



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Réduire les émissions de méthane : Guide des bonnes pratiques **Conception technique et construction**

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
Exemples de stratégies d'ingénierie et de conception	5
Checklist	14
Annexe 1 : stratégies de mitigation pouvant être utilisées à l'étape de la conception	15
Références	18

Récapitulatif



L'ingénierie et la conception peuvent jouer un rôle essentiel dans la réduction des émissions de méthane et sont la première ligne de défense. De plus, il est généralement beaucoup moins coûteux de réduire les émissions au stade de la conception qu'en adaptant les systèmes plus tard ou dans le cadre de la maintenance. Dans de nombreux cas, les émissions de méthane peuvent être éliminées lors de la conception. Si cela n'est pas possible, les événements et les fuites peuvent être réduits au minimum grâce à une conception efficace des systèmes. Il peut s'agir de conceptions qui réduisent la quantité de méthane émise, du type de combustible utilisé ou, en dernier ressort, d'un dispositif de contrôle des émissions de méthane. Les principes généraux de conception visant à réduire les émissions de méthane sont les suivants :

Bonnes pratiques pour réduire les émissions de méthane provenant de l'utilisation de l'énergie dans les activités pétrolières et gazières

- ✓ Utiliser, dans la mesure du possible, des équipements électriques, mécaniques et à air comprimé
- ✓ Centraliser les installations
- ✓ Utiliser des pipelines pour transporter le pétrole et le gaz naturel à partir des installations
- ✓ Récupérer le méthane à des fins utiles
- ✓ Utiliser d'autres équipements à faible émission et à faible maintenance

Introduction

L'ingénierie et la conception des systèmes peuvent contribuer à réduire les émissions de méthane avant la mise en service des nouvelles installations ou lors de la modification des installations existantes. La phase de conception offre la meilleure occasion d'identifier les réductions de méthane. Il est aussi habituellement moins coûteux d'appliquer des stratégies de réduction au stade de la conception que de modifier l'installation. L'ingénieur de conception doit envisager les stratégies suivantes pour réduire les émissions de méthane. Les stratégies sont énumérées par ordre de priorité.

1. Éliminer les sources de méthane
2. Réduire la quantité de méthane émise et la quantité de combustible utilisée
3. Contrôler les sources restantes de méthane

La plupart des solutions d'ingénierie sont spécifiques aux activités et installations d'une entreprise et évoluent parallèlement à la technologie. Toute conception doit donner la priorité à l'intégrité, à la sécurité, à la protection contre les incendies et aux obligations réglementaires avant la réduction des émissions. Les stratégies efficaces de conception visant à réduire les émissions de méthane tout au long de la chaîne d'approvisionnement de gaz naturel sont examinées en détail ci-dessous.

1. Utiliser, dans la mesure du possible, des équipements électriques, mécaniques et à air comprimé

Les dispositifs pneumatiques au gaz naturel sont une source importante d'émissions de méthane dans certaines activités de l'industrie pétrolière et gazière. L'utilisation de dispositifs électriques, mécaniques ou à air comprimé peut éliminer complètement les émissions des dispositifs pneumatiques.

S'il n'y a pas d'approvisionnement en électricité sur un site éloigné, un seul générateur d'électricité alimenté au gaz ou un compresseur à air peut servir à la place de plusieurs dispositifs pneumatiques. L'utilisation de compresseurs électriques et de pompes au lieu d'un équipement à gaz peut réduire la quantité de gaz naturel utilisé comme combustible et augmenter la part qui peut être vendue. Les moteurs électriques sont aussi plus fiables que les moteurs à gaz, mais un générateur à gaz peut être nécessaire si le site n'est pas approvisionné en électricité.

2. Centraliser les installations

La centralisation des installations peut éliminer les sources d'émissions de méthane et permettre l'utilisation d'équipements et de procédés plus efficaces. Par exemple, une installation centralisée peut utiliser un seul chauffage à huile chaude pour chauffer l'ensemble des équipements l'installation au lieu d'un chauffage pour chaque équipement.

La centralisation des installations peut également rendre les équipements de réduction ou de récupération des émissions de méthane plus viables économiquement. Par exemple, un stabilisateur d'huile ou un séparateur à plusieurs étages peuvent traiter la production des installations environnantes pour réduire les émissions des réservoirs de stockage. Il se peut que des systèmes similaires ne soient pas disponibles sur chaque site ou économiques à plus petite échelle.

3. Utiliser des pipelines pour transporter le pétrole et le gaz naturel à partir des installations

L'utilisation de lignes de gaz naturel permet de vendre le gaz, et réduit ou élimine le brûlage ou l'évent des installations de production. Les pipelines pour transporter l'huile peuvent éliminer les émissions de méthane provenant des réservoirs de stockage et du chargement des camions. Ces lignes permettent également de centraliser l'équipement.

4. Récupérer le méthane à des fins utiles

La récupération du gaz naturel doit être privilégiée par rapport au brûlage ou aux événements. Le gaz naturel peut être vendu ou utilisé comme combustible sur place. Des unités de récupération de vapeur peuvent être installées pour accroître la pression du gaz à basse pression pour la vente. Le gaz peut également être acheminé vers un système basse pression ou une ligne de collecte locale. Certains opérateurs l'utiliseront pour générer de l'électricité pour faire fonctionner des compresseurs à air ou potentiellement vendre de l'électricité au réseau local. On peut aussi injecter le gaz dans le puits pour en améliorer la récupération.

Introduction

Dans la mesure du possible, la conception doit privilégier la récupération du gaz naturel.

5. Utiliser d'autres équipements à faible émission et maintenance

Certains procédés ou équipements peuvent être éliminés ou remplacés par des systèmes alternatifs sans émission ou à faible émission. Les systèmes alternatifs devraient être envisagés s'ils peuvent satisfaire aux exigences du projet. Par exemple, l'injection de méthanol ou les déshydrateurs de dessiccation sont des alternatives aux déshydrateurs glycol traditionnels. Les équipements à faible maintenance doivent également être pris en compte pour réduire les émissions de gaz naturel lors des opérations d'entretien.

Quantification des émissions

Les méthodes de quantification des émissions de méthane donnent un débit, par exemple la masse en fonction du temps (kilogrammes par heure) ou le volume en fonction du temps (, mètres cubes par heure). Ces méthodes peuvent être définies par des estimations techniques, par des mesures directes des sources de méthane, ou en utilisant des modèles de calcul. Dans la phase de conception, il existe trois techniques pour quantifier les émissions. Celles-ci sont énumérées ci-dessous, de la plus précise à la moins précise.

- La modélisation (pour les émissions de des réservoirs et des régénérateurs de déshydrateurs au glycol) à partir de simulation du process et d'équations de base.
- Le calcul des émissions à partir des données du fournisseur ou collectées sur site pour estimer les taux des processus ou activités.

Pour certaines sources et certains procédés, les programmes et modèles disponibles dans le commerce sont largement utilisés pour simuler les processus de traitement. Ces programmes sont par exemple ProMax[®] ou Aspen HYSYS[®], ou des simplifications de ces modèles tel que E&P Tanks conçu par l'American Petroleum Institute (API). Ces modèles peuvent servir à définir les émissions de méthane provenant des événements des déshydrateurs au glycol. Il existe également des outils de simplification tels que le programme GLYCalcTM du Gaz Technology Institute (GTI). L'avantage de ces modèles est que les conditions spécifiques du site peuvent être utilisées, de sorte que chaque processus individuel peut être simulé avec précision. Certaines juridictions imposent même l'utilisation de certains modèles. Un exemple est celui de la déclaration des émissions de des réservoirs selon « US EPA's GES Reporting Rule » ou « US New Source Performance Standard », OOOOa.

On peut utiliser des équations moins détaillées pour estimer les émissions. Ces équations nécessitent des informations spécifiques du site pour caractériser les émissions. Les équations peuvent utiliser une variété d'informations fournies localement pour estimer le taux de certains procédés ou activités.

La technique la plus simple mais aussi la moins précise pour estimer les émissions consiste à utiliser les informations fournies par le fournisseur et les « facteurs d'émission », où les émissions par activité (par exemple une quantité de gaz par année par type d'équipement) sont tout simplement multipliées par le nombre d'équipements.

Exemples de stratégies d'ingénierie et de conception

Ce guide ne vise pas à décrire en détails toutes les recommandations de conception qui pourraient réduire les émissions de méthane, mais plutôt à donner des exemples de bonnes pratiques qui peuvent être suivies. Bon nombre de stratégies de mitigation décrites dans les autres guides de bonnes pratiques peuvent être appliquées à des fins de conception et d'ingénierie. Ces stratégies ne sont pas détaillées dans ce guide. Les stratégies figurant dans le tableau ci-après sont décrites dans ce guide.

Stratégie d'ingénierie et de conception	Élimine les sources de d'émissions de méthane	Réduit événements, les fuites ou d'utilisation d'énergie	Contrôle du méthane	Stratégie de conception Catégorie
1. Emplacement des dispositifs et centralisation	✓	✓		1, 2 et 3
2. Conception modulaire	✓	✓		5
3. Élimination des composants fugitifs		✓		5
4. Emplacement des vannes coupe-feu et des vannes d'isolement		✓		4
5. Séparation secondaire et tertiaire		✓		4
6. Conception sans réservoir	✓	✓		3 et 5
7. Conception des réservoirs de stockage		✓	✓	5
8. Utilisation de compresseurs électriques	✓	✓	✓	1
9. Gare racleur et raccord de canalisation		✓		4 et 5
10. Utilisation de méthanol pour prévenir la formation d'hydrates	✓	✓		5
11. Réservoir de l'unité amine		✓		4
12. Dispositif de contrôle des gaz acides		✓	✓	5

Stratégie d'ingénierie et de conception 1 : Emplacement des dispositifs et centralisation

Le pétrole et le gaz naturel sont produits dans des endroits reculés, souvent avec des lignes de collecte de gaz et des approvisionnements en électricité limités. De nombreuses installations utilisent des chauffages, des moteurs et des dispositifs pneumatiques qui utilisent le gaz naturel comme combustible ou gaz d'entraînement. Parfois, il faut aussi brûler ou mettre à l'atmosphère le gaz naturel.

Quand cela est techniquement et économiquement faisable, le choix de l'emplacement d'un site doit tenir compte de la proximité des sources d'énergie et des lignes existantes, et la conception des installations doit réduire l'utilisation du gaz naturel comme combustible et utiliser à la place des équipements électriques. Si une installation ne peut pas être située à proximité d'infrastructures existantes, les approvisionnements en électricité et les lignes doivent être acheminés jusqu'à l'installation si cela est techniquement et économiquement réalisable.

Les opérateurs doivent, dans la mesure du possible, centraliser les installations de production lors de projets à grande échelle. La centralisation se caractérise par une absence totale ou partielle des opérations de traitement, de traitements des hydrocarbures dans la zone des têtes de puits et par l'exécution d'opérations de séparation, de traitement, de stockage sur une installation centralisée. Cette dernière peut adopter des mesures d'atténuation qui ne seraient peut-être pas viables dans des installations plus petites.

Exigences opérationnelles

Les systèmes de back-up, tels que les générateurs de secours, les torches ou le transport de liquides par camion, devraient être pris en compte dans le cas d'interruptions fréquentes de l'alimentation électrique. Des procédés de traitement supplémentaires tels que la déshydratation, l'élimination des gaz acides peuvent également être réalisés sur place afin que le produit réponde aux spécifications nécessaires avant le transport par pipeline.

Réduction des émissions et évaluation économique

Les réductions et les évaluations économiques des options d'atténuation qui nécessitent une alimentation électrique sont détaillées dans le reste du document.

Aux États-Unis en 2017, le coût des pipelines d'un diamètre inférieur à 20 pouces (500 mm) allait de 29 000 \$US le pouce-mile à 167 000 \$US le pouce-mile (710 à 4 086 \$US le mm-km)¹. Aux États-Unis, en 2013, le coût des lignes électriques au-dessus du sol est estimé entre 285 000 et 390 000 \$US par mile (177 000 à 242 000 \$US par km)².

Stratégie d'ingénierie et de conception 2 : Conception modulaire

Les taux de production des puits diminuent avec le temps, en particulier pour les puits non conventionnels. Il ne sera pas nécessaire de disposer d'un équipement de production dimensionné pour la production initiale, comme la production du puits va diminuer. La conception modulaire permet de réduire les équipements à mesure que le taux de production diminue. Le retrait de certains équipements réduira probablement le nombre de fuites fugitives ainsi que la quantité de gaz naturel utilisé pour alimenter des dispositifs pneumatiques. Parmi les exemples de conception modulaire figurent l'utilisation d'équipement monté sur patins facilement amovible et remplaçable, comptant plusieurs réservoirs de stockage plus petits au lieu d'un seul grand réservoir de stockage, et plusieurs compresseurs plus petits au lieu d'un seul compresseur.

Exigences opérationnelles

Les installations doivent être grandes pour avoir plusieurs équipements de petite taille plutôt qu'un seul équipement. Les opérateurs doivent évaluer régulièrement les taux de production, afin de décider quand retirer certains équipements

Réduction des émissions et évaluation économique

Les réductions et les coûts dépendent de l'équipement. Un exploitant a estimé à 4 200 Mscf les économies réalisées (en milliers de mètres cubes pieds) par an ($120\,000\text{ m}^3$ par an) de gaz naturel pour chaque réservoir de stockage retiré³. Les coûts d'équipement initiaux peuvent être légèrement supérieurs aux coûts des installations traditionnelles en raison de l'achat d'équipement supplémentaire. Dans le cas de projets à grande échelle, la conception modulaire peut également entraîner des économies de coûts, car l'équipement retiré peut être utilisé dans d'autres installations.

Stratégie d'ingénierie et de conception 3 : Élimination des fuites fugitives

Les raccords filetés et les brides servent à raccorder des lignes, des équipements et d'autres éléments tels que les vannes. Les raccords filetés s'emploient couramment sur les lignes d'un diamètre de 50 mm (deux pouces) ou moins. Les brides servent généralement sur les lignes d'un diamètre supérieur à 50 mm. Il existe un risque que le gaz naturel fuie par les raccords filetés et les brides. Ces raccords peuvent parfois être remplacés par des raccords soudés, beaucoup moins susceptibles de fuir.

Exigences opérationnelles

Les raccords filetés ou à brides sont nécessaires pour raccorder des vannes ou d'autres composants et doivent être enlevés ou remplacés fréquemment, ce afin d'éviter d'avoir à couper la ligne.

Réduction des émissions et évaluation économique

Pendant la phase de conception, le coût de remplacement des brides ou des raccords filetés avec des soudures est minime. Les émissions provenant des brides sont estimées entre $5,7 \times 10^{-6}$ et $0,39 \times 10^{-6}$ kg par heure par bride⁴. Les émissions provenant des raccords filetés sont estimées entre $1,0 \times 10^{-5}$ et $0,75 \times 10^{-5}$ kg par heure par raccord⁴. Les raccords soudés sont moins susceptibles de fuir.

Stratégie d'ingénierie et de conception 4 : Emplacement des vannes coupe-feu et des vannes d'isolement

Les vannes d'isolement servent à isoler les équipements comme les compresseurs ou les cuves de séparation de sorte qu'ils puissent être dépressurisés pour l'entretien et la réparation. Le fait que les vannes soient aussi proches que possible de l'équipement réduit la quantité de méthane libérée lors de la dépressurisation.

Les vannes coupe-feu servent à isoler une installation pendant un arrêt d'urgence. Le positionnement des vannes coupe-feu le plus près possible des premier et dernier appareils de l'installation réduit également la quantité de méthane libérée pendant les arrêts d'urgence.

Exigences opérationnelles

L'emplacement des vannes peut être dicté par la réglementation sur la sécurité ou la protection contre les incendies.

Réduction des émissions et évaluation économique

Au cours de la phase de conception, le coût du déplacement des vannes est minime. La réduction du méthane est fondée sur la pression du pipeline ou de l'équipement et sur la quantité de tuyaux qui doivent être dépressurisés en cas d'urgence ou d'entretien, ainsi que sur la fréquence de dépressurisation.

Stratégie d'ingénierie et de conception 5 : Séparation secondaire et tertiaire

Le pétrole et le condensat doivent être séparés du gaz naturel sur les installations de production, les stations de compression et les usines. Cette séparation se produit habituellement à haute pression, supérieure à 100 psig (700 kPa). Quand le pétrole ou le condensat est transféré des séparateurs à haute pression vers des réservoirs de stockage à pression atmosphérique, un « gaz d'échappement » est libéré. Ce gaz est généralement évacué du réservoir de stockage ou torché. La séparation secondaire et tertiaire peut servir à récupérer une partie ou la totalité du gaz et réduire au minimum cet échappement au sein des réservoirs de stockage. La figure 1 montre les séparateurs secondaires et tertiaires représentés comme un dispositif de traitement par la chaleur et une tour de récupération de la vapeur (VRT) dans une installation de production.

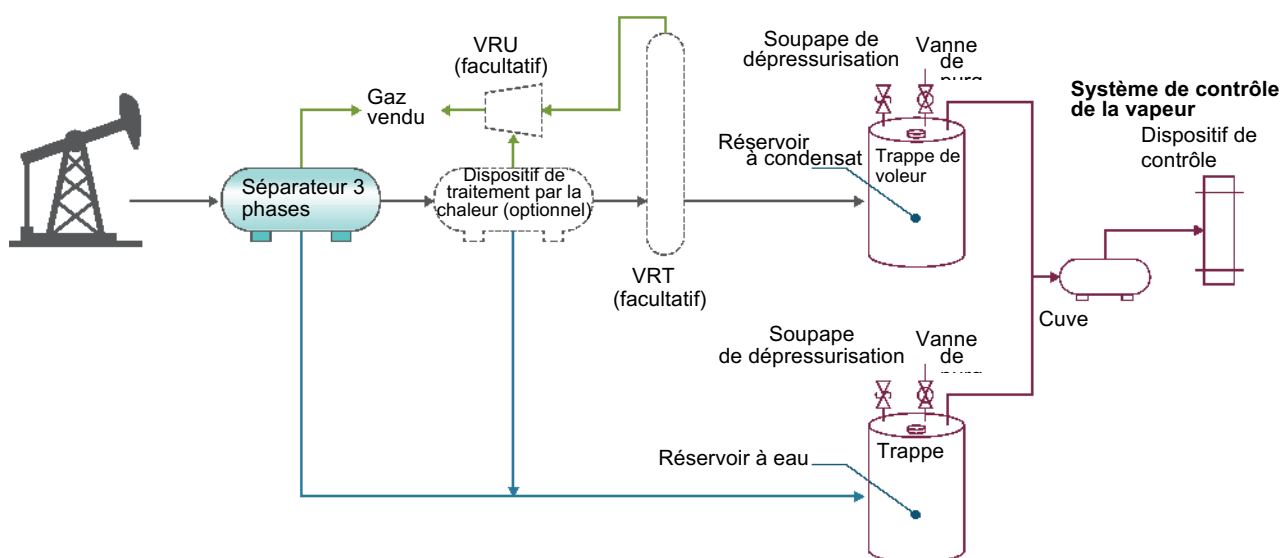
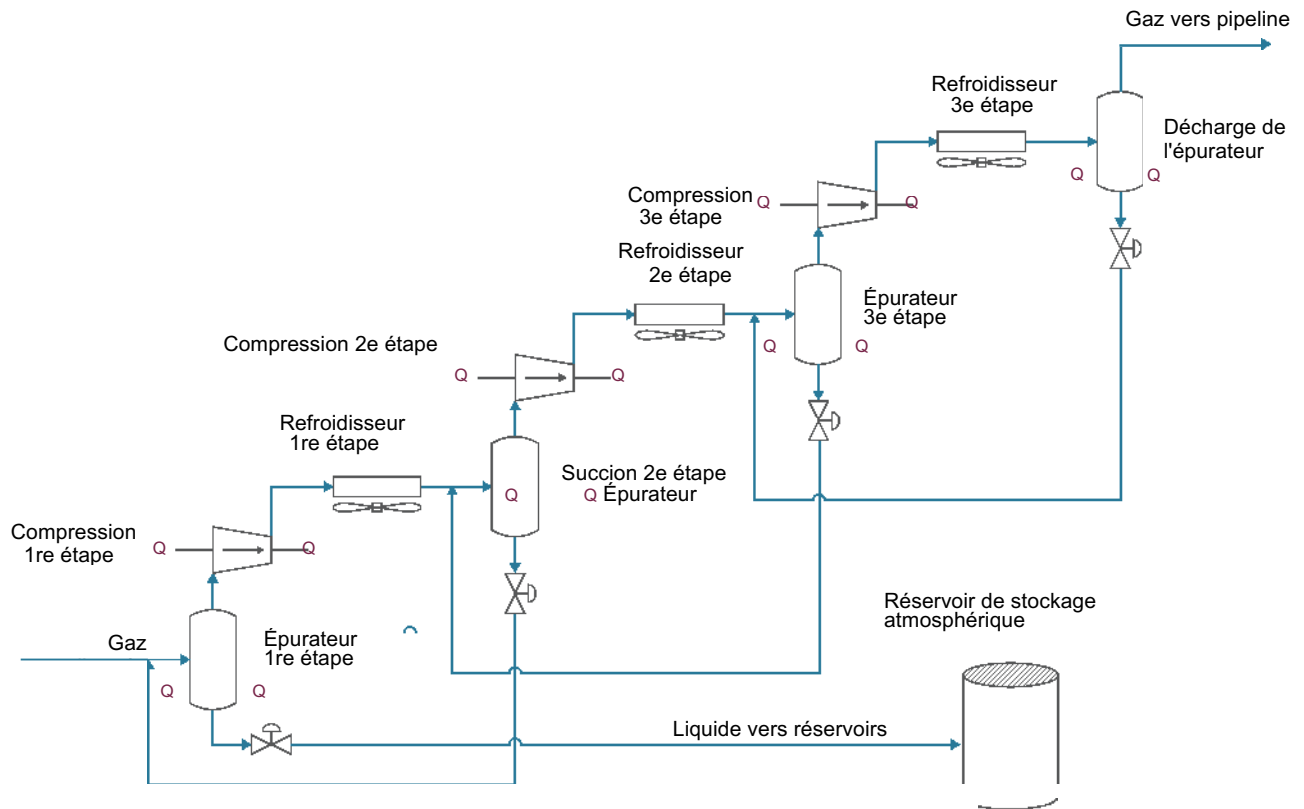


Figure 1 : Séparateurs secondaires et tertiaires dans une installation de production

Source : Référence⁵

La pratique de la séparation secondaire et tertiaire peut être aussi utilisée pour les scrubbers de compresseurs où le condensat est acheminé vers des cuves à basse pression au lieu de réservoirs de stockage non pressurisés. Un exemple est la configuration des scrubbers en cascade, comme le montre la figure 2, où le condensat haute pression est acheminé vers le scrubber basse pression suivant, et seul le scrubber d'admission est dirigé vers les réservoirs.

Figure 2 : Système d'épurateur en cascade sur un compresseur



Exigences opérationnelles

Il faut utiliser des unités de récupération de la vapeur (VRU) pour récupérer le gaz des cuves à basse pression. L'utilisation de VRU électriques est préférable en raison de leur capacité à fonctionner sur une plus large plage de débits que les compresseurs alimentés par des moteurs au gaz naturel.

Réduction des émissions et évaluation économique

Une étude de cas d'Occidental Petroleum a estimé le coût d'un séparateur secondaire et d'une VRT avec VRU entre 100 000 et 200 000 dollars américains⁶. Les délais de rentabilisation sont généralement de un à cinq mois⁶.

Le coût des épurateurs en cascade n'est pas connu, mais il est probable qu'il sera minime du fait que seuls des changements minimes sont à apporter aux lignes. La réduction des émissions dépend de la composition du gaz, mais une étude de cas de Kent Pennybaker a estimé que

les décharges des épurateurs en cascade peuvent réduire les fuites de gaz du réservoir de 98,7 % et augmenter la quantité de gaz pouvant être vendue de 1,2 %⁷.

Stratégie d'ingénierie et de conception 6 : Conception sans réservoir

Les réservoirs de stockage à pression atmosphérique servent à stocker du pétrole brut, du condensat d'hydrocarbures et l'eau produite (et des mélanges de ces produits) avant qu'ils ne soient transférés du site. L'EPA estime que le méthane provenant des réservoirs de stockage atmosphérique représente environ 10 % du méthane provenant de l'industrie pétrolière et gazière⁸. Une technique de conception consiste à éliminer complètement le réservoir de stockage. Cette conception « sans réservoir » peut être appliquée de diverses façons tout au long des opérations de production, de collecte et de transformation. Des exemples de conception sans réservoir

Exemples de stratégies d'ingénierie et de conception

du point de vue de la production, de la collecte et de la transformation, se trouvent ci-dessous.

- Production - Le liquide provenant du séparateur est transféré directement à un pipeline par l'intermédiaire d'une unité LACT (*Lease automatic custody transfer*) ou à un bac de trop plein opérant à une pression quasi-atmosphérique. Le bac de trop plein est défini pour une pression bien supérieure à la pression atmosphérique. La grande plage d'exploitation permet au bac de trop plein d'accueillir les fluctuations de la production et les changements de pression dans le réservoir dus aux échappements. La vapeur générée dans l'amortisseur est comprimée et envoyée dans un pipeline. La figure 3 montre un exemple d'installation de production utilisant un modèle sans réservoir.

Figure 3 : Une installation de production utilisant une conception sans réservoir



Source : Référence⁹

- Collecte - dans une station de compression, le liquide provenant du collecteur de condensat est acheminé directement à l'évacuation de l'installation par une pompe électrique ou une purge. Les liquides sont ensuite transformés dans une installation en aval comme une usine de traitement du gaz naturel.
- Transformation - dans une usine de traitement du gaz naturel, le liquide provenant d'un collecteur de condensat est stabilisé et mélangé avec des liquides de gaz naturel (LGN) dans des réservoirs pressurisés ou envoyés directement à un pipeline pour les NGL.

Exigences opérationnelles

La conception sans réservoir nécessite l'accès à un pipeline. Il se peut que le liquide doive satisfaire certaines spécifications pour être transporté dans un pipeline. Une méthode de retraitement ou de stockage du liquide qui ne répond pas aux spécifications peut s'avérer nécessaire. Il peut également être nécessaire de prévoir une capacité de stockage d'urgence pour que les puits puissent produire quand l'installation est coupée du pipeline.

L'électricité de l'installation est également importante car elle permet l'utilisation de pompes électriques et de VRU. Il peut être nécessaire d'utiliser plus fréquemment le « raclage » du pipeline pour les systèmes qui utilisent la technique de contournement des pompes dans les stations de compression. Dans les usines de traitement du gaz naturel, l'ajout de condensat aux NGL doit être évalué site par site pour s'assurer que les NGL peuvent toujours répondre aux spécifications de l'acheteur ou du pipeline.

Réduction des émissions et évaluation économique

Les émissions des réservoirs peuvent être éliminées presque complètement en utilisant une conception sans réservoir.

Un opérateur a rapporté une réduction de plus de 90 % des émissions en utilisant des installations sans réservoir⁹. Les coûts sont probablement inférieurs à ceux des installations traditionnelles en raison du nombre d'équipements et de la taille des sites.

Stratégie d'ingénierie et de conception 7 : Conception du réservoir de stockage

Les systèmes de contrôle des réservoirs de stockage peuvent être difficiles à concevoir en raison de leur étroite plage de pression de fonctionnement, généralement inférieure à 1 psig (7 Kpa). Les vannes à action rapide, les systèmes de piston-élevateur et le raclage peuvent entraîner des variations dans les débits de liquide et de vapeur dans le système de contrôle. Le système de commande des réservoirs de stockage à pression atmosphérique doit être conçu de manière adéquate afin que les dispositifs de décompression n'évacuent pas dans l'atmosphère et que toutes les vapeurs du réservoir de stockage soient dirigées vers le dispositif de commande

ou VRU pendant des périodes de pic de production. La conception doit tenir compte des débits maximum de vapeur et de liquide qui peuvent être différents des taux de production quotidiens, en particulier pour les systèmes avec vannes à action rapide ou puits sur piston élévateur. La conception doit évaluer la capacité du dispositif de commande et la perte de pression dans le tuyau de collecte de vapeur.

Exigences opérationnelles

Une modélisation peut être nécessaire pour déterminer la pression de stockage maximale.

Réduction des émissions et évaluation économique

Le coût de l'évaluation de la conception des systèmes de contrôle des réservoirs de stockage aux États-Unis est estimé entre 550 et 360 \$US par installation¹⁰.

Stratégie d'ingénierie et de conception 8 : Utilisation de compresseurs électriques

Les compresseurs sont utilisés pour acheminer le gaz naturel jusqu'aux pipelines ainsi que pour récupérer le gaz des systèmes à basse pression. Les moteurs fonctionnant au gaz naturel sont couramment utilisés pour alimenter des compresseurs. Une alternative consiste à utiliser des moteurs électriques pour alimenter des compresseurs. Les moteurs à gaz naturel ne peuvent fonctionner qu'à un minimum de 50 % de leur puissance maximale. Les moteurs électriques à fréquence variable peuvent fonctionner à très faible charge. Les moteurs électriques ont également besoin de moins d'entretien que les moteurs à gaz naturel, et sont donc plus fiables.

Exigences opérationnelles

Il faut une alimentation électrique pour faire fonctionner les compresseurs électriques. Les compresseurs plus puissants peuvent avoir besoin de lignes à haute tension. Un générateur de secours peut être nécessaire dans les zones où l'alimentation n'est pas fiable.

Réduction des émissions et évaluation économique

On estime que les compresseurs électriques économisent 2,11 Mscf de gaz par cheval-vapeur (80 000 m³ par kilowatt) du compresseur. Le coût dépend de la taille du compresseur. Une étude de cas a estimé que les dépenses initiales ont été de 1 500 000 \$US pour un moteur de 1 750 chevaux (1 300 kW). Les coûts d'exploitation annuels étaient à peu près égaux au coût initial en capital et sont principalement attribuables au coût de l'électricité³.

Stratégie d'ingénierie et de conception 9 : Gare racleur et raccord de canalisation

Un racleur est utilisé pour inspecter les pipelines et acheminer les liquides accumulés dans les installations en aval. Une gare racleur au début du pipeline est dépressurisée pour permettre l'insertion du racleur dans le pipeline. La gare racleur est ensuite pressurisée pour l'envoyer sur le pipeline. Le racleur est reçu dans une autre gare à l'autre extrémité du pipeline (le récepteur). Dans le récepteur, du liquide est piégé devant et sur le racleur. Quand on enlève le racleur, le méthane est libéré suite à l'échappement du liquide piégé. Les rampes à racleur permettent de capturer et d'acheminer les liquides jusqu'au pipeline avant que la gare racleur ne soit dépressurisée, réduisant ainsi les émissions. Les raccords de canalisation peuvent dépressuriser partiellement la gare racleur pour réduire les émissions lors des opérations de raclage.

Exigences opérationnelles

Les rampes à racleur sont des dispositifs passifs, mais il faudra plus de temps entre la réception du racleur et sa sortie, pour permettre aux liquides de se déverser dans le pipeline. Un système à basse pression doit également être disponible sur place pour collecter le gaz provenant de la gare de racleur.

Réduction des émissions et évaluation économique

MPLX estime que l'utilisation de rampes à furet et de lignes de cavaliers peut réduire les émissions provenant du furetage jusqu'à 85 %¹¹ pour un coût d'environ 8 175 \$US par installation¹¹.

Stratégie d'ingénierie et de conception 10 : Utilisation de méthanol pour prévenir la formation d'hydrates

Par temps froid, l'eau peut geler et former des hydrates dans les pipelines, ce qui peut gêner le flux de gaz naturel. Si les hydrates posent problème, on recourt généralement à un déshydrateur au glycol pour retirer l'eau du gaz naturel. Le glycol absorbe également du méthane, qui est rejeté dans l'atmosphère pendant la régénération du glycol. Le méthanol peut être utilisé au lieu de la déshydratation au glycol pour empêcher la formation d'hydrates. Le méthanol est simplement injecté dans le gaz avant qu'il n'entre dans le pipeline et est retiré en aval.

Exigences opérationnelles

Le méthanol doit être injecté d'un réservoir atmosphérique dans le gaz naturel sous pression à l'aide d'une pompe. Les pompes sont généralement faciles à utiliser et alimentées à l'énergie solaire. Le méthanol devra être livré à chaque installation par camion.

Le méthanol doit être retiré du gaz naturel pendant la transformation, habituellement pendant la séparation normale et l'élimination des gaz acides.

Réduction des émissions et évaluation économique

Les réductions d'émissions sont estimées à 800 Mscf (22 500 m³) de gaz naturel par installation. Le coût est estimé à 2 250 \$US par installation, plus les coûts d'exploitation de 3,45 \$US par Mscf (121 \$US par 10⁶ m³) de gaz naturel³.

Stratégie d'ingénierie et de conception 11 : Réservoir d'échappement de l'unité de traitement aux amines

Le gaz acide qui contient de fortes concentrations de composés sulfurés, principalement du sulfure d'hydrogène et du dioxyde de carbone, doit être traité pour éliminer ces composés. Les unités de traitement aux amines sont une méthode d'élimination de ces composés. L'amine la plus utilisée est la N-méthyl-diéthanolamine. L'amine circule à travers une tour et absorbe les composés du gaz naturel sous pression. L'amine récupère aussi du méthane du gaz. L'amine est ensuite envoyée dans un régénérateur pour éliminer le dioxyde de carbone et le soufre afin que l'amine puisse être réutilisée. Le dioxyde de carbone et le soufre éliminés sont appelés gaz acides qui sont normalement évacués dans l'atmosphère.

Un réservoir peut être installé en amont du régénérateur pour récupérer une partie du méthane collecté par l'amine. Le réservoir est à une pression plus basse que la tour et une partie du méthane s'échappe lorsque l'amine chute en pression lorsqu'elle pénètre dans le réservoir d'échappement. Le méthane peut être récupéré dans un système à basse pression comme le système de combustible de l'installation.

Réduction des émissions et évaluation économique

Les réductions dépendent du système, mais on s'attend à ce qu'elles soient de 90 %, ce qui équivaut à l'installation d'un réservoir sur une unité de déshydratation au glycol³. Les coûts varient selon la taille du réservoir installé.

Stratégie d'ingénierie et de conception 12 : Dispositif de contrôle des gaz acides

Les gaz acides rejetés du traitement à l'amine ont généralement une teneur très élevée en dioxyde de carbone et en soufre, avec une faible concentration d'hydrocarbures. Il peut être nécessaire de contrôler les gaz acides pour des raisons de sécurité ou pour respecter les normes environnementales. Les gaz acides avec une forte proportion de dioxyde de carbone n'ont pas suffisamment de chaleur (valeur calorifique) pour brûler dans une torche ou une chambre de combustion. Du « gaz auxiliaire », généralement du gaz combustible, peut être ajouté au gaz acide pour porter la teneur en chaleur à au moins 300 Btu/ scf (11,2 MJ/scm)¹². La quantité de gaz auxiliaire nécessaire peut être assez grande selon le volume de gaz acide à récupérer. Les oxydants thermiques directs peuvent être utilisés pour oxyder le méthane, mais les oxydants thermiques traditionnels ont besoin d'un grand volume de combustible pour maintenir la chambre de combustion à la température requise.

Les oxydants thermiques « récupérateurs » ou « régénérateurs » sont des moyens plus efficaces de contrôler les gaz acides. Ces dispositifs de contrôle récupèrent la chaleur perdue, ce qui réduit la quantité de combustible nécessaire pour maintenir la chambre de combustion à une température suffisamment élevée.

Exigences opérationnelles

Les oxydants thermiques ont besoin d'une conception spéciale pour les gaz corrosifs comme les gaz acides. Les oxydants thermiques ont également besoin de puissance pour faire fonctionner les ventilateurs, les commandes et les vannes.

Réduction des émissions et évaluation économique

Les réductions dépendent de la taille de l'unité amine. Une société a déclaré avoir économisé jusqu'à 750 000 \$US par an en coûts de combustible en remplaçant un oxydant thermique avec un oxydant thermique régénératif¹³.

Checklist

La checklist suivante vous permet d'évaluer vos progrès dans la réduction des émissions de méthane grâce à la conception de systèmes.

Activité	Réalisé	Pourcentage d'équipement ou procédé
✓ Inclure la réduction du méthane dans la pratique normale de la conception		
✓ Utiliser, dans la mesure du possible, des équipements électriques, mécaniques et à air comprimé		
✓ Centraliser les installations		
✓ Utiliser des oléoducs et gazoducs pour transporter le pétrole et le gaz naturel à partir des installations		
✓ Récupérer le méthane lorsque cela est possible		
✓ Contrôler le méthane lorsque la récupération n'est pas possible		
✓ Utiliser des équipements et procédés alternatifs peu polluants		
✓ Utiliser des équipements et procédés alternatifs à faible entretien		

Annexe 1 : stratégies de mitigation pouvant être utilisées à l'étape de la conception

Source d'émissions	Description de la stratégie de mitigation	Guide de référence
1. Brûlage de gaz	Réinjection Réinjecter du gaz dans le réservoir de pétrole ou de gaz pour augmenter la récupération.	Brûlage
	Transport du CNG par camion Compresser le gaz naturel à transporter hors du site par camion.	Brûlage
	Récupérer le NGL Utiliser un système pour récupérer les liquides de gaz naturel.	Brûlage
	Gas to power Utiliser des turbines à gaz ou un moteur alternatif pour produire de l'électricité.	Brûlage
2. Réservoirs de stockage : flash gaz	Utiliser des unités de récupération des vapeurs (VRU) Installez une VRU pour que le gaz puisse être utilisé, vendu ou torché.	Évent Brûlage
	Réduire la pression de fonctionnement des installations en amont Installer des tours de stabilisation ou une tour de récupération de vapeur (VRT) en amont des réservoirs pour réduire la pression du gaz.	Évent Brûlage
	Augmenter la pression du réservoir Régler les dispositifs de décompression à la pression de calcul, ou proche de celle-ci, du réservoir de stockage.	Évent
	Élimination des réservoirs sur les sites de production Utiliser les systèmes de transfert automatique (LACT) pour transférer les liquides directement des séparateurs au pipeline.	Évent
3. Réservoirs de stockage : émissions de chargement et de déchargement	Ajout de systèmes de jauge automatique Les systèmes de jauge automatique éliminent la nécessité d'ouvrir la trappe afin de jauger les réservoirs de stockage pendant le fonctionnement normal et lors du chargement des liquides dans les camions pour le transport.	Évent
	Mettre en place un système permettant d'équilibrer ou d'échanger les vapeurs entre les réservoirs et les véhicules-citernes Les lignes de retour de vapeur collectent les vapeurs déplacées dans le camion lors du chargement des liquides des réservoirs et retournent les vapeurs dans les réservoirs (équilibre des vapeurs) ou les envoient vers un dispositif de contrôle.	Évent

Source d'émissions	Description de la stratégie de mitigation	Guide de référence
4. Compresseurs : centrifuge	Utiliser les « dry seal » Acheter seulement des compresseurs qui ont des « dry seal. » (Environ 90 % des compresseurs ont des « dry seal ».) Les joints secs utilisent généralement moins d'énergie, sont plus fiables et nécessitent moins d'entretien.	Évent
5. Compresseurs : démarreur	Utiliser des démarreurs électriques Les émissions peuvent être éliminées en utilisant des démarreurs électriques au lieu de démarreurs pneumatiques alimentés au gaz naturel.	Évent Utilisation de l'énergie
	Utiliser des démarreurs à air comprimé Les émissions peuvent être éliminées en utilisant des démarreurs alimentés à l'air comprimé plutôt qu'au gaz naturel.	Évent Utilisation de l'énergie
	Émissions directes des démarreurs vers une unité de récupération des vapeurs (VRU) ou une torche Le gaz naturel provenant de démarreurs pneumatiques est acheminé vers une VRU afin d'être utilisés, vendus ou envoyés à une torche.	Évent
6 Déshydrateurs au glycol : évent du régénérateur	Utiliser un système de déshydratation à zéro émission Les systèmes de déshydratation par dessiccation ne génèrent aucune émission pendant les opérations normales.	Évent
	Utiliser une pompe électrique à glycol Les pompes électriques éliminent la nécessité d'utiliser des pompes pneumatiques alimentées au gaz naturel.	Évent
	Utiliser des séparateurs de détente Les réservoirs de détente séparent une partie du méthane du glycol riche avant le régénérateur, de sorte qu'il puisse être retourné au processus ou utilisé (par exemple comme combustible).	Évent
7. Dispositifs Pneumatiques	Utiliser des dispositifs électriques ou mécaniques L'utilisation de dispositifs mécaniques ou électriques élimine le besoin de dispositifs pneumatiques.	Dispositifs pneumatiques
	Utiliser un système à air comprimé Utiliser de l'air comprimé plutôt que le gaz naturel pour alimenter les dispositifs pneumatiques.	Dispositifs pneumatiques

Source des émissions	Description de la stratégie de mitigation	Guide de référence
	Utiliser des dispositifs à évacuation intermittente ou à rejet peu important. Les dispositifs à évacuation intermittente et rejet peu important utilisent moins de gaz naturel que les dispositifs à fort rejet.	Dispositifs pneumatiques
8. Utilisation du combustible	Installer des compresseurs électriques L'équipement qui utilise le gaz naturel comme combustible libère du méthane qui n'a pas brûlé. Les compresseurs électriques éliminent l'utilisation du gaz naturel comme combustible.	Utilisation de l'énergie
	Remplacer les cylindres de déchargement Les déchargeurs ont des fuites de méthane au niveau des rondelles, des capots et de la garniture.	Utilisation de l'énergie
	Installer des contrôles de ratio air/combustible L'utilisation accrue de contrôleurs ratio air/combustible sur les moteurs de compresseurs pour contrôler la quantité de combustible utilisée a permis d'améliorer l'efficacité des moteurs à combustion qui utilisent moins de combustible.	Utilisation de l'énergie

Références

- 1 The Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) Foundation Inc, « L'infrastructure intermédiaire en Amérique du Nord jusqu'en 2035 », juin 2018
- 2 Frank Alonso et Carolyn AE Greenwell, « Sous terre contre aérien : Comparaison et atténuation des coûts de l'installation de la ligne électrique », présentation à l'Electric Light & Power Conférence exécutive, février 2013, disponible à www.elp.com/articles/powergrid-international/print/volume-18/issue-2/features/underground-vs-overhead-power-line-installation-cost-comparison.html
- 3 Programme Natural Gas STAR « Technologies recommandées pour réduire les émissions de méthane », un programme de l'Agence de protection de l'environnement (US EPA) des États-Unis, disponible à l'adresse suivante : www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions
- 4 Règle de déclaration obligatoire des gaz à effet de serre (MGGR) pour les systèmes pétroliers et de gaz naturel, 40 CFR, partie 98, sous-partie W
- 5 Occidental Petroleum Corporation et California Independent Petroleum Association « Configuration d'une tour de récupération de la vapeur/VRU », présenté au Natural Gas STAR Producers Technology Transfer Workshop, août 2007
- 6 Kent A Pennybaker, "Optimisation des conceptions des stations de compression de terrain », pour River City Engineering Inc., Society of Petroleum Ingénieurs, mars 1998
- 7 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
- 8 Réduction des émissions d'hydrocarbures dans l'ensemble de l'industrie, sous-groupe LACT et sans réservoir « Transfert automatique de possession (LACT) et installations de réservoir à pétrole réduites », juillet 2018, disponible à l'adresse suivante : www.drive.google.com/open?id=1NMareyGM9jXizG5uXM-mzHuozQrJKM5e
- 9 US EPA, document de support technique de base pour la révision proposée des normes de rendement des nouvelles sources, 40 CFR, partie 60, sous-partie 000a, septembre 2018.
- 10 MPLX LP, « Systèmes de réduction des émissions des lanceurs/recepteurs de pipeline », disponible à l'adresse suivante : www.mplx.com/content/documents/mplx/markwest/Launcher%20Receiver%20Design%20Detail.pdf
- 11 US EPA, « Fiche d'information concernant l'entrée en vigueur de la loi MarkWest portant sur la qualité de l'air », mai 2018, disponible à l'adresse suivante : www.epa.gov/enforcement/markwest-clean-air-act-settlement-information-sheet
- 12 Normes de rendement des nouvelles sources (NSPS) 40 CFR partie 60.18 Dispositif de commande général et exigences de la pratique professionnelle
- 13 Anguil Environmental Systems Inc., « Traitement au gaz de queue de l'amine », disponible à l'adresse suivante : www.anguil.com/case-studies/natural-gas-processing/amine-tail-gas-treatment



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES