



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Réduire les émissions de méthane : Guide des bonnes pratiques **Fuites des équipements**

Novembre 2019



Clause de non-responsabilité

Le présent document a été élaboré par le partenariat sur les principes directeurs relatifs au méthane. Le guide fournit un résumé des mesures d'atténuation connues, des coûts et des technologies disponibles à la date de publication, mais ces mesures peuvent changer ou s'améliorer au fil du temps. Les renseignements fournis sont exacts à la connaissance des auteurs, mais ne reflètent pas nécessairement les points de vue ou positions de tous les signataires ni des organismes de soutien du partenariat sur les principes directeurs relatifs au méthane ; les lecteurs devront donc procéder à leur propre évaluation des informations fournies. Aucune garantie n'est donnée aux lecteurs concernant l'exhaustivité ou l'exactitude des renseignements fournis dans le présent guide par la SLR International Corporation et ses prestataires, le partenariat sur les principes directeurs relatifs au méthane ou ses signataires ou organismes de soutien.

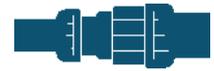
Ce guide décrit les mesures qu'une organisation peut prendre pour aider à gérer les émissions de méthane.

Aucune action ou recommandation n'est obligatoire ; ce sont simplement des façons efficaces de gérer les émissions de méthane.

D'autres approches pourraient s'avérer aussi efficaces, voire davantage, dans une situation particulière. Ce pour quoi les lecteurs opteront dépendra souvent des circonstances, des risques spécifiques à gérer et du régime juridique en vigueur.

Table des matières

Résumé	2
Introduction	3
Quantification des émissions provenant de fuites fugitives	6
Stratégies de mitigation	7
Checklist	14
Annexe : informations complémentaires sur les stratégies de mitigation	15
Références	23



Ce guide couvre les fuites non intentionnelles provenant d'équipements sous pression utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière. Ce document qualifie ces fuites de « fuites fugitives ». Les émissions provenant d'équipements conçus avec mise à l'atmosphère (vent) sont couvertes dans le document de bonnes pratiques 4 « Réduction des émissions de méthane provenant des événements ».

Les émissions fugitives sont généralement causées par des défauts ou des usures normales sur les joints d'étanchéité, tels que les raccords vissés ou la garniture de tige de soupape, ou par des soupapes mal installées. Une installation incorrecte peut provoquer des fuites, mais ces fuites résultent le plus souvent d'une usure ou contrainte ordinaire qui endommage la surface scellée au fil du temps. Les fuites peuvent aussi provenir de la paroi d'un pipeline ou cuve pressurisée en raison de la corrosion ou de dommages.

Ce guide traite des sources de fuites et des stratégies de mitigation qui peuvent servir à détecter et réparer les fuites, et réduire les émissions des fuites fugitives. Les stratégies générales d'atténuation sont énumérées ci-dessous.

Il est important de noter que les bonnes pratiques pour réduire au minimum les fuites fugitives sont couvertes par plusieurs guides de bonnes pratiques. Les fuites peuvent être réduites au minimum :

- par conception et exploitation (voir le guide de conception technique et construction) ;
- en détectant les fuites (telles que couvertes par le présent guide) ;
- par des réparations (telles que couvertes par le présent guide et le guide des réparations opérationnelles) ; et
- par le biais de systèmes de gestion (voir le guide d'amélioration continue).

Bonnes pratiques pour réduire les émissions provenant des fuites fugitives

- ✓ Tenir un inventaire précis des émissions provenant des fuites d'équipement
- ✓ Effectuer périodiquement la détection et la réparation des fuites (LDAR) sur toutes les installations de surface pour identifier et réparer les fuites
- ✓ Réaliser des LDAR périodiques sur tous les pipelines enterrés pour identifier et réparer les fuites
- ✓ Utiliser des programmes « ciblés » ou « alternatifs » tels que :
 - l'inspection et l'entretien dirigés (DI&M), qui est un programme ciblé ; et
 - des programmes de suivi complets, qui sont des programmes alternatifs, dont certains sont encore en cours d'élaboration
- ✓ Remplacer ou supprimer le besoin de composants qui fuient de manière persistante

Introduction

Les fuites non intentionnelles provenant d'équipements sous pression utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière (fuites fugitives) peuvent mener à la libération de gaz dans l'atmosphère. Une fuite fugitive est définie comme « une perte de fluide de procédé dans l'environnement au niveau d'un raccord scellé, fileté ou mécanique, un capot, un siège de soupape, un défaut ou un point de détérioration mineur sur les composants d'un équipement en service ».

La figure 1 ci-dessous illustre la provenance des fuites fugitives pour un type d'équipement.

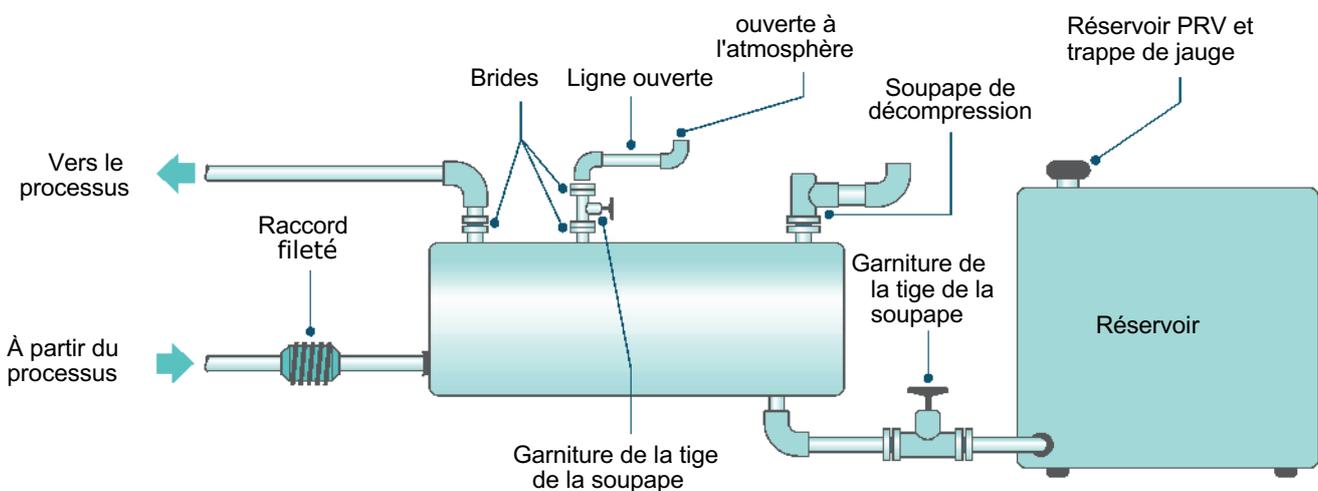


Figure 1 : Exemples de sources de fuites fugitives

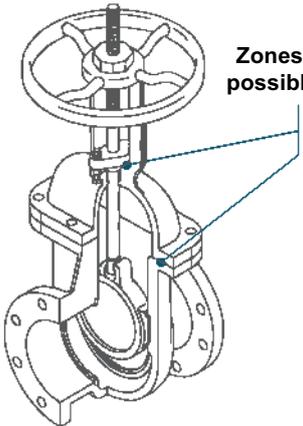
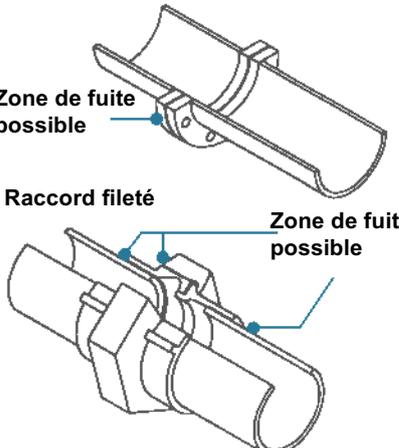
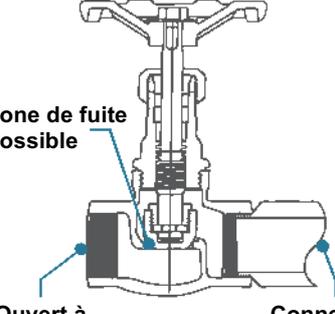
La plupart des sites pétroliers et gaziers possèdent des milliers de composants individuels qui pourraient être la source de fuites fugitives.

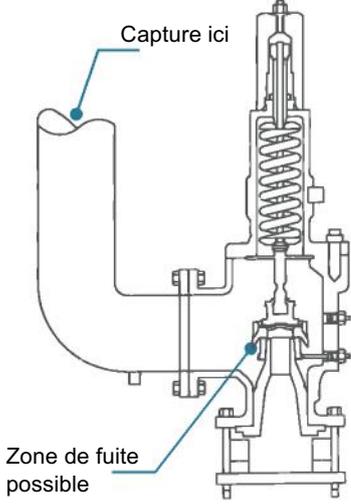
Même si un faible pourcentage seulement de ces éléments fuit, cela représente une source potentielle importante d'émissions de méthane.

Bien que les fuites fugitives individuelles aient tendance à être faibles, le total de toutes les fuites fugitives est considéré comme une source essentielle des émissions. Aux États-Unis, l'Agence américaine de protection de l'environnement (EPA) estime que les émissions annuelles totales de méthane provenant de fuites fugitives représentent 16 % de l'ensemble des émissions de méthane provenant des systèmes du pétrole et du gaz naturel^{1,2}. Des estimations semblables ont été établies dans d'autres pays, comme le Canada, où le type d'équipement est similaire³.

Les composants communs pour lesquels des fuites fugitives peuvent se produire sont présentés ci-après dans le tableau 1.

Tableau 1 : composants communs

Emplacement des composants et des fuites	Description	Diagramme
<p>Vannes</p>	<p>Les fuites résultent de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'usure normale ; • garniture ou bagues de soupape cassées ou défectueuses ; ou • un diaphragme endommagé sur une soupape de commande. 	 <p>Le diagramme illustre une vanne à main levée. Des lignes bleues pointent vers des zones spécifiques où des fuites peuvent se produire, notamment au niveau de la garniture de la soupape et de la commande. Le texte 'Zones de fuite possibles' est placé à droite du diagramme.</p>
<p>Raccords et brides</p>	<p>Les fuites provenant des brides sont généralement causées par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le défaut d'un joint entre deux brides boulonnées. ou • mauvais alignement de deux sections de ligne. <p>Pour les connecteurs vissés, des fuites peuvent se produire au niveau du raccord fileté.</p> <p>(Note : le raccord fileté montré est une union, qui est un type de connecteur fileté.)</p>	 <p>Le diagramme présente deux types de raccords. Le premier, 'Raccord à brides', montre deux sections de tuyau avec un joint, et une ligne bleue pointe vers le joint avec le texte 'Zone de fuite possible'. Le second, 'Raccord fileté', montre deux sections de tuyau avec un connecteur vissé, et une ligne bleue pointe vers le point de connexion avec le texte 'Zone de fuite possible'.</p>
<p>Lignes ouvertes (OEL)</p>	<p>Les OEL sont des soupapes d'arrêt qui sont normalement fermées, mais lorsqu'elles sont ouvertes, elles évacuent le gaz directement dans l'atmosphère.</p> <p>Les fuites peuvent être causées par l'usure ou des débris dans le siège de la soupape ou par une fermeture inadéquate de la soupape fermée.</p>	 <p>Le diagramme illustre une vanne OEL. Une ligne bleue pointe vers le siège de la soupape avec le texte 'Zone de fuite possible'. Deux autres lignes bleues pointent vers les connexions de la vanne, l'une à gauche avec le texte 'Ouvert à l'atmosphère' et l'autre à droite avec le texte 'Connecté au processus'.</p>

Emplacement des composants et des fuites	Description	Diagramme
<p>Soupape de sécurité (pressure relief valve, PRV)</p>	<p>Les PRV sont généralement des soupapes de sécurité à ressort, routées vers l'atmosphère et conçues pour libérer du gaz lorsqu'une certaine pression est atteinte, de sorte que l'équipement n'est pas surpressurisé.</p> <p>Des fuites peuvent se produire si le cône de la vanne n'est pas correctement placé, si le joint du siège est usé ou s'il y a des débris au niveau du joint. Des fuites peuvent également se produire lorsque la pression est proche de la pression de la vanne.</p>	
	<p>Les trappes peuvent être une source d'émissions lorsqu'elles sont ouvertes ou mal fermées, ou lorsque le dispositif de sécurité intégré dans la trappe ne referme pas hermétiquement après l'ouverture. Un défaut d'étanchéité correct peut être causé par un joint défectueux ou un point de fixation inapproprié.</p>	
	<p>Dans certains cas, pour les anciennes canalisations de distribution enterrées, une fuite peut provenir d'un raccord commun ou enfoui, mais elle est toujours considérée comme une fuite de canalisation.</p>	

Les diagrammes du tableau 1 sont fondés sur « Les émissions de méthane de l'industrie du gaz naturel, volume 8 : fuites d'équipement », Institut des recherches gazières, Agence de protection de l'environnement des États-Unis, juin 1996⁴. Crédit photo pour la trappe du réservoir de HY-BON/EDI, Société Cimarron Energy .

Quantification des émissions provenant de fuites fugitives

Il existe plusieurs façons de quantifier les émissions provenant de fuites fugitives. Les méthodes de quantification pour les émissions de méthane donnent un taux, comme la masse en fonction du temps (p. ex. kilogrammes par heure) ou le volume en fonction du temps (p. ex. en mètres cubes par heure) et peuvent être produites par des estimations techniques, par mesure directe des sources de méthane, ou à l'aide de modèles. Les approches ci-dessous sont répertoriées dans l'ordre de la méthode la moins précise à la méthode la plus précise.

1. Quantifier selon la population du site - en fonction du nombre de sites et du taux d'émission typique de ce type de site.
2. Quantifier par population d'équipement - en fonction du nombre d'un type d'équipement majeur et du taux d'émission typique de ce type d'équipement.
3. Quantifier par composant :
 - Quantifier par nombre/population de composants - en multipliant le nombre de composants par le taux d'émission moyen par composant.
 - Quantifier par criblage - si le criblage pour détecter les fuites a été effectué, les composants peuvent être triés en catégories « fuite » et « pas de fuite », et le nombre de ces catégories est multiplié par le facteur d'émission approprié.
 - Quantifier en mesurant directement les fuites - toutes les fuites détectées sur un site sont mesurées en fonction du taux d'émission afin de produire l'estimation la plus exacte des émissions provenant de toutes les fuites fugitives sur le site.

L'utilisation du criblage ou de la mesure directe donne un aperçu plus précis des fuites fugitives et de l'efficacité des mesures d'atténuation. Lorsque ces méthodes sont utilisées, il est recommandé de les répéter à des intervalles de plus un an.

Toutes les approches ci-dessus peuvent être utilisées, mais seulement l'approche par criblage et l'approche par mesure directe donneront lieu à une quantification qui reflète les réductions découlant de mesures d'atténuation efficaces. Si l'approche par population est utilisée, les estimations des émissions ne changeront pas, même si les contrôles ont réduit les émissions réelles de méthane.

Stratégies de mitigation

- Les émissions de méthane provenant de fuites fugitives sont le plus souvent réduites par des programmes périodiques de détection et de réparation des fuites (LDAR), où des inspections sont effectuées pour déceler les fuites, suivies de réparations des fuites trouvées.
 - Dans certaines régions, les programmes de détection et de réparation sont requis par la réglementation, mais ils sont volontaires dans d'autres. La fréquence des inspections varie (entre une fois par mois et une fois par an). La technique d'inspection varie également.
 - Les sous-ensembles des programmes LDAR sont des programmes « smart LDAR » ou des programmes d'inspection et d'entretien dirigés (DI&M), où seuls un groupe ciblé de type d'équipement ou de composants est inspecté. Par exemple, le programme pourrait être conçu pour inspecter uniquement les types d'équipement dont on sait qu'ils peuvent entraîner d'importantes fuites, ou conçus pour effectuer uniquement des réparations limitées, comme celles qui sont considérées comme rentables.
- Les fuites fugitives peuvent être réduites en suivant un « programme alternatif de détection et de réparation », où différentes techniques de détection des fuites sont combinées à différents intervalles. Les exemples sont variés, mais incluent les suivants.
 - Campagnes fréquentes à grande échelle (par exemple, par satellite ou aérien) combinées à des inspections moins fréquentes des composants
 - Surveillance continueDe tels programmes sont actuellement en cours d'élaboration et leur pertinence dépendra des équipements ou des composants particuliers et peuvent donc varier d'un actif à l'autre.
- Les fuites fugitives peuvent également être réduites au minimum en remplaçant les types de composants qui fuient, ou en supprimant à la conception la nécessité de tels composants.

Traditionnellement, avant que le matériel de détection ne soit disponible, des fuites étaient identifiées par une personne (ou des personnes) inspectant l'équipement ou le composant sans l'aide d'un équipement de détection des fuites. Ces inspections portent parfois le nom de campagnes enquêtes, auditives, visuelles et olfactives (AVO). Ces campagnes, fondées uniquement sur la vue, l'ouïe et l'odorat, étant toutefois peu efficaces pour repérer de petites fuites, des fuites sur les sites bruyants, ou les fuites sur des sites inhabités, elles ne sont pas considérées comme un moyen efficace de détection des fuites. L'exception concerne les réseaux de distribution de gaz naturel, où l'on ajoute intentionnellement des molécules odorantes, ce qui rend la détection plus facile et plus efficace. Toutefois, même dans ces systèmes de distribution, il est préférable que des inspections régulières soient menées avec des dispositifs de détection.

Ressources disponibles

De nombreux guides sur la détection et la réparation des fuites ont été élaborés pour des installations aval pétrochimique réglementées. Voici des exemples de ces guides et normes.

- « Détection et réparation des fuites, guide des bonnes pratiques », Agence américaine de protection de l'environnement, octobre 1999⁵
- « Émissions fugitives et diffuses d'intérêt commun pour les secteurs industriels. Mesure des émissions fugitives de vapeurs générées par les fuites provenant des équipements et des canalisations (norme britannique) », British Standards Institution, BS EN 15446, la norme britannique (et européenne) pour la détection de fuite⁶

Stratégies de mitigation

Ces guides partent du principe que l'approche réglementaire élaborée pour l'industrie pétrochimique, appelée « Méthode de référence 21 » (RM21) aux États-Unis, est suivie. Cette approche consiste en une enquête régulière sur les fuites et un programme de réparation. La figure 2 montre une enquête RM21 où chaque surface de chaque composant doit être vérifiée avec un dispositif de mesure approprié, tel qu'un détecteur d'ionisation de flamme (FID).

Figure 2 : Inspections RM21



Il existe plusieurs programmes et guides pour réduire les émissions de méthane provenant de fuites fugitives de l'industrie du gaz naturel. Pour l'industrie du gaz naturel, la plupart des programmes de détection et de réparation, ainsi que les règlements, sont actuellement moins sévères et plus souples que les guides et normes de détection et de réparation de l'industrie pétrochimique. Les guides et programmes spécifiques au gaz naturel comprennent ce qui suit.

- « Document d'orientation technique no 2 : Fuites fugitives provenant des équipements et des composants », Partenariat sur le méthane provenant du pétrole et du gaz (OGMP) de la coalition pour le climat et la qualité de l'air (CCAC), modifié : Mars 2017⁷

Programme Natural Gas STAR, « Technologies recommandées pour la réduction des émissions de méthane », un programme de l'Agence américaine de protection de l'environnement, www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions⁸

« Guide des bonnes pratiques pour la gestion du méthane dans le secteur pétrolier et gazier », projet de la Commission économique des Nations unies pour l'Europe (UNECE), mars 2019⁹ (il s'agit là de directives internationales très larges.)

Au cours de la dernière décennie, un nouvel outil commun de détection des fuites dans l'industrie du gaz naturel a été la caméra optique d'imagerie du gaz (OGI), qui est un appareil d'imagerie infrarouge avec optique, filtres et capteurs refroidis spécialement conçus pour détecter le méthane. Ces appareils produisent une image qui permet de voir un panache normalement invisible de gaz fuité. Plusieurs types de caméras sont disponibles avec différentes capacités minimales de détection, et les fabricants sont en train d'apporter des améliorations. La figure 3 montre des caméras OGI en cours d'utilisation.

Figure 3 : caméras OGI en cours d'utilisation

Sources : Université du Texas à Austin et Heath Consultants Incorporated

De nombreuses nouvelles technologies de détection sont maintenant disponibles, ou devraient l'être. La plupart de ces nouvelles technologies n'ont pas encore été approuvées comme pouvant servir à des programmes de détection et de réparation requis par la réglementation, bien qu'elles puissent être utilisées dans le cadre de programmes volontaires. Il existe des programmes de recherche en cours qui testent et comparent les nouvelles technologies. Ces technologies pourraient offrir une détection et une réparation des fuites plus rentables pour l'industrie du gaz naturel par rapport à l'utilisation d'une caméra OGI. Des rapports récents ont établi un résumé des technologies de détection disponibles. Voici quelques exemples de ces rapports.

« Un examen des technologies à courte distance et de criblage pour atténuer les émissions fugitives de méthane dans le pétrole et le gaz en amont », Fox et al., Lettres sur la recherche environnementale, juillet 2019¹⁰

« Evaluation des technologies innovantes de détection de méthane », Conseil de réglementation des technologies inter-États, septembre 2018¹¹

De nouveaux programmes de détection et de réparation sont évalués dans la partie programmes alternatifs/équivalents détaillés plus loin dans le présent guide, et l'article « Un cadre d'équivalence pour la réduction des émissions de méthane pour les programmes de détection et de réparation alternatives des fuites », Fox et al, Elementa : Science de l'anthropocène, 2019¹².

Le tableau 2 récapitule les bonnes pratiques en matière de réduction des émissions provenant de fuites fugitives. Des informations complémentaires sur ces stratégies de mitigation sont disponibles en annexe.

Tableau 2 : Méthodes de réduction des émissions de méthane provenant de fuites fugitives

Stratégie de mitigation	Description
<p>1. Mettre en œuvre des programmes périodiques de détection et de réparation des fuites pour toutes les installations hors-sol</p>	<p>a. Les sites de production amont et du midstream utilisent généralement des caméras OGI, comme les caméras Infrarouges (par exemple, les caméras FLIR GF320 ou OpGal EyeCGas), pour détecter les fuites de gaz naturel. Les caméras OGI servent lors des inspections à pied où l'utilisateur scanne l'équipement sous tous les angles.</p> <p>b. Les dispositifs de détection par balayage, tels que le système d'absorption laser à diode réglable (Tunable Diode Laser Absorption System TDLAS), qui mesure la concentration de gaz le long de toutes les zones scannées. Un exemple est le dispositif le Heath RMLD.</p> <p>c. Des détecteurs d'ionisation de flamme (Flame Ionization Detectors FID) ou des dispositifs similaires sont utilisés pour les inspections RM21 ou d'autres approches similaires. Bien qu'il s'agisse de la méthode la plus sensible et la plus fiable de détection des fuites, elle est aussi la plus complexe et coûteuse. Il faut plus de temps pour analyser une installation, donc ce n'est généralement pas la méthode utilisée pour les installations pétrolières et gazières. Cette méthode est toutefois utilisée si la réglementation l'impose.</p>
<p>2. Mettre en œuvre des programmes périodiques de détection et de réparation des fuites pour toutes les canalisations enterrées</p>	<p>a. La détection des fuites est généralement effectuée lors d'inspections à pied avec un détecteur portable très sensible. Pour être détectées, les émissions doivent être remontées depuis la zone de fuite sur la canalisation enfouie, jusqu'à la surface.</p> <p>b. La détection des fuites peut également être effectuée à partir de véhicules motorisés au sol. Des relevés aériens peuvent être réalisés pour les pipelines longue distance. Toutefois, l'efficacité des relevés aériens n'a pas été pleinement démontrée pour la détection des fuites. Les relevés aériens sont principalement réalisés pour les inspections sécurité, mais à mesure que les technologies et les méthodes s'améliorent, ils pourraient devenir efficaces pour détecter les fuites.</p>
<p>3. Suivre un programme d'inspection et d'entretien dirigé (DI&M)</p>	<p>Avec cette approche, les décisions de gestion des risques sont utilisées pour concentrer la détection et la réparation uniquement sur certains équipements ou composants ; ou alors la détection est effectuée sur tous les équipements et composants, mais seulement les fuites plus importantes sont réparées prioritairement.</p> <p>Un programme ciblé nécessite des données détaillées provenant d'activités de détection et de réparation effectuées par le passé. Ces informations permettent de déterminer où concentrer les efforts.</p>

Tableau 2 : Méthodes de réduction des émissions de méthane provenant de fuites fugitives (suite)

Stratégie de mitigation	Description
4. Mise en place d'un programme alternatif de détection et de réparation, tel que le programme de surveillance exhaustif	<p>Les programmes de recherche testent la surveillance continue comme alternatives aux méthodes de détection et de réparation existantes. Certaines de ces alternatives sont appelées « programmes de surveillance exhaustifs ».</p> <p>Un de ces programmes de recherche, basé à l'Université d'État du Colorado, est une initiative nommée Pathway to Equivalency, qui comprend de nombreux intervenants et des équipes de recherche aux États-Unis et au Canada (Fox et al, 2019). L'initiative comprend :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le test des solutions potentielles dans des laboratoires de terrain ; • La modélisation à l'aide d'outils de simulation ; • La réalisation d'essais et de tests dans des conditions terrain ; et • Des travaux avec des parties prenantes pour les encourager à qualifier des programmes alternatifs de détection et de réparation.
5. Remplacer les composants qui fuient en permanence	<p>Cette étape peut être réalisée lors de la conception en réduisant le nombre de composants et de raccords ou en remplaçant les équipements qui fuient.</p>

Des informations complémentaires sur chacune de ces six approches sont détaillées dans les annexes.

Étant donné que la principale stratégie pour réduire les émissions provenant des fuites fugitives est la détection et la réparation des fuites (LDAR), certains éléments importants et communs aux LDAR doivent être pris en considération. Il est important de noter qu'un programme LDAR efficace doit être réalisé par des opérateurs « informés et habilités » qui :

- recherchent régulièrement des fuites sur les équipements entre les inspections de détection et de réparation ; et
- sont autorisés à les déclarer et à les réparer.

Les principaux éléments d'un programme de détection et de réparation sont présentés dans le tableau 3.

Tableau 3 : Éléments clés d'un programme LDAR

Élément clé	Description	Commentaires
Identification des composants*	L'opérateur doit connaître les différents composants, et savoir les repérer et les identifier lors de la recherche d'une fuite.	Cela s'applique principalement aux installations amont et midstream (production, collecte, traitement et transmission et stockage). Les réseaux de distribution du gaz aval, qui comprennent principalement des stations de mesure et de contrôle, des pipelines enfouis et des compteurs clients, ont des matériaux spécifiques et moins de composants à identifier.
Choix des dispositifs de détection et du seuil de fuite	Le dispositif choisi et la procédure associée, définissent le niveau de fuite le plus faible qui peut être détecté. (seuil de fuite.)	Dans certaines réglementations, telles que RM21, les seuils de fuites correspond à une concentration en ppm (par exemple 500 ppm). La détection de fuites des opérations de distribution aval est souvent définie par la société de services et les régulateurs.
Surveillance régulière des équipements	Cet élément utilise le dispositif de détection spécifié, suivant une procédure, à intervalles définis. La plupart du temps, les fuites sont marquées, étiquetées avec une étiquette temporaire et, si elles ne sont pas immédiatement réparées, renseignés dans un système de suivi des fuites.	Certaines réglementations précisent la méthode. Par exemple, les règles canadiennes et les règles EPA pour les nouvelles sources aux États-Unis exigent que les caméras OGI soient utilisées à une distance minimale. Les programmes volontaires non réglementaires peuvent utiliser d'autres techniques de détection, mais ils devraient idéalement être comparables aux approches réglementaires.
Réparation des équipements	Les équipements fuyants nécessitent d'être réparés aussi vite que possible. L'équipement est considéré comme réparé après une période de surveillance et la confirmation que la fuite est en dessous du seuil (non-détection par la caméra OGI).	Pratiques immédiates de réparation. <ul style="list-style-type: none"> • Serrer les raccords vissés • Serrer les boulons de capot de soupape sur les soupapes ou les boulons de bride sur les joints de bride • Remplacer des boulons du capot • Serrer les écrous du presse-étoupe de la garniture • Injecter du lubrifiant dans la garniture Les éléments qui ne peuvent pas être réparés tout de suite ou peu accessibles doivent être suivis et réparés lors d'opportunités futures comme les arrêts opérationnels des équipements ou de l'installation.

Tableau 3 : Éléments clés d'un programme de LDAR (suite)

Élément clé	Description	Commentaires
Registres et examens	Il convient de tenir des registres des inspections effectuées, des fuites constatées et des équipements concernés ainsi que les réparations qui ont été effectuées. Ces renseignements permettent de tenir un inventaire précis des émissions provenant de fuites fugitives.	Des documents détaillés et précis sont généralement requis par certaines réglementations. Cela peut inclure des registres électroniques pour le contrôle qualité et les audits réglementaires. Dans le cadre de démarches volontaires, le suivi devrait idéalement être assez précis pour identifier, remplacer ou réparer les équipements avec des défaillances répétées.

*note du tableau 3 : Dans les industries fortement réglementées, comme les usines de produits chimiques et les raffineries, la tâche d'identifier les composants consiste à attribuer un numéro d'identification unique à chaque composant et à suspendre physiquement une étiquette d'identification permanente et unique sur ce composant. Cela n'est généralement pas requis dans la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel, où seuls les composants qui fuient sont identifiés et étiquetés.

Checklist

La checklist suivante vous permet d'évaluer vos progrès dans la réduction des émissions de méthane provenant de fuites fugitives. La dernière colonne de la checklist permet d'indiquer le pourcentage d'équipements pour lequel la stratégie de mitigation a déjà été mise en place.

Activité	Cocher lorsque réalisé	Pourcentage de tous les équipements inclus dans cette activité
<input checked="" type="checkbox"/> Déclarer les inventaires annuels qui comprennent les estimations des émissions des équipements		
<input checked="" type="checkbox"/> Exécuter un programme LDAR périodique		
Exécuter un programme DI&M ciblé		
<input checked="" type="checkbox"/> Utiliser des programmes alternatifs de détection et de réparation, tels que des programmes complets de surveillance		
<input checked="" type="checkbox"/> Remplacer les équipements qui fuient fréquemment ou retirer ces équipements		

Cette checklist ne permet pas d'évaluer la fiabilité des programmes de détection et de réparation ou leur efficacité.

Annexe : Informations complémentaires sur les stratégies de mitigation

Stratégie de mitigation 1 : Mettre en œuvre un programme périodique de détection et de réparation des fuites pour toutes les installations hors-sol

Les fuites fugitives contribueraient de façon significative aux émissions anthropogéniques globales de méthane et peuvent être réduites en mettant en place un programme de détection et de réparation de fuites.

Des programmes de détection et de réparation sont mis en œuvre depuis longtemps dans les réseaux locaux de distribution aval, en effet ces systèmes fournissent directement du gaz aux entreprises et aux particuliers, et pourrait exposer le public. Pendant de nombreuses décennies, bien avant que des campagnes de détection de fuites ne soient menées sur les installations amont, les sociétés de distribution ont réalisé des inspections de détection de fuites. En Amérique du Nord, ces activités sont généralement menées tous les ans ou tous les deux ou trois ans. À l'échelle internationale, les campagnes peuvent être plus fréquentes. Les fuites peuvent être également rapportées par le public, le gaz du réseau de distribution étant odorisé afin de pouvoir les détecter plus facilement. De nombreuses fuites signalées sont réparées immédiatement sur ce segment, certaines petites fuites sont simplement surveillées. En effet, certaines fuites sur les réseaux de distribution ne sont pas réparées immédiatement car mineures et non dangereuses pour le public.

Dans les réseaux de distribution aux États-Unis, la plupart des fuites sont classées par risque pour la sécurité (1, 2 ou 3). Les fuites de niveau 1 sont réparées immédiatement. Les fuites de niveau 2 sont à à réparer « dans le courant des prochains mois ». Les fuites de niveau 3 sont surveillées. La plupart des sociétés de distribution locales ont des milliers de fuites qui sont surveillées de façon permanente, bien que certaines administrations fixent un délai maximum pour les réparer.

Dans les opérations intermédiaires, comme les installations de transformation du gaz naturel, de nombreuses administrations exigent un programme officiel de détection et de réparation des fuites, dans les zones où le propane, le butane et les hydrocarbures volatils plus lourds sont manipulés. Les réseaux de gaz en amont constitués principalement de méthane n'étaient habituellement pas inclus dans les programmes réglementaires de détection et de réparation. Certains exploitants ont volontairement ajouté les émissions de méthane à leur programme de détection et de réparation.

Historiquement, des programmes officiels de détection des fuites n'étaient pas mis en place pour les opérations pétrolières et gazières de l'amont. Au cours de la dernière décennie, des règlements ont été établis en Amérique du Nord pour certaines opérations amont et midstream. Par exemple, l'EPA des États-Unis exige un tel programme pour les sources nouvelles ou modifiées. Dans d'autres régions, des programmes de détection et réparation sont requis pour toutes les sources existantes (la règle fédérale sur le pétrole et le gaz et les règles des provinces du Canada). Plusieurs États américains ont des règles comme le « Reg 7 » du Colorado qui exige des programmes de détection et de réparation pour toutes les sources amont.

Certains opérateurs ont par ailleurs choisi d'adopter un programme de détection et de réparation sur l'ensemble de leurs sites, pas seulement dans les régions où ils sont requis par la réglementation. Ces programmes volontaires de détection et de réparation tendent à être plus souples que les programmes réglementaires.

Stratégie appropriée

Toute installation de surface dotée d'un équipement sous pression devrait réduire les émissions provenant de fuites fugitives en suivant un programme régulier de détection et de réparation afin d'identifier et réparer les fuites.

Dans les installations amont ou midstream, l'équipement le plus commun utilisé pour détecter les fuites est la caméra optique d'imagerie du gaz (OGI), déployée à proximité et par un opérateur à pied. Ce type de technologies est généralement accepté par la réglementation d'Amérique du Nord. La méthode de RM21 utilisant des détecteurs portatifs d'ionisation de flamme (FID) est également autorisée, mais tend à être moins utilisée car elle nécessite un contact avec l'ensemble des composants, donc plus coûteuse et plus longue à mettre en œuvre. En revanche, l'équipement FID utilisé pour le RM21 est moins coûteux que l'équipement OGI. Il est important de noter que la technologie RM21 n'a pas changé depuis plus de 20 ans, tandis que la technologie OGI est relativement nouvelle et son efficacité encore à l'étude. De nombreuses administrations reconnaissent l'OGI comme une méthode efficace. L'OGI est plus rarement utilisé dans l'aval, les fuites des systèmes de distribution étant plus petites, et généralement en-dessous du seuil de détection OGI.

Conclusion

Bien que les programmes de détection et de réparation soient utilisés dans d'autres industries depuis des décennies, leur rapport coût-efficacité n'est pas encore bien défini. Ces programmes ont souvent été mis en œuvre pour répondre à des exigences réglementaires et donc aucune étude d'efficacité des fréquences ou techniques n'a été menée car cela était déjà spécifié dans les réglementations. EPA (États-Unis) a indiqué que les opérations de détection et de réparation dans l'amont et le midstream peuvent réduire de 40 % les émissions fugitives si elles sont effectuées une fois par an, de 60 % si elles sont effectuées tous les trois mois et de 80 % si elles sont effectuées une fois par mois. Toutefois, cette hypothèse n'a pas encore été étayée par des observations détaillées.

Le rapport coût-efficacité d'un programme de détection et de réparation qui comprend tous le matériel et composants doit être pris en compte lors de la définition d'un programme volontaire, de sorte que la fréquence, la technique et les procédures de réparation peuvent toutes être définies en fonction de leur rentabilité. Dans le cas de programmes réglementés, la fréquence, les dispositifs et les méthodes sont généralement définis.

L'évaluation économique de toute mesure de réduction des fuites dépend de la quantité d'émissions réduites ou éliminées. Pour un site spécifique, cela requiert généralement une mesure ou une estimation du taux de fuite de toutes les fuites identifiées, comparée au coût du programme de détection et de réparation. Les études de l'ICF (voir les références) détaillent les hypothèses de coûts et le rapport coût-efficacité.

Il peut y avoir d'autres avantages à suivre des programmes de détection et de réparation, tels que l'acceptabilité par les parties prenantes et l'attrait des investisseurs.

Stratégie de mitigation 2 : Mettre en œuvre un programme périodique de détection et de réparation des fuites pour les canalisations enterrées

Les fuites fugitives des pipelines enterrés des systèmes de collecte de gaz, des pipelines et des réseaux de distribution sont des sources mineures d'émissions de méthane. Les inspections des pipelines enfouis sont menées principalement pour des raisons de sécurité.

La mise en place d'un programme de détection et de réparation sur les pipelines enfouis d'identifier et localiser les fuites afin qu'elles puissent être réparées, et de réduire les émissions globales.

Stratégie appropriée

Un programme régulier de détection et de réparation pourrait réduire les émissions de tout gaz sous pression.

Il est important de noter que même dans les juridictions réglementées, il existe des exigences très différentes en matière de vérification des fuites sur les pipelines enterrés.

Dans le monde, la plupart des réseaux de distribution et de nombreux pipelines sont soumis à des exigences réglementaires en matière d'inspection, en revanche pour certains réseaux, les exigences réglementaires concernent les canalisations proches des habitations ou traversant une zone à risque comme les rivières. Des relevés aériens (instruments infrarouges ou spectroscopiques embarqués sur des avions qui mesurent les panaches et effectuent des relevés sur les terrains difficiles) sont réalisés pour les pipelines, ou des mesures au sol avec des détecteurs de gaz embarqués sur des véhicules. Sur les réseaux de transmission, ces inspections sont souvent réalisées pour des raisons de sécurité.

Sur les réseaux de distribution locaux, les campagnes de détection se fait soit avec un détecteur de méthane très sensible sur un véhicule, soit avec un détecteur de méthane portatif par un opérateur. En raison des interférences des bâtiments, de la topographie et de la végétation, les relevés aériens ne sont pas effectués

Conclusion

Si un programme de détection et de réparation est requis par la réglementation, la rentabilité du programme ne doit pas nécessairement d'être évaluée. Pour les programmes volontaires, la rentabilité d'un tel programme doit être prise en compte lors de sa définition, et déterminer la fréquence, la technique et les procédures de réparation en fonction de la rentabilité.

L'évaluation économique des mesures de réduction des fuites dépend de la quantité d'émissions réduites ou éliminées. Pour un site spécifique, cela requiert généralement une mesure ou une estimation du taux de fuite de toutes les fuites identifiées, comparée au coût global du programme de détection et de réparation.

Il peut y avoir d'autres avantages à suivre des programmes de détection et de réparation, tels que l'acceptabilité par les parties prenantes et l'attrait des investisseurs.

Stratégie d'atténuation 3 : Exécution d'un programme d'inspection et d'entretien dirigé (DI&M)

Les fuites fugitives contribueraient de façon significative aux émissions anthropogéniques globales de méthane et peuvent être réduites en mettant en place un programme de détection et de réparation de fuites. Toutefois, en l'absence d'exigence réglementaire, l'exploitant peut appliquer le programme sur une zone limitée.

Pour cette approche, il faut disposer d'informations de campagnes précédentes de détection, et adapter la fréquence d'inspection pour les équipements ou les composants ayant peu de fuites (intervalles plus long). Il est préférable de mettre en place un programme complet de détection pour la plupart des équipements.

Avec des informations détaillées sur les types de source, l'opérateur peut concentrer ses efforts sur les équipements ou les composants ayant des fuites plus importantes, et prioriser les inspections. Cette approche permet de définir un programme de détection et de réparation plus rentable et ciblé, aussi appelé

« LDAR intelligente » ou « inspection et maintenance dirigée » (DI&M).

Même avec un programme ciblé, les autres équipements et composants doivent être contrôlés à intervalles réguliers.

Stratégie appropriée

Toute installation de surface avec des équipements sous pression doit réduire les émissions fugitives de méthane en suivant un programme ciblé de détection et de réparation.

Conclusion

Dans le cas des programmes volontaires de détection et de réparation des fuites, le rapport coût-efficacité doit être pris en compte lors de la conception, et ainsi déterminer la fréquence, les techniques et les procédures de réparation.

Le choix des équipements qui doivent être intégrés au programme de détection est déterminé à partir d'une analyse des sources de fuites les plus importantes. Par exemple, si la plupart des émissions fugitives d'un réseau provient de la garniture du compresseur et des lignes ouvertes, le programme DI&M se concentre sur ces éléments et exclut les autres sources moins importantes.

L'évaluation économique de tout programme de réduction des fuites dépend de la quantité d'émissions réduites ou éliminées. Pour un site spécifique, cela requiert généralement une mesure ou une estimation du taux de fuite de toutes les fuites identifiées, par rapport au coût du programme de détection et de réparation. Un aspect clé d'un programme LDAR intelligente est qu'il est ciblé et donc réduit les coûts de main-d'œuvre, un élément important à prendre en compte.

Une fois les fuites importantes réparées suite à des campagnes de détection et de réparation, ou des campagnes LDAR intelligente, les futures campagnes peuvent avoir des rendements plus faibles et donc la fréquence peut être ajustée pour maintenir un rapport coût-efficacité pertinent.

Stratégie de mitigation 4 : Utiliser un programme alternatif de détection et de réparation, tel qu'un programme de surveillance complet

Les fuites fugitives contribueraient de façon significative aux émissions anthropogéniques globales de méthane et peuvent être réduites en mettant en place un programme de détection et de réparation de fuites. Toutefois, en l'absence d'exigence réglementaire, l'exploitant peut appliquer un programme dit alternatif.

Les programmes de recherche sur les émissions de gaz naturel montrent généralement qu'un petit nombre de sources d'émissions (émetteurs) est responsable d'une grande partie des émissions totales. Une règle empirique fondée sur des informations recueillies aux États-Unis montre que 4 à 5 % des émetteurs produisent 40 à 50 % ou plus des émissions (Lamb et al, 2015; Zimmerle et al., 2015; Brandt et al, 2016)^{13,14,15}. Cet écart de la répartition des émissions a accru l'intérêt pour la surveillance continue ou la réalisation de campagnes plus fréquentes dans les infrastructures de gaz naturel. En effet, ces méthodes sont conçues pour trouver de grandes fuites rapidement, réaliser des réparations plus rapidement et des réductions des émissions plus importantes.

Les programmes alternatifs peuvent utiliser des technologies alternatives pour effectuer une analyse plus large afin

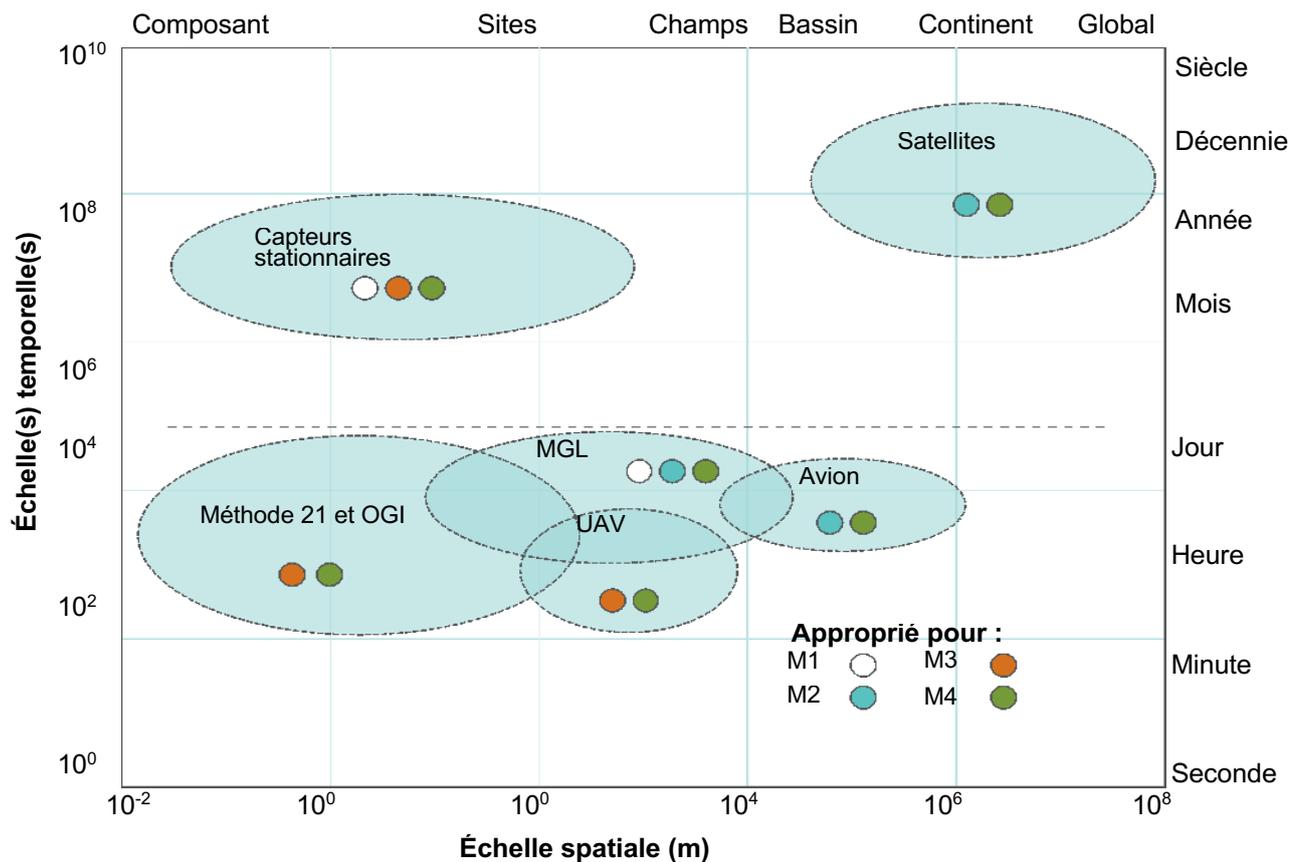
de réduire la nécessité d'effectuer des inspections sur tous les équipements du site comme la « surveillance continue », ou encore l'identification de fuites utilisant des technologies de détection niveau site. Par exemple, le suivi aérien ou satellite moins sensible mais réalisé plus fréquemment avec l'envoi d'équipes sur site lorsque des fuites sont détectées.

Ces programmes sont encore en cours d'élaboration et ont été analysés l'articles Fox et al (2019)¹². En outre, des recherches sont menées pour comparer scientifiquement ces nouvelles approches. On peut citer en exemple l'évaluation de l'efficacité du programme de gestion des émissions fugitives (FEMP EA) de l'Alliance canadienne des technologies pétrolières (PTAC), le programme « trajectoire vers l'équivalence » de l'université de Calgary et de l'université d'État du Colorado ainsi que le défi de surveillance mobile de l'université de Stanford et du Fond de défense de l'environnement (EDF)¹⁶.

Les R&D en cours visent à identifier et comparer les méthodes disponibles de détection, de sorte que les méthodes, ou des combinaisons de méthodes, les plus précises et les plus rentables puissent être adoptées. Toutefois, il n'existe actuellement pas d'informations permettant de la rentabilité de ces méthodes. Cela pourrait évoluer dans un avenir proche, comme l'ont décrit Fox et al develop.

De nouvelles technologies et méthodes de détection continuent d'émerger. Certaines ont été proposées commercialement, et certaines sont encore au stade de pilote. Des rapports récents listent ces différentes technologies de détection (ITRC, 2018)¹¹, comme certaines technologies de l'Agence de projets de recherche avancée - Énergie (DOE ARPA-E) du ministère de l'Énergie des États-Unis, appelée « Réseaux d'observation du méthane avec technologie innovante pour obtenir des réductions » (MONITOR).

Ces technologies de détection peuvent être utilisées à des fréquences et à des seuils de détection différents. Des études récentes ont comparé les différentes échelles spatiales (la superficie minimale pouvant être analysée) par rapport à l'échelle temporelle (fréquence des observations). Le diagramme ci-dessous de Fox et al, 2019¹², montre une partie de cette comparaison.



Note : ces techniques sont également classées par leur utilisation potentielle, comme le montrent les cercles de couleur, et se concentrent principalement sur la mesure des émissions provenant du pétrole et du gaz de l'amont.

- M1** = Élaborer et affiner les facteurs d'émission pour améliorer les inventaires
- M2** = Estimer par ordre décroissant les émissions d'une région à sources multiples
- M3** = LDAR classique à courte distance utilisant des instruments portatifs
- M4** = criblage rapide des émissions anormales

Les études récentes sur différentes techniques font ressortir que les innovations dans différents domaines peuvent apporter des améliorations de l'efficacité, de la rapidité de détection et de l'échelle de surveillance des solutions.

Stratégie appropriée

Toute installation de surface dotée d'un équipement sous pression serait en mesure de réduire les émissions provenant de fuites fugitives en suivant un programme alternatif approprié. Cependant, certaines technologies détectant les émissions au niveau de l'installation peuvent être perturbées par d'autres sources d'émissions qui pourraient se produire au moment de l'analyse, comme les purges d'entretien, le déchargement de liquides des puits de gaz ou même les émissions de méthane au niveau de l'échappement du moteur du compresseur.

Comme ces programmes sont encore en cours d'élaboration ou à l'essai, l'opérateur qui les utilise dans le cadre d'un programme volontaire doit s'informer des dernières études et recherches sur l'efficacité des méthodes.

Une compagnie peut aussi mettre en place un programme alternatif se concentrant sur les équipements et les composants pouvant émettre le plus. Par exemple, un producteur peut donner la priorité à des champs avec une production d'hydrocarbures liquides élevée plutôt qu'un champ gaz, en effet les sites de production d'hydrocarbures liquides généreraient plus de vapeur au niveau des réservoirs atmosphériques.

Conclusion

Il n'y a pas de données définitives sur les comparaisons coût-efficacité de ces méthodes, les opérateurs doivent donc par conséquent recueillir de l'information complémentaire. Cela peut être un obstacle à la mise en œuvre de ces programmes jusqu'à ce que davantage d'informations soient disponibles suite aux essais pilotes et programmes de recherches en cours.

L'évaluation économique de toute mesure de réduction des fuites dépend de la quantité d'émissions réduites ou éliminées. Pour un site spécifique, cela requiert généralement une mesure ou une estimation du taux de fuite de toutes les fuites identifiées, comparée au coût du programme de détection et de réparation. Dans certains cas, l'exploitant pourrait prouver définitivement l'efficacité d'un programme alternatif par ses mesures.

Stratégie de mitigation 5 : Remplacer les composants qui fuient de manière persistante

Les fuites fugitives contribueraient de façon significative aux émissions anthropogéniques globales de méthane. Une faible proportion du nombre total de composants émet du méthane. Dans certains cas, le taux de fuite peut être déterminé par des fuites provenant de certaines sources. Si ces sources continuent d'être à émettre de grande quantité de méthane même après réparation, un opérateur peut de changer le type de composant, ou même le supprimer la poursuite de l'opération peut se faire en toute sécurité après le retrait ou le remplacement.

Les équipements qui ont tendance à fuir régulièrement peuvent être éliminés lors de la conception (voir le guide Conception et Ingénierie), modifiés ou adaptés. Ce guide ne traite que des adaptations des équipements existants.

La décision de supprimer ou de remplacer certains types d'équipement ou de composant sera généralement prise après une analyse démontrant la contribution de cet équipement aux émissions et la persistance des fuites.

La stratégie est appropriée

Toute installation de surface avec des équipements sous pression pendant sa durée de vie génère des fuites fugitives. Cependant, seuls quelques sites ont des « équipements problématiques » qui émettent après leur réparation. Un opérateur doit suivre les fuites et conserver suffisamment d'informations sur le type et l'emplacement de la fuite afin d'identifier les fuites répétées.

Annexe : informations complémentaires sur les stratégies d'atténuation

Une fois qu'un composant problématique est identifié, une analyse technique peut être effectuée pour voir s'il peut être remplacé par un autre type de composant ou éliminé complètement. Voici quelques exemples :

Type de source	Remplacement possible ou changement	Élimination possible
Connecteur	Remplacer le connecteur, par exemple par un nouveau raccord.	Ligne soudée sans connecteur.
Vanne	Changer de type de vanne, ou changer la garniture de la vanne.	Supprimer la vanne.
Lignes ouvertes	Ajouter une vanne de sectionnement ou « double vanne de sectionnement » sur la ligne ouverte à l'atmosphère. Ajouter un bouchon ou un bouchon vissé à la fin de la ligne.	Dévier vers un dispositif de contrôle ou une torche pour supprimer la ligne ouverte.
Soupapes de décompression	Modifier le type de soupape ou ajouter un disque de rupture.	Remplacer la soupape un dispositif alternatif de décompression (comme un disque de rupture) ou, si possible, connecter la soupape vers un système de contrôle plutôt qu'à l'atmosphère.
Trappes	Remplacer par un autre type de trappe.	Remplacer par des réservoirs sous pression ou une conception sans réservoir sur la zone-puits.
Joint de compresseur	Remplacer les joints par un autre type ou ajouter des commandes de contrôle du gaz.	Supprimer le compresseur.

Il est très important de noter que la suppression des composants et l'adaptation de l'équipement exigera probablement une analyse de la gestion du changement pour s'assurer que le composant n'était pas nécessaire dans les opérations et que son élimination n'aura pas d'incidence négative sur la sécurité de l'équipement ou des opérations. Dans la plupart des cas, la suppression ne sera pas possible, la majorité des composants ayant un rôle important sur l'installation.

Références

- 1 Profil industriel du programme de déclaration des gaz à effet de serre de l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (US EPA) 2017 : Systèmes de pétrole et de gaz naturel, octobre 2018
- 2 Agence américaine de protection de l'environnement « Inventaire des émissions et des puits de gaz à effet de serre, 1990-2017 », avril 2019
- 3 Association canadienne des producteurs de pétrole (CAPP), « Mise à jour des facteurs d'émission de fuite d'équipement », Association canadienne des producteurs de pétrole (CAPP), Clearstone Engineering Ltd., février 2014, www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/238773
- 4 Institut de recherches gazières, États-Unis Agence de protection de l'environnement, « Émissions de méthane de l'industrie du gaz naturel, volume 8 : Fuites d'équipement », juin 1996
- 5 Agence de protection de l'environnement des États-Unis « Détection et réparation des fuites, un guide des bonnes pratiques », octobre 1999
- 6 British Standards Institution « Émissions Fugitives et Diffuses d'Intérêt Commun Pour Les Secteurs Industriels. Mesure des Émissions fugitives de vapeurs générées par les fuites provenant des équipements et des canalisations (norme britannique) », British Standards Institution, BS EN 15446, la norme britannique (et européenne) pour la détection de fuite
- 7 Partenariat sur le méthane provenant du pétrole et du gaz (OGMP) de la Coalition pour le climat et l'air pur (CCAC) « Document technique d'orientation numéro 2 : Fuites fugitives provenant de composants et d'équipements », modifié mars 2017
- 8 Programme Natural Gas STAR de l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis « Technologies recommandées pour réduire les émissions de méthane » www.epa.gov/natural-gas-star-program/
- 9 Commission économique des Nations unies pour l'Europe (UNECE), « Guide des bonnes pratiques pour la gestion du méthane dans le secteur pétrolier et gazier », projet, mars 2019
- 10 Fox et al., « Un examen des technologies à courte distance et de criblage pour atténuer les émissions fugitives de méthane dans le pétrole et le gaz en amont », lettres de recherche environnementale, juillet 2019
- 11 Conseil de réglementation des technologies inter-États « Évaluation des technologies innovantes de détection du méthane », septembre 2018
- 12 Fox et al., « Un cadre d'équivalence pour la réduction des émissions de méthane pour les programmes alternatifs de détection et de réparation des fuites », Elementa, 2019, www.doi.org/10.1525/elementa.369
- 13 Lamb et al., « Mesures directes montrant la diminution des émissions de méthane provenant des systèmes de distribution locaux du gaz naturel aux États-Unis », Environ Sci Technol 49(8): 5161–5169 doi: 10.1021/es505116p, 2015
- 14 Zimmerle et al., « Émissions de méthane provenant du système de transport et de stockage du gaz naturel aux États-Unis » Environ Sci Technol 49(15): 9374–9383 doi: 10.1021/acs.est.5b01669, 2015
- 15 AR Brandt, GA Heath, D Cooley, « Les fuites de méthane provenant des systèmes de gaz naturel présentent des écarts extrêmes de distribution » Environ Sci Technol, dans press doi: 10.1021/acs.est.6b04303, octobre 2016
- 16 Arvind Ravikumar, et al., « Inter-comparaison à simple insu des technologies de détection du méthane — Résultats du défi de surveillance mobile de Stanford/EDF, Elementa, 2019



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES