir un juste équilibre entre les méthodes basées sur les mesures et celles fondées sur les calculs, ainsi qu'entre la méthode spécifique par calcul et le niveau de désagrégation à mettre en œuvre. La **figure 3.1** détaille certains avantages et inconvénients des différentes approches.

Pour caractériser les émissions de méthane du système pétrolier et gazier, le recueil des données d'observation à l'appui des mesures peut être réalisé à divers niveaux (voir **tableau 3.1**).

Les principaux problèmes dans l'utilisation et la combinaison des données sur le méthane, tant ascendantes que descendantes, sont liés à la répartition des sources, l'hétérogénéité des niveaux de fond, les caractéristiques des sources multiples et la confusion entre les sources anthropiques et naturelles.

---

45 http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading.

46 En particulier pour les sources facilement modélisables sur la base de principes fondamentaux d'ingénierie tels que la thermodynamique, les équations de continuité, le transfert de masse, le transfert de chaleur et, éventuellement, la cinétique chimique.

47 Essentiellement la télédétection, telle que la mesure indirecte par avions, des satellites, capteurs, etc.

Figure 3.1
Aperçu des approches de quantification du méthane

		Avantages	Inconvénients
Detection et mesure	Estimations descendantes	Examen des niveaux globaux d'émissions de méthane Possibilité d'identifier les « points sensibles »	Impossible d'estimer les émissions de sources individuelles Difficile d'isoler le méthane du pétrole des gaz d'autres sources proches
	Estimations ascendantes	Estimation des sources d'émissions individuelles Possibilité de contact pour évaluer l'atténuation	Certaines sources d'émissions sont difficiles à mesurer Sous-estimation systématique des émissions
Approches par calculs	Facteurs d'émission de haut niveau	Processus de collecte simple des données d'activité	Niveau élevé d'incertitude. Impossible d'estimer les émissions de sources individuelles
	Facteurs d'émission spécifiques à un équipement	Estimation des émissions de sources individuelles	Coût élevé de la collecte de données suffisantes pour des estimations précises
	Calculs techniques	Grande pertinence pour certaines sources d'émissions spécifiques	Coût élevé de la collecte de données suffisantes pour des estimations précises

Tableau 3.1
Synthèse des techniques de mesure et de modélisation disponibles spécifiquement utilisées pour limiter les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier, classées selon le niveau de mesure et l'objectif poursuivi[48]

Niveau de mesure	Taille des éléments mesurés	Méthodes de mesure et de modélisation	Objectif/But des données
Régional	Centaines de km	Satellite, tours, voie aérienne, ICOS, modélisation inverse	Détection des points sensibles d'émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier, estimation des flux régionaux
Sous-régional	Dizaines de km	Par voie aérienne (*in situ* et télédétection)	Détection des sources, estimations à l'échelle du bassin (par exemple, techniques de bilan massique)
Installation	Centaines de mètres à 1 km	Par voie aérienne (*in situ* ou télédétection), au sol, enquêtes mobiles, télédétection optique, modèle inverse de dispersion	Identification des super-émetteurs, coefficients d'émission à l'échelle de l'installation
Site/unité	Centaines de mètres	Techniques de détection optique	Rapport des émissions, contribution à la notification à l'échelle de l'installation, identification des fuites
Composant	< 1 m	« Reniflage », imagerie optique des gaz, technologie Hiflow	Quantification individuelle des fuites, atténuation – programmes de détection et de colmatage des fuites Développement de coefficients d'émission à l'échelle des composants

48 *Source* : IG3IS implementation plan (Plan de mise en œuvre du Système mondial intégré d'information sur les gaz à effet de serre) https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=10034.

3.2 Mesure, notification et vérification au niveau de l'installation et de l'entreprise

Les entreprises quantifient leurs émissions : i) pour se conformer aux règles de notification imposées par les autorités publiques, ii) disposer d'une base solide à partir de laquelle élaborer et mettre en œuvre des stratégies et des mesures d'atténuation, et iii) pour rendre compte de leurs performances et progrès environnementaux.

Les aspects liés à la mesure et la notification par les entreprises sont abordés ici sous trois rubriques :

i. La détection et la mesure des émissions au niveau des installations ;

ii. Les approches fondées sur les calculs pour la quantification des émissions au niveau des installations et des entreprises ;

iii. La notification des émissions (y compris les rapports établis à titre volontaire).

En outre, nous aborderons brièvement les questions liées à la vérification des rapports de suivi.

3.2.1 Détection et mesure

La détection et la mesure au niveau du site peuvent être chronophages et exigeantes en termes de ressources. Elles nécessitent à ce titre une planification minutieuse. En fonction des objectifs des campagnes de mesure, les opérateurs prendront en considération :

- La sélection de la technologie de détection et de mesure ;
- La sélection des sites/sources d'émissions.

Le choix des technologies et des sites à inspecter et mesurer dépend de l'objectif fixé : travail d'inventaire ou action d'atténuation. La distinction entre les deux n'est pas toujours très nette, et un opérateur peut chercher à mieux appréhender l'ampleur des émissions et identifier les mesures d'atténuation envisageables.

3.2.1.1 Sélection de la technologie de détection et de mesure

Pour étudier les émissions, les opérateurs ont le choix de la technologie (voir annexe 2). Les caméras d'imagerie infrarouges sont utilisées pour la détection des fuites et émissions sur les sites de production, les stations de compression, les usines de traitement et les installations de gaz naturel liquéfié. Par rapport aux technologies plus anciennes (par exemple, la détection par bulles de savon ou les analyseurs de vapeurs organiques), les caméras infrarouges sont faciles d'emploi, elles permettent un dépistage efficace de nombreux composants dans un délai relativement rapide et l'identification des sources de fuite et de rejet. Comme évoqué plus loin dans ce rapport, les caméras infrarouges sont principalement utilisées pour la détection et la réparation des fuites, et les contrôles par ces dispositifs nécessitent des visites régulières d'équipes de techniciens sur chaque site (ce qui représente une part non négligeable du coût total)[49, 50].

Diverses technologies ont été utilisées au cours des dernières années pour quantifier les émissions. Elles présentent généralement quelques limites en termes de précision, de seuil, de coûts ou d'applicabilité à certains types de sources d'émissions. Toutefois, de nombreuses innovations technologiques en matière de détection et de quantification des émissions de méthane modifient les pratiques antérieures en permettant i) l'identification rapide des grands émetteurs et ii) la quantification à moindre coût des émissions au niveau des installations. Bien que bon nombre d'opérateurs n'aient qu'une expérience pratique limitée de ces nouvelles technologies sur le terrain, la communauté des prestataires de services possédant l'expertise requise grandit de jour en jour.

Compte tenu de la diversité des configurations des sites et de l'évolution rapide des technologies disponibles, il n'existe pas un ensemble unique et idéal de technologies de quantification des émissions[51]. Un choix est à faire pour chaque application spécifique :

- Différentes approches peuvent couvrir divers types d'installations : les observations aériennes permettent des estimations à l'échelle d'un bassin mais risquent ne pas être adaptées pour une vaste usine de transformation. Le type de sources d'émissions sur le site peut aussi avoir une incidence sur le choix des technologies : un

49 Notamment le coût de la main-d'œuvre et les frais de transport.

50 Pour plus d'informations sur les limites des caméras infrarouges, voir annexe 2.

51 L'Université de Stanford a créé un modèle utilisable par les opérateurs pour comparer un ensemble de quatre approches de détection : https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/Adam_Brandt.pdf.

échantillonneur à haut volume est utilisable pour mesurer les émissions d'un connecteur, mais pas celles d'une grande cheminée d'évacuation des gaz ;

- Les relevés aériens ou depuis des véhicules peuvent évaluer les émissions totales de plusieurs sites, alors que les caméras d'imagerie infrarouges identifieront plutôt des sources spécifiques (par exemple, des composants à colmater) ;
- L'objectif de la quantification (réalisation d'un inventaire ou prise de décisions s'agissant de mesures d'atténuation), le niveau de précision requis et le type de source pèsent également sur le choix de la technologie ;
- Certaines sources varient au fil du temps, d'où la nécessité de prendre en compte le moment et la durée de la mesure et de déterminer si une variabilité donnée pourrait être captée plus efficacement en augmentant la fréquence des mesures ;
- L'accès à de nombreuses sources d'émissions de méthane est impossible ou dangereux avec des instruments portatifs ;
- Les coûts de déploiement des différentes technologies sont variables. Les coûts de la main-d'œuvre, les méthodes et la fréquence d'étalonnage, ainsi que les services internes ou contractuels sont tous à prendre en compte.

3.2.1.2 Sélection des sites à étudier par la campagne de détection et de mesure

Si tous les sites ne peuvent être étudiés, l'opérateur devra sélectionner un sous-ensemble de ces sites, le processus de sélection dépendant de l'objectif final de la campagne de mesure. Si celle-ci doit permettre de déterminer des coefficients d'émission ou si une extrapolation des résultats est envisagée, l'échantillon doit être représentatif. Devront être pris en considération l'âge, l'état de fonctionnement, le type d'installation, le type et la technologie des équipements à l'origine des émissions de méthane, les pratiques d'exploitation et de maintenance, le segment industriel, la taille ou le débit, et la composition du produit. Une approche non biaisée mais en strates de l'échantillonnage permet généralement de produire des coefficients d'émission fiables et précis, mais elle risque de s'avérer coûteuse.

Si la campagne de mesure vise à identifier des projets de réduction des émissions, elle doit cibler les sites à fort potentiel d'atténuation. Enfin, le processus de sélection du site devra prendre en compte un certain nombre de considérations pratiques, telles que la localisation du site et les aspects de sécurité.

3.2.2 Approches fondées sur des calculs – Éléments de meilleures pratiques[52]

Les méthodes indirectes ou par calcul destinées à évaluer les émissions de méthane peuvent être basées sur i) des coefficients d'émission par défaut de haut niveau, ii) des coefficients d'émission par équipement, composant ou événement, ou iii) des calculs techniques[53]. Les deux dernières options sont particulièrement pertinentes au niveau des installations et des entreprises, la première se prêtant davantage aux inventaires nationaux (GIEC niveau 1)[54].

Il appartient aux opérateurs de prendre en considération :

<u>Le niveau de désagrégation :</u> La granularité appropriée pour tenir compte des sources d'émissions doit être établie en parallèle de la catégorisation de ces sources. La répartition en catégories doit concilier le besoin de données détaillées et la complexité accrue. Elle devrait idéalement permettre i) de minimiser les incertitudes, et ii) d'identifier les potentiels de réduction des émissions. À titre d'exemple, les réservoirs de stockage peuvent être classés en fonction de facteurs tels que les liquides qu'ils contiennent, leur taille et/ou le type de toit ;

---

52 Les opérateurs trouveront des directives détaillées dans les documents d'orientation technique du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières : http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents.

53 Les calculs techniques sont particulièrement complexes pour certaines sources d'émissions (par exemple, les cuves de stockage, voir annexe 1). Les données de terrain sont utilisables pour calculer les émissions provenant d'une source spécifique, par exemple dans le cas d'un rejet par une section de canalisation, le niveau d'émission de méthane peut être calculé avec précision à partir du volume de la section de tuyau et de la pression dans cette section durant l'évacuation de gaz.

54 La première approche ne permettra pas d'identifier les possibilités de réduction des émissions ni d'évaluer les progrès réalisés au fil du temps.

La sélection des coefficients d'émission : En principe, les émissions devraient être estimées sur la base de coefficients représentatifs. Lorsque ceux-ci ne sont pas disponibles, des coefficients d'émission internationaux sont utilisés comme mesure intermédiaire, en gardant à l'esprit que des différences importantes dans les pratiques locales peuvent avoir une incidence sur la fiabilité des résultats finaux[55]. En général, une entreprise peut choisir une combinaison de coefficients d'émission « internes » et publiés au plan international, en fonction de la catégorie de la source. Il est important que les coefficients soient mis à jour régulièrement, à mesure de la disponibilité de nouvelles informations ;

La collecte de données d'activité et autres informations : Pour évaluer les émissions, un certain nombre d'informations propres au site sont requises : recensement des équipements (par exemple, nombre de cuves de stockage sans unité de récupération des vapeurs), informations relatives au débit (par exemple, volume de gaz déshydraté), ou autres données techniques (par exemple, nombre et durée des dépotages de liquide). Si les informations ne sont pas facilement disponibles, il faudra envisager une action de collecte/récupération des données ;

La répartition statistique : Le calcul des agrégats doit être ajusté de manière appropriée, selon que les émissions suivent une distribution normale ou une distribution à queue épaisse.

3.2.3 Notification des émissions

La notification est un outil essentiel pour les entreprises qui souhaitent contrôler leurs émissions, présenter un aperçu de leur niveau et de leur structure, et mettre en lumière les progrès/améliorations au fil du temps. Les rapports peuvent prendre différentes formes en fonction de leur objectif et des exigences. Ils peuvent être établis, par exemple, pour des raisons réglementaires, dans le cadre d'un programme volontaire ou à des fins internes. Il existe deux principaux types de rapports :

- Les rapports de campagnes de mesures[56] ;
- Les rapports d'inventaire des émissions.

3.2.3.1 Rapports de campagnes de mesures (ascendantes)

Le rapport d'une campagne de mesures dépendra de la technologie et de l'approche mises en œuvre. Chaque point d'émission identifié peut être quantifié et enregistré au cours d'une campagne de mesures. La **figure 3.2** présente des informations typiques contenues dans un rapport pour des campagnes de mesures ascendantes. La cohérence des rapports des différentes campagnes permettra des comparatifs et des agrégations futures des résultats.

Le rapport de campagne de mesures peut ainsi servir plusieurs objectifs :

- Effectuer des réparations et évaluer les options de réduction : Grâce au rapport et au numéro d'identification, l'équipe de maintenance sera en mesure d'identifier les différentes réparations et les remplacements de composants à réaliser. Les résultats peuvent servir à évaluer les avantages de la réduction ;
- Évaluer les progrès réalisés au fil du temps : Les rapports de mesure antérieurs peuvent être utilisés ultérieurement pour i) évaluer l'efficacité des mesures d'atténuation, ii) identifier les éléments plus propices à des émissions, et iii) mesurer les avancées réalisées ;
- Déterminer les coefficients d'émission : Lorsque les campagnes de mesures sont représentatives, les résultats peuvent également être utilisés pour déterminer les coefficients d'émission pour les installations/équipements.

---

55 Il existe peu de sources d'information sur les coefficients d'émission pour certaines sources (par exemple, les dispositifs de purge).

56 Fait partie du rapport d'inventaire des émissions.

Figure 3.2
Informations pouvant être incluses dans un rapport de campagne de mesures[57]

Type d'informations
Nom de l'installation, lieu, type d'installation…
Section de l'installation ou/et des blocs de process
Informations sur le composant ou la source d'émissions : • Type et sous-type du composant (par exemple, bride ou évacuation de gaz) ; • Marque et modèle du composant à l'origine des émissions, le cas échéant ; • Si nécessaire : numéro d'identification unique de chaque composant (à vérifier avec les données et le diagramme du processus, le cas échéant) ; numéro d'identification si les sources d'émissions portent un marquage.
Source d'émissions : type de sources d'émissions, fuite/évacuation de gaz
Informations techniques pour l'évaluation des futures mesures d'atténuation Informations sur les opérations de maintenance et les inspections antérieures : date de la dernière inspection, date de la dernière maintenance
Date et heures de la prise des mesures. Durée des mesures
Émissions mesurées (taux et/ou concentration)
Type de gaz émis ou composition du gaz, le cas échéant
Méthode de quantification utilisée
Réparation : Note sur les recommandations de colmatage et/ou la réparation effectuée. Liste des tentatives de réparation menées, le cas échéant

3.2.3.2 Rapports d'inventaire des émissions

Les rapports d'inventaire d'émissions dressent le tableau des sources d'émissions et de leur ampleur dans une zone géographique ou un ensemble d'installations. Les rapports internes serviront à suivre les indicateurs de performance clefs et identifier les possibilités de réduction des émissions. Les indicateurs de performance clefs peuvent être reliés à des rapports externes. Les rapports publics/externes permettront de : i) se conformer aux exigences réglementaires, ii) respecter les engagements volontaires, ou iii) communiquer à l'extérieur sur les actions en cours. Une évolution intéressante est à noter : le nombre croissant d'initiatives lancées par les associations professionnelles et autres organismes qui œuvrent dans le domaine de la gestion du méthane, y compris la notification des niveaux d'émission et des progrès enregistrés grâce aux efforts d'atténuation (voir **encadré 3-1**).

[57] Les détails dépendront de l'objectif de l'étude, selon qu'il s'agit d'une enquête initiale de cadrage, d'une étude en vue de la hiérarchisation des projets d'atténuation, ou encore d'une analyse décisionnelle menée dans le cadre d'un projet.

Encadré 3-1. Initiatives internationales axées sur les émissions de méthane

Un certain nombre d'initiatives lancées ces dernières années (par exemple l'Initiative mondiale sur le méthane (IMM), les Methane Guiding Principles[58] et le Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières de la Coalition pour le climat et l'air pur visant à réduire les polluants de courte durée de vie (CCAC)[59] et l'Initiative des industries pétrolière et gazière pour le climat[60] se penchent sur des actions et des projets d'atténuation, des meilleures pratiques et le partage des connaissances, l'assistance technique et les politiques à mener, s'efforçant d'améliorer la qualité des données relatives aux émissions et insistant sur la transparence des rapports.

L'**Initiative mondiale sur le méthane (IMM)** est axée sur la levée des obstacles à la récupération et à l'utilisation du méthane en tant que source précieuse d'énergie non polluante. Les 45 pays partenaires de l'IMM et plus de 500 membres du réseau de projets échangent des informations et des ressources techniques pour faire progresser la réduction des émissions de méthane dans des secteurs clefs, notamment le pétrole et le gaz. Le sous-comité « Pétrole et gaz » de l'IMM encourage la collaboration entre les pays partenaires et les membres du réseau de projets en vue de renforcer les capacités, de développer des stratégies et des marchés et de supprimer les obstacles techniques et autres au développement de projets d'atténuation des émissions de méthane afin d'améliorer la qualité environnementale, d'accroître l'efficacité opérationnelle et de renforcer l'économie.

Le **Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières** est un accord conclu dans le cadre de la Coalition pour le climat et l'air pur visant à réduire les polluants de courte durée de vie (CCAC), regroupant 13 entreprises partenaires privées et publiques, des gouvernements, des organisations intergouvernementales et des intervenants de la société civile. Le Partenariat exige des entreprises qu'elles analysent neuf sources d'émissions « principales », qu'elles évaluent les options technologiques rentables et rendent compte de leurs progrès annuels. À ce jour, les entreprises partenaires ont analysé plus de 65 installations dans 15 pays[61]. Le Partenariat préconise des méthodologies de notification détaillées et communique les résultats pour ses entreprises membres. La Commission européenne est le dernier partenaire principal de l'initiative concernant le pétrole et le gaz de la CCAC[62].

L'**Initiative des industries pétrolière et gazière pour le climat**, regroupant 13 grandes entreprises pétrolières internationales, s'est fixé pour objectif de réduire de 0,32 % à 0,25 % l'intensité moyenne collective en méthane de l'ensemble des opérations en amont de la production de gaz et de pétrole d'ici à 2025. Ces entreprises ont l'ambition d'atteindre un objectif encore plus ambitieux de 0,2 %[63]. L'objectif quantitatif spécifique et l'ambition affichée par l'initiative exigent des entreprises qu'elles mettent en place des méthodologies rigoureuses et des mesures pratiques pour contrôler et atténuer les émissions[64].

Les **Principes directeurs sur le méthane** visent à réduire les émissions de méthane tout au long de la chaîne de valeur du gaz naturel. En date de janvier 2019, ces principes avaient été signés par 16 compagnies pétrolières et gazières et 10 autres organismes. Ils couvrent à la fois la mesure, la notification et la vérification et les mesures d'atténuation tout au long de la chaîne de valeur du gaz naturel. Les entreprises se sont engagées à présenter des données relatives aux émissions, les méthodologies utilisées pour les obtenir, ainsi que les progrès et les problèmes liés à la gestion des émissions de méthane. Une collaboration étroite a été instaurée entre les Principes directeurs sur le méthane et l'Initiative des industries pétrolière et gazière pour le climat.

Gas Infrastructure Europe (GIE)[65] est une association indépendante regroupant 70 industriels de l'infrastructure gazière en Europe. **Marcogaz**[66] est l'association technique de l'industrie du gaz en Europe. Les deux organes travaillent sur la gestion du méthane et ont publié conjointement en juin 2019 un rapport sur les approches permettant d'atténuer les émissions de méthane[67].

58 http://www.ccacoalition.org/en/resources/reducing-methane-emissions-across-natural-gas-value-chain-guiding-principles.

59 http://ccacoalition.org/en/resources/oil-gas-methane-partnership-ogmp-overview.

60 https://oilandgasclimateinitiative.com/.

61 http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-reporting.

62 http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-reporting.

63 https://oilandgasclimateinitiative.com/oil-and-gas-climate-initiative-sets-first-collective-methane-target-for-member-companies/.

64 https://oilandgasclimateinitiative.com/blog/methodological-note-for-ogci-methane-intensity-target-and-ambition.

65 https://www.gie.eu/.

66 https://www.marcogaz.org/.

67 https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/methane-emission-report-2019/27786-gie-marcogaz-report-for-the-madrid-forum-potential-way-gas-industry-can-contribute-to-the-reduction-of-methane-emissions/file.

En fonction du contexte ou de l'objectif des rapports d'émissions, des exigences spécifiques sont à respecter concernant les méthodes et les plans de mesure et de notification (points de mesure, fréquence, utilisation des équipements, enregistrement et stockage des données, plages d'incertitude, etc.) conformes à la norme ISO 14064 ou à d'autres normes et pouvant faire l'objet d'une vérification par des sociétés de certification tierces[68]. Un certain nombre d'éléments sont à prendre en compte lors de la conception des procédures de notification des entreprises/installations :

- Un inventaire des émissions n'a pas besoin d'être pleinement exhaustif mais se doit d'inclure toutes les sources d'émissions moyennes et grandes[69] ;
- Pour permettre l'analyse des données et la comparaison entre les installations ou les régions, il convient de définir une (des) approche(s) et un vocabulaire cohérents. La cohérence temporelle devrait également être prise en compte pour permettre la comparaison des émissions au fil du temps ;
- Pour permettre des améliorations sur la durée et une analyse sérieuse, la méthodologie utilisée pour évaluer les émissions ou la réduction des émissions doit être transparente et traçable. Une approche transparente et vérifiable est essentielle pour la crédibilité d'un rapport ;
- Le rapport doit être suffisamment détaillé pour évaluer les possibilités de réduction des émissions. En plus des données sur le niveau des émissions, les rapports d'émissions peuvent inclure des informations sur les réductions passées et les projets antérieurs. Ils ont également possibilité de suivre les progrès et d'évaluer les performances des anciens projets afin d'améliorer la conception des projets futurs ;
- Les rapports devraient être actualisés régulièrement. Les résultats des nouvelles campagnes de mesures devraient également être intégrés, par exemple en mettant à jour les coefficients d'émission concernés ;
- Les inventaires sont établis sur la base d'une combinaison de campagnes de mesures et de méthodes de calcul. Les approches utilisées pour sélectionner les sites à mesurer et leur représentativité doivent être documentées. Une approche fondée sur l'incertitude pourrait permettre de concentrer les améliorations sur les catégories d'émissions les plus pertinentes.

L'accent étant mis de plus en plus sur la démonstration de l'impact du gaz naturel sur le climat, les opérateurs sont davantage incités à documenter de manière crédible les émissions tout au long de la chaîne de valeur du gaz. Dans ce contexte, et compte tenu des enjeux spécifiques associés à la mesure, la notification et la vérification des émissions de méthane, les rapports doivent s'appuyer sur des approches solides et transparentes. En outre, les opérateurs peuvent réfléchir à l'intérêt d'ouvrir les installations à des parties indépendantes capables d'évaluer la situation.

3.2.4 Vérification

La vérification des rapports d'émissions ou de l'évolution des émissions, est une évaluation indépendante et documentée d'un rapport d'inventaire d'émissions de gaz à effet de serre, ou d'un rapport de réduction des émissions, sur la base de critères convenus. Elle est habituellement confiée à une tierce partie[70] selon une norme assortie de règles et de lignes directrices. Certaines lignes directrices et normes utilisées comme critères de vérification sont de portée large et générale, tandis que d'autres sont spécifiques à la nature des sources et aux émissions en question. La vérification doit dépasser le stade de la simple comptabilisation des chiffres déclarés et s'étendre aux méthodes appliquées.

3.3 Mesure, notification et vérification au niveau national et rapports internationaux

Le calcul et la notification des émissions nationales de méthane sont les fondements de la conception et de la mise en œuvre de politiques et de mesures efficaces, ainsi que du suivi des progrès réalisés en matière d'atténuation.

---

68 https://www.iso.org/fr/standard/66453.html.

69 La matérialité est un concept (dérivé de la comptabilité) relatif à l'importance ou au poids que représente une source ou un puits. Elle peut être exprimée de diverses manières. Par exemple, dans certaines exigences de déclaration, une source ne peut être déclarée que si elle dépasse un seuil d'importance relative. Il peut s'agir d'une valeur absolue ou d'une fraction de l'émission totale (https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/tb/TFI_Technical_Bulletin_1.pdf). Le GIEC formule quelques orientations quant à la matérialité des émissions. Elle correspond à la norme qu'un vérificateur tiers utilisera pour spécifier dans la « déclaration de vérification » l'absence de contradictions importantes dans l'inventaire. Certaines entreprises, à l'instar des institutions financières, utilisent 5 % du total des émissions de l'entreprise comme norme matérielle, alors que le SEQE-UE (Système communautaire d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne) se réfère aux seuils majeurs/mineurs/de-minimis. Il n'existe pas de seuil matériel international commun.

70 La définition est basée sur la norme ISO 14064.

Au niveau international, les méthodologies et les lignes directrices pratiques convenues (Lignes directrices du GIEC) influencent fortement les calculs des émissions de méthane et les rapports nationaux correspondants. Nous allons décrire brièvement les Lignes directrices du GIEC, puis aborder les aspects importants des rapports nationaux et présenter les nouvelles exigences en matière de notification adoptées dans le cadre de l'Accord de Paris.

3.3.1 Lignes directrices du GIEC

L'Équipe spéciale pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre a été créée en 1991 par le GIEC et la dernière version des Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, publiée en 2006[71], est décrite dans la **section 2.1** ci-dessus. Les estimations de la CCNUCC présentées au **chapitre 2** sont tirées des rapports nationaux d'inventaire basés sur ces Lignes directrices[72].

Un processus de révision des Lignes directrices 2006 du GIEC a débuté en 2017, avec l'objectif d'achever la tâche en mai 2019[73]. La Révision 2019 n'est pas destinée à remplacer la version de 2006, mais plutôt à l'actualiser et la compléter chaque fois que des lacunes ou des données scientifiques obsolètes ont été identifiées.

Comme dans les Lignes directrices 2006, les chaînes de valeur du pétrole et du gaz sont traitées séparément. Toutefois, dans la Révision 2019, les types de segments et de sous-segments sont plus détaillés, comme l'indique la **figure 3.3** ci-dessous.

Le document « Révision 2019 » énumère les coefficients d'émission de niveau 1 pour chaque sous-segment ainsi que la ou les variables d'activité applicables. Il comporte davantage de sous-segments que les Lignes directrices 2006. Par exemple, la distribution du gaz compte désormais sept sous-segments, contre un seul dans la version précédente. Plus précisément, des sous-segments ont été ajoutés pour l'exploration et la production non conventionnelles de pétrole et de gaz. Autre modification importante : la Révision 2019 n'établit plus de distinction entre les coefficients d'émission de niveau 1 des pays développés et des pays en développement.

Les coefficients d'émission de niveau 2 sont spécifiques à chaque pays, mais la décomposition en segments est la même que pour le niveau 1 (voir **fig. 3.3**). Les coefficients d'émission peuvent être établis à partir de la quantification et de l'analyse des contextes nationaux, mais également tirés d'autres sources, notamment de la base de données des coefficients d'émission[74] développée par le GIEC.

Les coefficients d'émission de niveau 3 sont élaborés par des analyses ascendantes rigoureuses, à partir de données provenant d'installations individuelles. Les informations spécifiques au terrain concernant les réserves, les conditions de production, la qualité des équipements et les pratiques opérationnelles doivent être collectées et combinées à des mesures spécifiques des émissions de méthane et/ou d'autres approches ou résultats analytiques.

En principe, la couverture complète de toutes les sources d'émission est plus facile lorsque les calculs sont effectués à un niveau élevé d'agrégation, en recourant aux statistiques nationales sur les approvisionnements en pétrole et en gaz comme données d'activité. Lorsque les données d'activité proviennent de recensements de puits de pétrole, d'équipements ou d'autres variables stationnaires, la couverture exhaustive des systèmes pétroliers et gaziers est plus difficile à évaluer. Il en va de même si les données sur l'approvisionnement en pétrole et en gaz ne sont pas intégrées dans un système statistique national complet. D'où l'importance d'évaluer avec soin l'exhaustivité des données d'activité pour chaque segment.

À mesure que les méthodes, la disponibilité et la qualité des données primaires s'améliorent, les données historiques seront ou devraient être révisées. Il est capital d'utiliser les mêmes méthodes pour l'ensemble des séries temporelles afin d'avoir la garantie qu'elles reflètent les véritables tendances en matière d'émissions. Il sera par exemple opportun de déterminer si les nouvelles valeurs des coefficients d'émission sont le fruit d'une meilleure compréhension des sources et des intensités d'émission ou si elles résultent uniquement de l'amélioration des normes et des pratiques opérationnelles en matière de technologie et d'équipement.

Les Lignes directrices du GIEC énoncent des bonnes pratiques à suivre pour effectuer des contrôles de qualité et mettre en œuvre des procédures d'assurance qualité, telles que l'examen des mesures directes des émissions (par exemple, la réalisation des mesures sur site selon des méthodes normalisées reconnues), la disponibilité et la qualité des données d'activité (par exemple en provenance de sources multiples) et la participation active de l'industrie et d'autres experts techniques.

---

71 https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/index.html dont un chapitre est consacré aux émissions fugitives : https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf.

72 L'application des Lignes directrices 2006 du GIEC n'est actuellement requise que pour les pays (développés) visés à l'annexe 1. Les autres pays (en développement) peuvent utiliser les Lignes directrices du GIEC de 1996. Toutes les Parties à l'Accord de Paris devront utiliser les Lignes directrices 2006 lorsque les rapports commenceront en 2024 – voir ci-dessous, sect. 3.3.3 « Les rapports internationaux et le Règlement de l'Accord de Paris ».

73 https://www.ipcc.ch/2019/05/13/ipcc-2019-refinement/.

74 https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php.

Figure 3.3
Segments et sous-segments des systèmes pétroliers et gaziers dans la Révision 2019

Segment	Sous-segments
Systèmes pétroliers	
Exploration	Non conventionnelle sans torchage ni récupération (complétions de puits par fracturation hydraulique)
	Non conventionnelle avec torchage ou récupération (complétions de puits par fracturation hydraulique)
	Conventionnelle (complétions de puits sans fracturation hydraulique)
Production	Sur terre, par des technologies et pratiques à fortes émissions
	Sur terre, par des technologies et pratiques à faibles émissions
	Exploitation de sables bitumineux
	Valorisation des sables bitumineux
	En mer
Transport	Pipelines
	Camions et wagons-citernes
	Camions-citernes
	Chargement en mer avec unité de récupération de vapeur
	Chargement en mer sans unité de récupération de vapeur
Raffinage	Tous
Distribution	Essence
	Autres produits pétroliers
Autres	Émissions fugitives provenant des déversements et autres rejets accidentels, des installations de traitement des huiles usagées et des installations d'élimination des déchets des champs pétrolifères
Puits de pétrole abandonnés	Sur terre, colmatés – fuites
	Sur terre, non colmatés – fuites
	OU Sur terre : tous les puits (colmatés et non colmatés) – fuites
	En mer, colmatés – fuites
	En mer, non colmatés – fuites
	OU En mer : tous les puits (colmatés et non colmatés) – fuites
Systèmes gaziers	
Exploration	Exploration gazière non conventionnelle sans torchage ni captage
	Exploration gazière non conventionnelle avec torchage ou captage
	Exploration gazière conventionnelle
Production	Sur terre : la plupart des activités ont recours à des technologies et des pratiques à fortes émissions
	OU Sur terre : la plupart des activités ont recours à des technologies et des pratiques à faibles émissions
	Sur terre Méthane de houille
	Collecte
	En mer
Traitement	Sans programme de détection et de réparation des fuites, moins de 50 % des compresseurs centrifuges sont à obturation sèche
	OU Avec programme de détection et de réparation des fuites, 50 % au moins des compresseurs centrifuges sont à obturation sèche
	Gaz sulfureux (élimination des gaz acides)

Transmission et stockage	Transmission : la plupart des activités ont recours à des technologies et pratiques à fortes émissions
	OU Transmission : La plupart des activités ont recours à des technologies et pratiques à faibles émissions
	Stockage : la plupart des activités ont recours à des technologies et pratiques à fortes émissions
	OU Stockage : la plupart des activités ont recours à des technologies et pratiques à faibles émissions
	Gaz naturel liquéfié : import/export
	Gaz naturel liquéfié : stockage
Distribution	Moins de 50 % de pipelines en plastique, et programmes limités ou inexistants de détection et de réparation des fuites
	OU Plus de 50 % de pipelines en plastique, et conduite de programmes de détection et de réparation des fuites
	Stockage de surface à court terme
	Distribution de gaz de ville : tous
	Véhicules au gaz naturel
	Applications dans le secteur commercial et résidentiel
	Fuites dans les installations industrielles et les centrales électriques
Autres	Émissions provenant d'éruptions de puits et de ruptures de pipelines ou d'excavations, d'accidents et de décompressions d'urgence
Puits de gaz abandonnés	Idem que pour les systèmes pétroliers

3.3.2 Rapports nationaux d'inventaire

Le perfectionnement progressif des inventaires nationaux et l'évolution vers des approches de niveau supérieur sont essentiels pour concevoir des politiques et des mesures d'atténuation reposant sur une assise solide. L'amélioration des inventaires nationaux des émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz requiert la collaboration de toutes les parties prenantes susceptibles de fournir des informations précieuses, notamment les coefficients d'émission et les données d'activité. Les processus associant les parties prenantes avec des entreprises et des organismes publics sont d'excellents moyens d'améliorer la qualité de ces inventaires nationaux. Plusieurs pays ont mis en place d'amples processus collaboratifs qui ont permis de renforcer nettement la fiabilité des inventaires nationaux. Certains exemples sont évoqués dans l'**encadré 3-3**.

Encadré 3-3. Améliorer les rapports nationaux d'inventaire des émissions de méthane de pétrole et de gaz

Les États-Unis, le Canada, la Russie, la Norvège et d'autres ont amélioré la qualité et le niveau de détail des données sur le méthane dans leur rapports nationaux grâce à la collaboration active des pouvoirs publics avec l'industrie et les organismes non gouvernementaux.

En **Norvège**, une étude sur deux ans (2014-2016) a été lancée par l'Agence norvégienne de l'environnement pour étudier les sources d'émissions de méthane des installations offshore[75]. dans le but de quantifier ces émissions, d'améliorer les méthodes de quantification, d'évaluer les meilleures techniques disponibles et d'identifier les mesures d'atténuation appropriées. L'analyse détaillée a été réalisée par un consultant, avec la participation active (et l'apport de données) de sociétés opérant sur le plateau continental norvégien, de l'association de l'industrie pétrolière et d'autres organismes de réglementation concernés. Ces travaux ont abouti à des révisions et à une décomposition plus détaillée des émissions par source, ainsi qu'à des recommandations spécifiques d'amélioration méthodologiques. Les niveaux d'émission révisés se sont avérés inférieurs aux estimations précédentes, mais avec des variations considérables selon les sources. Le potentiel de réduction des émissions a été estimé à environ 10 %.

Pour préparer son rapport annuel, l'**Environmental Protection Agency américaine** collabore avec de nombreux experts et institutions. L'agence reçoit des informations et des données relatives aux estimations des émissions par le biais des rapports du Greenhouse Gas Emissions Reporting Program (GHGRP – Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre), des périodes de notification publique de l'inventaire annuel, des commentaires des parties prenantes sur les mises à jour envisagées et de nouvelles études.

75 http://www.miljodirektoratet.no/no/Publikasjoner/2016/Juni-2016/Cold-venting-and-fugitive-emissions-from-Norwegian-offshore-oil-and-gas-activities--summary-report/.

Encadré 3-3. Améliorer les rapports nationaux d'inventaire des émissions de méthane de pétrole et de gaz *(suite)*

Au **Canada**, Environnement et Changement climatique Canada (ECCC), un ministère du Gouvernement, utilise diverses données provenant de l'industrie et des pouvoirs publics provinciaux/territoriaux pour améliorer les méthodes et données employées dans la préparation des estimations des émissions. Récemment, l'ECCC a financé une étude sur l'industrie canadienne d'extraction et de valorisation des sables bitumineux, et a affiné les estimations des émissions de torchage, des émissions d'évacuation et autres émissions dues aux fuites pour ce secteur de l'industrie pétrolière et gazière canadienne. En outre, les évaluations des émissions des puits de pétrole et de gaz abandonnés ont récemment été intégrées au rapport national du Canada grâce à l'analyse des archives, l'élaboration d'un inventaire des puits abandonnés et l'utilisation de coefficients d'émission mis au point aux États-Unis.

En **Russie**, en 2016, le Ministère de l'énergie de la Fédération de Russie a lancé une étude en vue d'élaborer et de mettre à jour les coefficients d'émission nationaux pour les systèmes pétroliers et gaziers sur la base de statistiques, de mesures et d'analyses nationales. Le coefficient d'émission spécifique au pays pour la production gazière a ainsi été pris en compte dans l'inventaire national 2018. Pour les autres segments, les coefficients d'émission spécifiques au pays sont en cours d'approbation scientifique.

Le processus d'évolution vers les calculs de niveau 2 et de niveau 3 n'est pas simple et nécessite, entre autres, une réflexion approfondie sur les étapes suivantes :

- Définition des catégories d'émissions : Les Lignes directrices du GIEC incluent des définitions des segments des systèmes pétroliers et gaziers, mais il n'existe pas de catégorisation internationalement reconnue des sous-catégories d'émissions pertinentes pour la quantification de niveau 3 ;
- Définition de l'approche des estimations d'émissions pour chaque catégorie d'émissions : Une approche de l'estimation des émissions est retenue pour chaque segment et/ou source d'émissions, en fonction des données disponibles ;
- Compilation de données : Deux types de données sont à réunir : i) les données d'activité et ii) les coefficients d'émission. Les données d'activité peuvent être compilées à partir de plusieurs sources, notamment auprès des compagnies pétrolières et gazières. Les coefficients d'émission doivent être statistiquement représentatifs des catégories d'émissions ;
- Établissement de l'inventaire : L'inventaire est établi sur la base des résultats des étapes ci-dessus. La documentation des approches et des hypothèses doit faire partie intégrante du rapport d'inventaire ;
- Processus de mise à jour : Un processus est nécessaire pour mettre à jour l'inventaire, notamment pour actualiser les données d'activité, affiner les coefficients d'émission et atténuer l'incertitude des estimations. Les mises à jour doivent également être rétroactives, lorsque des informations nouvelles permettent d'affiner les données utilisées les années précédentes. Il est important de veiller à ce que les connaissances améliorées soient appliquées correctement dans les séries temporelles.

Un inventaire national fiable des émissions de méthane éclaire et étaye la conception et la mise en œuvre de la réglementation. En outre, les activités de mesure, notification et vérification, menées dans le cadre des exigences réglementaires et de la soumission des données, peuvent améliorer les inventaires nationaux. L'élaboration des inventaires et les activités de mesure, notification et vérification imposées par les politiques et les réglementations sont étroitement liées, et feront l'objet d'un examen plus détaillé dans le prochain chapitre.

Il est important de mettre en place des procédures et des capacités démontrant les progrès réalisés au fil du temps grâce aux mesures d'atténuation, ce qui nécessite une quantification fiable de l'impact sur l'intensité des émissions des efforts d'atténuation découlant des nouvelles technologies et pratiques opérationnelles.

3.3.3 Les rapports internationaux et le « Règlement » de l'Accord de Paris

Tous les États membres de la CEE sont signataires de la CCNUCC et tenus de préparer des inventaires nationaux des émissions de GES. Les Parties visées à l'annexe 1 soumettent des rapports sur une base annuelle, en se fondant sur les Lignes directrices 2006 du GIEC[76]. Les Parties non visées à l'annexe 1, se référant aux Lignes directrices du GIEC de 1996, communiquent leurs inventaires avec une régularité moindre et souvent dans le cadre des communications nationales et des rapports biennaux actualisés[77].

---

[76] Les pays industrialisés et les pays en transition (y compris la Fédération de Russie), tels qu'énumérés à l'annexe 1 de la CCNUCC.

[77] Les pays en développement, y compris ceux qui ne figurent pas à l'annexe 1 de la CCNUCC.

Insistant sur l'établissement de rapports en vertu de l'Accord de Paris, l'appel lancé aux pays pour qu'ils améliorent la qualité des estimations des émissions de méthane et d'autres GES et qu'ils rendent compte des mesures d'atténuation se fera de plus en plus pressant. Les autorités nationales auront un rôle important à jouer dans la compilation des données pour les rapports internationaux et le soutien des politiques et réglementations relatives au méthane.

Le « Règlement » de l'Accord de Paris a été adopté en décembre 2018[78] et comprend les modalités, procédures et lignes directrices aux fins du cadre de transparence des mesures et de l'appui visé à l'article 13 de l'Accord de Paris[79]. Ces modalités, procédures et lignes directrices incluent un système commun, solide et qui s'impose à toutes les Parties à l'Accord de Paris pour la notification et la comptabilisation de leurs émissions.

Le cadre de transparence est au cœur de l'Accord de Paris. Il fait référence au partage d'informations exhaustives et comparables. Les modalités, procédures et lignes directrices s'appuient sur les exigences en matière de notification élaborées dans le cadre de la Convention, mais fixent des lignes directrices communes pour l'établissement des rapports et leur examen. Les attentes sont donc plus fortes en matière de fréquence, de portée et de niveau de détail pour les pays en développement, dont beaucoup ont communiqué des rapports occasionnels sur la base de lignes directrices moins détaillées. À partir de 2024, toutes les Parties à l'Accord de Paris présenteront au moins tous les deux ans un rapport national complet assorti de données annuelles sur les émissions et les absorptions, conformément aux Lignes directrices 2006 du GIEC. Chaque Partie rendra compte dans son rapport national d'inventaire de tous les secteurs et de sept gaz (y compris le méthane), au niveau le plus désagrégé possible.

Pour de nombreux pays, des efforts importants devront être déployés pour parvenir à respecter les modalités, procédures et lignes directrices aux fins du cadre de transparence.

1. Toutes les Parties feront rapport en utilisant les mêmes modalités, procédures et lignes directrices. Les exigences en matière de notification des pays visés à l'annexe 1 diffèrent de celles des autres pays, mais cette différenciation ne concerne pas ces modalités, procédures et lignes directrices. Les pays en développement ayant besoin de renforcer leurs capacités bénéficient d'une certaine souplesse, limitée dans le temps.
2. Toutes les Parties emploieront des formats de rapport communs.
3. Les rapports biennaux au titre de la transparence et les rapports nationaux d'inventaire sont à soumettre tous les deux ans à compter de la fin de 2024.
4. Deux aspects des rapports biennaux au titre de la transparence sont particulièrement pertinents :
    a. Le rapport national d'inventaire conforme aux Lignes directrices 2006 du GIEC ;
    b. Les informations requises pour suivre les progrès dans la mise en œuvre et la réalisation des contributions déterminées au niveau national.

Les États membres de la CEE non visés à l'annexe 1 auront peut-être besoin de capacités supplémentaires pour établir des rapports conformément aux exigences de transparence, en particulier pour le volet du rapport national relatif au méthane provenant du secteur pétrolier et gazier. L'inclusion du méthane dans les rapports sur les progrès réalisés par rapport aux CDN est liée au fait que le méthane est explicitement abordé ou non dans ces contributions. Actuellement, ce n'est pas le cas pour de nombreux États membres de la CEE (voir **sect. 4.3**). Beaucoup de pays disposent de possibilités vastes et rentables d'atténuation du méthane et pourraient souhaiter les inclure dans leurs CDN. Pour ce faire, il leur appartient de mettre en œuvre les méthodologies de niveaux 1 et 2 du GIEC pour la mesure et la notification régulière des émissions de méthane et de fournir des séries temporelles cohérentes.

3.3.4 Examen des inventaires nationaux des émissions de GES

Actuellement, l'examen des inventaires nationaux des Parties visées à l'annexe 1 de la CCNUCC se déroule en deux étapes : i) une évaluation initiale par le secrétariat (évaluation du format de rapport, de la cohérence globale et de l'exhaustivité) ; et ii) un examen par des équipes d'experts des données, méthodologies et procédures employées pour établir l'inventaire national (respect des lignes directrices et accent sur les résultats des examens précédents).

Le document relatif aux modalités, procédures et lignes directrices décrit le champ d'application de l'examen des rapports nationaux d'inventaire et des rapports biennaux au titre de la transparence. Deux domaines seront

[78] La vingt-quatrième Conférence des Parties (COP) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques s'est tenue à Katowice, en Pologne, avec pour objectif principal de compléter le programme de travail de l'Accord de Paris (souvent appelé le « Règlement de l'Accord de Paris »).

[79] Le texte complet des modalités, procédures et lignes directrices aux fins du cadre de transparence peut être consulté à l'adresse suivante https://undocs.org/fr/FCCC/CP/2018/L.23.

examinés : les modalités d'établissement des rapports nationaux d'inventaire et les informations fournies à propos des progrès réalisés dans l'atteinte des objectifs des CDN. L'équipe d'experts chargée de l'examen technique recommandera des améliorations dans les rapports et évaluera les besoins en matière de renforcement des capacités des pays en développement qui sont Parties à l'Accord et ont invoqué la disposition relative à la flexibilité. Si les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier sont des catégories clefs ou si elles sont explicitement couvertes dans les CDN, cette partie sera évidemment incluse dans l'examen technique.

4. Mesures d'atténuation

Messages clefs

- Certaines émissions de méthane peuvent être réduites rapidement et à faible coût. Mais de fait, les obstacles réglementaires, ainsi que le manque de connaissances, d'information et d'incitations financières empêchent l'exploitation de bon nombre des solutions existantes.
- Les entreprises doivent comprendre les sources d'émissions, acquérir une vue d'ensemble des options/technologies de réduction et établir de solides procédures d'exécution et de suivi des projets.
- Les politiques et les réglementations relatives aux émissions de méthane varient considérablement d'un pays à l'autre. L'efficacité peut être obtenue par des approches différentes, mais il existe un certain nombre de principes généraux, d'exemples de bonnes pratiques, de politiques et de règlements que tous les pays devraient prendre en considération (notamment les nouvelles technologies de détection et de mesure des émissions de méthane).
- À mesure que les pays se concentrent sur leurs objectifs, les réductions des émissions de méthane pourraient être intégrées dans leurs CDN. Le financement international du carbone et de l'action climatique et la tarification du carbone peuvent également jouer un rôle important pour encourager les mesures d'atténuation.

4.1 Possibilités de réduction des émissions et entraves à l'action

Plusieurs études empiriques ont montré que les émissions de méthane provenant du pétrole et du gaz peuvent être considérablement réduites à peu de frais. Le méthane étant un puissant GES et un polluant climatique de courte durée de vie, les mesures de réduction des émissions peuvent avoir d'importantes retombées positives à court terme sur l'atténuation des changements climatiques et comptent parmi les options les plus rentables.

Dans sa publication « *World Energy Outlook 2017* », l'AIE a estimé que 50 % des émissions mondiales de méthane du secteur pétrolier et gazier peuvent être atténuées avec une valeur actuelle nette positive[80], alors que des études commandées par l'Environmental Defense Fund font état d'estimations similaires – 40 % (en 2014) pour les États-Unis[81] et 45 % (en 2015) pour le Canada[82]. Une étude plus récente[83] pour les États-Unis, commandée par ONE Future, Inc.[84], a montré un potentiel d'atténuation économique plus faible pour un sous-ensemble des activités américaines. L'AIE a récemment lancé son « Methane tracker » qui estime le potentiel américain de réduction économique des émissions de méthane à près de 35 %. Cet outil, qui évalue à la fois les émissions de méthane par pays, ventilées en huit sources d'émissions, ainsi que le potentiel de réduction, estime le potentiel mondial à environ 50 %[85].

Il convient de noter que les estimations des émissions de méthane et des coûts potentiels de réduction par pays sont souvent basées sur des données nationales empiriques limitées et que l'analyse s'appuie fréquemment sur des données provenant de quelques États nord-américains et européens qui ont fait l'objet d'études détaillées.

Le potentiel de réduction du méthane de manière économiquement avantageuse dans le secteur pétrolier et gazier est important, même dans les pays appliquant de bonnes pratiques de gestion de ce gaz. Les obstacles aux mesures d'atténuation varient d'un pays et d'une entreprise à l'autre, mais certaines caractéristiques communes sont résumées dans la **figure 4.1**.

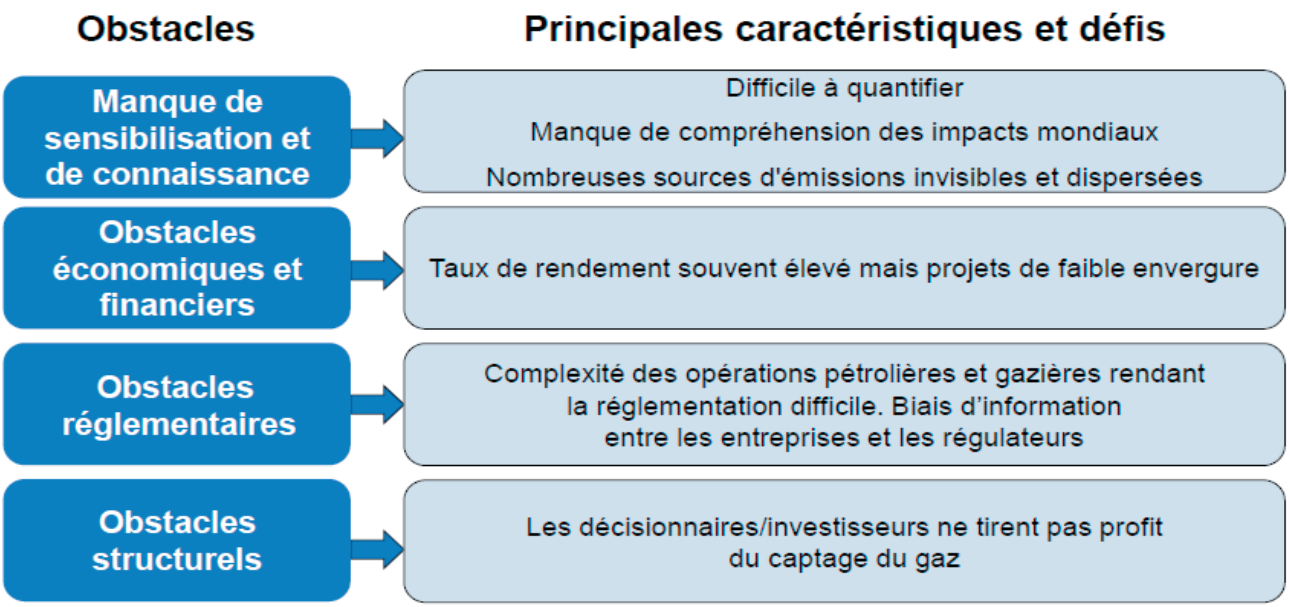
4.1.1 Manque de sensibilisation et de connaissance

Les émissions de méthane sont invisibles et le public n'en a que rarement connaissance. Même en cas de réelle prise de conscience, la motivation ou l'expérience risquent de faire défaut pour mettre en œuvre des technologies d'atténuation. Les petites entreprises, en particulier, ne disposent généralement pas de l'expérience ou des ressources nécessaires pour aborder le problème.

---

80 https://www.iea.org/weo2017/, p. 426.
81 https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf.
82 https://www.edf.org/sites/default/files/content/canada_methane_cost_curve_report.pdf.
83 https://onefuture.us/wp-content/uploads/2018/07/ICF-Study.pdf.
84 https://onefuture.us/.
85 https://www.iea.org/weo/methane/database/.

Figure 4.1
Aperçu des obstacles à l'atténuation des émissions de méthane



La piètre qualité des inventaires des émissions de méthane fait obstacle à l'atténuation de ces émissions. L'incertitude des estimations freine généralement la prise de décisions au niveau des entreprises et rebute les participants au débat politique.

4.1.2 Obstacles économiques et financiers

Même lorsque les entreprises ont pris conscience de leurs émissions et identifié des possibilités d'atténuation rentables, les projets ne sont pas tous suivis par manque de ressources humaines ou de capitaux. En l'absence de directives ou de politiques visant en priorité la gestion du méthane, les projets et programmes peuvent ne pas être retenus lors des choix internes d'affectation des ressources humaines et des capitaux.

La rentabilité financière des projets de réduction des émissions de méthane dépend de la valeur du gaz capté. Si les prix du gaz sont bas en raison d'une offre excédentaire, d'une réglementation trop stricte ou de subventions, les incitations au captage du gaz seront faibles. Un marché du gaz « limité par la demande » constitue également un sérieux obstacle, le gaz supplémentaire provenant du captage ne conduisant pas à une hausse des ventes mais plutôt à une baisse de la production. Dans cette situation, le captage du gaz ne présente pas suffisamment d'intérêt.

4.1.3 Obstacles réglementaires

Dans beaucoup de pays, les politiques n'ont pas accordé une grande attention aux émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier. Les mesures réglementaires sont limitées pour diverses raisons :

- L'atténuation des changements climatiques n'a été élevée que récemment au rang de priorité politique et elle est souvent perçue comme une menace pour les revenus, les emplois et l'activité ;
- La nature temporelle du climat est souvent sous-estimée, l'importance du méthane à court et à moyen terme est mal comprise et l'action sur le méthane n'est pas une priorité ;
- Le méthane est essentiellement invisible et émis en faibles volumes par un grand nombre de sources dispersées, de sorte que les émissions n'ont pas vraiment attiré l'attention ;
- Le déploiement d'une réglementation digne de ce nom relative au méthane pose de sérieux problèmes (ne serait-ce que pour la mise en place d'instances réglementaires compétentes). Dans certains pays, il n'existe pas d'organe de réglementation et/ou de service chargé de l'élaboration des politiques, qui soit autonome et indépendant et qui régisse l'énergie, l'environnement et les activités commerciales.

4.1.4 Obstacles structurels

Les obstacles structurels sont liés aux conditions dans lesquelles opèrent les exploitants et autres partenaires dans les secteurs de l'approvisionnement, de l'exploitation et du développement du pétrole et du gaz. Un aspect important dans le segment amont de l'industrie est la prise en compte du gaz dans les contrats de services techniques ou les accords de partage de production conclus entre les entreprises et les autorités des pays d'accueil. Ces accords réservent souvent à l'État les droits de propriété sur le gaz produit en association avec le pétrole ou comportent des clauses relatives à la distribution et à la vente de ce gaz, ce qui n'incite guère les opérateurs à développer et à gérer des installations de traitement du gaz. D'énormes volumes de gaz sont ainsi brûlés en torchère ou gaspillés d'une manière ou d'une autre, entraînant des pertes économiques et des dommages environnementaux importants. Avec l'intérêt croissant porté à la limitation du torchage, de nombreux pays ont pris ou prennent des mesures pour encourager le captage et la valorisation du gaz.

Les entreprises de distribution sont souvent peu enclines à prévenir les pertes de gaz. Généralement, elles n'achètent ni ne vendent de gaz, mais sont rétribuées sur la base des volumes de gaz distribués. Par conséquent, leurs revenus ne sont pas impactés par les pertes et elles ne procèdent à l'entretien des systèmes et à la détection des fuites qu'en raison d'obligations contractuelles, de considérations de sécurité et du souci d'éviter les ruptures d'approvisionnement.

Ces obstacles et d'autres encore peuvent être levés par des mesures prises par les entreprises, mais aussi par des politiques et des réglementations imposées par les pouvoirs publics nationaux, notamment des efforts de collaboration entre organismes publics et entreprises et des conditions propices convenues au niveau international.

4.2 Stratégies et actions des entreprises

Les décisions et les actions visant à réduire les émissions de méthane sont prises au niveau de l'entreprise ou de l'exploitant[86]. Le point de départ consiste à disposer d'un inventaire des émissions de méthane à l'échelle de l'entreprise, permettant de hiérarchiser les efforts et à sélectionner les sites pour les campagnes de mesure. Les campagnes de mesure déjà menées peuvent être exploitées directement pour identifier des projets de réduction d'émissions individuels. La **figure 4.2** illustre un processus en trois étapes.

4.2.1 Évaluer le potentiel et les coûts de la réduction des émissions

Il existe de nombreuses bonnes pratiques et technologies pour réduire les émissions de méthane de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz. Elles sont documentées dans des rapports publiquement accessibles[87]. Un aperçu des principales options de réduction par catégorie de sources d'émissions figure dans le **tableau 4.1** et est détaillé à l'**annexe 1**. Les technologies énumérées et les niveaux de réduction des émissions indiqués dans ce tableau ne peuvent pas être atteints partout. En outre, certaines des options peuvent entrer en concurrence avec d'autres.

Quelques sources d'émissions clefs peuvent être mises en évidence :

- Les fuites sur des composants et des équipements : Les programmes de détection et de réparation des fuites menés régulièrement sont généralement un élément central de l'atténuation des émissions de méthane ;
- Les compresseurs : Les compresseurs sont une source importante d'émissions. Diverses approches d'atténuation peuvent être envisagées, notamment i) la mise à niveau vers un compresseur à obturation sèche, ii) le réacheminement des émissions vers une alimentation à basse pression, et iii) le remplacement régulier des garnitures d'étanchéité des tiges de piston ;
- Les cuves de stockage de liquides non stabilisés : Des unités de récupération de vapeur peuvent être installées pour collecter les émissions de méthane et de COV, les comprimer et les transporter en vue d'un usage productif (production locale d'électricité, exportation vers des installations de traitement existantes, etc.) ;
- La combustion incomplète lors du torchage (la meilleure solution consiste à faire du gaz un usage pratique et à réduire au minimum le torchage).

---

86 Note : il s'agit souvent de coentreprises.

87 Y compris les documents d'orientation technique de la Coalition pour le climat et l'air pur et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières, http://www.ccacoalition.org/fr/news/public-review-ccac-oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents, les techniques recommandées par le programme « Natural Gas STAR » de l'EPA (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions), ainsi que les rapports/articles spécifiques aux sources d'émissions.

Figure 4.2
Étapes de la mise en œuvre d'une stratégie et d'un plan de réduction des émissions de méthane

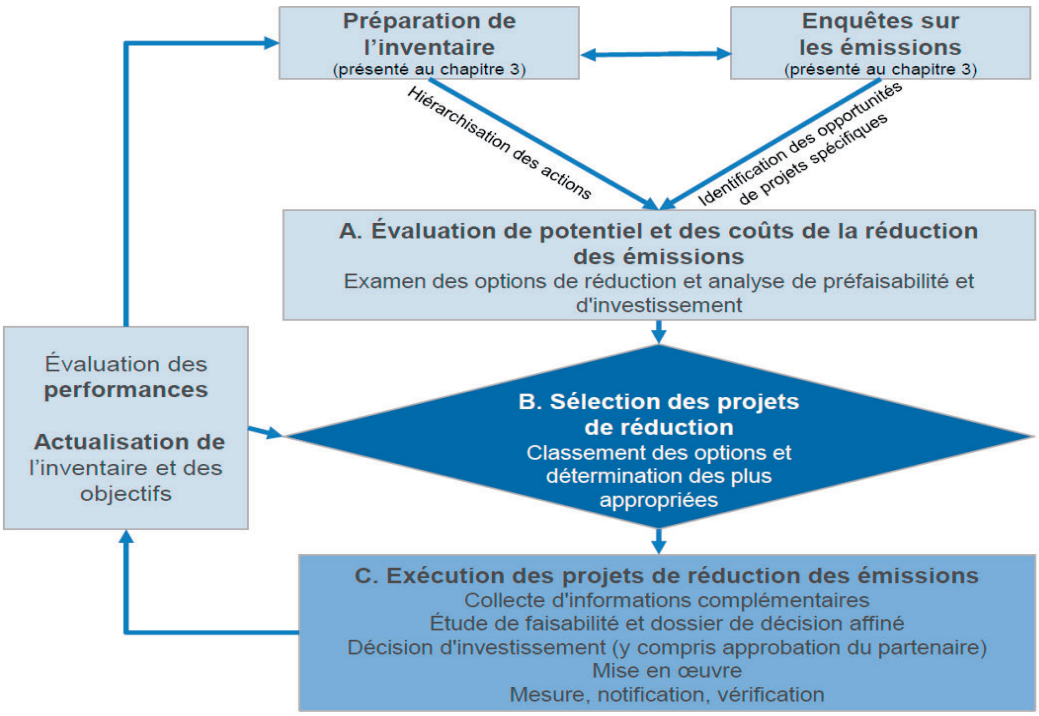


Tableau 4.1
Principales options de réduction par source d'émissions

Source d'émissions	Options de réduction des émissions	Réduction des émissions de méthane pour la source concernée[88]
1. Fracturation hydraulique et complétion de puits	Système de complétion écologique	95 %
2. Évacuation des gaz de la tête des puits de pétrole	Installation de compresseurs/unités de récupération de vapeur pour capter le gaz de têtes de tubage, connexion des gaines à des cuves équipées d'unités de récupération de vapeur ou réacheminement du gaz de tête vers une torchère (note : cette dernière option augmente les émissions de CO_2)	
3. Dépotage de liquides des puits de gaz	Installation de systèmes de pompage dans les puits de gaz	Variable
	Redirection manuelle du puits vers le système de production dès que le pompage est terminé	Variable
	Optimisation du pompage pneumatique	Variable
	Ajout d'agents moussants, de colonnes de savon, de tensioactifs	
	Installation de tubages de production	
4. Déshydrateurs au glycol	Installation d'un séparateur de cuve de détente et optimisation des taux de circulation du glycol	Jusqu'à 90 %
	Acheminement des émissions des évacuations de gaz de la cuve de détente (s'il existe) et du régénérateur du déshydrateur vers l'unité de récupération de vapeur pour une utilisation plus efficace	Jusqu'à 90 %
	Acheminement des émissions des évacuations des gaz d'une cuve de détente (s'il existe) et du régénérateur du déshydrateur vers une torchère (note : augmente les émissions de CO_2)	
	Remplacement par des déshydrateurs « zéro émission » (par exemple, à dessiccation)	100 %
	Remplacement de la pompe pneumatique à glycol léger par une pompe électrique	
	Réacheminent du gaz du récupérateur (au glycol)	Jusqu'à 95 %

88 Chaque réduction d'émission suppose une technologie de base. Pour plus d'informations, prière de se référer à la documentation existante sur ces technologies, énumérées à l'annexe 1.

Source d'émissions	Options de réduction des émissions	Réduction des émissions de méthane pour la source concernée[88]
5. Pompes et régulateurs pneumatiques fonctionnant au gaz naturel	Mise à niveau des dispositifs à fortes émissions ou remplacement par d'autres à faibles émissions	Jusqu'à 97 %
	Réacheminent des émissions vers un dispositif de combustion ou une unité de récupération des vapeurs	Jusqu'à 95 %
	Assurer le bon fonctionnement des régulateurs de purge intermittents, c'est-à-dire qu'ils ne purgent ou n'émettent que pendant la désactivation d'un cycle de contrôle, sans émission lorsque la vanne est en position fixe	Jusqu'à 90 %
	Remplacement par des options à émission nulle (électriques ou à air)	100 %
6. Compresseurs centrifuges à sceau humide	Réacheminement du gaz à basse pression vers une unité de récupération de vapeur, une torchère ou une admission à basse pression	Jusqu'à 95 %
	Remplacement des sceaux humides par des système d'obturation sèche	Variable
7. Compresseurs alternatifs à piston	Remplacement régulier des garnitures d'étanchéité des tiges de piston (idéalement en fonction du taux d'émission mesuré)	Généralement, 50-65 %
	Réacheminement des rejets vers l'unité de récupération de vapeur ou un système alimenté au gaz	Jusqu'à 95 %
	Réacheminement des rejets vers une torchère (note : augmente les émissions de CO_2)	Jusqu'à 95 %
8. Rejet du gaz associé dans les installations pétrolières amont	Torchage sans récupération d'énergie au lieu de l'évacuation des gaz[89]	Jusqu'à 98 %
	Captage de gaz d'évacuation en vue d'une utilisation pratique	Jusqu'à 100 %
	Installation de système d'allumage de torche[90]	Variable
9. Cuve de stockage, chargement et transport d'hydrocarbures en phase liquide, rejet de l'eau produite[91]	Réduction de la pression opérationnelle en amont[92]	Jusqu'à 30 %
	Augmentation de la pression opérationnelle des cuves	10-20 %
	Modification de la géométrie du tuyau de chargement	Peu de données
	Installation d'une unité de récupération de vapeur et acheminement vers des utilisations productives du gaz comme combustible, l'aspiration par compresseur ou un équipement d'allègement au gaz	Jusqu'à 98 %
	Inertage des hydrocarbures[93]	Variable
	Installation de systèmes distincts de contrôle des pertes de chargement des camions-citernes et les pertes de stockage des cuves. Mise en place d'un système permettant d'équilibrer ou d'échanger les vapeurs entre les cuves et les camions-citernes et ajout d'un dispositif commun de contrôle des vapeurs, si nécessaire	
	Installation de tours de stabilisation en amont des cuves pour obtenir une pression de vapeur de pétrole faible et adaptée au chargement sur navires ou barges	
10. Dépressurisation des équipements et purge des pipelines et installations	Utilisation de vannes d'isolement pour minimiser l'impact	Variable
	Redirection du gaz vers une cuve de stockage (au niveau du champ), une torchère ou un collecteur basse pression (gaz combustible ou réseau de collecte)	
	Minimisation du nombre de redémarrages	
	Abaissement de la pression dans le pipeline avant l'opération grâce aux compresseurs de la ligne principale et à une station de compression mobile (pour les réparations du pipeline)	
	Installation d'un système d'obturation pour raccourcir le segment de pipeline concerné par l'opération, utilisation de vannes d'isolement pour minimiser l'impact	
	Réacheminement du gaz naturel vers un brûleur, un module d'oxydation thermique ou des torchères lorsque cela est possible (en amont) pour récupérer une partie du gaz de purge	Variable

89 Uniquement lorsque l'utilisation du gaz n'est pas économiquement ou techniquement possible. Les émissions de CO_2 augmentent avec cette option. Cependant, dans l'ensemble, les émissions de GES diminuent. Comme le gaz n'est pas conservé (il est brûlé sans récupération d'énergie, au lieu d'être évacué), cette méthode d'atténuation ne présente généralement aucun avantage économique. Le torchage est plus visible que la ventilation.

90 Évite l'évacuation de gaz pendant la purge de petites torchères. Comme le gaz n'est pas conservé (il est brûlé au lieu d'être évacué), cette option d'atténuation n'a généralement aucun avantage économique.

91 Dans un certain nombre de cas, les composés organiques volatils (COV) constituent une part importante des émissions de cette catégorie de sources. Par conséquent, les réductions présentées sont également (et parfois principalement) des mesures d'atténuation des émissions de COV.

92 À combiner avec d'autres mesures d'atténuation en amont ou en aval, car l'émission se produira à un point différent de la chaîne de valeur.

93 https://www.carbonlimits.no/wp-content/uploads/2015/11/Nordic-initiatives-to-abate-methane-emissions.pdf, p. 77.

Source d'émissions	Options de réduction des émissions	Réduction des émissions de méthane pour la source concernée[88]
11. Fuites sur composants et équipements	Mise en place d'un programme de détection et de réparation des fuites	En fonction de la fréquence[94]
	Mise en œuvre d'un programme efficace de remplacement des conduites sujettes aux fuites	Variable
	Planification/exécution soigneuses lors de l'excavation	
	Puits abandonnés ou en sommeil : colmatage	
12. Combustion incomplète (y compris torchage du gaz associé au pétrole, moteurs, turbines, chauffage à combustible)	Installation de contrôles automatisés du rapport air/carburant	Variable/manque de données
	Minimisation du nombre de redémarrages	
	Installation de convertisseurs catalytiques sur les moteurs et turbines à gaz	
	Amélioration de l'efficacité de la combustion par la mise en place de moteurs et de turbines plus efficaces	Variable
	Minimisation du brûlage à la torche en favorisant l'utilisation du gaz	Variable
	Amélioration de l'efficacité de la combustion par le changement de la pointe de la torche/l'installation de systèmes d'allumage de torche[95]	Augmentation de l'efficacité de combustion jusqu'à 99,8 %

De nombreuses technologies et pratiques d'atténuation des émissions de méthane sont largement éprouvées et ont été utilisées par l'industrie. Quelques technologies, telles que les contrôleurs électriques et les nouvelles méthodes de détection du méthane, sont plus récentes[96].

Un inventaire détaillé des émissions, ventilé par sous-catégories de sources, facilite la détection des programmes présentant les meilleurs potentiels de réduction et permet de concentrer les efforts. Les projets individuels sont identifiés dans le cadre des campagnes d'évaluation ou de mesure des installations concernées. Pour chaque projet potentiel, l'analyse des investissements permet d'estimer la réduction potentielle des émissions et le rapport coût/rentabilité attendu du projet :

- Le coût de l'investissement englobe généralement l'ingénierie, les travaux de bureau d'études, la préparation du site, les matériaux, l'équipement, l'instrumentation, les infrastructures, la logistique, la main-d'œuvre, la gestion du chantier, les permis et les coûts de mise en service. Les coûts des projets varient bien évidemment d'un site à l'autre, mais ils sont généralement modestes par rapport à d'autres investissements dans le secteur pétrolier et gazier. La réalisation de ces projets est également possible sous la forme de grands programmes agrégés qui, combinés, représentent un investissement substantiel ;
- L'impact de l'atténuation des émissions sur les coûts de fonctionnement peut être significatif[97] ;
- Les estimations de réduction des émissions sont dérivées de campagnes de mesure et/ou de calculs techniques[98]. Dans certains cas, le volume de gaz susceptible d'être récupéré par la mise en œuvre d'une technologie d'atténuation doit être soigneusement évalué à l'aide de modèles. D'éventuelles variations annuelles et à court terme sont également à prendre en compte lors de l'estimation du bénéfice. Enfin, la durée de vie de la mesure de réduction est à prendre en considération dans l'évaluation ;

94 Entre autres paramètres (notamment le type de ressource, le type d'équipement, les pratiques de maintenance et d'exploitation, l'expérience de l'opérateur de la caméra...).

95 Comme le gaz n'est pas conservé (il est brûlé au lieu d'être évacué), cette option d'atténuation ne présente généralement aucun avantage économique.

96 https://www.carbonlimits.no/project/zero-emission-technologies-pneumatic-controllers-in-usa/.

97 https://carbonlimits.no/project/zero-emission-technologies-pneumatic-controllers-in-usa/.

98 Rarement de coefficients d'émission, trop incertains pour l'analyse des investissements.

- Le méthane récupéré peut, en théorie, être vendu et générer ainsi des revenus compensant le coût de l'atténuation. Cela étant, toutes les options de réduction ne produisent pas de revenus. En fonction de la propriété spécifique ou des circonstances contractuelles, il n'est pas toujours possible pour l'entreprise qui met en œuvre le projet de tirer pleinement profit du gaz récupéré. De ce fait, certains projets économiques d'un point de vue sociétal ne sont pas rentables pour le propriétaire/exploitant de l'infrastructure[99] ;

- La période de remboursement et les coûts des projets de réduction des émissions de méthane sont extrêmement variables d'un site à l'autre. Compte tenu de la fluctuation des coefficients d'émission, les coûts d'atténuation peuvent varier même pour des options de réduction identiques. Il convient d'évaluer les indicateurs pour chaque projet.

4.2.2 Sélection du projet de réduction des émissions

Les entreprises sélectionnent généralement les projets en fonction de plusieurs critères, notamment des considérations économiques (valeur actuelle nette, taux de rentabilité interne, etc.), le potentiel de réduction des émissions de méthane et des considérations pratiques :

- Au cours des programme de détection et de réparation des fuites, les fuites sont d'abord repérées, puis mesurées[100] et enfin colmatées. Il est pour ainsi dire toujours rentable de réparer une fuite une fois qu'elle a été détectée[101]. Les représentants du programme de détection et de réparation des fuites devraient participer aux opérations HSE (hygiène, sécurité, environnement) habituelles. La conception de ces programmes est détaillée dans l'**encadré 4-1**. Les inspections par caméra infrarouge permettent d'identifier les rejets et se positionnent ainsi à l'intersection de l'élaboration de l'inventaire et des mesures d'atténuation ;

- Pour la plupart, les rejets émanent généralement d'un petit nombre de points d'émission (voir **encadré 4-2**). Le traitement prioritaire de ces points permet de réduire considérablement les émissions et s'avère rentable[102] ;

- Compte tenu de la nature des émissions de méthane, en provenance d'un grand nombre de sources relativement petites, il est naturel d'envisager un programme composé de plusieurs projets individuels (par exemple, installer des unités de récupération de vapeur sur toutes les cuves de stockage de liquides non stabilisés dans une région). Le regroupement des investissements permet de réaliser d'importantes économies d'échelle, les coûts d'acquisition et d'installation étant moins élevés[103], qui viennent s'ajouter aux économies réalisées dans la planification et l'exécution du suivi et des résultats. La réussite de la mise en œuvre d'un programme suppose une approche séquentielle, les résultats antérieurs éclairant les étapes ultérieures.

---

99 Plusieurs mécanismes peuvent être mis en œuvre pour surmonter cet obstacle, voir la section 4.4.

100 La quantification a un coût et il pourrait donc être plus rentable de procéder à une réparation immédiate après la détection.

101 Les réparations de la grande majorité des émissions provenant de fuites (plus de 97 % du taux de fuite total) sont rentables (valeur actuelle nette>0), même lorsque la valeur du gaz est de 3 dollars/million de pieds cubes https://carbonlimits.no/project/quantifying-cost-effectiveness-of-systematic-leak-detection-ldar-using-infrared-cameras/.

102 Il n'existe pas de définition univoque des grands émetteurs ou des super-émetteurs. Rapport de la National Academies of Sciences « *Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States "High-Emitting sources"* » (https://www.nap.edu/catalog/24987/improving-characterization-of-anthropogenic-methane-emissions-in-the-united-states). En l'absence de définition quantitative commune des « super-émetteurs », certains considèrent qu'il s'agit des 5 % de sources d'émissions les plus importantes en volume. D'autres les définissent par rapport à un coefficient d'émission moyen (par exemple, les « super-émetteurs » seraient les sources dont le coefficient d'émission est cinq fois supérieur au coefficient moyen) et d'autres encore estiment qu'il s'agit des 15 % de sources affichant les coefficients d'émission les plus élevés.

103 Basé sur des entretiens avec des opérateurs canadiens à propos de leurs expériences.

Encadré 4-1. Identification des fuites et rejets de méthane, quantification et maintenance

Les inspections des installations sont un aspect essentiel de la gestion des émissions de méthane dans les systèmes pétroliers et gaziers. Elles sont menées pour identifier les composants qui fuient, et incluent souvent la quantification des sources d'émissions. Les campagnes de détection, de mesure et de réparation des fuites sont réalisées dans le but principal de réduire les émissions[104].

Les inspections des installations, lorsqu'elles comprennent une phase de quantification, sont également très utiles pour la mesure, la notification et la vérification des émissions. Elles sont effectuées régulièrement lors de chaque nouvelle campagne, identifiant les nouveaux points d'émission apparus depuis la dernière inspection. Une fréquence plus levée des campagnes de détection et de réparation des fuites permet de réduire les émissions, les sources nouvellement apparues étant détectées et colmatées plus tôt. Par contre, une fréquence accrue augmente les coûts et grève de ce fait la rentabilité des inspections. Des études ont montré que les coûts de réduction des missions augmentent avec la fréquence des inspections[105].

Compte tenu de la nature variable de nombreuses sources d'émissions, des inspections répétées réduisent l'incertitude des estimations d'émissions. Certains pays imposent une fréquence minimale d'inspection des installations. Ailleurs, la fréquence est fixée au cas par cas, en fonction de :

- La taille/le type de l'installation : Il est souvent plus rentable d'inspecter une grande installation que de petits sites de production dispersés ;
- Les autres pratiques de maintenance : L'entretien et le remplacement/la réparation à intervalle régulier des composants ont une incidence sur l'ampleur des émissions et donc sur les pratiques de détection et réparation des fuites (par exemple, la planification d'une campagne de détection et la réparation de fuites juste avant un entretien important, pour identifier les réparations supplémentaires à effectuer, et juste après, pour en vérifier les résultats) ;
- Les résultats des inspections passées : Les résultats des inspections passées fournissent des informations précieuses sur les sources d'émissions antérieures[106].

Il est possible aussi de mettre en œuvre un contrôle continu. Cette approche permet une détection précoce des nouvelles sources d'émissions (en particulier les « super-émetteurs »), une équipe de maintenance étant alors envoyée sur site pour identifier la source d'émissions spécifique et procéder à son colmatage.

Un certain nombre de documents habituels résument les meilleures pratiques en matière de détection et de réparation des fuites[107]. Il s'agit entre autres :

- Le programme en version écrite, assorti d'un objectif, de procédures d'identification et de quantification des fuites, de procédures de réparation et de suivi des équipements qui fuient, et des rôles et responsabilités du personnel impliqué[108] ;
- De la formation du personnel participant au programme et de la sensibilisation des opérateurs concernés ;
- De programmes de réparation et de suivi pour les sources d'émissions identifiées (uniquement pour les programmes de détection et de réparation des fuites) ;
- Les procédures d'assurance qualité et de contrôle de la qualité, y compris les protocoles de calibrage ;
- Les audits du programme, réalisés en interne ou en externe, pour s'assurer le cas échéant qu'il est correctement mené et que les problèmes sont identifiés et corrigés ;
- La base de données et le logiciel de stockage des données contrôlées.

104 Pour la définition des programmes de détection et de réparation des fuites et d'inspection et maintenance dirigées, voir http://www.ipieca.org/resources/awareness-briefing/methane-glossary/.

105 Voir https://carbonlimits.no/project/quantifying-cost-effectiveness-of-systematic-leak-detection-ldar-using-infrared-cameras/.

106 Voir les exemples d'analyse des inspections passées. https://carbonlimits.no/project/statistical-analysis-of-leak-detection-and-repair-in-europe/.

107 Par exemple : https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf.

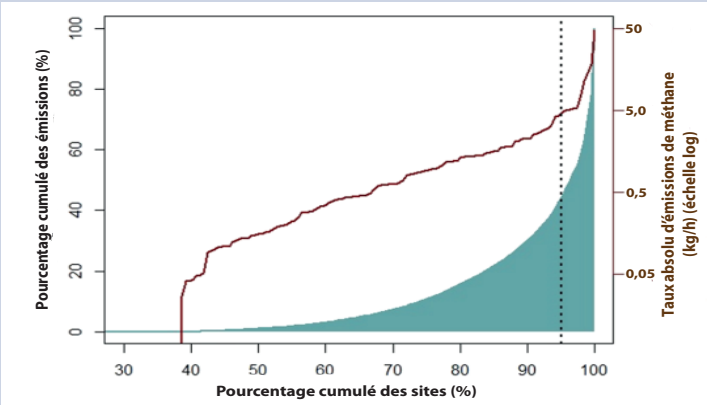
108 En cas de programme de détection et de réparation de fuites.

Encadré 4-2. Pleins feux sur les grandes sources d'émissions (« super-émetteurs »)

Des études récentes ont montré qu'un petit nombre de sites et de composants sont des sources majeures d'émissions de méthane[109]. La figure ci-dessous, tirée d'une vaste recherche menée dans les schistes de Barnett aux États-Unis, illustre l'impact des sites à fortes émissions et la forme de la courbe de répartition des émissions :

> Pourcentage cumulé des émissions de méthane (courbe bleue) en fonction du pourcentage cumulé des sites, représentés par ordre croissant d'émissions. L'ordonnée secondaire (courbe rouge, échelle logarithmique) représente le taux absolu d'émissions de méthane correspondant. Environ 30 % des sites affichaient des émissions inférieures à la limite de détection de la méthode. Cinq pourcent des sites présentant les taux d'émission les plus élevés sont responsables de 60 % des émissions[110].

Répartition de la mesure des émissions de méthane sur les sites de production de gaz naturel de la région des schistes de Barnett[111]



La littérature scientifique consacrée aux causes principales de l'existence de ces sources d'émissions est limitée, mais certains éléments laissent entrevoir que l'âge des équipements, la composition des gaz et les pratiques de maintenance jouent un rôle essentiel. Des super-émetteurs peuvent apparaître tout au long de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz, de l'amont de la production jusqu'en aval de la transmission. Certains composants sont plus susceptibles que d'autres de devenir de gros émetteurs (par exemple, des dispositifs défectueux tels qu'une vanne bloquée en position ouverte ou un contrôleur intermittent émettant en continu), bien que l'on puisse trouver de gros émetteurs dans tous les types d'installations et de composants[112]. L'erreur humaine peut aussi jouer un rôle non négligeable.

La répartition caractéristique des émissions (distribution dite « à queue épaisse ») a un impact décisif sur la stratégie de réduction des émissions de méthane. S'attaquer aux plus gros émetteurs est non seulement très efficace du point de vue de l'atténuation des changements climatiques, mais s'avère souvent aussi rentable[113].

Les super-émetteurs sont généralement éphémères dans le temps et dans l'espace, ce qui rend leur localisation relativement délicate. Des inspections systématiques et fréquentes permettent d'identifier et de traiter ces sources d'émissions en temps utile. Compte tenu de la portée des super-émetteurs, des technologies de détection moins sensibles et moins coûteuses sont utilisables.

4.2.3 Mise en œuvre des projets de réduction des émissions

Après sélection d'un projet de réduction, la phase de réalisation peut démarrer. Les entreprises disposent de processus internes et de points de décision qui couvrent généralement les étapes d'élaboration, de mise en œuvre et de suivi des projets :

- Considérations organisationnelles : La mise en œuvre des programmes de réduction des émissions est perçue comme complexe en raison des nombreuses parties prenantes impliquées. Les décisions et la mise en œuvre du projet font intervenir de nombreux services et acteurs, y compris des sous-traitants, voire des parties prenantes internes et des sous-traitants étrangers. Les opérations menées au niveau local jouent un rôle déterminant dans la réussite des projets ;

---

109 Par exemple : http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.5b00133 ; https://www.nature.com/articles/ncomms14012.pdf.

110 http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.5b00133.

111 Id.

112 https://carbonlimits.no/project/statistical-analysis-leak-detection-and-repair-canada/.

113 Brandt, et. al., « *Methane Leaks from Natural Gas Systems Follow Extreme Distributions* », Environ. Sci. Technol., 2016, p. 12512 à 12520.

- Coordination avec d'autres opérations de maintenance : Si beaucoup de points d'émission sont réparables en dehors du planning de maintenance des installations, de nombreuses mesures de réduction des émissions doivent impérativement être réalisées pendant cette maintenance programmée et donc planifiées à l'avance et coordonnées/intégrées dans le plan de maintenance ;
- Importance du contrôle : L'expérience a montré que les réductions d'émissions doivent être validées après la finalisation du projet, pour en évaluer le succès dans le temps ou identifier et résoudre les problèmes apparus lors de son exécution[114] ;
- Projet d'investissement dans de nouvelles capacités de production/de nouvelles infrastructures : L'application des meilleures pratiques en matière de gestion des émissions de méthane dès les premières étapes de la conception d'un nouveau projet peut réduire les coûts des mesures de réduction par rapport aux projets de dépollution.

4.3 Politiques et réglementations nationales

Les autorités nationales disposent de plusieurs options pour imposer des politiques et des réglementations destinées à réduire les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. Cette section distingue trois catégories :

a. Les **normes**, qui imposent le recours à des technologies et/ou des pratiques opérationnelles spécifiques, ainsi que des seuils d'émission quantifiables. Les normes techniques sont les plus courantes. Les seuils d'émission sont souvent combinés avec des normes techniques ou avec des instruments économiques tels que des redevances ou des amendes. Les exigences relatives aux programmes réguliers de détection et de réparation des fuites relèvent de cette catégorie ;

b. Les **instruments économiques**, qui couvrent les redevances/taxes et les amendes relatives aux émissions (en cas de dépassement des seuils autorisés), les systèmes d'échange de droits d'émission et le mécanisme de crédits compensatoires, ainsi que les abattements fiscaux et les subventions financières pour des investissements spécifiques de réduction des émissions. Les tarifs du gaz et les réformes de ces tarifs peuvent également être considérés comme relevant de cette catégorie ;

c. Les **partenariats public-privé et les accords négociés** entre l'industrie et le pouvoir politique ou l'instance de régulation peuvent prendre des formes diverses, depuis des partenariats à la définition relativement floue et aux objectifs volontaires jusqu'à des accords formalisés assortis d'une menace de règlements contraignants ultérieurs en cas de non-atteinte d'objectifs quantitatifs spécifiques. Les accords négociés peuvent inclure : i) des objectifs convenus de réduction des émissions, ii) la désignation d'une instance ayant pour mandat de gérer et de coordonner les mesures de réduction des émissions à mettre en œuvre par les entreprises, et iii) des procédures de mesure, de notification et de vérification du respect de l'accord, ainsi que d'éventuelles mesures d'exécution.

Même si les politiques et réglementations en vigueur sur le méthane sont relativement peu nombreuses, des exemples d'application des trois catégories susmentionnées sont disponibles (voir **encadré 4-3**).

---

114 Par exemple, un certain nombre d'études de mesure récentes ont fait état d'émissions plus importantes que prévu avec des régulateurs de purge intermittent et des régulateurs à faibles émissions : « *Methane Emissions from Process Equipment at Natural Gas Production Sites in the United States: PneumaticControllers* » Allen et al., 2015 ; I. Allen, David, T., et al. 2013. www.pnas.org/content/early/2013/09/10/1304880110.full.pdf+html.

Encadré 4-3. Exemples de politiques et de réglementations nationales

Les **normes** relatives aux pratiques (par exemple, en matière de détection et de réparation de fuites) et aux équipements sont les mesures les plus courantes, mises en œuvre essentiellement en Amérique du Nord. Dans le cadre de ses ambitieux objectifs de réduction des émissions de méthane (40 à 45 % de réduction par rapport aux niveaux de 2012 d'ici à 2025 dans le secteur du pétrole et du gaz), le Canada a imposé des normes de fonctionnement strictes pour les compresseurs et les équipements pneumatiques[115]. Au niveau provincial, des procédures sont imposées pour l'inspection périodique des fuites, les programmes de détection et de réparation des fuites et les programmes de compensation.

Dans beaucoup d'États membres de la CEE, les **normes relatives aux meilleures techniques disponibles (MTD)** font toujours davantage référence aux émissions de méthane. La Russie a planifié un projet pilote destiné à faire appliquer les MTD par 300 entreprises concernées, qui débutera en 2019 et vise à réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier. Plusieurs normes relatives aux MTD couvrant les émissions de méthane sont incluses dans les documents d'orientation du secteur : récupération des vapeurs des parcs de cuves de stockage, allongement de la durée de vie des pipelines et optimisation des stations de compression. Un autre exemple vient de la Commission européenne, qui a publié en avril 2019 un document d'orientation sur les meilleures techniques disponibles dans le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures intitulé « *Best available techniques guidance document on upstream hydrocarbon exploration and production* ». Les techniques qui y sont énumérées correspondent aux techniques actuellement mises en œuvre dans les opérations pétrolières et gazières amont. L'identification des meilleures pratiques dans ce document guide les organisations engagées dans des activités liées aux hydrocarbures et les autorités chargées de la réglementation et des autorisations dans la planification de nouvelles installations, la modification d'installations existantes, la programmation de changements et d'investissements et l'octroi de permis dans toute l'UE[116].

Les **instruments économiques** n'ont été que peu utilisés. Les sources d'émissions de méthane sont rarement couvertes par les systèmes d'échange de quotas d'émission et d'autres types de « tarification carbone », principalement en raison des problèmes de mesure, de notification et de vérification. Cependant la situation est en train d'évoluer. Des systèmes de compensation pour le méthane ont été mis en place dans plusieurs provinces du Canada. La Russie et d'autres républiques de la Communauté d'États indépendants (CEI) réglementent le méthane en tant que polluant dangereux du point de vue de la santé et de la sécurité. Des seuils d'émission ont été fixés, et des sanctions sont appliquées en cas de dépassement des volumes prescrits. Les redevances à verser pour les émissions sont établies sur la base de méthodes de quantification. Parallèlement, deux autres développements spécifiques en Russie méritent l'attention : i) les mesures prises pour améliorer les méthodes de quantification des émissions de GES par les entreprises, et ii) les redevances d'émission de polluants atmosphériques, utilisées comme instrument politique fort pour réduire les émissions de gaz associés[117, 118].

Les **accords et partenariats public-privé** sont des mesures coordonnées efficaces pour réduire les émissions de méthane. Le programme « Natural Gas STAR », un partenariat volontaire instauré par l'Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement en 1993 avec les compagnies pétrolières et gazières, fait office de pionnier à cet égard. Il a été récemment mis à jour avec un volet « Methane Challenge » rajouté en 2016. Depuis leur lancement jusqu'en 2017, les programmes « Natural Gas STAR » et « Methane Challenge » auraient permis de réduire les émissions cumulées de méthane aux États-Unis de plus de 42 milliards de mètres cubes[119]. Le Canada a une longue tradition de promotion des accords avec l'industrie du pétrole et du gaz sur les questions environnementales. Pour l'essentiel, ces accords reposent sur des initiatives prises par les autorités réglementaires provinciales[120]. Depuis 2016, les instances de régulation norvégiennes collaborent avec les opérateurs pétroliers et gaziers en vue de réduire les émissions.

Les politiques et les réglementations du secteur pétrolier et gazier concernant les émissions de méthane varient grandement d'un pays à l'autre, si tant est qu'elles existent ! Elles s'inscrivent dans des structures juridiques et réglementaires nationales plus larges et sont ancrées dans des traditions et des capacités institutionnelles distinctes. Il n'existe aucun recueil unifié des « meilleures pratiques » pour la réglementation des émissions de méthane.

---

115 https://laws.justice.gc.ca/fra/reglements/DORS-2018-66/TexteComplet.html.

116 https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f9265d2b-574d-11e9-a8ed-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-93598867.

117 Décrets gouvernementaux n°s 716-p et 300 de 2015, relatifs à un cadre de mesure, de notification et de vérification des émissions de GES et à l'établissement d'une méthodologie pour la quantification des émissions de GES par les entreprises. Les points d'émission qui, ensemble, n'excèdent pas 5 % du volume total des émissions de l'entreprise (et sont inférieurs à 50 000 tonnes de CO_{2e}/an) ne sont pas à déclarer.

118 Décret gouvernemental n° 1148 du 8 novembre 2012 relatif aux redevances d'émission pour les impacts environnementaux néfastes des émissions de polluants atmosphériques dues au torchage ou au rejet dans l'atmosphère des gaz associés au pétrole.

119 https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/natural-gas-star-program-accomplishments.

120 Par exemple Alberta Energy Regulator.

Néanmoins, certaines caractéristiques générales se retrouvent dans les différentes approches de la gestion de ces émissions :

1. **Rapport coût-efficacité.** Les mesures à faible coût devraient être mises en œuvre avant celles engendrant des coûts plus élevés. En raison de la sensibilité des coûts de réduction des émissions aux conditions propres à chaque site, la rentabilité est toujours problématique. Le plus difficile est d'obtenir des informations adéquates et objectives sur les émissions et les coûts de réduction. Les coûts administratifs de mise en conformité et d'exécution peuvent être importants et sont à prendre en compte lors de l'analyse de la rentabilité. Ces coûts ont tendance à diminuer avec les nouvelles technologies ;

2. **Clarté et transparence.** Les règles et procédures d'adoption des seuils d'émission, des normes technologiques, des mécanismes de mise en conformité et d'application et des autres dispositions réglementaires doivent être claires et transparentes. La prévisibilité dans l'utilisation des outils réglementaires et d'application a également son importance, notamment pour réduire les risques inhérents aux investissements ;

3. **Capacité institutionnelle.** Les ambitions réglementaires sont à adapter aux capacités et possibilités des instances de régulation. Celles-ci doivent disposer d'un personnel aux compétences sectorielles adéquates, faute de quoi les principes de rentabilité et de clarté/transparence seront compromis. Plus fondamentalement, le personnel en charge de la réglementation doit agir avec objectivité, en évitant tout risque de corruption ou de dysfonctionnement. Les exigences réglementaires, la communication des données et les procédures d'application souples (par exemple dans un souci de rentabilité et d'innovation) seront généralement plus sources d'incurie économique que des règles simples et rigides. D'où la difficulté de parvenir à un compromis entre rentabilité et clarté/transparence. Enfin, les instances de régulation doivent remplir des fonctions claires, sans chevauchement. Cela peut également poser des problèmes pratiques, car les émissions de méthane sont un sujet d'inquiétude eu égard aux changements climatiques, aux dommages causés à l'environnement local et à la sécurité. Tous ces aspects sont rarement traités par une seule instance de régulation et/ou par un ensemble unique de mesures réglementaires coordonnées.

Évaluer les réglementations en établissant une moyenne pondérée sur la base des trois critères susmentionnés peut s'avérer illusoire. Si certaines approches réglementaires choisiront à dessein la réduction des émissions présentant le coût de réduction le plus faible (par exemple, les instruments économiques tels que les échanges de droits d'émission, les systèmes de compensation et les redevances d'émission), pour d'autres, le rapport coût-efficacité sera davantage déterminé par les spécificités de la réglementation.

Une autre complication de l'analyse comparative tient au fait que, dans de nombreux cas, plusieurs approches/outils sont combinés et que les réglementations applicables servent des objectifs différents, voire contradictoires (par exemple, préoccupations environnementales locales par opposition aux préoccupations environnementales mondiales, environnement opposé au profit économique). Concrètement, cela signifie que la conception et la mise en œuvre des règlements exigeront toujours certains compromis spécifiques, ce qui rend difficile la formulation de recommandations d'application générale en la matière.

Malgré ces réserves, la **figure 4.3** donne un aperçu schématique de trois grandes catégories de réglementations, assorti d'une évaluation générale du classement de chacune d'elles dans les critères évoqués ci-dessus.

Figure 4.3
Évaluation indicative des outils réglementaires

	Rentabilité	Clarté et transparence	Exigences institutionnelles
Normes	Probable, mais variable	Oui, si bien spécifiées	Modeste, mais peut être importante
Instruments économiques	Oui, de par la conception Le suivi peut se révéler problématique	Peut s'avérer complexe	De modeste à élevé
Accords négociés	Probable, mais variable	Oui, si bien spécifiées Une large participation est un atout	Modeste

Quelques autres considérations sont résumées ci-dessous.

4.3.1 Normes techniques et seuils d'émission

Les normes techniques constituent un mécanisme transparent et simple de réduction des émissions. Cette option ne nécessite pas de contrôles fastidieux et peut inclure des exigences de notification et de suivi pour garantir la conformité, mais dans ce cas, la rentabilité de cet outil diminuera. La conception, la mise à jour et l'application d'une réglementation peuvent imposer une charge considérable à l'autorité de régulation. Pour parvenir à un bon rapport coût-efficacité, une bonne compréhension des diverses conditions propres au secteur du pétrole et du gaz est donc indispensable. Les programmes de détection et de réparation des fuites peuvent être considérés comme des normes, et des études empiriques suggèrent qu'ils peuvent être rentables. Toutefois, une analyse empirique des sources d'émissions et des coûts de détection et de réparation devrait être menée avant de concevoir et mettre en œuvre de tels programmes, afin de déterminer, entre autres, la fréquence appropriée du suivi à mettre en œuvre. Les États-Unis et le Canada ont procédé ainsi, avant d'imposer les normes actuellement en vigueur.

Le regain d'attention portée aux émissions de méthane dans le monde entier se traduit également par un intérêt considérable pour la recherche et au développement de technologies de pointe. Cela permettra notamment d'améliorer les possibilités de contrôle efficace et rentable du respect de la réglementation.

4.3.2 Instruments économiques

La mesure la plus évidente et la plus rentable dans cette catégorie est une réforme des tarifs du gaz garantissant qu'ils reflètent bien les coûts et les conditions réels du marché. Dans certains pays, les prix sont fixés par des interventions politiques et maintenus à un niveau artificiellement bas, dissuadant toute velléité de lutte contre le gaspillage du gaz. Une réforme interdisant ou limitant la portée de ces interventions rendrait économiquement plus intéressante l'application de mesures de prévention des déperditions de gaz.

Dans le cadre de la politique climatique, la tarification du carbone a récemment fait l'objet d'une attention accrue. Il est également important de noter que de plus en plus de compagnies pétrolières et gazières prennent en compte la tarification du carbone dans leurs analyses d'investissement et leurs processus décisionnels. En d'autres termes, comme chaque tonne d'émissions de GES a un coût, les investissements qui atténuent ces rejets sont récompensés en conséquence. À la lumière de ce qui précède, il est manifeste que l'adéquation et l'efficacité des instruments économiques dépendent essentiellement de la capacité à contrôler et à vérifier les émissions. Les coûts et la précision de la quantification des émissions doivent donc être soigneusement examinés afin de déterminer la pertinence de l'application d'éventuels instruments économiques et les modalités de leur conception. Le système d'échange de quotas d'émission, ou les redevances imposées à tous les types d'émissions de méthane, sont difficiles à mettre en œuvre, en raison de la multitude et de la grande variété des sources d'émissions, qui rendent difficiles la mesure, la notification et la vérification. La rentabilité généralement reconnue aux instruments économiques peut donc être compromise par l'ampleur des coûts de mesure, de notification et de vérification. Dans ce contexte, il est important de noter que le principal système d'échange de quotas d'émission, celui de l'Union européenne (SEQE-UE), est en

vigueur depuis 2005 et qu'en dépit de plusieurs élargissements de son champ d'application sectoriel, il ne couvre toujours pas les émissions de méthane.

Cela étant, les émissions de méthane provenant des déchets et du secteur pétrolier et gazier font partie des mécanismes d'échange de quotas d'émission fondés sur des projets (voir **sect. 4.3.3** ci-dessous) et les réductions obtenues peuvent donc, sous certaines conditions, être utilisées comme « compensations » dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission. Par ailleurs, les compensations de méthane sont également utilisables en tant qu'outils de conformité dans le cadre des engagements réglementaires en matière d'émissions de GES, comme c'est déjà le cas au Canada. L'élaboration et la mise en œuvre d'un système de compensation pour le méthane en conjonction avec l'échange de droits d'émission a également été envisagée au Kazakhstan[121].

La poursuite du développement de ces systèmes de compensation peut constituer une incitation importante à la réduction des émissions, tant dans un contexte national/régional que par le biais de l'échange international de droits d'émission, notamment ceux liés à la CCNUCC (voir **sect. 4.4**). Les mesures de contrôle, de déclaration et de vérification efficaces qui sont indispensables à tout système de compensation crédible permettront à leur tour de mieux comprendre les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier.

4.3.3 Accords négociés

Les partenariats public-privé ont été employés avec succès en Amérique du Nord et en Europe, voir e**ncadré 3-2** et **encadré 4-1**. Ils peuvent inclure des accords négociés entre les entreprises et les autorités politiques/réglementaires. Cette approche est particulièrement intéressante car elle allie à la fois l'efficacité et la rentabilité. Toutefois, pour avoir l'assurance que ces partenariats tiendront cette promesse, certaines conditions doivent être remplies : i) du côté de l'industrie comme du côté réglementaire/politique, les institutions en place doivent être fortes, capables et désireuses de communiquer et convenir de solutions pratiques, et ii) la portée des accords doit être soigneusement circonscrite afin que les résultats puissent être communiqués et vérifiés de manière réaliste.

L'une des étapes consiste, pour l'instance de régulation, les compagnies et leurs associations professionnelles, de partir des données d'entreprises, des statistiques nationales et des sources de données internationales disponibles et d'élaborer conjointement un rapport synthétisant les connaissances communes relatives aux sources d'émissions et leur nombre (y compris les coefficients d'émission pertinents et les niveaux d'incertitude). Les organismes de recherche concernés pourraient également être impliqués dans ces travaux.

Plusieurs partenariats public-privé actifs aux plans national et international se consacrent aux émissions de méthane. Ils jouent un rôle important et efficace dans le développement des connaissances et la sensibilisation à la question, et il reste à voir quel sera leur impact sur les actions menées.

4.4 Initiatives internationales et politiques climatiques

Outre les politiques et réglementations nationales, diverses initiatives internationales peuvent contribuer de manière significative à l'atténuation des émissions de méthane. Comme indiqué précédemment, des partenariats internationaux public-privé et des initiatives industrielles ont d'ores et déjà un impact notable.

Avec l'entrée prochaine de l'Accord de Paris dans sa phase opérationnelle, et l'adoption de son « Règlement » par les Parties (voir **sect. 3.3** ci-dessus), les politiques climatiques sont en mesure d'établir des conditions générales propices aux mesures d'atténuation des autorités nationales et des entreprises. Deux aspects de l'Accord de Paris sont examinés plus en détail ici :

1. Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et les plans connexes relatifs aux politiques et mesures visant à atteindre ces objectifs, tels que présentés par les pouvoirs publics dans le cadre des contributions déterminées au niveau national ;
2. Les mécanismes du marché du carbone et les mécanismes de financement de l'action climatique contribuant à lever les obstacles et à accélérer les efforts d'atténuation.

4.4.1 Contributions déterminées au niveau national et « Règlement » de l'Accord de Paris

Les Parties à l'Accord de Paris sont tenues de présenter régulièrement leurs contributions déterminées au niveau national (CDN). Les contributions prévues au niveau national avaient été soumises juste avant ou peu après la réunion de la COP21 à Paris en 2015 ; elles ont été converties en contributions déterminées au niveau national au

[121] https://www.ebrd.com/documents/climate-finance/the-domestic-emissions-trading-scheme-in-kazakhstan.pdf.

moment de l'adhésion de la Partie à l'Accord de Paris, sauf si des contributions révisées ont été soumises. D'ici à 2020, chaque Partie est tenue de communiquer à nouveau ses CDN ou de procéder à leur mise à jour.

La plupart des CDN sont succinctes et comportent peu d'informations sur les politiques et les mesures prévues. L'établissement de contributions sectorielles n'est nullement obligatoire et les CDN contiennent actuellement peu de données sur la réduction des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. Un exemple positif est celui de l'Azerbaïdjan, qui détaille quelque peu ces politiques et mesures[122].

Le Règlement de l'Accord de Paris propose des conseils sur les informations devant accompagner chaque CDN afin d'assurer la clarté, la transparence et la compréhension de l'engagement, ainsi que sur la manière d'en rendre compte. Si les deux séries d'orientations sont applicables lorsque les Parties communiquent pour la deuxième fois, et ultérieurement leurs CDN (à partir de 2030 pour la plupart d'entre elles), les Parties sont également encouragées à les mettre en œuvre à l'occasion de leur première soumission. Ces directives[123] constituent une étape importante sur la voie de l'élaboration d'une base commune et claire de mesure et de communication des plans de réduction des émissions et de compte rendu des progrès accomplis. Les orientations en matière de comptabilité prévoient l'emploi d'un système de mesure commun (potentiel de réchauffement global à cent ans, à compter du cinquième rapport d'évaluation du GIEC) et l'application des Lignes directrices 2006 du GIEC, un point de référence quantifié, des calendriers de mise en œuvre, ainsi que la portée et la couverture de l'objectif de CDN. Comme pour les modalités, procédures et lignes directrices aux fins du cadre de transparence (voir **sect. 3.3**), aucune différenciation n'est faite entre les pays développés et les pays en développement, bien qu'il soit précisé qu'un appui au renforcement des capacités sera accordé à ces derniers.

Une question importante concerne l'étendue et la couverture des secteurs et sources d'émissions dans les CDN, que chaque Partie choisit dans le cadre de son objectif. D'une part, comme expliqué tout au long du présent document, la comptabilisation des émissions de méthane présente actuellement des lacunes importantes dans de nombreux pays, ce qui constitue un problème majeur pour la fixation d'objectifs et la mise au point de méthodes et procédures crédibles de suivi des progrès. D'autre part, de nombreux États membres de la CEE considèrent que la réduction des émissions de méthane offre des possibilités d'atténuation importantes et rentables (voir **sect. 4.1** ci-dessus) et peuvent souhaiter les inclure dans leur CDN.

La couverture quantitative des émissions dans les CDN est également une condition pour que toute réduction, y compris des émissions de méthane, soit éligible à l'échange dans le cadre d'approches coopératives impliquant le transfert international des résultats de l'atténuation au titre de l'Accord de Paris (art. 6) et d'autres systèmes d'échange. Sans une comptabilisation sérieuse des émissions et des réductions, toutes les formes d'échange manqueraient purement et simplement de crédibilité et donc aussi de soutien (en raison du risque de double comptage des réductions).

Les pays souhaitant améliorer leurs rapports sur les émissions de méthane et mettre en œuvre des politiques et des mesures de réduction de ces émissions peuvent bénéficier d'un vaste éventail de soutiens financiers et d'appuis techniques. Un aperçu des systèmes internationaux de soutien financier adaptés aux projets et programmes de réduction des émissions de méthane est présenté dans la section suivante.

4.4.2 Financement de l'action climatique et mécanismes du marché du carbone

Une distinction est établie ici entre deux catégories plus larges de systèmes de financement destinés à récompenser les actions positives sur le plan environnemental :

i. Le financement de l'action climatique fait référence aux financements locaux, nationaux ou transnationaux – provenant de sources de financement publiques, privées et alternatives – visant à soutenir les initiatives d'atténuation et d'adaptation qui permettront de lutter contre les changements climatiques[124] ;

ii. Le financement de la lutte contre les émissions de carbone, qui englobe l'échange de réductions d'émissions vérifiées (crédits carbone).

---

122 L'Azerbaïdjan a déclaré les mesures suivantes : i) la modernisation des gazoducs, du système de distribution de gaz et d'autres mesures visant à réduire les déperditions jusqu'à 1 % d'ici à 2020 et à garantir un volume de réduction conforme aux normes internationales d'ici à 2050, et ii) la prévention des fuites de gaz pendant le traitement du pétrole et du gaz ; voir https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Azerbaijan%20First/INDC%20Azerbaijan.pdf.

123 https://conferences2.unite.un.org/documentstorage/GetDocInOriginalFormat.drsx?DocID=e43ae4c8-44b4-4d0f-a8c4-9a02c587432a.

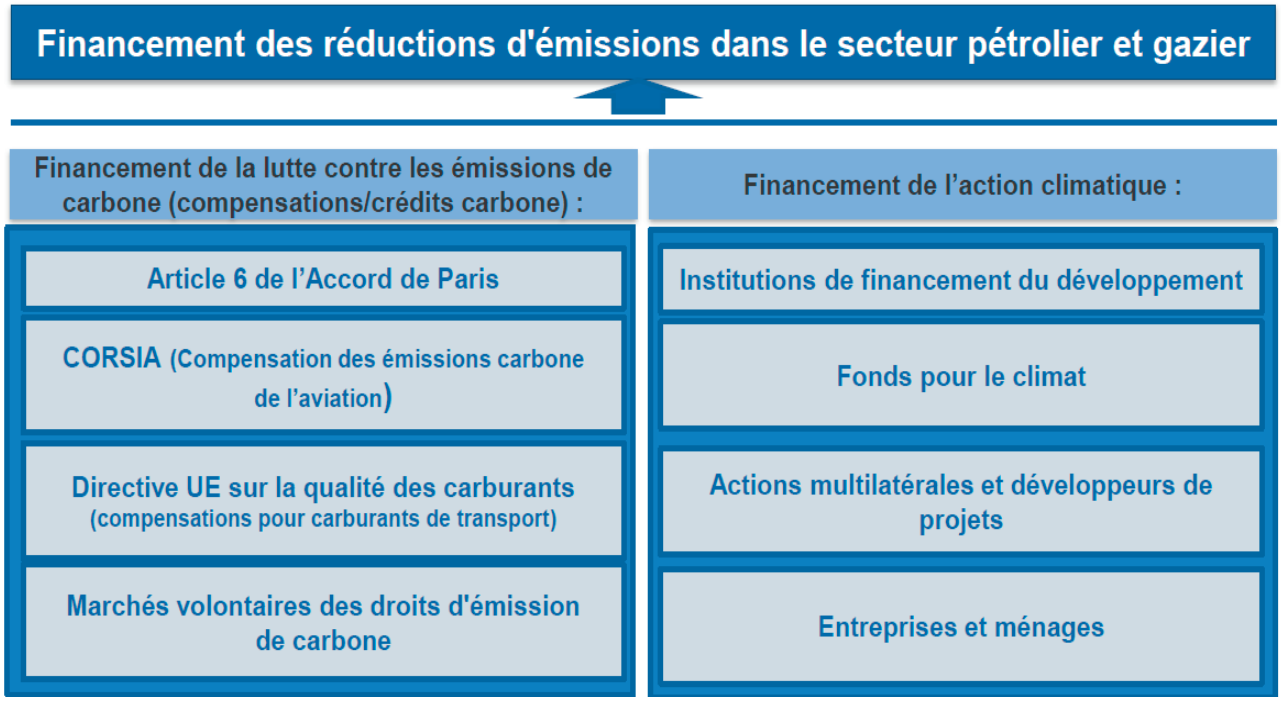
124 Voir https://unfccc.int/topics/climate-finance/the-big-picture/introduction-to-climate-finance.

En dépit des nombreuses options de réduction des émissions de méthane qui semblent financièrement viables, certains obstacles économiques entravent leur mise en œuvre. Le financement de l'action climatique peut être un moyen de les surmonter (voir **sect. 4.1** ci-dessus), notamment lorsque de petits projets peuvent être incorporés dans des programmes de plus grande envergure ayant des effets substantiels sur la réduction des émissions de GES. Il peut prendre la forme d'un « financement vert » ou « d'obligations vertes » à caractère commercial ou encore d'un financement à des conditions préférentielles. Cette dernière option s'inscrit souvent dans un programme de soutien plus vaste accordé aux pays en développement, une caractéristique notable des efforts déployés dans le cadre de la CCNUCC pour lutter contre les changements climatiques. Les pays en développement considèrent le financement de l'action climatique comme un moyen efficace d'atteindre les objectifs fixés dans leurs CDN.

Les mécanismes du marché du carbone rémunèrent les unités de compte de réduction des émissions comme s'il s'agissait d'une marchandise, établissant ainsi un prix pour le carbone. Ils peuvent s'inscrire dans le cadre d'un système de tarification volontaire ou réglementaire du carbone. Certains de ces mécanismes sont examinés plus en détail ci-dessous.

Les sources et régimes de financement sont nombreux, la **figure 4.4** détaille certaines des principales catégories.

Figure 4.4
Aperçu des mécanismes du marché du carbone et des sources de financement de l'action climatique



4.4.3 Financement de la lutte contre les émissions de carbone

L'objectif de l'**article 6 de l'Accord de Paris** est de donner corps à des ambitions plus élevées en matière d'atténuation grâce à la coopération volontaire. Le paragraphe 2 dudit article (art. 6.2) introduit le concept de « résultats d'atténuation transférés au niveau international », ce qui signifie que les Parties à l'Accord peuvent, grâce à des approches coopératives, transférer les résultats des mesures d'atténuation par-delà les frontières et prendre en compte ces transferts pour réaliser leurs contributions déterminées au niveau national. Cela implique pour les pays de prendre une décision stratégique sur la question de savoir s'ils utilisent les réductions d'émissions résultant des activités d'atténuation pour atteindre leurs propres objectifs en matière de CDN, ou s'ils les vendent à d'autres. En d'autres termes, la vente des réductions d'émissions comporte un « coût d'opportunité ». Pour garantir une utilisation unique des réductions d'émissions et éviter tout double décompte, une décision de transfert d'unités de réduction d'émissions en vertu de l'article 6.2 exige des États qu'ils procèdent aux « ajustements correspondants ». L'article 6.4 introduit un nouveau mécanisme international, présentant certaines similitudes avec le Mécanisme pour un développement propre (MDP) du Protocole de Kyoto en ce qui concerne le transfert d'unités de réduction des émissions de GES. Selon une opinion communément répandue, le mécanisme de l'article 6.4 semble plus simple que le MDP, qui était pour sa part assorti de règles et de procédures onéreuses. Les négociations relatives aux règles et procédures de l'article 6 n'ont pas été achevées à la COP24, et sont donc toujours en cours. Il est à noter que

dans le cadre du MDP, une méthodologie spécifique pour les projets de détection et de réparation des fuites[125] a été développée et appliquée pour 14 projets (tous menés dans des réseaux de distribution), qui ont été dûment enregistrés dans le cadre du mécanisme[126]. Cette méthodologie pourrait devenir une référence utile et un point de départ pour le développement ultérieur de projets de réduction des émissions de méthane au titre de l'article 6 de l'Accord de Paris.

Une agence spécialisée des Nations Unies, l'**Organisation de l'aviation civile internationale (OACI)**, qui n'est pas directement liée à la CCNUCC, a convenu avec le secteur de l'aviation internationale de parvenir à une croissance zéro des émissions de GES à partir de 2020. Un des principaux moyens d'atteindre cet objectif est l'achat de crédits/compensations de carbone par le biais du système CORSIA (Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation). Les règles et procédures sont encore en cours d'élaboration, mais le système devrait être opérationnel d'ici à 2020. Une première période, à compter de 2020, sera volontaire pour l'industrie et pourrait créer une demande de 300-400 millions de tonnes d'équivalent CO_2. À partir de 2026, la demande devrait être considérablement plus élevée. Les sources d'approvisionnement autorisées ne sont pas encore clairement établies, mais rien n'indique jusqu'à présent que les projets de réduction des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier seront exclus.

Un autre système hors Convention et Accord de Paris est celui des compensations prévues par la **Directive sur la qualité des carburants (DQC)**[127] introduite par l'Union européenne comme mécanisme permettant aux fournisseurs de carburants de transport dans l'UE de satisfaire à une partie de leur obligation de réduction de 6 % l'intensité d'émission de gaz à effet de serre des carburants utilisés dans les transports entre 2010 et 2020. Le cofinancement des réductions d'émissions de GES provenant des activités amont du secteur pétrolier et gazier est proposé comme une mesure alternative ou complémentaire au mélange de biocarburants avec les carburants classiques. Les fournisseurs de carburant pourraient par exemple cofinancer des projets de réduction des émissions de méthane en Azerbaïdjan en échange de l'utilisation de réductions d'émissions vérifiées. La Directive sur la qualité des carburants est transposée dans le droit national de l'ensemble des pays de l'UE et doit être opérationnelle à partir de 2020. Toutefois, il semble actuellement qu'à l'exception de l'Allemagne où il devrait durer jusqu'en 2030, le régime sera plutôt éphémère, ne restant en vigueur qu'un an (2020).

Il existe également des **systèmes de marché du carbone dits volontaires**. Ils couvrent principalement les ventes de réductions d'émissions aux entités qui choisissent volontairement de diminuer leurs émissions en recourant aux compensations. Les projets et les réductions d'émissions sont validés et vérifiés sur la base de normes volontaires, souvent par les mêmes entreprises de vérification déjà engagées dans d'autres systèmes de financement de la lutte contre les émissions de carbone. Dans ce contexte, il est à noter que les réductions d'émissions du secteur pétrolier et gazier n'ont été transférées aux marchés volontaires du carbone que dans une mesure très limitée.

Cette section a mis en lumière le rôle déterminant que l'Accord de Paris peut jouer dans la promotion des mesures d'atténuation des émissions de méthane, en particulier par le biais des CDN et du mécanisme de coopération internationale (art. 6). L'article 6 de l'Accord de Paris a été établi « pour relever le niveau d'ambition de leurs mesures d'atténuation et d'adaptation »[128]. Cette démarche est directement liée à la mise en œuvre des CDN et aux procédures et directives comptables figurant dans le « Règlement » de l'Accord de Paris. À l'évidence, dans le contexte de la coopération internationale en matière de réduction des émissions de méthane, les efforts d'atténuation sont clairement liés aux exigences de mesure, de notification et de vérification.

125 https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/PZN9ZCTGF3KHFH0W21NY0NYL6X5CIR.
126 https://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html.
127 Pour plus d'informations, voir http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel_en.
128 https://unfccc.int/fr/process-and-meetings/the-paris-agreement/l-accord-de-paris.

5. Conclusions et résumé à l'intention des responsables politiques

L'approvisionnement en pétrole et en gaz continuera à jouer un rôle clef dans un futur système énergétique durable à l'appui de la croissance économique et du progrès social, même dans les scénarios basés sur des mesures et des politiques climatiques strictes. Au final, le bouquet énergétique sera déterminé par les politiques et les mesures mises en œuvre et par la concurrence sur les marchés, où les facteurs décisifs sont les coûts et les caractéristiques de durabilité des énergies de remplacement. En raison de la place que le pétrole et le gaz continueront d'occuper, les émissions de méthane tout au long de la chaîne de valeur pétrolière et gazière, de l'exploration et de l'extraction jusqu'à l'utilisation finale, exigent une attention accrue.

Les émissions de méthane provenant des installations pétrolières et gazières sont un gaspillage d'une ressource précieuse, elles ont un impact sur la qualité de l'air et contribuent de manière substantielle aux changements climatiques. Des recherches récentes montrent que ces émissions sont responsables d'environ un quart du réchauffement planétaire causé par l'être humain. Dans le même temps, les activités du secteur pétrolier et gazier sont à l'origine d'un quart des émissions mondiales actuelles de méthane d'origine anthropique et certaines projections laissent entrevoir que ce phénomène augmentera sensiblement à l'avenir.

Dans la plupart des pays, il est techniquement et économiquement possible d'éliminer une grande part des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. Des études empiriques laissent entrevoir qu'elles peuvent être réduites de près de 50 % sans coût net pour l'économie. En outre, dans la plupart des cas, les coûts des réductions plus importantes seront probablement modestes car les solutions sont connues et facilement disponibles. Néanmoins, un certain nombre d'obstacles, notamment le manque de sensibilisation et de connaissances, ont empêché d'exploiter pleinement ce potentiel.

Le présent document porte essentiellement sur les émissions de méthane et propose des orientations pour l'élaboration et la mise en œuvre de pratiques efficaces de mesure, de notification et de vérification, ainsi que d'actions d'atténuation. L'expression « mesure, notification et vérification » couvre trois catégories d'activités : i) la quantification des émissions ; ii) la déclaration des émissions estimées dans des formats spécifiques ; et iii) la vérification des émissions et/ou des réductions d'émissions.

Si les activités de mesure, de notification et de vérification sont distinctes, elles sont cependant étroitement liées. Les mesures d'atténuation peuvent être plus efficaces et rentables lorsqu'elles s'appuient sur de bonnes pratiques en la matière. En outre, les activités de mesure, de notification, de vérification et d'atténuation menées aux niveaux de l'installation et de l'entreprise sont souvent liées à celles mises au point au niveau national, et sont influencées par les lignes directrices internationales en matière de notification, en particulier celles établies par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC).

Ce document est conçu pour un large public, y compris les propriétaires et exploitants d'installations pétrolières et gazières et les responsables politiques à tous les niveaux de gouvernement. Il se propose de fournir des orientations pour l'élaboration de bonnes pratiques de mesure, notification et vérification, ainsi que de mesures d'atténuation efficaces et rentables. Il est intentionnellement « fondé sur des principes », reconnaissant que les conditions varient considérablement d'une installation pétrolière et gazière à l'autre et que les aspects juridiques, politiques et institutionnels diffèrent selon les pays.

Les conclusions et principes clefs découlant de ce document sont les suivants :

1. **Une grande incertitude règne s'agissant du niveau des émissions de méthane provenant des opérations pétrolières et gazières.** Les données des inventaires nationaux de GES communiquées à la CCNUCC sont la principale source des estimations mondiales et nationales des émissions, y compris du méthane. La qualité des méthodes et des données sur les émissions primaires utilisées pour ces estimations varie considérablement d'un pays à l'autre. Il existe d'autres estimations (indépendantes) des émissions mondiales, régionales et nationales. Les niveaux d'émission avancés par des sources indépendantes divergent souvent, et les évaluations par pays et secteurs produites par ces sources peuvent être deux fois plus ou moins élevées que celles des rapports officiels de la CCNUCC. L'amélioration des pratiques d'estimation des émissions nationales de méthane et de la qualité des données est essentielle pour une meilleure gestion de ces émissions ;

2. **La quantification des émissions de méthane est complexe.** Contrairement aux émissions de CO_2, celles de méthane proviennent généralement d'innombrables sources dispersées, souvent difficiles à détecter. Les résultats de la quantification ne reposent que fort peu sur des mesures ou des contrôles continus et il convient de mettre en place des procédures pour combiner les mesures avec des méthodes par calcul. Les

technologies d'aide à la détection et à la mesure du méthane sont facilement disponibles et devraient être adoptées par les entreprises et les autorités dans leurs activités de mesure, notification et vérification ;

3. **Les compagnies pétrolières et gazières progressent dans la quantification et l'atténuation des émissions.** La reconnaissance croissante de l'importance de la gestion du méthane pour une utilisation efficace des ressources et la protection de l'environnement a conduit un certain nombre de grandes entreprises à entreprendre des actions appropriées, soit unilatéralement, soit par l'entremise d'associations professionnelles et de partenariats public-privé. Les connaissances et meilleures pratiques sont partagées, et des résultats positifs se dessinent progressivement. Dans le même temps, de nombreux obstacles continuent d'entraver l'action dans de vastes pans de l'industrie. Le manque de sensibilisation et de connaissances, ainsi que les entraves économiques et réglementaires, prévalent et doivent impérativement être corrigés. Le partage des meilleures pratiques est à encourager et à intensifier ;

4. **Le « Règlement » de l'Accord de Paris appelle à un renforcement des efforts nationaux de mesure, notification et vérification.** Ces efforts peuvent grandement améliorer les connaissances sur l'ampleur et la nature des émissions de méthane, et donc à en faciliter l'atténuation. Dans certains pays, un soutien considérable sera peut-être nécessaire pour renforcer les capacités institutionnelles et techniques et être en mesure de faire rapport (tous les deux ans) des émissions et des progrès enregistrés dans les actions d'atténuation. À cette fin, un certain nombre d'initiatives de renforcement des capacités ont été mises en place. Le partage des connaissances et des meilleures pratiques, tant au niveau national, entre institutions publiques et entreprises, qu'au niveau international, entre un large éventail d'institutions, est essentiel pour réussir dans cette tâche ;

5. **L'attention des pouvoirs publics, les normes réglementaires, les instruments économiques et les accords entre industrie et autorités nationales peuvent tous constituer des volets de politiques efficaces et rentables de lutte contre les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier.** À l'instar de toutes les politiques et réglementations de ce secteur, celles s'attaquant aux émissions de méthane divergent grandement d'un pays à l'autre. Elles s'inscrivent généralement dans des structures juridiques et réglementaires nationales plus larges et, à ce titre, sont ancrées dans des traditions et des capacités institutionnelles distinctes. Pour cette même raison, il n'existe pas de recueil unifié des « meilleures pratiques », ni de modèle de réglementation relatifs aux émissions de méthane. L'adéquation des différentes approches est à appréhender à la lumière des circonstances nationales, notamment de la nature des émissions et des infrastructures concernées. Les développements technologiques et les améliorations des pratiques de mesure, notification et vérification pourraient offrir de nouvelles approches pour l'application de toutes les catégories d'instruments politiques mentionnées ci-dessus ;

6. **L'intensification des actions de réduction des émissions de méthane est susceptible de consolider les efforts déployés par les pays pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris.** Les effets importants, à court terme et rentables des mesures d'atténuation des émissions de méthane peuvent contribuer aux CDN. Dans les pays où le méthane n'a pas été inclus dans les CDN, il pourrait être utile de l'intégrer aux contributions. Une telle démarche suppose toutefois une planification minutieuse, ainsi que la mise en œuvre de politiques et de mesures d'atténuation appropriées, soutenues par de bonnes pratiques de mesure, de notification et de vérification. Plusieurs pays grands émetteurs de méthane auront besoin d'un appui pour mettre en place les capacités et les moyens nécessaires pour ces pratiques et planifier des actions d'atténuation. En outre, certains pays pourraient également réaliser des réductions plus ambitieuses que prévues sous réserve de bénéficier d'un soutien aux investissements. Ce dernier ne pourra généralement être accordé que sur la base de résultats documentés, à partir de méthodes et des pratiques de mesure, de notification et de vérification saines.

Annexe 1. Catégories de sources d'émissions tout au long de la chaîne de valeur

Le tableau suivant énumère 12 sources importantes d'émissions de méthane tout au long de la chaîne de valeur du pétrole et du gaz[129]. Chaque source est accompagnée des informations suivantes :

- Une brève description ;
- Une liste de techniques de mesures d'atténuation typiques. Dans ce contexte, il est important de souligner que les considérations spécifiques au site sont à prendre en compte lors du choix d'une technique d'atténuation ;
- Une liste non exhaustive de liens vers des informations complémentaires (y compris dans les notes de bas de page) ;
- Les équipements de détection et de quantification des émissions applicables : dans de nombreux cas, ils sont basés sur le document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières. D'autres équipements de détection et de quantification, notamment des technologies émergentes (voir **annexe 3** ci-dessous), sont utilisables en plus de ceux énumérés ;
- Enfin, des méthodes de quantification courantes sont présentées sur la base des méthodes d'inventaires existantes[130]. L'incertitude qui en résulte varie considérablement selon l'approche retenue.

Il convient de noter que les technologies d'atténuation réduisent les émissions de méthane, mais qu'elles peuvent aussi, dans certains cas, avoir des effets négatifs sur l'environnement. Par exemple le torchage, en lieu et place de l'évacuation du gaz dans l'atmosphère, augmente les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et de particules fines.

En outre, chaque technologie d'atténuation a généralement ses propres limites qui, dans certaines conditions, restreignent son applicabilité à des sources d'émissions spécifiques. Des informations supplémentaires peuvent être trouvées dans les références fournies dans la section « Informations complémentaires » de chaque tableau.

129 La liste s'appuie sur les neuf sources d'émissions principales définies dans les documents techniques de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

130 Y compris les lignes directrices en matière de notification du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières, l'approche des inventaires des GES de l'EPA, etc.

Tableau 1. Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
P : Production ; C&T : Collecte et Traitement ; T&S : Transmission et Stockage ; D : Distribution				
1. Fracturation hydraulique et complétion de puits	•			
La fracturation hydraulique est mise en œuvre dans les sources porteuses d'hydrocarbures afin de créer des voies d'écoulement des hydrocarbures et de l'eau dans un puits de forage. Au cours de ce processus, le gaz peut être entraîné avec l'eau et les hydrocarbures liquides provenant du puits pendant la phase de refoulement, ainsi que pendant la production. De ce fait des volumes importants de gaz sont rejetés dans l'atmosphère si aucun équipement n'est en place pour séparer le gaz des liquides et des solides puis le recueillir.	Source de l'image : http://www.USGS.gov			
Techniques d'atténuation : • L'adoption de pratiques de « complétion verte », avec captage du gaz pendant la complétion du puits pour l'utiliser comme combustible, gaz commercial ou l'acheminer vers une torchère plutôt que de le rejeter dans l'atmosphère, permet de réduire de près de 95 % les émissions.	**Informations complémentaires :** http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-ventingflaring-during-well-completion			

Équipement de détection des émissions applicable[131]	Équipement de quantification des émissions applicable[132, 133]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz (pour visualiser les rejets)	• Compteur à turbine • Anémomètre à fil chaud • Anémomètre à moulinet • Compteur d'orifice	• Méthodologie basée sur des mesures directes et des calculs[134] • Coefficients d'émission par défaut (par exemple, Nm^3/complétion/an ou Nm^3/heure)

131 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

132 Id.

133 Seuls les rejets dans l'air sont mesurés par ces équipements, et non les polluants entraînés dans l'eau.

134 Comme indiqué dans 40 CFR Part 98.233 (g) (Mandatory Greenhouse Gas Reporting – Subpart W – Petroleum and Natural Gas Systems – Section 98.233 Calculating GHG Emissions. 40 CFR 98.233(g). http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=9db68a97576bb01eea9073c37d6f0e90&node=40:21.0.1.1.3.23&rgn=div6).

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
2. Évacuation des gaz de la tête des puits de pétrole	•			

Le gaz de tête de tubage peut s'accumuler dans l'espace compris entre la tête du puits et le tubage. Dans les puits matures équipés d'une pompe à balancier ou d'une pompe électrique submersible, ce gaz peut commencer à entraver l'écoulement du pétrole, en diminuant la production du fait du blocage de la pompe par la vapeur. La pression de gaz dans l'espace annulaire d'un puits doit donc être éliminée pour maintenir la production, et une solution habituelle consiste à rejeter le gaz de tête de tubage dans l'atmosphère ou à le brûler dans une torchère à proximité.

Source de l'image : http://www.weatherford.com

Techniques d'atténuation :

- L'installation de compresseurs/unités de récupération de vapeur pour capter le gaz de tête ou connecter la tête de puits à des cuves équipées d'unités de récupération de vapeur ou acheminer le gaz de tête de puits vers une torchère permet une réduction de 95 % des émissions.

Informations complémentaires :
http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting

Équipement de détection des émissions applicable[135]	Équipement de quantification des émissions applicable[136]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz (pour visualiser les rejets)	• Débitmètre à turbine • Anémomètre à fil chaud • Anémomètre à moulinet	• Mesure directe • Calculs techniques[137] • Coefficients d'émission par défaut (par exemple Nm^3/puits ou Nm^3/évènement/an)

135 Tiré du document « Conducting emission detection and quantification equipment » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

136 Id.

137 Un calcul technique s'appuie sur un échantillon représentatif de la production d'un puits, prélevé sans évacuation de gaz de tête de puits. Cette méthode peut s'avérer plus coûteuse et moins précise que la mesure directe, étant donné que la méthode d'échantillonnage peut influencer le taux de production et la composition. À partir de cet échantillon, un rapport gaz/pétrole peut être déterminé. Pour les puits matures, les partenaires doivent utiliser le rapport gaz/huile estimé du puits en production (pi3/b ou scm/bbl) multiplié par le taux de production de pétrole par an (b/an) et la teneur en méthane du gaz pour estimer les émissions annuelles de méthane.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
3. Dépotage des liquides des puits de gaz	•			

Dans de nombreux puits de gaz naturel, la pression est suffisante au départ pour acheminer les fluides présents dans la formation géologique vers la surface en même temps que le gaz produit. Cependant, à mesure que la production de gaz avance et que la pression du réservoir diminue, la vélocité du fluide dans le tubage du puits diminue. Au bout du compte, la vitesse du gaz dans le tubage de production n'est plus suffisante pour faire remonter les gouttelettes de liquide à la surface et celles-ci commencent à s'accumuler dans le tubage. Il s'en suit une chute de pression supplémentaire et un ralentissement considérable de la vitesse du gaz. Lorsque la pression au fond du puits approche la pression d'obturation du réservoir, le flux de gaz finit par s'arrêter et les liquides s'accumulent au fond. Une approche courante pour les puits qui ont occasionnellement besoin d'être purgés pour rétablir temporairement le débit consiste à procéder à des rejets dans l'atmosphère, ce qui peut produire d'importantes émissions de méthane.

Source de l'image : CCAC

Techniques d'atténuation :

- Installation d'un système de pompage pneumatique optimisé pour une évacuation des gaz minimale ;
- Recours à la technologie Smart Well sur les systèmes de pompage pneumatique, un système automatisé déterminant à quel moment déclencher un cycle de pompage pour optimiser l'extraction des liquides ;
- Ajout d'agents moussants, de colonnes de savon, de surfactants pour réduire la vitesse nécessaire au gaz pour transporter les liquides hors du puits ;
- Installation d'un tubage de production pour réduire la section transversale du puits et augmenter ainsi la vitesse.

Informations complémentaires :
http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading

Équipement de détection des émissions applicable[138]	Équipement de quantification des émissions applicable[139]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz (pour visualiser les rejets)	• Débitmètre à turbine • Anémomètre à fil chaud • Anémomètre à moulinet	• Mesure directe • Calculs techniques[140] • Coefficients d'émission par défaut (par exemple Nm^3/puits ou Nm^3/évènement/an

138 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

139 Id.

140 Référence par exemple à l'American Petroleum Institute (API) et l'American Natural Gas Alliance (ANGA). « *Characterizing Pivotal Sources of Methane Emissions from Natural Gas Production* ». 21 septembre 2012. Consulté sur : http://www.api.org/~/media/Files/News/2012/12-October/API-ANGA-Survey-Report.pdf.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
4. Déshydrateurs au glycol	•	•	•	

Dans l'industrie du gaz naturel, les déshydrateurs au glycol éliminent l'eau d'un flux de gaz humide entrant grâce au monoéthylène glycol, du diéthylène glycol ou, le plus souvent, du triéthylène glycol. Le glycol est acheminé par une pompe pneumatique ou électrique vers un contacteur gaz-glycol où il se mélange au flux de gaz naturel. Les émissions qui en résultent dépendent fortement de la configuration et du fonctionnement de l'unité, mais les deux points d'émission potentiels sont le gaz de tête de la cuve de détente et le gaz d'échappement du régénérateur. La déshydratation du gaz est nécessaire dans certains cas pour répondre aux spécifications des gazoducs visant à préserver leur intégrité.

Source de l'image : MESSCO

Techniques d'atténuation :

- L'installation d'une cuve de détente et l'optimisation des taux de circulation du glycol permettent de réaliser des réductions d'émissions de l'ordre de 90 % ;
- L'acheminement de la cuve de détente (s'il existe) et du régénérateur du déshydrateur vers l'unité de récupération de vapeur et son utilisation profitable, par exemple comme combustible, permettent de réduire les émissions de près de 90 %, voire 98 % en cas de réacheminement vers une torchère ;
- La mise en place de déshydrateurs « zéro émission » permet de réaliser jusqu'à 100 % de réduction des émissions[141, 142] ;
- La mise en place d'un déshydrateur à dessiccation permet de réaliser jusqu'à 90 % de réduction des émissions ;
- Le réacheminement du gaz du récupérateur (au glycol) permet jusqu'à 95 % de réduction des émissions ;
- Le remplacement de la pompe pneumatique à glycol léger par une pompe électrique permet des réductions des émissions de la pompe pouvant aller jusqu'à 100 %.

Informations complémentaires :
http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators

Équipement de détection des émissions applicable[143]	Équipement de quantification des émissions applicable[144]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz (pour visualiser les rejets)	• Anémomètre à moulinet • Anémomètre à fil chaud • Débitmètre à turbine	• Mesure directe (possible mais délicate) • Calculs techniques par logiciel • Coefficients d'émission par défaut (par exemple Nm^3/MM débit en Nm^3/an)

141 Sur la base d'un déshydrateur de 1 pi3/j fonctionnant à 450 psig et 47°F, et sur la différence entre le méthane dégagé par les déshydrateurs à glycol et à dessiccation.

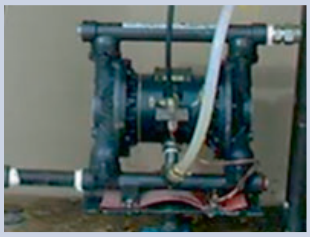
142 https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_desde.pdf.

143 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

144 Id.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
5. Pompes et contrôleurs pneumatiques fonctionnant au gaz naturel	•	•	•	

Les contrôleurs pneumatiques au gaz naturel sont largement utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière pour contrôler le niveau, la température et la pression des liquides pendant la production, le traitement, le transport et le stockage du gaz naturel et des produits pétroliers. Les dispositifs de commande fonctionnant au gaz naturel émettent du méthane à la fois par purge continue et lors de leur fonctionnement. Les émissions varient considérablement en fonction de la conception, de la pression opérationnelle, du type d'instrument, des conditions de fonctionnement et de la fréquence de déclenchement. Les émissions de certains contrôleurs (à purge continue) seront produites essentiellement par purge tandis qu'avec d'autres (à purge intermittente) elles seront le résultat des déclenchements. En outre, lorsqu'elles ne fonctionnent pas de manière adéquate, les boucles de contrôleurs pneumatiques à ventilation intermittente et les pompes pneumatiques peuvent émettre du gaz par suite d'un défaut ou d'un problème de maintenance.



Source de l'image : CCAC

Techniques d'atténuation :

- Le remplacement ou la mise à niveau des dispositifs à fortes émissions pour d'autres à faibles émissions, permettent de réaliser jusqu'à 97 % de réduction des émissions. Les équipements doivent être inspectés et entretenus régulièrement ;
- Vérification de la conformité des émissions du contrôleur de purge intermittent aux spécifications ;
- Remplacement par un contrôleur n'émettant pas de méthane[145] ;
- L'acheminement des émissions vers un dispositif de combustion ou une unité de récupération des vapeurs existants permet de réaliser jusqu'à 95 % de réduction de ces émissions ;
- Conversion des pompes et/ou des contrôleurs à l'énergie électrique ou solaire ;
- Conversion des contrôleurs pneumatiques à gaz en contrôleurs mécaniques.

Informations complémentaires :

http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps

http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-devices.pdf

Équipement de détection des émissions applicable[146]	Équipement de quantification des émissions applicable[147]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz • Détecteur laser de fuites	• Poche d'évacuation de gaz calibrée • Échantillonneur à haut volume (idéalement modifié pour capturer des données toutes les 1 à 2 secondes) • Débitmètre en amont dans la conduite de gaz d'alimentation	• Mesure directe • Estimation du fabricant (à utiliser avec prudence) • Estimations techniques à l'aide d'une formule spécifique[148] • Coefficient d'émission par défaut (en Nm^3/appareil/an) en fonction du type d'équipement

145 http://www.catf.us/resources/publications/files/Zero_Emitting_Pneumatic_Alternatives.pdf.

146 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

147 Id.

148 Pour les contrôleurs de purge intermittents fonctionnant en mode marche/arrêt, le même volume de gaz est évacué à chaque déclenchement et peut être calculé à partir d'équations selon le document de la CCAC indiqué sous *Informations complémentaires*. Une telle approche nécessite le décompte des déclenchements pour chaque appareil afin de déterminer les émissions annuelles. Par conséquent, un nombre annuel estimé de déclenchements doit être établi à partir de l'expérience acquise sur le terrain. Si le processus est très variable ou cyclique tout au long de l'année, l'estimation du nombre annuel de déclenchements peut être erronée. Les contrôleurs intermittents ne se prêtent pas aux estimations techniques car le volume du capot et la fréquence de déclenchement sont tous deux très variables.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
6. Compresseurs centrifuges à sceau humide	•	•	•	

Dans les compresseurs centrifuges à sceau humide, le pétrole sous haute pression est utilisé comme barrière contre les émissions de gaz des arbres des compresseurs centrifuges. Très peu de gaz s'échappe au travers de la barrière de pétrole, mais sous haute pression, le pétrole entraîne beaucoup plus de gaz, dont il est ensuite débarrassé (à l'aide de systèmes de chauffage, de cuves de détente et de techniques de dégazage) avant d'être renvoyé dans le circuit. Le gaz expurgé est généralement rejeté dans l'atmosphère. Le système mécanique à obturation sèche est une alternative au système traditionnel à sceau humide. Grâce à l'utilisation de gaz à haute pression pour sceller le compresseur, les obturations sèches produisent des niveaux d'émissions beaucoup plus faibles que les sceaux humides.

Source de l'image : Siemens.com

Techniques d'atténuation :

- Le réacheminement du gaz vers une unité de récupération de vapeur dotée d'un séparateur à haute pression, ou vers une admission à basse pression telle que l'aspiration du compresseur, un système de combustion à gaz ou une torchère, permet des réductions d'émissions de l'ordre de 95 % ;
- Conversion des compresseurs à sceaux humides en compresseurs à obturation sèche.

Informations complémentaires :
http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals
http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-compressors.pdf

Équipement de détection des émissions applicable[149]	Équipement de quantification des émissions applicable[150]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz (pour visualiser les rejets)	• Anémomètre à moulinet • Anémomètre à fil chaud • Débitmètre à turbine • Échantillonneur à haut débit (lorsque le débit de rejet est faible)	• Mesure directe[151] • Coefficients d'émission par défaut (en Nm^3/compresseur/an) selon le type de compresseur

149 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

150 Id.

151 Si la conduite d'évacuation n'est pas équipée d'un débitmètre en ligne ou d'un regard pour l'insertion d'un dispositif de mesure tel qu'un anémomètre.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
7. Compresseurs alternatifs à piston	•	•	•	

Malgré les divers points de fuite potentiels, les pertes de gaz les plus importantes dans les compresseurs alternatifs sont liées aux systèmes d'étanchéité de tiges de piston, qui sont les composants assurant l'étanchéité du gaz comprimé. Ces systèmes sont constitués d'une série de coupelles contenant plusieurs anneaux d'étanchéité côte à côte, maintenus ensemble par un ressort installé dans la rainure à l'extérieur de l'anneau. Les fuites peuvent être considérablement réduites par le remplacement périodique des garnitures d'étanchéité de tiges de piston et, dans certains cas, des tiges de piston[152].

Source de l'image : MESSCO

Techniques d'atténuation :

- Le remplacement régulier des garnitures d'étanchéité de tiges de piston permet une réduction de 50-65 % des émissions ;
- Le réacheminement des rejets de l'entretoise ou du boîtier de garniture (point de fuite du compresseur) vers l'unité de récupération de vapeur, un système alimenté au gaz ou une torchère permet des réductions d'émissions importantes, jusqu'à 95 % dans le cas d'une unité de récupération de vapeur et jusqu'à 99 % avec la connexion à une torchère.

Informations complémentaires :

http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents

http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-compressors.pdf

Équipement de détection des émissions applicable[153]	Équipement de quantification des émissions applicable[154]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz (pour visualiser les rejets)	• Anémomètre à moulinet • Anémomètre à fil chaud • Débitmètre à turbine • Poche d'évacuation de gaz calibrée • Échantillonneur à haut débit • Compteur d'orifice (appareil de mesure du flux d'écoulement)	• Mesure directe[155] • Coefficients d'émission par défaut (en Nm^3/compresseur/an ou Nm^3/cylindre/an) selon les conditions de fonctionnement du compresseur[156, 157, 158, 159]

152 Cette source est atténuée soit par un remplacement régulier sur la base d'un calendrier de maintenance, soit par des mesures visant à confirmer que les émissions ne sont pas excessives (avec remplacement si cela venait à se produire).

153 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

154 Id.

155 Si le rejet n'est pas contrôlé par un débitmètre en ligne ou un regard permettant l'insertion d'un dispositif de mesure tel qu'un anémomètre.

156 Le coefficient d'émission est calculé à partir du coefficient d'émission de méthane par cylindre et du nombre moyen de cylindres des compresseurs du secteur. Le nombre moyen de cylindres varie et est détaillé dans le document publié par l'EPA et le Gas Research Intitute : « *Methane Emissions from the Natural Gas Industry: Volume 8 – Equipment Leaks. Appendix B* ».

157 Un facteur de 150 % devrait être appliqué aux coefficients d'émission opérationnels par défaut pour tenir compte des mises en veille sous pression : https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_compressorsoffline.pdf.

158 Le coefficient d'émission est calculé à partir du coefficient d'émission de méthane par cylindre et du nombre moyen de cylindres des compresseurs du secteur. Le nombre moyen de cylindres varie et est détaillé dans le document publié par l'EPA et le Gas Research Intitute : « *Methane Emissions from the Natural Gas Industry: Volume 8 – Equipment Leaks. Appendix B* ».

159 Un facteur de 150 % devrait être appliqué aux coefficients d'émission opérationnels par défaut pour tenir compte des mises en veille sous pression : https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_compressorsoffline.pdf.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
8. Évacuation du gaz associé dans les installations pétrolières amont	•			
L'évacuation des gaz associés dans les installations pétrolières consiste à évacuer ou à éliminer les gaz extraits comme sous-produits. Ces gaz sont rejetés directement, sans combustion, dans l'atmosphère lorsque les infrastructures sont inadaptées et ne permettent pas une utilisation économique de ce gaz. L'évacuation des gaz associés peut également intervenir au cours du torchage, lorsqu'une torchère ne s'allume pas ou est interrompue et que les gaz sont rejetés dans l'atmosphère en l'état.	Source de l'image : TZN Petroleum			
Techniques d'atténuation : • La combustion du gaz dans une torchère, sans récupération d'énergie, permet jusqu'à 98 % de réduction des émissions de méthane[160] ; • Le captage des gaz évacués, en vue de leur utilisation pratique, permet une réduction des émissions jusqu'à 100 % en fonction du lieu[161].				

Équipement de détection des émissions applicable[162]	Équipement de quantification des émissions applicable[163]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz (pour visualiser les rejets)	• Anémomètre à moulinet	• Mesure directe • Le coefficient d'émission spécifique au site est basé sur des mesures antérieures (en % du débit) • Estimation des volumes de gaz brûlé en torchère ou évacué sur la base du ratio gaz/huile

160 Le torchage du gaz entraîne bien sûr d'importantes émissions de CO_2.

161 D'autres points d'émission peuvent apparaître tout au long du processus qui mène à l'utilisation du gaz.

162 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

163 Id.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
9. Cuve de stockage, chargement et transport d'hydrocarbures en phase liquide, rejet de l'eau produite	•	•	•	

Les vapeurs, composées de méthane, de COV et d'autres polluants atmosphériques dangereux, sont rejetées par les produits hydrocarbonés liquides pendant le stockage et le chargement, en raison des pertes liées au flashing (dues à une chute de pression rapide, représentant généralement une grande partie des émissions totales), des pertes de service (dues à la variation du niveau des fluides) et des pertes statiques (dues aux variations de température et de pression ambiantes). Le volume de vapeur émis par une cuve de stockage à toit fixe dépend de plusieurs facteurs, dont la composition de l'hydrocarbure, la pression dans le séparateur gaz/liquide et le débit d'hydrocarbure entre ce séparateur et la cuve.

Lors des activités de chargement et de déchargement (transfert)[164] entre les cuves de stockage (y compris pour le transport), les rejets sont liés au déplacement physique des vapeurs résiduelles par le liquide entrant, aux effets d'évaporation favorisés par l'agitation, et aux fuites/éclaboussures lors de la connexion/déconnexion des lignes de transfert et pendant le processus de transfert. Le gaz de couverture représente une source supplémentaire d'émissions lors du chargement/déchargement. Enfin, les émissions provenant des eaux rejetées sont rassemblées dans cette source car elles résultent d'un processus physique similaire.

Source de l'image : Intechww.com

Techniques d'atténuation :

- L'installation d'une unité de récupération des vapeurs et l'acheminement vers des utilisations productives du gaz comme combustible, vers l'aspiration de compresseur ou un équipement d'allègement au gaz permet une réduction des émissions jusqu'à 98 % ;
- Réduction de la pression opérationnelle en amont[165] ;
- Installation de systèmes distincts de contrôle des pertes de chargement des camions-citernes et des pertes de stockage des cuves (si le produit n'est pas transporté par pipeline) ;
- Mise en place d'un système permettant l'équilibre ou l'échange des vapeurs entre les cuves et les camions-citernes et au besoin adjonction d'un dispositif commun de contrôle des vapeurs (si le produit n'est pas transporté par pipeline) ;
- Installation de tours de stabilisation en amont des cuves pour obtenir une pression de vapeur faible, adaptée au chargement sur les navires ou les barges. La stabilisation permet d'éliminer pratiquement tout le méthane des hydrocarbures liquides.

Informations complémentaires :
Réservoirs de stockage d'hydrocarbures liquides : http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks

Équipement de détection des émissions applicable[166]	Équipement de quantification des émissions applicable[167]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz • Analyseurs de vapeurs organiques et de vapeurs toxiques	• Débitmètre à turbine • Poche d'évacuation de gaz calibrée* • Anémomètre à moulinet* • Anémomètre à fil chaud*	• Mesure directe en liaison avec l'analyse de la composition des gaz rejetés[168] • Méthode estimative par calcul à l'aide de logiciels (AspenTech HYSYS, E&P TANKS)[169] • Analyse en laboratoire des hydrocarbures liquides • Coefficient d'émission (par exemple Nm^3/b selon le type de cuve)

164 Cette source d'émission est principalement constituée de composés organiques volatils autres que le méthane.

165 S'applique également aux émissions de méthane provenant des rejets d'eau (réduction à la pression la plus basse possible avant le rejet).

166 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

167 Id.

168 Cependant, les pertes statiques et de service sont quantifiées avec moins de précision par des mesures directes et varient en fonction du puits d'origine du pétrole brut.

169 En outre, il convient d'évaluer les émissions de la vanne de décharge de l'épurateur.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
10. Dépressurisation des équipements et purge des pipelines et installations	•	•	•	•

Le terme « purge de gaz » fait référence au rejet du gaz accumulé dans les équipements, les installations de traitement et les pipelines. Pendant la dépressurisation et la purge des équipements, le gaz est rejeté du pipeline ou des autres systèmes et installations avant une opération de maintenance ou un arrêt d'urgence. En cas de purge de pipeline par exemple, la quantité de méthane rejetée est fonction du diamètre du tuyau, de la pression du gaz dans le tuyau et de la longueur de la section à purger. La quantité de méthane libérée par la dépressurisation générale des équipements est extrêmement variable.

Source de l'image : Pipeliner Channel

Techniques d'atténuation :

- Abaissement de la pression dans le pipeline avant l'opération grâce à une station de compression mobile (pour la réparation du pipeline) ;
- Installation d'un système d'obturation pour raccourcir le segment de pipeline concerné par l'opération ;
- Utilisation de vannes d'isolement pour minimiser l'impact ;
- Réacheminement du gaz vers un réservoir de stockage (sur site) ou un collecteur basse pression (gaz combustible ou système de collecte) ;
- Réacheminement du gaz naturel vers un brûleur, un module d'oxydation thermique ou des torchères lorsque c'est possible (en amont) pour récupérer une partie du gaz de purge ;
- Recompression du gaz à l'aide de stations de compression mobiles au lieu de le rejeter dans l'atmosphère.

Informations complémentaires :
http://blogs.edf.org/energyexchange/files/2016/07/PHMSA-Blowdown-Analysis-FINAL.pdf

Équipement de détection des émissions applicable[170]	Équipement de quantification des émissions applicable[171]	Méthodes de quantification typiques
	(Lorsque la purge est effectuée par une colonne ou un tuyau de ventilation) : • Anémomètre à moulinet • Anémomètre à fil chaud • Débitmètre à turbine • Poche d'évacuation de gaz calibrée	• Mesure directe (mais délicat) • Calculs techniques sur la base du volume d'isolement • Coefficients d'émission (Nm^3/opération en fonction du type d'opération) – uniquement pertinents pour certains composants

170 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

171 Id.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
11. Fuites sur composants et équipements	•	•	•	•

Le vaste éventail des composants ou sources d'émissions fortuites des installations et des opérations pétrolières et gazières inclut les brides, les raccords à vis et à compression, les garnitures de tige dans les vannes, les joints de pompe, les composants de compresseur, les vannes de passage dans les soupapes de surpression, les raccords de tubage, les trappes, les compteurs, les conduites ouvertes et les cuves de stockage mal exploitées. Les fuites peuvent se produire tout au long de la chaîne de valeur du gaz, y compris dans les installations en amont, les usines de traitement, les stations de compression, les stations de comptage et le long des gazoducs.

Cette catégorie couvre également les émissions non intentionnelles dues, par exemple, à l'excavation de pipelines ou à des puits bouchés/abandonnés, qui peuvent aussi constituer une source de fuite de gaz (et qui nécessitent des mesures d'atténuation différentes des techniques de détection et de réparation traditionnelles). Les rejets de méthane provenant d'équipements conçus pour assurer la ventilation dans le cadre des opérations normales, tels que les régulateurs pneumatiques à gaz, ne sont pas considérés comme des fuites.

Source de l'image : EDF.org

Techniques d'atténuation :

- Détection et réparation des fuites, réduction d'émissions variables – Inspection et maintenance directes ;
- Remise en état du colmatage (ou simplement colmatage correct) des puits.

Informations complémentaires :
http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks

Puits bouchés/abandonnés :

http://www.pnas.org/content/pnas/113/48/13636.full.pdf

Équipement de détection des émissions applicable[172]	Équipement de quantification des émissions applicable[173]	Méthodes de quantification typiques
• Imagerie optique des gaz • Détecteur de fuite à laser • Détection par bulles de savon • Analyseurs de vapeurs organiques et de vapeurs toxiques • Détection acoustique des fuites (pour les fuites des soupapes de dérivation)	• Poche d'évacuation de gaz calibrée • Échantillonneur à haut débit	• Détection des fuites et mesure directe du taux d'émission ou application du coefficient d'émission des fuites • Coefficient d'émission par composant (dans les équipements Nm^3/composant) ou par débit[174] • Détecteurs hyperspectraux/multispectraux

172 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

173 Comme ci-dessus.

174 Un volume annuel d'émissions de méthane est calculé en multipliant le débit d'émissions de méthane estimé ou mesuré par la moitié des heures de fonctionnement d'un équipement, entre la dernière inspection qui a constaté l'absence de fuite de cet équipement et le moment où une fuite est détectée et réparée. Les opérateurs peuvent utiliser un coefficient par défaut de douze mois pour estimer la quantité de fuites.

Catégories de sources d'émissions le long de la chaîne de valeur	P	C&T	T&S	D
12. Combustion incomplète (y compris torchage du gaz associé au pétrole, moteurs, turbines, chauffage à combustible)	•	•	•	

Les émissions de méthane résultent de la combustion incomplète du gaz naturel, qui permet l'évacuation d'une partie du méthane contenu dans le carburant avec le flux d'échappement. Malgré le faible pourcentage que constituent ces émissions, leur cumul peut représenter une source importante, notamment dans les moteurs à gaz, qui émettent 40 à 150 fois plus de méthane que les turbines à gaz. Les émissions de méthane des torchères brûlant le gaz associé au pétrole sont le résultat d'une combustion incomplète. D'autres paramètres externes, notamment la composition du gaz, sa vitesse, celle du vent, la pression atmosphérique et l'humidité relative, jouent un rôle important dans l'efficacité de la combustion[175].

Source de l'image : Sparrows group

Techniques d'atténuation :

- Amélioration de l'efficacité de la combustion en remplaçant les moteurs ou turbines par des modèles plus performants ;
- Torchage : utiliser davantage le gaz pour des applications pratiques, améliorer la combustion (changer la tête de la torche, installer des systèmes d'allumage)[176].

Informations complémentaires :

https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

https://www3.epa.gov/airtoxics/flare/2012flaretechreport.pdf

https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:36034943

https://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/EERP/Commercial/Sector/Municipal-Water-Wastewater-Facilities/flare-efficiency-estimator.pdf

https://globalmethane.org/documents/events_oilgas_20081203_oilgas-5Dec08_johnson.pdf

Équipement de détection des émissions applicable[177]	Équipement de quantification des émissions applicable[178]	Méthodes de quantification typiques
• Mesures aériennes	• La quantification directe est difficile	• Calculs techniques sur la base des volumes de carburant ou de torchage • Spectroradiométrie par imagerie vidéo[179]

175 Pour plus d'informations voir : https://carbonlimits.no/project/assessment-of-flare-strategies-techniques-for-reduction-of-flaring-and-associated-emissions-emission-factors-and-methods-to-determine-emissions-to-air-from-flaring/.

176 Pour plus d'informations voir : https://carbonlimits.no/project/assessment-of-flare-strategies-techniques-for-reduction-of-flaring-and-associated-emissions-emission-factors-and-methods-to-determine-emissions-to-air-from-flaring/.

177 Tiré du document « *Conducting emission detection and quantification equipment* » de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et du Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières.

178 Id.

179 US EPA Environmental Workforce and Innovation, mars 2017.

Annexe 2. Technologies éprouvées de détection et de quantification

Cette annexe présente un très bref aperçu des différentes technologies de détection et/ou de quantification du méthane actuellement disponibles. Elle est principalement basée sur le document d'orientation technique de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air et sur le programme « Natural Gas STAR » de l'Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement[180, 181].

Tableau 1. Équipements de détection éprouvés

1. Imagerie optique des gaz (caméras infrarouges)

Technologie Les caméras infrarouges d'imagerie optique des gaz sont capables de détecter la présence d'émissions de méthane provenant des composants et des équipements des installations pétrolières et gazières. Les émissions d'hydrocarbures absorbent la lumière infrarouge à une certaine longueur d'onde et la caméra infrarouge exploite cette caractéristique pour détecter la présence de gaz. L'opérateur de la caméra scanne la zone de fuite en temps réel (l'utilisateur peut sélectionner le type d'environnement : température froide ou chaude), opération qui renvoie une image en direct, en noir et blanc, montrant les panaches de gaz à l'écran de la caméra grâce à l'absorption de la lumière infrarouge. Ces caméras détectent une grande variété de composés d'hydrocarbures, pas seulement le méthane, et il est donc nécessaire de savoir quels flux et quels composants de tuyauterie ou de cuve contiennent une quantité significative de méthane pour identifier les fuites relevant de cette catégorie de source. Par ailleurs, les panaches de vapeur diffractent eux aussi la lumière infrarouge et ont la même apparence qu'un panache de gaz d'hydrocarbure dans la caméra. Mais l'opérateur de la caméra pourra facilement distinguer un panache de vapeur (visible à l'œil nu sous forme de panache blanc) d'une fuite de gaz d'hydrocarbure (non visible à l'œil nu). **Fonctionnement/Détection** Les caméras d'imagerie optique des gaz sont soit portatives (tenues à la main par l'opérateur) soit commandées à distance en cas d'installation fixe ou de déploiement mobile (par véhicule ou aéronef). Les modèles portatifs sont parfaitement adaptés aux inspections sur le terrain et préconisés pour la détection d'un large éventail de composants. Ils sont très pratiques pour identifier exactement les sources de fuite et permettre ainsi de cibler correctement les réparations à effectuer. Ces caméras sont simples d'utilisation et proposent des fonctions de pointage et de détection, l'opérateur scannant la zone de fuite en temps réel et visualisant en direct les panaches de gaz visibles à l'écran. Certains modèles portatifs sont également équipés d'une fonction d'enregistrement permettant une analyse ultérieure.	**Caméra infrarouge portative d'imagerie optique des gaz** Source de l'image : Carbon Limits[182] **Coût de l'investissement** Approximativement 85 000-115 000 dollars pour les versions portables
Mode d'emploi	Généralement simples d'utilisation, en particulier les versions portables utilisées à une distance optimale de 1 à 3 m de la source de la fuite pour détecter réellement le point de fuite. Des versions télécommandées, montées sur des potences ou conçues pour un déploiement mobile (sur véhicule ou aéronef) sont également disponibles, mais la source d'émission doit être dans leur ligne de mire.
Champ d'application	Les fuites et les rejets de toutes tailles sont généralement détectés jusqu'à une distance de 200 m (les petites fuites ne peuvent être détectées qu'à courte distance)[183]. Une grande variété de composés (pas seulement le méthane), notamment la vapeur, sont détectables à l'aide de ces caméras d'imagerie optique et la connaissance des équipements peut être nécessaire pour identifier spécifiquement les fuites de méthane.

180 http://www.ccacoalition.org/en/file/3385/download?token=vTrJd-N5.
181 https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-04/documents/mon7ccacemissurvey.pdf.
182 Source de l'image : Campagne de mesure Carbon Limits.
183 https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/acs.est_.6b03906.pdf.

Rapidité de détection	Balayage de la zone en temps réel, avec une capacité de plusieurs centaines de composants/heure.
Contraintes climatiques	Théoriquement utilisables dans les environnements chauds et froids, étant cependant entendu que les conditions climatiques affectent l'efficacité de la détection (température, vent et humidité)[184]. L'obscurité peut être une limite, bien que les caméras soient en principe équipées d'un système d'éclairage.
Problèmes de sécurité	Habituellement considérées comme sûres, même si certaines caméras ne sont cependant pas certifiées « sécurité intrinsèque » en cas de présence importante d'hydrocarbures (exposition de la batterie).
Exigences de service	Aucun calibrage requis (service régulier recommandé par les vendeurs).
Considérations financières	Prix d'achat initial et coût de main-d'œuvre élevés.

2. Détecteur laser de fuites

Technologie

Les détecteurs laser de fuites sont des outils éprouvés permettant de localiser les sources d'émission de méthane dans l'industrie pétrolière et gazière. Un modèle très répandu est le détecteur à distance, utilisant un laser à diode infrarouge accordable, réglé sur une fréquence spécifiquement absorbée par le méthane. Lorsque le faisceau laser du détecteur traverse un panache de gaz (et est réfléchi vers la caméra), il détecte la présence de méthane en comparant l'intensité du faisceau sortant et du faisceau réfléchi.

Fonctionnement/Détection

L'opérateur pointe le détecteur vers l'équipement ou l'installation à une certaine distance. Le faisceau laser doit rencontrer une surface réflectrice à une distance maximale de 30 m du détecteur, la source de la fuite étant située entre les deux. Contrairement aux caméras infrarouges d'imagerie des gaz, un détecteur laser ne détectera rien si l'arrière-plan (zone de réflexion) est trop éloigné ou s'il n'est constitué que du ciel. L'appareil utilise un laser infrarouge invisible pour détecter la présence de méthane, couplé à un rayon laser visible, de couleur verte, pour permettre à l'opérateur d'identifier la source d'émission vers laquelle est pointée la caméra. L'opérateur allume et éteint l'appareil en actionnant un bouton de déclenchement sur l'appareil. Lorsque le faisceau infrarouge est renvoyé au récepteur de l'instrument, il est capté par le détecteur et le signal est traité sur la base de la concentration de méthane en parties par million par mètre (ppm-m) de longueur de trajet du faisceau. L'instrument n'indiquant pas où se trouve le panache de gaz dans le trajet du faisceau laser, la technique opératoire typique consiste à diriger le faisceau laser sous différents angles pour essayer d'identifier les différents panaches et leur origine (point de fuite).

Détection laser de fuites de méthane à distance

Source de l'image : Heath Consultants Inc[185]

Coût de l'investissement

Approximativement 15 000 dollars

Mode d'emploi	Généralement simple d'utilisation, en particulier les versions portables, mais nécessite une surface d'arrière-plan pour réfléchir le faisceau laser (non utilisable en champ libre)[186]. Possibilité de montage de modèles télécommandés sur potence ou en vue d'un déploiement mobile (sur véhicule ou aéronef) – avec alarme automatique en cas de détection.
Champ d'application	Utile pour repérer les fuites de méthane de sources difficiles d'accès ou sur des terrains peu praticables. Permet la détection du méthane dans le trajet du faisceau jusqu'à une distance d'environ 30 m. Spécifiquement conçu pour le méthane, ne donne pas de fausse lecture pour les autres hydrocarbures (faible sensibilité croisée[187, 188]).

184 Id.

185 Source de l'image : Symposium du Turkménistan sur la gestion des systèmes de gaz et l'atténuation du méthane, Ashgabat, Turkménistan, 26 avril 2010 : « *Methane Leak Detection and Measurement Technologies* », présenté par Heath Consultants Inc.

186 https://thehazmatguys.com/thmg141-laser-methane-detectors/.

187 Id.

188 Néanmoins, des essais limités sur la sensibilité croisée à d'autres types d'hydrocarbures ont été réalisés, et il est donc recommandé de se limiter à la détection du méthane et non de le quantifier.

Rapidité de détection	Le détecteur réagit de manière quasi instantanée, scanne rapidement la zone en temps réel et peut couvrir de grandes étendues, réduisant ainsi le temps passé à rechercher des fuites (ainsi que la main-d'œuvre requise à cet effet). Il est capable de traiter des centaines de composants par heure.
Contraintes climatiques	Applicable dans la plupart des conditions (de -17 °C à 50 °C, de 5 à 95 % d'humidité relative)
Problèmes de sécurité	Méthode sûre de détection des fuites ; les mesures peuvent être effectuées à distance, ce qui permet de maintenir les opérateurs hors de danger. La plupart des modèles sont certifiés « sécurité intrinsèque »[189].
Exigences de service	Le calibrage est minimal[190]. Les modèles intègrent généralement une fonction d'autotest et de calibrage qui vérifie le bon fonctionnement et ajuste la longueur d'onde du laser pour une sensibilité optimale[191, 192].
Considérations financières	Solution relativement peu onéreuse pour repérer les fuites de méthane, mais le coût de main-d'œuvre est élevé.

3. Détection par bulles de savon	
Technologie La détection par bulles de savon est un processus simple mais relativement long, permettant de déceler les fuites de méthane ou d'autres gaz sur de petits composants. Elle utilise la tension de surface des bulles de savon appliquées sur une fuite présumée pour détecter les émissions de gaz. **Fonctionnement/Détection** Un mélange d'eau et de savon est appliqué sur des composants de petite taille et accessibles, tels que les brides, les vannes, les raccords et les raccords filetés. En présence d'une fuite, des bulles se forment à la surface et peuvent être observées visuellement. Il ne s'agit pas d'une technologie spécifique au méthane. Les bulles montrent simplement que du gaz s'échappe, de sorte que la présence de méthane dans le flux doit être connue de l'opérateur. Cette solution est couramment utilisée pour vérifier l'efficacité d'une réparation.	**Détection par bulles de savon** Source de l'image : TransCanada[193] **Coût de l'investissement** Moins de 100 dollars
Mode d'emploi	Méthode manuelle, généralement simple et rapide.
Champ d'application	Efficace pour localiser les raccords et les connexions desserrés qui peuvent généralement être resserrés sur place, mais pas pour les grandes ouvertures, comme les tuyaux ou les évacuations de gaz à extrémité ouverte. Inefficace pour les composants difficiles d'accès.
Rapidité de détection	En fonction de la capacité humaine et de l'accessibilité des installations et des composants, environ un raccord ou connexion toutes les quelques minutes. En cas de fuite, les bulles apparaissent dans les secondes qui suivent l'application.
Contraintes climatiques	Ne peut être utilisé sur des équipements dont la température est supérieure au point d'ébullition de l'eau ou inférieure au point de congélation.
Problèmes de sécurité	Méthode généralement considérée comme sûre.
Exigences de service	n.d.
Considérations financières	Solution à relativement faible intensité de capital pour la détection des fuites de méthane, mais à forte intensité de main-d'œuvre.

189 http://www.hetek.com/wp-content/uploads/RMLD-Brochure.pdf.

190 https://thehazmatguys.com/thmg141-laser-methane-detectors/.

191 http://www.hetek.com/wp-content/uploads/RMLD-Brochure.pdf.

192 Le calibrage est différent de l'entretien, qui fait référence à la fréquence de retour de l'appareil chez le vendeur pour inspection ou à la durée de vie de la technologie.

193 Source de l'image : Natural Gas STAR Technology Transfer Workshop, Houston, Texas, 22 septembre 2004: « *Methane Emissions Management at TransCanada Pipe Lines* » présentation de TransCanada.

4. Analyseurs de vapeurs organiques et de vapeurs toxiques

Technologie

Les analyseurs de vapeurs organiques et de vapeurs toxiques sont des détecteurs d'hydrocarbures portables utilisables pour repérer les fuites de méthane[194]. Ces appareils consistent en un détecteur à ionisation de flamme (DIF) sensible au méthane et à une série d'autres hydrocarbures, et typiquement capable de mesurer des concentrations de vapeur organique allant de 9 à 10 000 ppm. Les analyseurs de vapeurs toxiques combinent un DIF avec un détecteur par photoionisation sensible aux autres hydrocarbures mais inopérant pour le méthane, pour mesurer les concentrations totales de vapeur organique au-delà de 10 000 ppm. Si la limite supérieure de mesure d'un analyseur de vapeurs toxiques est de 10 000 ppm, une sonde de dilution peut permettre de détecter des concentrations allant jusqu'à 100 000 ppm[195].

Le coefficient de réponse varie en fonction du mélange d'hydrocarbures, de sorte que la réponse au méthane n'est pas intrinsèquement plus importante que celle d'autres hydrocarbures, le méthane étant le facteur dominant dans la phase gazeuse détectée.

Fonctionnement/Détection

La détection à l'aide de ces appareils est effectuée en plaçant la sonde d'aspiration à proximité immédiate (moins de 1 cm) d'un joint ou d'une ouverture susceptibles d'être à l'origine d'une fuite de méthane. Les analyseurs de vapeurs organiques et de vapeurs toxiques aspirent l'air et mesurent la concentration d'hydrocarbures combustibles à mesure que la sonde est déplacée lentement le long de l'ouverture ou du joint.

Lorsque la concentration maximale est déterminée, l'appareil enregistre une valeur de détection de fuite (en ppm) pour le composant testé. Cette valeur est généralement comparée à un seuil de réparation (par exemple 500 ppm, 10 000 ppm, etc.) pour identifier les composants dont la concentration est supérieure à ce seuil[196].

Détection par analyseurs de vapeurs organiques et de vapeurs toxiques

Source de l'image : UNEP[197]

Coût de l'investissement
Moins de 10 000 dollars[198]

Mode d'emploi	Fonctionnement manuel – nécessitant un opérateur pour tester chaque composant. Pas d'utilisation à distance possible.
Champ d'application	Particulièrement efficace pour les raccords et les connexions, mais pas pour les grandes ouvertures, telles que les tuyaux ou les évacuations de gaz à extrémité ouverte. Inefficace pour les composants difficiles à atteindre, un accès direct au point d'émission est indispensable. Des erreurs peuvent survenir lors de la localisation des points de fuite exacts dans les composants concernés.
Rapidité de détection	En fonction de la capacité humaine et de l'accessibilité des installations et des composants, environ un raccord ou une connexion toutes les quelques minutes. Temps de réponse rapide, mais l'opération est relativement lente dans son ensemble. Les techniciens peuvent inspecter environ 40 composants par heure[199].
Contraintes climatiques	Utilisation impossible en dessous du point de congélation (plage de température de 0 °C à 50 °C)[200].
Problèmes de sécurité	L'opérateur doit se trouver directement à côté de la source d'émission pour la détection.

194 Aussi appelés « renifleurs » parce qu'ils aspirent l'air dans l'instrument par une baguette ou un tube.

195 EPA, « Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities », https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_dimgatestat.pdf.

196 Les analyseurs de vapeurs organiques et de vapeurs toxiques ne quantifient pas l'émission de gaz, mais seulement la concentration d'hydrocarbures combustibles dans l'air aspiré par la sonde. Pour quantifier les émissions, il existe des tableaux de coefficients d'émission par défaut basés sur différentes techniques de détection, par exemple les tableaux d'émission SOCMI (Synthetic Organic Chemical Manufacturing Industry).

197 Source de l'image : Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air – webinar 7 avril 2015 : « *Fugitive Equipment and Process Leaks* » présentation du PNUE.

198 EPA : « *Lessons Learned: Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations* », juin 2016. https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_dimcompstat.pdf.

199 Id.

200 https://www.enviroequipment.com/rentals/thermo-tva-1000-fidpid-rental.

Exigences de service	Nécessite un calibrage fréquent.
Considérations financières	Une solution relativement peu coûteuse pour la détection des fuites de méthane, champ d'application limité, exigeant beaucoup de ressources humaines et pouvant nécessiter un logiciel et un marquage coûteux.

5. Détection acoustique de fuites

Technologie

Les détecteurs acoustiques de fuites captent le signal acoustique du gaz sous pression qui s'échappe d'un obturateur ou d'une vanne non hermétique. Ces détecteurs sont soit de type « pistolet », pour la détection des fuites à distance, soit de type « stéthoscope » qui repère les fuites internes par un obturateur ou une vanne. Ils peuvent capter des signaux audio à basse ou haute fréquence et sont utiles pour repérer les fuites internes des soupapes ou les ultrasons véhiculés par l'air provenant des soupapes de purge et des soupapes de surpression (fréquence de 20 à 100 kHz). La plupart des détecteurs disposent généralement de capacités de réglage de la fréquence qui permettent d'adapter le capteur à la fuite spécifique.

Fonctionnement/Détection

Les détecteurs acoustiques de fuites sont généralement équipés d'un capteur tenu à la main et pointé vers une source de fuite présumée. Pour déceler un signal, l'opérateur place le capteur acoustique directement sur l'équipement testé, l'intensité renvoyée par le détecteur indiquant la présence ou non d'une fuite sur la vanne. L'opérateur peut également évaluer grossièrement la gravité de la fuite, une valeur élevée étant généralement le signe d'un taux de fuite important[201]. Pour les ultrasons transmis par l'air, un détecteur est pointé vers une source de fuite potentielle à une distance pouvant aller jusqu'à 30 m et l'opérateur surveille à l'aide d'un casque les variations de l'intensité sonore[202]. Des détecteurs de fuites à ultrasons peuvent également être installés sur des potences, habituellement à 2 m au-dessus du sol autour d'une installation, et envoyer un signal à un système de contrôle au déclenchement d'une fuite.

Détection acoustique des fuites

Source de l'image : UNEP[203]

Coût de l'investissement

1 000-20 000 dollars en fonction de la sensibilité de l'instrument, de sa taille, et des équipements ou accessoires connexes[204]

Mode d'emploi	Fonctionnement manuel nécessitant qu'un opérateur teste chaque composant avec une unité portative. Disponible en version télécommandée, pour montage sur des potences (avec alarme automatique en cas de détection de fuite).
Champ d'application	Particulièrement utile pour les fuites de valves internes et le gaz sous pression. Moins utile pour les petites fuites ou le gaz à basse pression (une pression de 150 psi est nécessaire pour les détecteurs de fuites à ultrasons)[205].
Rapidité de détection	Dans le cas des modèles portables, la rapidité est fonction de l'opérateur. Les systèmes automatisés montés sur potence sont disponibles et offrent des réponses rapides et le déclenchement d'une alarme instantanée dès détection d'une fuite.
Contraintes climatiques	Sensible au bruit de fond, il peut cependant s'adapter aux fréquences spécifiques d'une fuite.
Problèmes de sécurité	Les appareils portatifs peuvent exiger que l'opérateur se trouve à proximité de la fuite de gaz, ce qui ne sera pas le cas des systèmes montés sur potence.
Exigences de service	Aucun calibrage systématique n'est nécessaire.
Considérations financières	Solution relativement peu coûteuse pour la détection des fuites de méthane, mais les modèles portatifs ne proposent qu'un champ d'application limité et nécessitent une main-d'œuvre importante.

201 Certains modèles disposent de tableaux de corrélation pour quantifier les fuites internes des valves.

202 EPA : « *Lessons Learned: Directed Inspection and Maintenance at Gas Processing Plants and Booster Stations* », juin 2016. https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_dimgasproc.pdf.

203 Source de l'image : Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air – webinar 7 avril 2015 : « *Fugitive Equipment and Process Leaks* » présentation du PNUE.

204 Id.

205 http://s7d9.scene7.com/is/content/minesafetyappliances/07-8313-MC_UltrasonicGasLeakDetectWP.

6. Spectromètre	
Technologie Les spectromètres sont capables de détecter de grandes concentrations de méthane depuis les airs en mesurant la longueur d'onde infrarouge de la lumière solaire réfléchie dans la plage qui a été absorbée par les molécules de méthane dans l'air. **Fonctionnement** Un capteur, généralement embarqué à bord d'un avion à voilure fixe ou tournante, peut rapidement repérer les sources d'émissions de méthane sur de grandes zones. Il collecte simultanément des images permettant l'identification de la zone où des émissions se produisent. Selon la plateforme de déploiement et la technologie choisie, il est possible d'inspecter jusqu'à 800 km de pipelines ou 120 km^2 d'un puits en une seule journée, ce qui réduit considérablement les temps d'inspection. Les capteurs ne détectent que les émissions importantes de méthane dans l'air et les superposent à une carte utilisant les coordonnées GPS pour fournir une vue d'ensemble aérienne des grandes fuites de méthane sur une vaste zone ou une longue distance.	**Détection par spectromètre** Source de l'image : Kairos Aerospace[206] **(Investissement) Coût** Coût élevé, dépendant de plusieurs facteurs, notamment de l'emplacement et de l'étendue surveillée
Mode d'emploi	La détection exige que le spectromètre soit fixé à l'avion et que celui-ci survole la zone contrôlée.
Champ d'application	Particulièrement utile pour couvrir rapidement de grandes zones et identifier les sources d'émissions importantes. Également intéressant pour inspecter les pipelines sur une longue distance. Réduit la nécessité d'un dépistage manuel à forte intensité de main-d'œuvre pour détecter les fuites importantes. Ne convient pas aux petites fuites et ne permet pas de repérer les sources d'émission spécifiques contribuant aux émissions totales d'une installation.
Rapidité de détection	Peut couvrir rapidement de vastes zones et réduire efficacement le temps de détection par installation. Toutefois, l'analyse des données peut prendre jusqu'à une semaine après la réalisation des relevés.
Contraintes climatiques	Risque d'être freiné par l'absence de soleil, dont la lumière est requise pour le spectromètre, et des conditions météorologiques peu propices à l'utilisation des aéronefs.
Problèmes de sécurité	Les aéronefs doivent survoler directement les installations pétrolières et gazières[207].
Exigences de service	n.d. (prestataires de service)
Considérations financières	Impact maximal pour la surveillance des émissions de méthane sur de vastes zones, mais méthode coûteuse pour détecter les fuites.

206 Source de l'image : http://kairosaerospace.com/methane-detection/.
207 http://kairosaerospace.com/methane-detection/.

Tableau 2. Équipements de quantification éprouvés	
1. Poche d'évacuation de gaz calibrée/Bagging	
Technologie Les poches d'évacuation de gaz calibrées sont des sacs non élastiques d'un volume calibré lorsqu'ils sont entièrement gonflés, fabriqués en plastique antistatique et dotés d'un col pour faciliter la jonction autour d'une fuite ou d'un tuyau de ventilation. **Mesure** La mesure est effectuée en chronométrant l'expansion du sac à pleine capacité à l'aide d'un chronomètre. La température du gaz est mesurée pour permettre la correction du volume aux conditions standard. En outre, la composition du gaz doit être analysée pour déterminer la teneur en méthane du gaz émis car, dans certains cas, de l'air peut également être entraîné dans l'évacuation de gaz, ce qui donne un mélange de gaz et d'air.	**Mise en place d'une poche d'évacuation de gaz calibrée** Source de l'image : Carbon Limits[208] **Coût de l'investissement** Approximativement 50 dollars pièce[209]
Mode d'emploi	L'opérateur place manuellement le sac autour d'un tuyau de ventilation et le rejet est mesuré par l'opérateur directement à la source. Un chronomètre et une mesure manuelle de la température du gaz sont également nécessaires à la source.
Champ d'application	Nécessite un accès sûr à la source d'émission et est utile pour quantifier les fuites et rejets importants de méthane, allant de 17 m^3/heure à 408 m^3/heure avec une précision de +/-10 %[210]. Ne convient pas aux petits points d'émission.
Rapidité de détection	Requiert de l'opérateur qu'il relève le temps nécessaire pour le remplissage du sac à l'aide d'un chronomètre. N'est pas efficace en termes de temps et ne permet de quantifier que quelques fuites par heure.
Contraintes climatiques	Utilisable sur une plage de 0 °C à 49 °C, difficile à mettre en œuvre dans des conditions météorologiques défavorables, notamment en cas de vent[211].
Problèmes de sécurité	L'opérateur doit être placé à proximité immédiate de la fuite.
Exigences de service	Aucune, le sac peut être utilisé une centaine de fois s'il est manipulé avec précaution.
Considérations financières	Méthode peu coûteuse, coût d'achat d'environ 50 dollars par sac et disponible en différentes tailles, la principale dépense réside dans le coût de la main-d'œuvre (généralement deux opérateurs requis[212]).

208 Source de l'image : Campagne de mesure Carbon Limits.

209 Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air – webinar 7 avril 2015 : « *Fugitive Equipment and Process Leaks* » présentation du PNUE.

210 Id.

211 Id.

212 Les meilleurs résultats seront obtenus si un autre opérateur observe avec une caméra d'imagerie optique des gaz pour vérifier que toutes les fuites sont captées par le sac.

2. Échantillonneur à haut volume

Technologie

L'échantillonneur à haut débit est une pompe d'aspiration assortie d'une mesure de la concentration d'hydrocarbures combustibles, conçue pour capter la quantité totale des émissions d'un composant qui fuit ou d'une conduite d'évacuation[213]. Un détecteur d'hydrocarbures à double élément (oxydation catalytique/conductivité thermique) mesure les concentrations d'hydrocarbures combustibles dans le flux d'air capté. Le débit d'air calibré et la concentration d'hydrocarbures sont convertis en débit volumétrique[214].

Mesure

L'opérateur place le sac ou l'adaptateur de buse qui dirige le gaz d'un composant soumis à mesure vers une buse d'aspiration. L'échantillonneur aspire l'air ambiant et les fuites de gaz d'hydrocarbure pour mesurer le débit d'hydrocarbure présent. Un anémomètre thermique contrôle le débit massique du mélange air-hydrocarbures gazeux échantillonné. Une ligne de collecte d'échantillons et un détecteur d'hydrocarbures permettent de corriger les relevés des échantillons en fonction des concentrations de gaz ambiantes.

Échantillonneur à haut débit

Source de l'image : Carbon Limits[215]

Coût de l'investissement

Approximativement 17 500 dollars + 1 200 dollars (kit de calibrage)

Mode d'emploi	L'opérateur place manuellement l'adaptateur, le raccord ou le sac sur la fuite suspectée (ou déjà détectée) et le débit est mesuré directement à la source. Il convient de veiller à capter la totalité du panache de gaz dans la quantité fixe d'air aspiré par l'instrument (10 pieds cubes par minute).
Champ d'application	Nécessite un accès sûr à la source d'émission. Intéressant pour quantifier les petites fuites/rejets de 0,02 m^3/heure à 18 m^3/heure, avec une précision de +/-10 %[216]. Mesure les concentrations d'hydrocarbures combustibles dans le flux d'air capté dans une fourchette de 0,01 % à 100 % avec une marge d'incertitude fiable[217]. Pas de distinction entre le méthane et les hydrocarbures plus lourds.
Rapidité de détection	Relativement efficace en termes de rapidité et permettant de quantifier plusieurs fuites par heure, cette méthode nécessite toutefois une intervention manuelle pour chaque mesure, ce qui peut s'avérer chronophage.
Contraintes climatiques	Mesures possibles dans une plage de température de 0 à 50 °C, idéalement dans des conditions météorologiques favorables[218].
Problèmes de sécurité	À sécurité intrinsèque (équipé d'un fil de terre pour dissiper toute charge statique). L'opérateur doit se trouver à proximité de la fuite, mais sans nécessairement toucher l'équipement concerné.
Exigences de service	Un calibrage et une maintenance indispensables. Calibrage quotidien tout au long de la campagne de mesure.
Considérations financières	Méthode relativement coûteuse, compte tenu de la main-d'œuvre requise. Plus adaptée à la recherche ou à la mesure périodique pour affiner les coefficients d'émission, car l'utilisation correcte des instruments nécessite une formation spécialisée.

213 L'échantillonneur High-Flow Sampler® est un instrument de marque déposée (et le seul grand produit commercial de prélèvement d'échantillons à haut débit) qui n'est plus fabriqué à ce jour. Toutefois, des tentatives sont en cours pour créer un modèle de source ouverte pour un échantillonneur à haut débit de deuxième génération.

214 Des informations sur la méthode de calcul de l'échantillonneur peuvent être trouvées dans le document de l'EPA « *Assessment of Uinta Basin Oil and Natural Gas Well Pad Pneumatic Controller Emissions* ».

215 Source de l'image : Campagne de mesure Carbon Limits.

216 Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air – webinar 7 avril 2015 : « *Fugitive Equipment and Process Leaks* » présentation du PNUE.

217 Id.

218 Id.

3. Débitmètres	
Technologie Il existe plusieurs technologies de mesure du débit qui peuvent être utilisées, notamment[219]: • **Les débitmètres à déplacement positif**, qui mesurent le débit volumétrique, le flux de gaz déplaçant mécaniquement des composants ; • **Les débitmètres massiques thermiques**, qui mesurent le débit massique sur la base du transfert de chaleur d'un élément chauffé ; • **Les débitmètres à turbine**, qui mesurent le débit volumétrique en fonction du gaz qui passe par un rotor à rotation libre ; • **Les débitmètres à ultrasons**, qui mesurent la différence de temps de transit des impulsions qui circulent entre deux transducteurs. D'autres débitmètres sont également utilisables pour quantifier les débits dans les conduites d'évacuation des gaz ou de torchères, notamment les débitmètres à effet Coriolis, à pression différentielle et à effet vortex. **Mesure** Les débitmètres quantifient le débit de gaz dans des tuyaux ou à des extrémités ouvertes et sont généralement soit insérés dans les conduites, soit montés directement sur celles-ci.	**Débitmètre à turbine, en fonction** Source de l'image : UNEP[220] **Coût de l'investissement** Dépend du type et de la taille (par exemple un modèle à turbine coûte approximativement 4 000 dollars, un modèle massique thermique 4 500-8 500 dollars)[221]
Mode d'emploi	Les débitmètres sont soit insérés dans le flux de gaz à partir d'un tuyau ouvert ou via un regard dans une conduite de gaz ou une torchère (par exemple, débitmètre massique thermique), soit montés directement sur la tuyauterie (par exemple, un débitmètre à turbine). Dans certains cas, ils peuvent être fixés à l'extérieur de la tuyauterie (par exemple, les versions à ultrasons).
Champ d'application	Utile pour mesurer les flux de gaz dans les tuyaux aux extrémités ouvertes et autres conduites de gaz, comme les torchères. Ne convient pas pour les petites fuites (par exemple, sur les brides et les vannes). Les débitmètres sont utilisables pour enregistrer le débit sur une période prolongée (par exemple vingt-quatre heures), pour déterminer les émissions moyennes des sources à débit variable. Selon la technologie utilisée, les débitmètres sont capables de mesurer des débits de gaz plus faibles (par exemple, à partir de 8 m^3/h pour les débitmètres massiques thermiques) jusqu'à des débits extrêmement importants (par exemple, avec des versions à ultrasons). La précision dépend du type et du modèle, mais peut être considérée comme généralement élevée, en particulier par rapport à d'autres technologies de quantification.
Rapidité de détection	Mesure en temps réel dans le cas d'installation permanente. Avec un débitmètre portable, la rapidité de quantification est plus faible en raison du temps nécessaire à la mise en place.
Contraintes climatiques	Selon le type de débitmètre. Généralement applicable dans un large éventail de conditions.
Problèmes de sécurité	Après l'installation du débitmètre, l'opérateur n'est pas nécessairement proche de la source, sauf pour effectuer une lecture manuelle sur certains modèles (par exemple, certains débitmètres à turbine). L'installation peut poser certains problèmes.
Exigences de service	Sur certains modèles, un calibrage régulier est requis par le fabricant. D'autres bénéficient d'un calibrage à vie (par exemple, les débitmètres à ultrasons).
Considérations financières	En fonction des exigences de contrôle.

219 https://sagemetering.com/knowledge-base/topics/greenhouse-gas-emissions-monitoring-using-thermal-mass-flow-meters/.

220 Source de l'image : Partenariat pour la réduction du méthane dans les opérations pétrolières et gazières de la Coalition pour le climat et la qualité de l'air – webinar 12 mars 2015: « *Hydrocarbon Liquid Storage Tanks and Casinghead Gas Venting* », présentation du PNUE.

221 https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-04/documents/mon7ccacemissurvey.pdf.

4. Anémomètre à moulinet	
Technologie Un anémomètre à moulinet se compose d'un capteur de vitesse de rotation d'une roue à pales et d'une unité portative qui affiche la vitesse mesurée du gaz passant à travers la roue à pales. Le nombre de tours des pales est détecté par un capteur magnétique et corrélé à la vitesse d'écoulement. **Mesure** L'anémomètre à moulinet est placé au centre de l'ouverture du tuyau ou inséré dans celui-ci par un orifice dans la conduite d'évacuation des gaz. Les mesures doivent être prises au centre du tuyau, près de l'extrémité ouverte, et la température du flux de gaz doit être mesurée. La vitesse maximale du gaz évacué est alors enregistrée. À partir du diamètre du tuyau, on peut calculer la section transversale du tuyau. Cette section est ensuite multipliée par la vitesse d'écoulement mesurée, pour estimer le débit volumétrique des émissions.	**Anémomètre à moulinet mesurant le débit de gaz à partir d'une conduite ouverte** Source de l'image : BP[222] **Coût de l'investissement** De 1 400 dollars à 5 500 dollars
Mode d'emploi	Les anémomètres à moulinet sont présentés par un opérateur à l'ouverture d'un conduit d'évacuation et maintenus manuellement en place pour effectuer une lecture de la vitesse.
Champ d'application	Nécessite un accès direct à des lignes ouvertes de flux de processus et ne convient qu'aux fuites/rejets d'une certaine importance (la plage de mesure typique de la vitesse d'écoulement du gaz est de 0,4 à 80 m/sec avec une incertitude de 0,9 à 1,5)[223]. Utilisation non recommandée lorsque l'appareil exerce une contre-pression sur l'évacuation de gaz mesuré.
Rapidité de détection	La vitesse est mesurée instantanément, mais l'accès à la source peut prendre du temps et limiter le nombre de conduites mesurables par heure.
Contraintes climatiques	Idéal dans les environnements peu venteux, température de fonctionnement du capteur -15 °C à 260 °C, capteur portable 0 °C à 50 °C[224].
Problèmes de sécurité	L'opérateur doit être à proximité de la source et, selon la source, généralement à une certaine hauteur.
Exigences de service	Nécessite un calibrage régulier.
Considérations financières	Faible coût et entretien peu contraignant (si un échafaudage est nécessaire pour accéder au point d'émission, des coûts supplémentaires seront à prévoir).

222 Source de l'image : Global Methane Initiative All-Partnership Meeting, Oil and Gas Subcommittee – Technical and Policy Sessions, Krakow, Pologne, 14 octobre 2011 : « *Routing Centrifugal Compressor Seal Oil De-gassing Emissions to Fuel Gas as an Alternative to Installing Dry Seals* », présentation de BP.

223 https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-04/documents/mon7ccacemissurvey.pdf.

224 Id.

5. Anémomètre à fil chaud

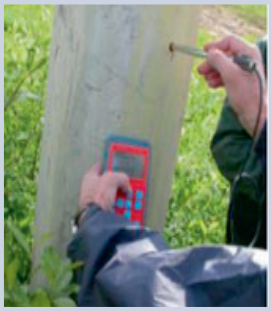
Technologie

L'anémomètre à fil chaud est similaire au modèle à moulinet, mais est basé sur un fil chauffé qui est inséré dans un flux de gaz en mouvement pour mesurer la vitesse d'écoulement du gaz. Le fil chaud exposé est soit chauffé par un courant électrique constant, soit maintenu à une température constante lorsqu'il est inséré dans un flux de gaz en circulation. Fonctionnant sur le principe du transfert de chaleur, ce dispositif mesure spécifiquement le courant électrique passant à travers le fil lorsque la chaleur est évacuée par le flux de gaz. La vitesse du gaz peut alors être mesurée car la chaleur perdue par convection est proportionnelle au débit de gaz.

Mesure

Le fil chaud est inséré par un orifice dans une conduite ou placé au centre d'une évacuation de gaz près de l'extrémité ouverte. La chute de température est alors mesurée et la vitesse d'écoulement du gaz est calculée. Celle-ci peut ensuite être traduite en un débit volumétrique en multipliant la valeur par la section transversale du flux en m^2.

Anémomètre à fil chaud en utilisation



Source de l'image : Lechtenbohmer, S., et al.[225]

Coût de l'investissement

Approximativement 1 400 dollars à 5 500 dollars[226]

Mode d'emploi	L'anémomètre à fil chaud est inséré par l'opérateur dans le regard d'une conduite ou placé à l'ouverture d'une évacuation de gaz et maintenu manuellement en place pour effectuer une lecture.
Champ d'application	Nécessite un accès direct au flux et ne convient que pour mesurer des vitesses d'écoulement de gaz de 0,2 à 200 m/sec dans des évacuations de gaz, des conduites ouvertes et des conduites fermées de section connue (par exemple, des conduites de torchères)[227]. Ne nécessite pas le captage intégral du gaz et s'applique également aux flux gazeux contenant des gouttelettes de liquide et des particules collantes qui endommageraient un anémomètre à moulinet.
Rapidité de détection	La mesure est instantanée, mais l'accès à la source peut prendre du temps et limiter le nombre de conduites mesurables par heure.
Contraintes climatiques	Non affecté par le vent, mesure à des températures comprises entre -10 °C et 140 °C. Limité à une pression opérationnelle maximale de 16 bar au-dessus de la pression atmosphérique.
Problèmes de sécurité	L'opérateur doit être proche de la source et, en fonction de celle-ci, généralement à une certaine hauteur.
Exigences de service	Nécessite un calibrage régulier.
Considérations financières	Faible coût et entretien peu contraignant (si un échafaudage est nécessaire pour accéder au point d'émission, des coûts supplémentaires sont à prévoir).

225 Source de l'image : *Hot Wire Anemometer*: Lechtenbohmer, S. et al, Institut de Wuppertal pour le climat, l'environnement et l'énergie, Allemagne, International Journal of Greenhouse Gas Control (2007) p. 387 à 395 « *Tapping the leakages: Methane losses, mitigation options and policy issues for Russian long-distance gas transmission pipelines* » fig. 4, 22 août 2007.

226 https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-04/documents/mon7ccacemissurvey.pdf.

227 Id.

6. Méthode 21 (et utilisation d'équations de corrélation pour estimer les taux d'émission)[228]

Procédure

La méthode de l'Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement relative à la détermination des fuites de composés organiques volatils, dite « méthode 21 », a été introduite dans les années 1990 comme norme de détection des fuites et de contrôle des émissions fugitives dans les raffineries et les usines chimiques.

Quantification

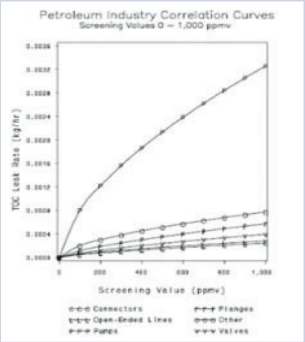
1. Soumettre les composants à un analyseur de vapeurs organiques pour obtenir des valeurs en parties par million (ppm).

   Seule la concentration d'hydrocarbures combustibles dans l'air est directement mesurée par l'analyseur de vapeurs organiques au moyen de la méthode 21. Le débit massique ou volumétrique de la fuite n'est pas pris en compte, et différents taux de fuite peuvent avoir la même concentration, et vice versa.
2. Appliquer des corrélations aux taux d'émission estimés.

   Équations empiriques basées sur des données de terrain (valeurs relevées par opposition aux taux d'émission provenant de tests de bagging historiques).
3. Rapporter les taux d'émission en kilogramme par heure (kg/h).

   Les fortes incertitudes et la méthode 21 ne peuvent donner lieu qu'à une estimation des taux d'émission.

Courbes de corrélation



Source de l'image : Agence des États-Unis pour la protection de l'environnement[229]

Possibilité d'inclure les tableaux d'émission SOCMI (Synthetic Organic Chemical Manufacturing Industry)[230]

Mode d'emploi	Exige une concentration des émissions de méthane des composants initialement mesurée en parties par million (ppm) et corrélée avec des équations empiriques pour estimer les taux d'émission.
Rapidité de détection	Méthode relativement lente car la concentration de chaque fuite doit être enregistrée à l'aide d'un analyseur de vapeurs organiques/toxiques.
Contraintes	N'a pas pour but de quantifier avec précision chaque fuite. Comporte des incertitudes importantes. Il ne s'agit que d'une estimation des émissions à l'aide de courbes de corrélation. Les équations de corrélation ne peuvent être utilisées au-delà d'une certaine valeur (par exemple : 10 000 ou 100 000 ppm) ; mais des coefficients d'émission fixes permettent de représenter les émissions de ces sources au-delà de la limite supérieure de l'instrument.
Incertitudes	Les incertitudes sont élevées pour les valeurs de dépistage (jusqu'à 200 %). En outre, certaines équations de corrélation sont dérivées de sources diverses et de données de terrain combinées, de sorte que la plage d'incertitude est large (erreur de -80 % à +300 %). La conjugaison des incertitudes risque d'entraîner des erreurs très importantes dans les taux d'émission. Bon nombre des études sous-jacentes reposent sur des mesures effectuées dans des raffineries et des usines chimiques, dont les profils risquent de différer de ceux des émissions dans la chaîne de valeur du gaz naturel.
Considérations financières	La méthode exige beaucoup de main-d'œuvre ainsi qu'un équipement de détection enregistrant les concentrations en ppm pour chaque fuite. L'équipement lui-même entraîne des coûts d'investissement relativement faibles.

228 Bien qu'il s'agisse d'une « méthode » et non d'une technologie, elle est incluse dans cette section en raison de son importance méthodologique.

229 Source de l'image : EPA (1995) Protocol for equipment leak emissions estimates. EPA-435/R-95-017. Research Triangle Park. North Carolina NC: US Environment Protection Agency.

230 https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPURL.cgi?Dockey=2000MIHP.TXT.

Références

40 CFR Part 98.233 (g) (Mandatory Greenhouse Gas Reporting – Subpart W – Petroleum and Natural Gas Systems - Section 98.233 Calculating GHG Emissions. 40 CFR 98.233(g). Available at: http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=9db68a97576bb01eea9073c37d6f0e90&node=40:21.0.1.1.3.23&rgn=div6)

ALLEN, D.T., ET AL., 2015, Methane Emissions from Process Equipment at Natural Gas Production Sites in the United States: Pneumatic Controllers; *Environ. Sci. Technol. 2015, 49, 1, 633-640*

ALLEN, D.T., ET AL., 2013, Measurements of methane emissions at natural gas production sites in the United States; *PNAS October 29, 2013 110 (44) 17768-17773*

Available at: www.pnas.org/content/early/2013/09/10/1304880110.full.pdf+html

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), AMERICA'S NATURAL GAS ALLIANCE (ANGA), «Characterizing Pivotal Sources of Methane Emissions from Natural Gas Production,» 21 September, 2012. Размещено по адресу http://www.api.org/~/media/Files/News/2012/12-October/API-ANGA-Survey-Report.pdf

BRITISH PETROLEUM (BP), "Routing Centrifugal Compressor Seal Oil De-gassing Emissions to Fuel Gas as an Alternative to Installing Dry Seals," presented at Global Methane Initiative All-Partnership Meeting, Oil and Gas Subcommittee – Technical and Policy Sessions, Krakow, Poland, 14 October, 2011

BRANDT, ET AL., Methane Leaks from Natural Gas Systems Follow Extreme Distributions, Environ. Sci. Technol., 2016, pp. 12512–12520

CARBON LIMITS, Measurement campaign (materials of)

CARBON LIMITS, report CL-13-27 (2014)

CLIMATE AND CLEAN AIR COALITION (CCAC) OIL & GAS METHANE PARTNERSHIP (OGMP), «Conducting emission detection and quantification equipment»

GOVERNMENT (RUSSIAN) DECREE No. 1148 from 08.11.2012 on "Emission fees for negative environmental impacts from emissions of air pollutants due to APG flaring or venting"

GOVERNMENT (RUSSIAN) DECREE No. 716-p and 300 from 2015 ("On a framework for monitoring, reporting and verification of GHG emissions" and "On establishing a methodology for quantification of GHG emissions by enterprises")

HEATH CONSULTANTS INC, "Methane Leak Detection and Measurement Technologies," presented at Turkmenistan Symposium on Gas Systems Management - Methane Mitigation, Ashgabat, Turkmenistan, April 26, 2010

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), World Energy Outlook 2018

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION (ISO), ISO 14064

LECHTENBOHMER, S. ET AL, Wuppertal Institute for Climate, Environment, Energy, Germany, International Journal of Greenhouse Gas Control (2007) pp. 387–395 "Tapping the leakages: Methane losses, mitigation options and policy issues for Russian long-distance gas transmission pipelines," Fig. 4, August 22, 2007

TRANSCANADA, "Methane Emissions Management at TransCanada Pipe Lines," presented at Natural Gas STAR Technology Transfer Workshop, Houston, Texas, 22 September, 2004

UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME (UNEP), "Hydrocarbon Liquid Storage Tanks and Casinghead Gas Venting," presentation at CCAC Oil and Gas Methane Partnership: webinar, March 12, 2015

UNEP, "Fugitive Equipment and Process Leaks," presentation at CCAC Oil and Gas Methane Partnership: webinar, April 7, 2015

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (US EPA), Environmental Workforce and Innovation, March 2017

U.S. EPA, (1995) Protocol for equipment leak emissions estimates. EPA-435/R-95-017. Research Triangle Park. North Carolina NC: US Environment Protection Agency

U.S. EPA, Lessons Learned: Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations. June 2016. https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_dimcompstat.pdf

U.S. EPA, Lessons Learned: Directed Inspection and Maintenance at Gas Processing Plants and Booster Stations. June 2016. https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_dimgasproc.pdf

U.S. EPA/GRI, Methane Emissions from the Natural Gas Industry: Volume 8 – Equipment Leaks. Appendix B

WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION (WMO), IG3IS implementation plan http://www.wmo.int/pages/prog/arep/gaw/documents/IG3ISImplementationPlanEC70.pdf

Sites Web

http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-reporting

http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents

http://ccacoalition.org/en/resources/oil-and-gas-methane-partnership-ogmp-third-year-report

http://ccacoalition.org/en/resources/oil-gas-methane-partnership-ogmp-overview

http://ec.europa.eu/clima/policies/transport/fuel_en

http://edgar.jrc.ec.europa.eu/overview.php?v=432

http://gains.iiasa.ac.at/models/index.html

http://kairosaerospace.com/methane-detection/

http://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/acs.est.5b00133

http://s7d9.scene7.com/is/content/minesafetyappliances/07-8313-MC_UltrasonicGasLeakDetectWP

http://science.sciencemag.org/content/early/2018/06/20/science.aar7204

http://www.catf.us/resources/publications/files/Zero_Emitting_Pneumatic_Alternatives.pdf

http://www.ccacoalition.org/en/file/3385/download?token=vTrJd-N5

http://www.ccacoalition.org/en/resources/reducing-methane-emissions-across-natural-gas-value-chain-guiding-principles

http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading

http://www.ccacoalition.org/en/slcps/methane

http://www.ccacoalition.org/fr/news/public-review-ccac-oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents, EPA natural gas star program recommended techniques

http://www.hetek.com/wp-content/uploads/RMLD-Brochure.pdf

http://www.ipieca.org/resources/awareness-briefing/methane-glossary/

http://www.isedc-u.com/images/pdf/2017/evr_11_17_berdin.pdf (in Russian)

http://www.miljodirektoratet.no/no/Publikasjoner/2016/Juni-2016/Cold-venting-and-fugitive-emissions-from-Norwegian-offshore-oil-and-gas-activities--summary-report/

https://carbonlimits.no/project/assessment-of-flare-strategies-techniques-for-reduction-of-flaring-and-associated-emissions-emission-factors-and-methods-to-determine-emissions-to-air-from-flaring/

https://carbonlimits.no/project/quantifying-cost-effectiveness-of-systematic-leak-detection-ldar-using-infrared-cameras/

https://carbonlimits.no/project/statistical-analysis-leak-detection-and-repair-canada/

https://carbonlimits.no/project/statistical-analysis-of-leak-detection-and-repair-in-europe/

https://carbonlimits.no/project/zero-emission-technologies-pneumatic-controllers-in-usa/

https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/PZN9ZCTGF3KHFH0W21NY0NYL6X5CIR

https://cdm.unfccc.int/Projects/projsearch.html

https://en.wikipedia.org/wiki/Fugitive_emission

https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/acs.est_.6b03906.pdf

https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/Adam_Brandt.pdf

https://oilandgasclimateinitiative.com/

https://oilandgasclimateinitiative.com/blog/methodological-note-for-ogci-methane-intensity-target-and-ambition

https://oilandgasclimateinitiative.com/oil-and-gas-climate-initiative-sets-first-collective-methane-target-for-member-companies/

https://onefuture.us/

https://onefuture.us/wp-content/uploads/2018/07/ICF-Study.pdf

https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/f9265d2b-574d-11e9-a8ed-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-93598867

https://sagemetering.com/knowledge-base/topics/greenhouse-gas-emissions-monitoring-using-thermal-mass-flow-meters/

https://thehazmatguys.com/thmg141-laser-methane-detectors/

https://undocs.org/FCCC/CP/2018/L.22

https://unfccc.int/documents/194822

https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement

https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/national-inventory-submissions-2019

https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/national-communications-and-biennial-update-reports-non-annex-i-parties/national-communication-submissions-from-non-annex-i-parties and Annex I:

https://unfccc.int/sites/default/files/resource/I23_0.pdf

https://unfccc.int/topics/climate-finance/the-big-picture/introduction-to-climate-finance

https://www.carbonlimits.no/project/zero-emission-technologies-pneumatic-controllers-in-usa/

https://www.carbonlimits.no/wp-content/uploads/2015/11/Nordic-initiatives-to-abate-methane-emissions.pdf p. 77

https://www.earth-syst-sci-data.net/8/697/2016/essd-8-697-2016.pdf, and IEA World Energy Outlook 2017

https://www.ebrd.com/documents/climate-finance/the-domestic-emissions-trading-scheme-in-kazakhstan.pdf

https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=En&n=FF677357-1&offset=2&toc=hide

https://www.edf.org/sites/default/files/content/canada_methane_cost_curve_report.pdf

https://www.edf.org/sites/default/files/methane_cost_curve_report.pdf.

https://www.enviroequipment.com/rentals/thermo-tva-1000-fidpid-rental

https://www.epa.gov/global-mitigation-non-co2-greenhouse-gases

https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/natural-gas-star-program-accomplishments

https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions

https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-02/documents/ldarguide.pdf

https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-04/documents/mon7ccacemissurvey.pdf

https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_compressorsoffline.pdf

https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_desde.pdf

https://www.gie.eu/

https://www.gie.eu/index.php/gie-publications/methane-emission-report-2019/27786-gie-marcogaz-report-for-the-madrid-forum-potential-way-gas-industry-can-contribute-to-the-reduction-of-methane-emissions/file

https://www.globalmethane.org/documents/gmi-mitigation-factsheet.pdf

https://www.iea.org/weo/methane/database/

https://www.iea.org/weo2017

https://www.iea.org/weo2018/

https://www.ipcc.ch/2019/05/13/ipcc-2019-refinement/l

https://www.ipcc.ch/pdf/assessmentreport/ar5/wg1/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf

https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html

https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/mindex.shtml

https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2019/06/19R_V0_02_Glossary_advance.pdf

https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php

https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/

https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/ with the chapter on fugitive emissions: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf

https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/tb/TFI_Technical_Bulletin_1.pdf

https://www.iso.org/standard/66453.html

https://www.marcogaz.org/

https://www.nap.edu/catalog/24987/improving-characterization-of-anthropogenic-methane-emissions-in-the-united-states

https://www.nature.com/articles/ncomms14012.pdf

https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Azerbaijan%20First/INDC%20Azerbaijan.pdf

Guide des meilleures pratiques pour la gestion efficace du méthane dans les secteurs du pétrole et du gaz

Mesure, notification et vérification, et mesures d'atténuation

Ce document fournit des orientations pour l'élaboration et la mise en œuvre de pratiques efficaces de mesure, de notification et de vérification des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier. Il propose également des conseils pour l'élaboration de mesures d'atténuation. Il s'adresse à un large public, notamment les propriétaires et exploitants d'installations pétrolières et gazières et les décideurs politiques à tous niveaux. Son examen des pratiques de mesure, notification et vérification ainsi que des mesures d'atténuation est délibérément « fondé sur des principes », reconnaissant que les conditions varient grandement d'une installation pétrolière et gazière à l'autre et que les aspects juridiques, politiques et institutionnels diffèrent selon les pays.

Les industries du pétrole et du gaz sont d'importantes sources d'émissions de méthane anthropiques et, en dépit de la durée de vie relativement courte du méthane dans l'atmosphère, les volumes de ce gaz sont continuellement renouvelés. Principal composant du gaz naturel, le méthane est rejeté dans l'atmosphère tant au stade de la production, que du traitement, du stockage, du transport, de la distribution et de l'utilisation du pétrole et du gaz. Affichant un potentiel de réchauffement beaucoup plus élevé que le CO_2, sa gestion efficace est un volet essentiel des stratégies nationales d'atténuation du changement climatique et constitue l'une des rares approches offrant une opportunité sérieuse et rentable à court terme de réduction des émissions.

Le pétrole et le gaz joueront un rôle clef dans le futur système énergétique durable, même dans un scénario répondant à des objectifs climatiques rigoureux, et ils continueront à soutenir la croissance économique et le progrès social, car il faudra du temps pour que des alternatives prennent corps et parviennent à une dimension mondiale. Relever le défi du méthane permettra d'améliorer la réputation du secteur en matière de développement durable.

Information Service
United Nations Economic Commission for Europe

Palais des Nations
CH - 1211 Geneva 10, Switzerland
Telephone: +41(0)22 917 12 34
E-mail: unece_info@un.org
Website: http://www.unece.org

Printed at United Nations, Geneva – 1921364 **(F)** – August 2020 – 188 – **ECE/ENERGY/129**