



METHANE
GUIDING
PRINCIPLES

Réduire les émissions de méthane : Guide des bonnes pratiques **Brûlage**

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 4

Stratégie de mitigation 5

Checklist 14

Annexe 15

Références 16

Résumé



Les torches sont des dispositifs de contrôle des émissions utilisés pour brûler des gaz inflammables qui seraient autrement rejetés dans l'atmosphère. Dans le monde entier, sur les chaînes d'approvisionnement de pétrole et de gaz naturel, les torches à ciel ouvert brûlent environ 145 milliards de mètres cubes de gaz par an. La quantité d'émissions de méthane provenant de ce brûlage est estimée à environ 2 millions de tonnes métriques, soit 2 % des émissions de méthane estimées pour la production mondiale de pétrole et de gaz.¹

Il existe plusieurs façons de réduire les émissions provenant du brûlage. Idéalement, la production de gaz résiduels doit être évitée. Si cela n'est pas possible, la récupération et la vente des gaz résiduels peut générer des revenus. Une alternative est le stockage (réinjection) des gaz dans des réservoirs de pétrole et de gaz. Si le gaz résiduel ne peut pas être récupéré pour être vendu comme gaz naturel ou gaz naturel liquéfié, ou s'il ne peut pas être stocké, il peut être utilisé pour produire de l'électricité. Si le brûlage est indispensable, l'amélioration de l'efficacité des torches peut réduire les émissions de méthane.

Méthodes de réduction des émissions de méthane provenant du brûlage

- ✓ Conserver un inventaire précis des opérations de brûlage
- ✓ Limiter le torchage en concevant des systèmes qui n'émettent pas de gaz à l'atmosphère.
- ✓ Récupérer les gaz qui sont actuellement brûlés à la torche, pour la vente de gaz naturel ou de gaz naturel liquéfié
- ✓ Stocker les gaz qui ne peuvent être récupérés et vendus (injection dans les réservoirs de pétrole ou de gaz)
- ✓ Pour les gaz qui ne peuvent pas être vendus (gaz naturel ou GNL), trouver d'autres utilisations telles que la production d'électricité
- ✓ Améliorer l'efficacité de combustion des gaz brûlés
- ✓ Suivre les opérations de brûlage ou venting dans un inventaire annuel

Introduction

Le brûlage est réalisé pour des raisons de sécurité, lorsque plus de gaz est produit par rapport au gaz pouvant être utilisé ou pour le contrôle des émissions de routine.

- **Le brûlage peut être nécessaire pour des raisons de sécurité** sur les installations puits ou de traitement de gaz lors notamment lors des opérations de complétion de puits (avant mise en production), la maintenance de routine et de non-routine, et les arrêts d'urgence.

- **Le brûlage peut être nécessaire car la quantité de gaz produite est supérieure à celle qui peut être utilisée.** Cela peut être dû au manque d'infrastructures de collecte du gaz, les sur-approvisionnements et les déséquilibres de pression, l'arrêt temporaire des équipements et la mise en commun des liquides du gaz naturel. Si le gaz est produit à partir de puits de pétrole avant que les lignes de collecte de gaz ne soient disponibles, le torchage peut être utilisé. Même s'il existe une infrastructure de collecte des gaz, la production initiale, à haute pression et à haut débit, des nouveaux puits peut submerger les systèmes de collecte et le gaz excédentaire peut être brûlé à la torche. La formation de condensat dans les réseaux de collecte peut également entraîner le brûlage.

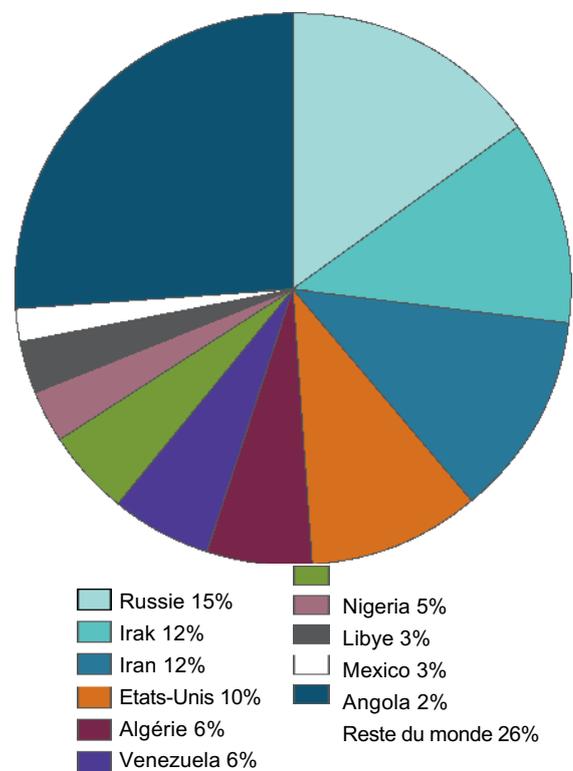
- **Le brûlage à la torche peut être utilisé comme contrôle des émissions de routine**, pour contrôler certains types d'émissions qui pourraient autrement être ventées et rejetées dans l'atmosphère.

Les volumes brûlés sont régulièrement quantifiés sur la base des mesures de l'intensité lumineuse effectuées par satellite. Ces émissions ne comprennent pas le brûlage à dans des espaces clos, mais donnent néanmoins une indication de l'ampleur et de la répartition du brûlage à un moment donné.

En 2018, Global Gas Flaring Reduction Partnership de la Banque mondiale (Banque mondiale, 2019) a rapporté que les torches à ciel ouvert ont brûlé environ 145 milliards mètres cubes (bcm) de gaz par an.1 Cela représente près de 4 % des 3 870 milliards de m³ de gaz naturel produits dans le monde en 2018. La répartition est détaillé dans la figure figure 1 ci-contre. Si les 145 bcm de gaz brûlé avait été vendu, il serait valorisé

15 à 20 milliards de dollars américains par an (sur la base d'une valeur du gaz allant de 3 à 4 dollars américains par mille pieds cubes standard (0,11 à 0,14 dollars américains par mètre cube standard)).

Figure 1 : Volume brûlé par pays (top 10 et le reste du monde), quantification



Source: Reference 1

Quantifications des émissions

Le brûlage du gaz entraîne des émissions importantes de méthane. Il est supposé que les torches fonctionnent avec un rendement de 98 %, ce qui signifie que 2 % des gaz résiduels ne sont pas brûlés et qu'environ 2 millions de tonnes de méthane par an sont rejetées dans l'atmosphère sous forme de gaz non brûlé.

Dans la plupart des pays qui pratiquent le brûlage à grande échelle (par exemple, la Russie, l'Irak, l'Iran), le brûlage est associé à la production conventionnelle de pétrole et de gaz. Toutefois, aux États-Unis, le brûlage est principalement associé à la production de pétrole et de gaz non conventionnels.²

Les débits de gaz brûlé peuvent varier considérablement d'un endroit à l'autre. L'analyse des informations provenant des États-Unis et du Canada indique qu'une petite fraction des sites tend à représenter la majorité du gaz brûlé.^{3,4} En Alberta, environ 10 % des sites représentaient la moitié du gaz brûlé,³ alors qu'aux États-Unis, moins de 5 % des 20 000 torches représentaient la moitié du volume total de gaz brûlé à la torche.⁴ Cela signifie que les stratégies de mitigation peuvent n'être économiques que pour un petit nombre de sites où les torches fonctionnent à des débits élevés, et qui représentent une grande part du gaz brûlé à la torche.

Les débits de gaz brûlé à la torche peuvent également varier dans le temps, en particulier pour la production de pétrole non conventionnel (où la production diminue rapidement), ou dans les régions où les infrastructures d'utilisation du gaz sont en cours de construction. La durée du brûlage peut également influencer la viabilité économique de certaines stratégies de mitigation.

Stratégies de mitigation

Les meilleures pratiques pour réduire le brûlage sont la prévention de la production de gaz résiduels, la récupération du gaz résiduels pour le vente et l'injection de gaz résiduel dans les réservoirs de pétrole et de gaz.

Si le gaz résiduel ne peut être récupéré pour être vendu ou injecté dans des réservoirs de gaz ou de pétrole, il peut être utilisé pour produire de l'électricité. Enfin, lorsque le brûlage ne peut être évité, l'amélioration de l'efficacité du brûlage peut réduire les émissions de méthane.

Les stratégies de torchage et d'atténuation sont résumées dans le tableau 1 ci-dessous. D'autres stratégies de mitigation qui évitent la mise à l'atmosphère (par exemple, prévention de l'accumulation et de la condensation du gaz naturel dans les lignes de traitement) peuvent également réduire le brûlage. D'autres mesures sont décrites dans d'autres guides de bonnes pratiques.

La suite de ce document décrit les stratégies de mitigation énumérées dans le tableau 1 ci-dessous. Des liens vers de plus amples informations sont fournis en annexe.

Table 1 : Méthodes de réduction du brûlage

Stratégie d'atténuation	Description
1. Eviter de recourir au brûlage	Ajouter un second séparateur lors de la conception des puits
2. Récupérer et vendre le gaz et le GNL.	2a Ajouter des unités de récupération de la vapeur sur les réservoirs
	2b Réduire le brûlage à la torche pendant les essais de puits et l'achèvement
	2c Comprimer le gaz naturel et le transporter par la route
	2d Récupérer les liquides de gaz naturel
3. Stocker le gaz	Stocker le gaz en l'injectant dans des réservoirs de pétrole ou de gaz
4. Trouver d'autres utilisations pour le gaz	Utiliser les gaz résiduels pour produire de l'électricité
5. Améliorer l'efficacité du brûlage	5a Améliorer la combustion des torches pilotées à la vapeur ou à l'air
	5b Améliorer la combustion des petites torches sur les sites non habités

Stratégie de mitigation 1 : ajouter un second séparateur lors du design des puits⁵

Les sites de production de l'amont qui produisent des condensats ou du pétrole brut envoient les hydrocarbures liquides d'un séparateur pressurisé vers un réservoir de condensats non pressurisé. Le méthane se dégage du liquide dans le réservoir et peut être brûlé à la torche. Le brûlage à la torche de ce "flash gas" peut être considérablement réduit en installant un second séparateur sur le site.

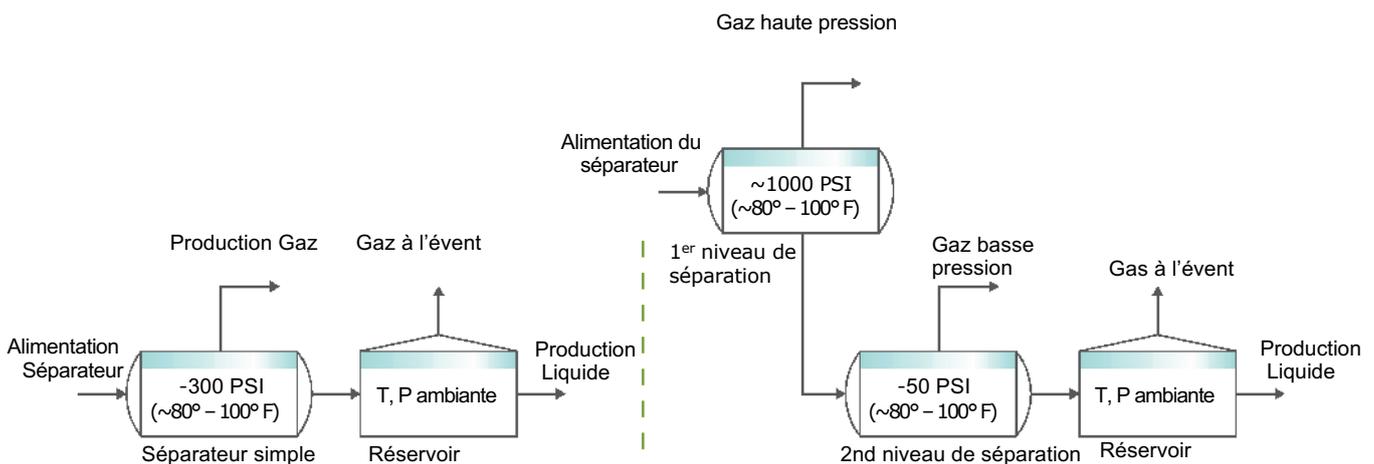
Le pétrole, l'eau et le gaz sont séparés en envoyant les fluides vers un séparateur, qui fonctionne à une pression intermédiaire entre la pression de la tête de puits et la pression atmosphérique dans le réservoir de condensat. Si l'on introduit une séparation en deux étapes, comme le montre la figure 2 ci-dessous, on peut augmenter la production d'hydrocarbures liquides et réduire la mise à l'atmosphère.

Figure 2 : L'ajout d'une deuxième étape de séparation augmente la production d'hydrocarbures liquides et gazeux tout en réduisant la quantité de gaz à brûler

La séparation en deux étapes n'est possible qu'avec un puits à haute pression, et une compression peut être nécessaire pour le gaz à basse pression produit par la seconde étape de séparation. La pression de vapeur Reid (RVP Reid vapor pressure) du condensat ou du pétrole brut produit par la séparation en deux étapes augmentera par rapport à une séparation en une seule étape, mais peut toujours être inférieure aux valeurs réglementées dans de nombreuses juridictions.

Reduction des émissions et récupération des coûts

Une séparation en deux étapes a été évaluée dans la région de production d'Eagle Ford, dans le sud du Texas.⁵ Avec un second séparateur, la production globale de gaz a augmenté d'environ 15 à 20 %, la production d'hydrocarbures liquides a augmenté d'environ 1 à 4 %, et les gaz à l'atmosphère ont diminué d'environ 65 à 75 %. Les coûts estimés pour l'installation d'un séparateur à deux étages étaient environ trois fois plus élevés



plus un séparateur simple. Bien que les délais d'amortissement spécifiques (le temps nécessaire de récupération des coûts supplémentaires) ne soient pas indiqués, l'augmentation de la production associée à l'ajout d'un deuxième séparateur laisse supposer un délai d'amortissement de plusieurs mois.⁵

Stratégie de mitigation 2a : ajouter une unité de récupération de vapeur sur les réservoir⁶

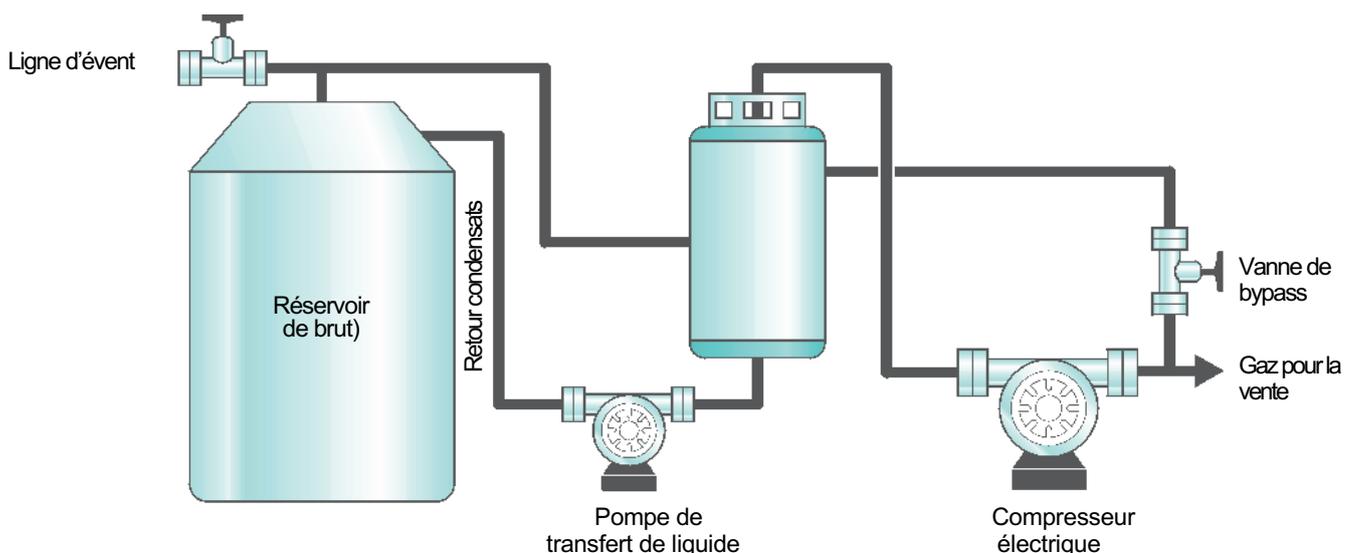
Les sites de production amont qui produisent des condensats ou du pétrole brut envoient les hydrocarbures liquides d'un séparateur pressurisé vers un réservoir de condensats non pressurisé. Le méthane se dégage du liquide dans le réservoir et peut être évacué ou brûlé à la torche. Ce flash de méthane est également possible dans les réservoirs qui contiennent de l'eau (bien qu'à un degré bien moindre car le méthane est très soluble dans les hydrocarbures liquides et peu soluble dans l'eau).

Les systèmes de récupération de vapeurs peuvent capturer le gaz, le comprimer et le transporter pour être vendu, plutôt que de le rejeter dans l'atmosphère ou de le brûler. Un système de récupération de vapeur peut être aussi simple qu'un petit compresseur conçu pour fonctionner lorsque la pression dans le réservoir atteint un certain niveau, ou il peut s'agir d'une tour de récupération de vapeur (TRC) en amont qui agit comme un séparateur pour le gaz de détente et permet au compresseur de l'unité de récupération de vapeur de fonctionner dans des modes plus stables.

Le système de récupération de vapeurs peut également inclure une torche si elle n'est pas conçue pour récupérer le débit de gaz maximum du site. La torche est utilisée lorsque l'excès de gaz provient des réservoirs, et évite la mise à l'atmosphère.

Tout site de production qui produit du flash gaz peut réduire les émissions en ajoutant un système de récupération de la vapeur. Selon la réglementation, certains sites (comme au Canada et aux États-Unis)

Figure 3 : Les unités de récupération des vapeurs permet de vendre le gaz récupéré



doivent mettre en place ces unités pour les réservoirs qui libèrent un certain volume de gaz. Des systèmes de récupération de la vapeur peuvent être également ajoutés pour des raisons économiques, si le gaz récupéré vaut plus que le coût de l'unité de récupération de la vapeur, ou en raison d'une politique volontaire d'entreprise.

Reduction in emissions and recovering costs

Vapor-recovery systems can be designed to recover more than 90% of gas that might otherwise be vented or flared.⁶ However, as recovering vapor almost always requires compression and other equipment, the value of the recovered vapor that can then be sold must be compared against the initial and operating costs of all parts of a vapor-recovery system.

Stratégie de mitigation 2b : Réduire le brûlage à la torche pendant les essais et la complétion des puits⁷

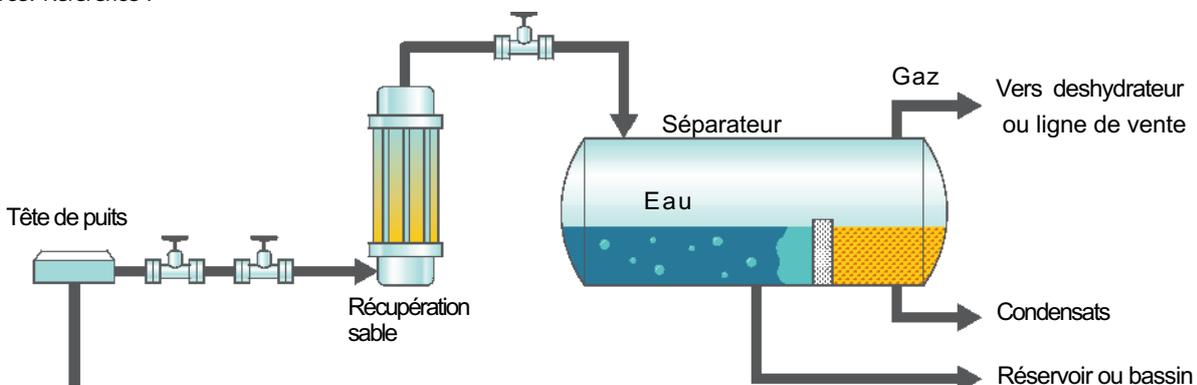
Après le forage de nouveaux puits, le puits est mis en production grâce à un processus appelé "complétion". Au cours de la complétion, les déblais de forage, le sable et les

les fluides issus de de fracturation sont récupérés avant que le puits ne soit connecté aux lignes de gaz. Ce processus peut entraîner la mise à l'atmosphère ou le brûlage de gaz qui résulte de cette opération de complétion. La réduction du volume de gaz peut diminuer la quantité de gaz brûlé ou mis à l'atmosphère. De nombreuses juridictions, comme les États-Unis et le Canada, exigent désormais une "complétion verte" ou une "complétion à émissions réduites", où des séparateurs sont utilisés pendant la complétion pour capturer le gaz qui serait autrement mis à l'atmosphère. Si le gaz du séparateur est vendu, les émissions et le brûlage sont réduits. Si le gaz est brûlé à la torche, les émissions sont toujours réduites par rapport à mise à l'évent (voir le guide sur la réduction des émissions dues aux événements pour plus de détails).

Lors des essais de puits, du gaz est relâché pour tester les débits, ce qui peut entraîner une mise à l'évent ou le brûlage. Des équipements temporaires sont utilisés pour capturer ce gaz. Très souvent, le séparateur de gaz utilisé lors des essais de puits est beaucoup plus grand que les séparateurs permanents sur site, de sorte qu'il ne peut être amené que pour les opérations d'essai de puits.

Figure 4 : La réduction des émissions peut diminuer les gaz à l'évent, si ces gaz peuvent être vendus, peut également réduire le brûlage à la torche.

Source: Reference 7



Réduction des émissions et récupération des coûts

Les avantages économiques de la réduction des émissions de complétion comprennent la réduction des rejets de méthane dans l'atmosphère. Le guide Gas Star de l'EPA sur ce sujet⁷ montre que ces pratiques sont très rentables si le gaz récupéré est vendu. Si le gaz est brûlé à la torche plutôt que récupéré, les émissions de méthane sont tout de même réduites.

Stratégie de mitigation 2c : Comprimer le gaz naturel et le transporter par la route⁸

Le gaz qui doit être brûlé peut-être traité pour en retirer l'eau, le soufre et le dioxyde de carbone, puis comprimé sur place pour produire du gaz naturel comprimé (GNC). Le GNC doit généralement subir un traitement supplémentaire pour répondre aux exigences du transport par pipeline, donc il peut être acheminé par la route vers une installation de traitement du gaz.

Le transport du GNC vers une installation de traitement du gaz est généralement économiquement viable pour les sites situés dans un rayon de 30 à 40 km de l'installation. Le transport du GNC par la route sur de plus longues distances peut encore être rentable pour les sites avec plusieurs puits.

Réduction des émissions et récupération des coûts

Des analyses⁸ ont indiqué que les volumes de gaz optimaux pour cette stratégie sont d'environ 200 000 pieds cubes standard par jour (5 700 mètres cubes standard par jour) pour les sites à un seul puits et de 600 000 à 700 000 pieds cubes standard par jour (17 000 à 20 000 mètres cubes standard par jour) pour les sites à plusieurs puits. Les solutions les plus rentables peuvent permettre de réduire le brûlage de 90 %, ce qui représente une baisse typique des taux de production.

Des pourcentages plus élevés de réduction du brûlage peuvent être obtenus en réduisant la rentabilité

Stratégie de mitigation 2d : Récupérer les liquides de gaz naturel⁸

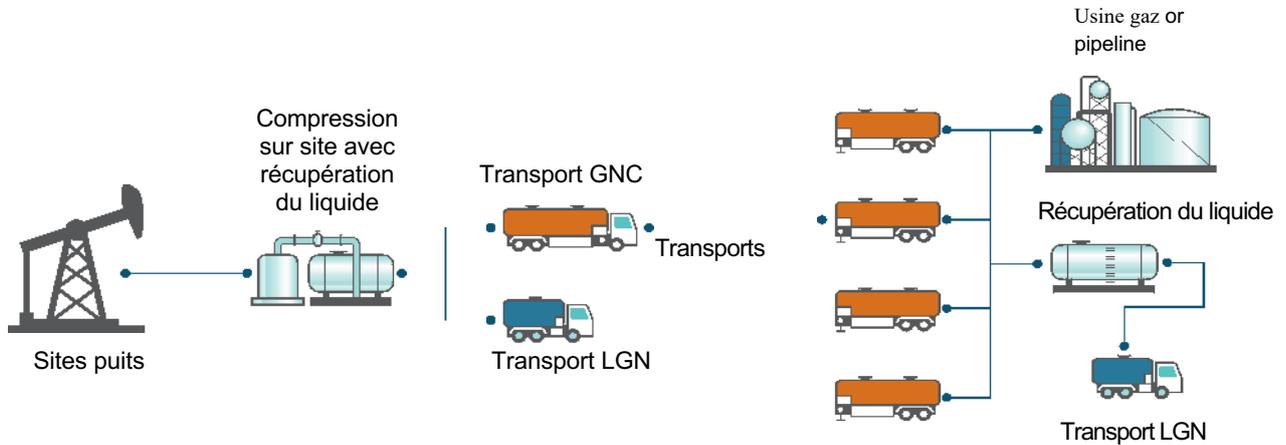
La récupération du gaz naturel à partir de gaz résiduel qui devait être brûlé à la torche implique généralement aussi la récupération des liquides de gaz naturel (LGN). Les systèmes de récupération des LGN vont du simple système de détendeur qui ne condense que les LGN les plus lourds (pentane et plus lourds) à la technologie cryogénique complexe utilisant des températures inférieures à zéro. Le choix du système dépend de la teneur en LGN du gaz et de l'utilisation finale des LGN

Le pentane et les LGN plus lourds peuvent être séparés des gaz résiduels à l'aide de systèmes à membrane pressurisée et de systèmes d'adsorption/absorption. Ces systèmes sont généralement adaptés aux systèmes à grande échelle. La réfrigération et la séparation du pentane et des LGN plus lourds sont généralement adaptées aux opérations à petite échelle et sont assez peu coûteuses. Pour la récupération des LGN plus légers tels que le propane, l'échange de chaleur et la réfrigération mécanique sont généralement des approches économiques. Pour les systèmes à haute pression, des unités "Joule-Thompson" peuvent être utilisées, bien qu'elles aient généralement un coût initial plus élevé que la réfrigération mécanique. La récupération par "turbo-expansion cryogénique" est l'option la plus coûteuse, mais elle permet de récupérer davantage de gaz.⁸

Réduction des émissions et récupération des coûts

Les coûts déclarés peuvent être inférieurs à 0,07 USD par mètre cube standard (2,00 USD par mille pieds cubes standard), sur la base de débits de gaz de 10 000 mètres cubes standard par jour et des sites à terre situés dans un rayon de 80 km de l'installation de traitement du gaz.⁸

Figure 5: Transport routier de GNC et de LGN vers une installation de traitement du gaz

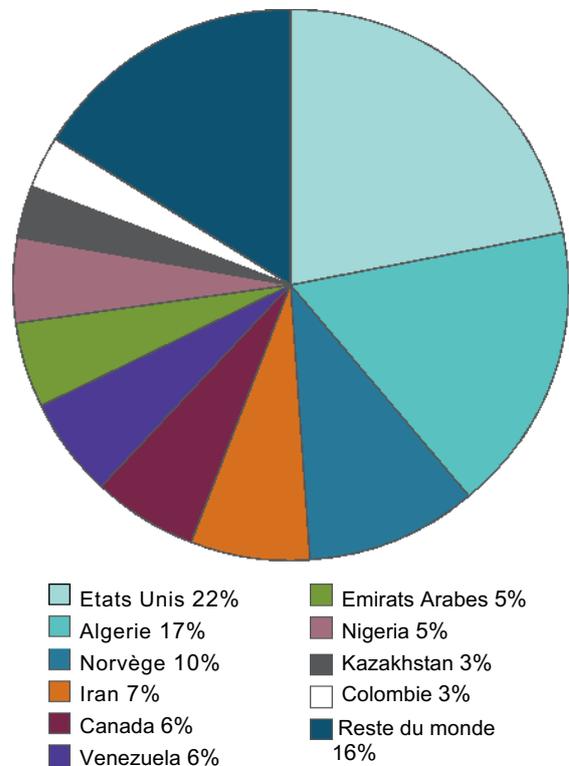


Source: Reference 7

Stratégie de mitigation 3 : Stocker des gaz en les injectant dans des réservoirs de pétrole ou de gaz^{9,10}

Les gaz résiduels peuvent être réinjectés dans les réservoirs de production, ou dans d'autres réservoirs, pour augmenter la production de pétrole. En 2015, 17,5 billions de pieds cubes de gaz résiduaire ont été réinjectés dans le monde⁹, soit beaucoup plus que le volume total de gaz brûlé à la torche dans le monde (5 billions de pieds cubes ou 145 milliards de mètres cubes). Les opérations de réinjection de gaz sont inégalement réparties dans le monde (voir figure 6 ci-dessous), la plupart des réinjections ayant lieu en Algérie, au Canada, en Iran, au Kazakhstan, en Norvège, aux États-Unis, aux Émirats arabes unis et au Venezuela.⁹ L'efficacité de la réinjection de gaz dépend du réservoir.

Figure 6: Répartition mondiale du gaz naturel réinjecté



Source: Reference 9

Réduction des émissions et récupération des coûts

Selon l'efficacité de la réinjection de gaz dans les régions de production de Bakken et d'Eagle Ford aux États-Unis, la réinjection de gaz pourrait avoir un effet positif sur l'augmentation de la production de pétrole.¹⁰

Stratégie de mitigation 4 : Utiliser des gaz brûlés pour produire de l'électricité⁸

Les turbines à gaz et les "moteurs alternatifs" peuvent convertir les gaz en électricité. La puissance varie de 0,2 à 10 MW, bien qu'il existe des microturbines de 30 à 250 kW. L'électricité peut être utilisée sur place pour alimenter d'autres équipements (notamment des régulateurs, des pompes et des compresseurs d'air) ou peut être vendue au réseau.

Les turbines nécessitent généralement des gaz qui contiennent peu ou pas de liquides d'hydrocarbures, et de faibles niveaux de soufre. Pour d'autres gaz, il peut être nécessaire de combiner les turbines avec la récupération des LGN (voir stratégie d'atténuation 2d). Le mélange de gaz brut avec du carburant diesel pour les moteurs alternatifs élimine la nécessité de récupérer les LGN. Le choix du type et de la taille du dispositif à utiliser est complexe. Pendant le forage et la complétion, la puissance nécessaire peut varier de 0,5 MW à plus de 15 MW. Lors de la production de routine, la quantité de puissance généralement nécessaire est comprise entre 0,1 et 0,15 MW (pour les sites avec un seul puits) et entre 0,25 et 0,4 MW (pour les sites avec plusieurs puits). Étant donné que l'alimentation électrique doit être stable pendant la production et que le flux de gaz résiduel est souvent variable, une énergie de secours est généralement nécessaire.

Le choix de l'équipement dont vous avez besoin est complexe, non seulement en raison des variations du débit de gaz, mais aussi en raison du déclin à long terme de la production, qui peut rendre une conception meilleure au démarrage d'un puits et une conception différente pour les étapes ultérieures.

Pour les puits connectés au réseau, la vente de l'électricité produite à ce réseau est généralement la meilleure option.

Réduction des émissions et récupération des coûts

Brûler les gaz résiduels dans une turbine, plutôt que de les brûler à la torche, ne réduit les émissions. Cependant, l'électricité produite peut réduire la nécessité d'autres activités qui provoquent des émissions - sur site ou hors site. Les coûts initiaux de cette option sont de l'ordre⁸ de 600 000 dollars US pour une unité de 0,5 MW et de 1,5 million d'euros pour une unité de 0,5 MW. 1,2 million de dollars US pour une unité de 2MW. Une unité de 2 MW fonctionnant à pleine capacité produit de l'électricité pour une valeur de 350 000 à 1 million de dollars (le prix de l'électricité étant de 0,02 dollar par 0,06 kWh), les délais d'amortissement sont donc généralement supérieurs à un an, et les unités plus grandes ont généralement des délais d'amortissement plus courts. Les délais d'amortissement pour l'utilisation de gaz à la place du diesel dans les moteurs peuvent être plus favorables, mais cela dépend des types de moteurs⁸.

Stratégie de mitigation 5a : Améliorer la combustion des torches pilotées par air ou par vapeur¹¹⁻¹⁴

Si le torchage ne peut être évité, les émissions de méthane peuvent être réduites au minimum si le brûlage est le plus efficace que possible. La conception de la torche dépend principalement du volume et des variations du débit de gaz. Les torches qui brûlent de grandes quantités de gaz sont souvent conçues avec des dispositifs d'assistance à l'air ou à la vapeur qui fournissent de l'oxygène dans la zone de combustion (voir figure 7 ci-dessous). L'augmentation du flux d'air ou de vapeur dans la zone de combustion de la torche peut réduire la quantité de fumée qui se forme, mais si l'on ajoute trop d'air ou de vapeur, l'efficacité de la torche peut diminuer. Des études récentes^{11,12} sur les grandes torches, qui traitent de grands volumes de gaz, ont montré que le brûlage avec une combustion presque complète (>98%), tout en minimisant la formation de fumée, nécessite un contrôle précis des flux d'assistance.

Figure 7a : Torches à vapeur d'eau (à l'avant) et torches à air comprimé (à l'arrière) brûlant des gaz résiduels à haut débit

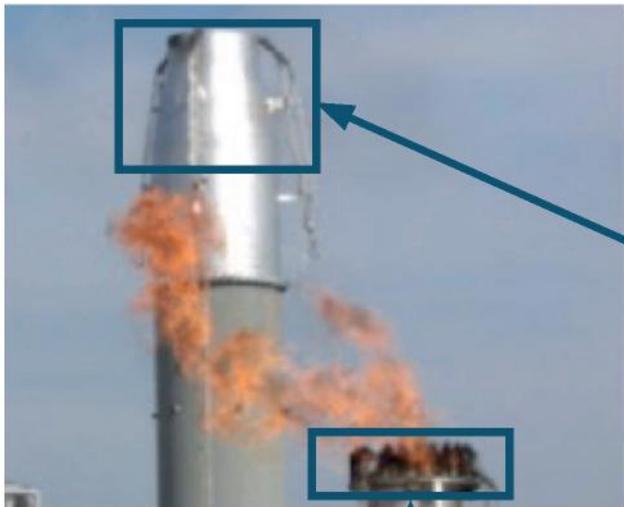
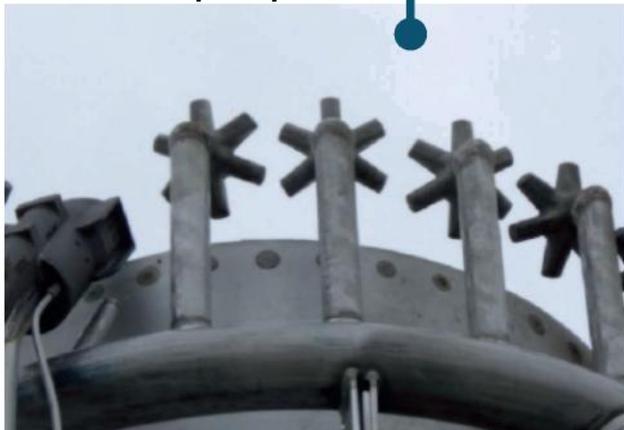


Figure 7b : Une torche assistée par air avec plusieurs flux, alternant entre flux d'air et flux de gaz



Figure 7c : Les buses d'injection de vapeur entourent la pointe de la torche assistée par vapeur



Des études récentes^{11,12} ont montré qu'il est difficile de réduire les fumées et de maintenir l'efficacité de la combustion, surtout si les gaz résiduels ont un pouvoir calorifique relativement faible et si les torches fonctionnent en deçà de leur capacité. Le maintien de taux d'assistance qui minimisent la fumée et maximisent la combustion peut souvent être obtenu par des opérations spécifiques. Des formations sur le fonctionnement des torches sont disponibles¹³, mais l'obtention des conditions de combustion souhaitées peut être difficile pour les torches à taux d'assistance fixes, comme pour les débits à vitesse fixe sur les torches assistées à l'air.¹⁴

Réduction des émissions et récupération des coûts

Des opérations spécifiques peuvent améliorer l'efficacité de la combustion.¹³ Cependant, cela nécessite parfois une modification des torches.

Source: University of Texas

Stratégie de mitigation 5b : Améliorer la combustion des petites torches sur les sites inhabités

La plupart des petites torches se trouvent sur des sites amont sans personnel.⁴ Ces torches sont conçues pour traiter de petits flux de gaz résiduels, des opérations anormales, lorsque par exemple une unité de récupération des vapeurs (URV) est surpressurisée ou hors service, ou pendant la complétion. Si une torche s'éteint, la torche agit comme un événement froid et n'est donc pas efficace.

De nombreuses petites torches sont équipées d'un pilote ou un générateur d'étincelles pour éviter l'extension de la flamme. Le pilote a généralement besoin d'un flux de gaz stable et distinct du flux principal. Un générateur d'étincelles nécessite une alimentation électrique ou une batterie.

Certaines juridictions, telles que le Canada et les États-Unis, exigent désormais un pilote ou un générateur d'étincelles pour certains ou l'ensemble sites de puits ou de production.

Réduction des émissions et récupération des coûts

Des pilotes ou des générateurs d'étincelles peuvent être ajoutés à de nombreuses torches existantes, ou sont intégrés dans le design initial. La réduction des émissions due à l'amélioration de l'efficacité des torches peut être comparé avec le coût de l'ajout de ces dispositifs.

Checklist

La checklist suivante permet d'évaluer les progrès en matière de réduction des émissions grâce à une meilleure utilisation des torches.

Activités	Cocher lorsque réalisé	Pourcentage de sites
Tenir un inventaire précis des sources d'évent		
Tenir un inventaire précis des gaz brûlés, en précisant les volumes et la durée		
Pour chaque stratégie de mitigation, évaluez si les volumes de gaz brûlés à la torche et la durée du brûlage rendront la stratégie d'atténuation viable. Si la stratégie est viable, suivez l'utilisation de cette stratégie.		
Eviter le torchage (plusieurs étapes de séparation au niveau des puits)		
Récupérer les gaz restants pour les vendre sous forme de gaz naturel ou de gaz naturel liquide		
a. Ajouter des unités de récupération des vapeurs sur les réservoirs		
b. Réduire le brûlage pendant les tests de puits et la complétion		
c. Comprimer le gaz naturel et le transporter par la route		
d. Récupérer les liquides de gaz naturel		
Stocker des gaz par réinjection dans des réservoirs de gaz ou de pétrole		
Trouver d'autres utilisations pour les gaz qui ne peuvent être récupérés		
Améliorer l'efficacité des torches (si le brûlage est nécessaire)		
e. Améliorer l'efficacité des torches assistées par air ou par vapeur		
f. Améliorer l'efficacité des torches sur les sites inhabités		

Annexe

Liens vers plus d'informations sur les stratégies de mitigation

Stratégie de mitigation	Description	Lien vers plus informations
1. Prévenir la nécessité du brûlage	Ajouter un deuxième séparateur lors de la conception de puits	(5)
2. Récupérer les gaz et les vendre sous forme de gaz naturel ou de gaz naturel liquide	2a Ajouter des unités de récupération de vapeur sur les réservoirs	(6)
	2b Réduire le brûlage à la torche pendant les tests de puits et la complétion	(7)
	2c Comprimer le gaz naturel et le transporter par la route	(8)
	2d Récupérer les liquides de gaz naturel	(8)
3. Stocker les gaz qui seraient autrement brûlés	Stocker le gaz en l'injectant dans des réservoirs de pétrole ou de gaz	(9,10)
4. Trouver d'autres utilisations pour les gaz	Utiliser les gaz résiduels pour produire de l'électricité	(8)
5. Améliorer l'efficacité du brûlage	5a Améliorer la combustion des torches à vapeur ou à air	(11-14)
	5b Améliorer la combustion des torches sur les sites inhabités	(13)

De plus amples informations sur le brûlage sont disponibles : the World Bank Global Gas Flaring Reduction Partnership,¹ Johnson and Coderre,³ Allen, et al.,⁴; the US Environmental Protection Agency,¹⁵ the US National Academy of Science, Engineering and Medicine,¹⁶ and Porter, et al.¹⁷

Références

- 1 World Bank, Global Gas Flaring Reduction Partnership; Estimates of Flaring using Satellite Data, disponible <http://pubdocs.worldbank.org/en/603281560185748682/pdf/Gas-flaring-volumes-Top-30-countries-2014-2018.pdf> (2019)
- 2 International Energy Agency, 2019, Methane tracker: Reducing methane emissions from oil and gas operations, disponible : www.iea.org/weo/methane.
- 3 MR Johnson and AR Coderre, 'Compositions and greenhouse gas emission factors of flared and vented gas in the Western Canadian Sedimentary Basin', Journal of the Air & Waste Management Association, 62:9, 992-1002, doi: 10.1080/10962247.2012.676954 (2012).
- 4 DT Allen, D Smith, VM Torres, and F Cardoso Saldaña, 'Carbon dioxide, methane and black carbon emissions from upstream oil and gas flaring in the United States', Current Opinion in Chemical Engineering, 13, 119-123 (2016).
- 5 Richard Roehner, Panja Palash and Deo Milind, 'Reducing gas flaring in oil production from shales', Energy & Fuels 30.9 (2016): 7524-7531
- 6 US Environmental Protection Agency (US EPA) https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/II_final_vap.pdf (2019).
- 7 US Environmental Protection Agency (US EPA) https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/reduced_emissions_completions.pdf, (2019)
- 8 Carbon Limits/Clean Air Task Force, 'Improving utilization of associated gas in US tight oil fields', Report and appendices available at www.catf.us/wp-content/uploads/2015/04/CATF_Pub_PuttingOuttheFire.pdf and www.catf.us/wp-content/uploads/2018/10/CATF_Pub_PuttingOuttheFire_Appendix.pdf (2015)
- 9 US Energy Information Administration (2017), Rejected Gas, disponible: www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=002&c=rurvfvvtvnnv1urvfvfvvvvfvvvou20evvvvvvvvnnvvuo&ct=0&tl_id=3002-A&vs=INTL.48-1-AFG-BCF.A&cy=2015&vo=0&v=H&end=2017
- 10 B. Todd Hoffman, Steve Sonnenberg, Hossein Kazemi and Qi Cui, 'The benefits of reinjecting instead of flaring produced gas in unconventional oil reservoirs, Available at www.onepetro.org/conference-paper/U-RTEC-1922257-MS (2014)
- 11 VM Torres, S Herndon, Z Kodesh, R Nettles and DT Allen, 'Industrial flare performance at low flow conditions: Part 1. Study Overview' Industrial & Engineering Chemistry Research, 51, 12559-12568, DOI: 10.1021/ie202674t (2012)
- 12 VM Torres, S Herndon and DT Allen, 'Industrial flare performance at low flow conditions: Part 2. Air and Steam assisted flares' Industrial & Engineering Chemistry Research, 51, 12569-12576, DOI: 10.1021/ie202675f (2012)
- 13 University of Texas, 'Supplemental Flare Operations Training' available at <https://sfot.ceer.utexas.edu/> (2019)

- 14 FM Al-Fadhli, VM Torres and DT Allen, 'Impacts of air assist flare blower configurations on flaring emissions' *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51, 12606-12610, DOI: 10.1021/ie3012209 (2012)
- 15 US Environmental Protection Agency (US EPA), *Inventory of US Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2017* April 2019.
- 16 National Academies of Science, Engineering and Medicine (NASEM) 'Improving Characterization of Anthropogenic Methane Emissions in the United States' National Academy Press, Washington, DC (2018)
- 17 MD Porter, R Natili and A Strathman, 'Marcellus Shale Production Facility Emissions: Overcoming Challenges in the Liquids-Rich Area' Society of Petroleum Engineers, Eastern Regional Meeting (2016).





METHANE
GUIDING
PRINCIPLES