

Déterminer et évaluer les possibilités
d'atténuer les émissions de gaz à effet
de serre et d'améliorer l'efficacité
opérationnelle aux installations
pétrolières et gazières



Mars 2020

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ

Bien que des efforts raisonnables aient été déployés pour assurer l'exactitude, la fiabilité et l'exhaustivité des renseignements présentés dans le présent rapport, celui-ci est mis à la disposition du lecteur sans déclaration quant à son utilisation dans une situation particulière et à la stricte condition que chaque lecteur accepte l'entière responsabilité de l'application de son contenu, sans égard à toute faute ou à la négligence de Clearstone Engineering Ltd. et de Tetra Tech Inc.

REMERCIEMENTS

La version initiale de ce document a été préparée en 2008 avec l'appui financier et technique de l'Initiative de recherche sur les questions atmosphériques en amont (IRQAPA) d'Environnement Canada, qui a été financé par le Programme fédéral de recherche et de développement énergétiques (PRDE) de Ressources naturelles Canada, l'Initiative mondiale sur le méthane (IMM) dirigée par l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis ainsi que le Centre de technologie environnementale de la Société nationale du pétrole de Chine.

Cette version mise à jour a été préparée avec l'appui financier et technique de l'IMM et de l'EPA. Nous sommes très reconnaissants du soutien de tous les organismes parrains actuels et antérieurs.

Nous remercions tout particulièrement le sous-comité du pétrole et du gaz de l'IMM pour leurs conseils et leurs commentaires constructifs. La mise à jour de ce document faisait partie du plan d'action 2018 du sous-comité du pétrole et du gaz de l'IMM, qui visait à faire progresser la mise en œuvre de projets, à faciliter les investissements et à créer des cadres stratégiques appropriés qui appuient la réduction, la récupération et l'utilisation du méthane.

Le sous-comité du pétrole et du gaz de l'IMM se concentre sur la détermination et le déploiement de technologies et de pratiques d'atténuation des émissions de méthane économiques et pratiques afin de réduire ou d'éliminer les émissions des systèmes de traitement du pétrole et du gaz naturel. Pour ce faire, il encourage la collaboration entre les pays partenaires, les membres du sous-comité et les membres du réseau de projets afin de renforcer les capacités, définir des stratégies et des marchés, et d'éliminer les obstacles techniques et non techniques à l'élaboration de projets d'atténuation des émissions de méthane. Au bout du compte, une telle collaboration améliorera la qualité de l'environnement et l'efficacité opérationnelle, en plus de renforcer l'économie grâce à la mise en marché d'une plus grande quantité de méthane.

SOMMAIRE

Ce document présente des directives préliminaires au sujet d'une approche pragmatique intégrée visant à déterminer, à évaluer et à faire progresser des possibilités rentables et à impact élevé pour une gestion améliorée des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de la consommation d'énergie dans les installations pétrolières et gazières. L'accent est mis avant tout sur les principales sources de polluants climatiques de courte durée de vie (PCDV) et moins sur les stratégies efficaces de gestion de l'énergie. Le rapport s'adresse principalement aux directions d'entreprise, aux exploitants d'installations et aux fournisseurs de services pertinents à l'extérieur de l'Amérique du Nord (en particulier aux endroits où d'autres directives réglementaires sur la gestion de la réduction des émissions de GES et de l'énergie pourraient ne pas être disponibles). L'objectif premier de ce guide est d'aider à cerner les possibilités d'atténuation rentables des émissions de méthane et d'amélioration de l'efficacité énergétique des opérations, en mettant l'accent sur les types d'installations et d'opérations qui sont le plus susceptibles d'offrir de telles possibilités en fonction de l'expérience pratique. Le guide cerne des enjeux ou des problèmes opérationnels spécifiques qui pourraient contribuer aux émissions non comptabilisées, aux pertes de produits et aux lacunes dans les procédés.

Par ailleurs, ce guide fait référence à des normes, à des lignes directrices et à des pratiques de gestion exemplaires pertinentes de l'Amérique du Nord, afin de fournir au lecteur un accès à des renseignements détaillés sur les techniques de mesure ou d'évaluation ainsi que sur les technologies de contrôle disponibles. Cela comprend des références à des documents pertinents publiés par le programme Natural Gas STAR de l'EPA (<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recommended-technologies-reduce-methane-emissions>) et par l'Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) de la Coalition pour le climat et l'air pur (<http://ccacoalition.org/en/content/oil-and-gas-methane-partnership-technical-guidance-documents>).

Ce guide fournit également des renseignements sur l'élaboration et le financement d'un projet d'atténuation des émissions de GES, y compris une discussion sur le cycle d'élaboration d'un projet et sur les conditions propices pour faire progresser les projets de réduction des émissions de GES, à savoir

- élaboration d'une analyse de rentabilisation crédible;
- détermination et quantification des risques possibles;
- mise en évidence des avantages connexes (en particulier ceux qui s'alignent sur les priorités de l'entreprise et sur les priorités locales ou régionales).

Les renseignements présentés sur les mécanismes de financement possibles portent sur les solutions suivantes :

- autofinancement;
- financement par emprunt et par actions;
- partenariats;
- ententes avec des tierces.

Un facteur clé à considérer dans les installations de production de pétrole (selon le prix actuel des produits de base) est que la plus grande partie de la valeur économique des flux de gaz résiduaire riche en hydrocarbures non méthaniques a tendance à provenir des fractions de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et de liquides de gaz naturel (LGN) plutôt que du méthane. Il est possible de tirer de la valeur du GPL et des LGN que si les gaz sont traités sur place ou dans une usine de traitement du gaz naturel en aval. La récupération du GPL et des LGN (même à petite échelle) pour alimenter le procédé et le torchage du bilan, s'il ne peut pas être utilisé, présentent des occasions économiques réalisables. Les exploitants peuvent recombinaison les liquides récupérés au pétrole brut altéré et les transporter à l'aide de l'infrastructure de transport du pétrole brut existante à destination des marchés, dans la mesure où la pression de vapeur Reid¹ (PVR) du produit mélangé est gérée conformément aux spécifications de l'expéditeur.

¹ La pression de vapeur Reid (PVR) est la pression de vapeur des produits bruts ou raffinés à base de pétrole mesurée à 37,8 degrés Celsius (°C) (100 degrés Fahrenheit [°F]) et selon un rapport vapeur-liquide 4:1. La méthode d'essai applicable est la méthode ASTM International (ASTM) D323. La PVR peut être utilisée pour estimer la pression de vapeur réelle à d'autres températures au moyen de la corrélation de l'API publiée dans le chapitre 19.2 du *Manual of Petroleum Measurement Standards* (MPMS) de l'API (anciennement API 2517). Les acheteurs et les transporteurs de pétrole brut précisent souvent les PVR maximales admissibles afin de réduire au minimum les pertes de produits attribuables aux effets de l'altération. Les PVR types pour les ventes de pétrole brut vont de 70 à 82 kilopascals (kPa) (ou 10 à 12 livres par pouce carré [psi]).

TABLE DES MATIÈRES

AVIS DE NON-RESPONSABILITÉ	i
REMERCIEMENTS	i
SOMMAIRE.....	1
TABLE DES MATIÈRES.....	i
LISTE DES ACRONYMES.....	vi
1 Introduction.....	1
1.1 Pourquoi mener des examens de l'atténuation des émissions de GES?	2
1.2 Pourquoi y a-t-il d'importantes possibilités d'atténuation rentables?.....	3
1.3 Quels sont les principaux avantages des examens intégrés de l'atténuation des émissions?	4
1.4 Qu'est-ce que le potentiel d'une possibilité?	5
1.5 Quels sont les principaux facteurs qui influent sur la viabilité des possibilités d'atténuation?.....	5
1.6 Pourquoi les bons projets d'atténuation ne sont-ils pas toujours réalisés? .	6
1.7 Quelles sont les incertitudes?.....	6
2 Élaboration de projets d'atténuation des GES	8
2.1 Détermination des possibilités	9
2.1.1 Choix de l'installation.....	10
2.1.2 Détermination des efforts à déployer sur le site.....	11
2.1.3 Considérations en matière de sécurité.....	12
2.2 Évaluation de préfaisabilité.....	12
2.3 Définition du projet et diligence raisonnable.....	15
2.3.1 Rapport de base sur le projet.....	16
2.3.2 Étude d'ingénierie préliminaire	16
2.3.3 Analyse de rentabilisation détaillée	17
2.4 Approbation de la direction et financement du projet	17
2.4.1 Autofinancement.....	19
2.4.2 Financement externe	19
2.4.3 Sociétés	21
2.4.4 Ententes avec des tierces parties.....	21
2.4.4.1 Accord de concession.....	21
2.4.4.2 Convention de vente.....	22
2.4.4.3 Entente de service	22

2.5	Mise en œuvre et démarrage d'un projet	23
2.5.1	Conception technique détaillée	23
2.5.2	Approvisionnement et passation de marchés	23
2.5.3	Gestion de la construction.....	23
2.5.4	Mise en service et démarrage.....	24
2.6	Génération de crédits compensatoires de carbone ou de GES.....	24
3	Possibilités d'atténuation à évaluer n° 1 : Réservoirs de stockage	27
3.1.1	Vérifications recommandées.....	28
3.1.1.1	Évaporations instantanées	28
3.1.1.2	Traversées de gaz non intentionnelles vers les réservoirs.....	28
3.1.1.3	Système à gaz de couverture défaillant.....	29
3.1.1.4	Unités de récupération de la vapeur sous-dimensionnées	29
3.1.2	Mesures.....	30
3.1.3	Potentiel de réduction	30
3.1.3.1	Optimisation des procédés	32
3.1.3.2	Soupapes de décompression.....	33
3.1.3.3	Toits flottants	34
3.1.3.4	Système de collecte et de contrôle de vapeur.....	35
3.1.3.5	Tours de récupération de la vapeur	35
4	Possibilités d'atténuation à évaluer n° 2 : Fuites fugitives provenant de l'équipement	37
4.1	Vérifications recommandées.....	38
4.1.1	Sources à risque élevé.....	38
4.1.2	Composants à faible risque	40
4.2	Mesures.....	41
4.3	Potentiel de réduction	42
5	Possibilités d'atténuation à évaluer n° 3 : Systèmes d'évacuation et de torchage.....	47
5.1	Vérifications recommandées.....	47
5.1.1	Évacuation ou torchage en continu	47
5.1.2	Évacuation et torchage intermittent	49
5.1.2.1	Fuites dans les systèmes d'évacuation et de torchage..	49
5.1.2.2	Consommation excessive de gaz de purge.....	49
5.1.3	Systèmes d'enrichissement des gaz torchés.....	50
5.1.4	Veilleuses de torche à faible efficacité sur les systèmes intermittents et continus.....	50
5.2	Mesures.....	51

5.3	Potentiel de réduction	52
6	Possibilités d'atténuation à évaluer n° 4 : Équipement de combustion	54
6.1	Vérifications recommandées.....	55
6.2	Mesures.....	56
6.2.1	Consommation de combustible.....	56
6.2.2	Essais de rendement.....	56
6.2.3	Fuites internes	59
6.3	Potentiel de réduction	59
7	Possibilités d'atténuation à évaluer n° 5 : Systèmes de traitement chimique par recirculation.....	61
7.1	Vérifications recommandées.....	61
7.2	Mesures.....	61
7.3	Potentiel de réduction	62
8	Possibilités d'atténuation à évaluer n° 6 : Appareils pneumatiques	66
8.1	Vérifications recommandées.....	66
8.2	Mesures.....	66
8.3	Potentiel de réduction	67
9	Possibilités d'atténuation à évaluer n° 7 : Évacuation des puits.....	69
9.1	Vérifications recommandées.....	69
9.2	Mesures.....	69
9.3	Potentiel de réduction	69
10	Résumé.....	72
11	Références.....	74

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Améliorations moyennes types découlant de la mise en œuvre de possibilités rentables de réduction des émissions et d'amélioration de l'efficacité énergétique.....	5
Tableau 2 :	Résumé des classes d'estimation des coûts publiée par ACEE International	14
Tableau 3 :	Comparaison entre le financement par emprunt et le financement par actions	19
Tableau 4 :	Exemples de programmes de compensation des émissions de GES établis	25
Tableau 5 :	Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables pour réduire les émissions de CH ₄ provenant des réservoirs de stockage.....	31
Tableau 6 :	Statistiques sur l'échantillonnage des fuites dans une installation de transport de gaz.....	39
Tableau 7 :	Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur l'inspection et l'entretien dirigés	43
Tableau 8 :	Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables pour contrôler différents types de fuites fugitives provenant de l'équipement	44
Tableau 9 :	Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA portant sur les options rentables pour la réduction des émissions de CH ₄ dans les systèmes d'évacuation et de torchage.....	52
Tableau 10 :	Répartition, en pourcentage, de la consommation totale de combustible par principales catégories de source selon le secteur de l'industrie pétrolière et gazière.....	54
Tableau 11 :	Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables de gestion des émissions de méthane provenant des déshydrateurs au glycol.....	62
Tableau 12 :	Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables pour la gestion des émissions de méthane provenant des appareils pneumatiques qui utilisent le gaz naturel comme milieu compressible	67
Tableau 13 :	Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables de gestion des émissions de méthane provenant de l'évacuation des puits	70

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Diagramme général du déroulement d'un projet	8
Figure 2 :	Principaux éléments de l'étape de la détermination des possibilités	9
Figure 3 :	Principaux éléments de l'étape de détermination des possibilités.....	12

Figure 4 : Principaux éléments de l'étape de définition du projet et de diligence raisonnable	16
Figure 5 : Mécanismes de financement possibles pour les projets.....	18
Figure 6 : Principaux éléments de l'étape de mise en œuvre et de démarrage d'un projet	23
Figure 7 : Photo de réservoirs de stockage d'hydrocarbures et d'eau produite d'une installation de production.....	27
Figure 8 : Photo montrant des fuites fugitives étiquetées dans une installation de traitement du gaz.....	37
Figure 9 : Photographie d'une torche type d'une installation pétrolière et gazière du secteur amont	48

LISTE DES ACRONYMES

°C	Degrés Celsius
°F	Degrés Fahrenheit
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AIEDE	Association internationale pour l'échange de droits d'émission
API	American Petroleum Institute
APT	Autre pratique de travail
AQ	Assurance de la qualité
ASTM	ASTM International
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène et xylènes
CARB	California Air Resources Board
CCAP	Coalition pour le climat et l'air pur
CCET	Conception-construction-exploitation-transfert
CDN	Contribution déterminée au niveau national
CEPEI	Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation
CET	Construction-exploitation-transfert
CETAC	Canadian Environmental Technology Advancement Corporation
CH ₄	Méthane
CLT	Construction-location-transfert
CO	Monoxyde de carbone
CO ₂	Dioxyde de carbone
COV	Composés organiques volatils
CPE	Construction-possession-exploitation
CPET	Construction-possession-exploitation-transfert
CQ	Contrôle de la qualité
DCF	Détection et colmatage des fuites
EIP	Étude d'ingénierie préliminaire
EPA	Environmental Protection Agency des É.-U.
Éq. CO ₂	Équivalent en dioxyde de carbone
GES	Gaz à effet de serre
GGFR	Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
H ₂ S	Sulfure d'hydrogène
ICMA	International Capital Market Association
IMM	Initiative mondiale sur le méthane
IOG	Imagerie optique des gaz
IRQAPA	Initiative de recherche sur les questions atmosphériques pétrolières en amont

kg/h	Kilogrammes par heure
kPa	Kilopascal
LDAOD	Lignes directrices applicables aux obligations durables
m ³ /j	Mètre cube par jour
MAE	Mécanisme d'atténuation des émissions
MDV	Mesure, déclaration et vérification
MJ/kmole	Mégajoule par kilomole
Mm ³ /j	Million de mètres cubes par jour
MPMS	Manual of Petroleum Measurement Standards
Mt/a	Million de tonnes par année
NO _x	Oxydes d'azote
OEE	Office de l'efficacité énergétique
OGMP	Oil and Gas Methane Partnership
PCDV	Polluants climatiques de courte durée de vie
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PGE	Pratique de gestion exemplaire
PM	Particules
POS	Principes des obligations sociales
POV	Principes sur les obligations vertes
PRDE	Programme de recherche et de développement énergétiques
psi	Livre par pouce carré
PTAC	Petroleum Technology Alliance of Canada
PVR	Pression de vapeur Reid
RATI	Résultat d'atténuation transféré à l'échelle internationale
RBP	Rapport de base sur le projet
SC	Société en commandite
SCCV	Système de collecte et de contrôle de vapeur
SEDE	Système d'échange de droits d'émission
SO ₂	Dioxyde de soufre
SVO	Sonore, visuelle ou olfactive
TEAM	Mesures d'action précoce en matière de technologie
TVA	Taxe sur la valeur ajoutée
UE	Union européenne
USD	Dollar américain

1 Introduction

Ce document présente une approche pratique pour déterminer et élaborer des possibilités rentables et à impact élevé de réduction des émissions de GES (en particulier les polluants climatiques de courte durée de vie [PCDV], comme le méthane [CH₄] et le carbone noir), et d'améliorer l'efficacité énergétique des installations pétrolières et gazières. L'accent est mis avant tout sur les principales sources de PCDV et moins sur les stratégies efficaces de gestion de l'énergie.

L'expression « examen de l'atténuation des émissions » est utilisée dans le document pour décrire l'application de cette approche dans les installations pétrolières et gazières. Les objectifs globaux sont de maximiser l'efficacité des efforts de réduction des émissions de GES et d'assurer l'uniformité des résultats nécessaire pour générer et, par la suite, maintenir le soutien de l'industrie et des investisseurs tout en s'attaquant aux obstacles et aux circonstances locales.

Le présent document commence par des directives sur la détermination et l'évaluation systématiques des possibilités de réduction des émissions dans les installations pétrolières et gazières en procédant à des évaluations de préfaisabilité et, en fin de compte, en élaborant des analyses de rentabilisation détaillées à soumettre à l'examen de la haute direction et des investisseurs potentiels dans le but de concrétiser ces possibilités. En outre, le document contient des explications sur les raisons pour lesquelles il existe des possibilités de réduction des émissions, les avantages de mener une évaluation indépendante et les incertitudes potentielles. Enfin, il renferme des directives sur la façon d'accéder au financement nécessaire à la mise en œuvre des projets.

Depuis l'élaboration du document initial en 2008, il y a eu une importante amélioration des connaissances techniques concernant les principaux types de sources à cibler et les stratégies de contrôle pour ces sources, de la compréhension des conditions propices à la progression fructueuse des projets, et de la disponibilité des mécanismes de financement pour la mise en œuvre des projets. Cette version mise à jour renferme de nouveaux renseignements qui rendent le document plus pertinent dans le contexte opérationnel actuel. Elle fournit aussi un cadre plus large sur la façon de justifier et de faciliter la mise en œuvre des projets d'atténuation des émissions de CH₄ et d'autres polluants dans le contexte des indicateurs de rendement clés de l'industrie et des possibilités d'investissement concurrentes pour les fonds disponibles. Les avantages connexes possibles des mesures d'atténuation des émissions de GES sont soulignés dans le document, notamment :

- l'amélioration de l'efficacité opérationnelle;
- l'augmentation des revenus;
- la réduction des émissions d'autres copolluants qui sont dangereux pour la santé humaine;
- l'amélioration de la sécurité en milieu de travail;
- la conservation d'une ressource non renouvelable;
- l'amélioration de la fiabilité des systèmes;

- l'harmonisation avec les politiques d'entreprise en ce qui concerne le développement durable et l'acceptabilité sociale;
- la possibilité d'accéder à des mécanismes de financement écologique.

La mise en évidence de ces avantages connexes augmente la probabilité que des entreprises approuvent des investissements dans des mesures d'atténuation des émissions de CH₄ et d'autres GES. Pour maximiser les avantages réalisables à chaque site, il faut envisager une approche globale visant à déterminer les possibilités rentables de réduction des émissions de CH₄ et d'autres GES, des composés organiques volatils (COV) et du carbone noir. Cette approche permettrait la transmission des avantages connexes des projets liés au CH₄ d'une manière qui pourrait mieux s'harmoniser avec les objectifs prioritaires propres au site et à l'administration, et renforcerait ainsi les arguments en faveur de l'investissement dans les possibilités d'atténuation relevées.

1.1 Pourquoi mener des examens de l'atténuation des émissions de GES?

Avec la hausse de la demande en énergie et l'accent accru mis sur le développement durable, il devient de plus en plus important de réduire les émissions fugitives, le gaspillage évitable et les inefficacités. Les expériences de nombreux pays ont révélé d'importantes possibilités rentables liées à la réduction des émissions de GES et à l'augmentation de l'efficacité énergétique dans les installations pétrolières et gazières. Les délais de recouvrement financier de telles possibilités sont souvent inférieurs à deux ans, voire à six mois. Le fait de cibler ces possibilités est logique sur le plan financier et offre les avantages connexes suivants : augmentation de la production, diminution des coûts d'exploitation, conservation des ressources, amélioration de la qualité de l'air local (p. ex., par la réduction des émissions de sulfure d'hydrogène [H₂S], de COV, d'oxydes d'azote [NO_x], de dioxyde de soufre [SO₂], de monoxyde de carbone [CO] et de particules [PM]), création d'emplois locaux, milieu de travail plus sécuritaire, amélioration de la fiabilité des systèmes et reconnaissance des exploitants comme étant les meilleurs dans leur catégorie.

De nombreux efforts ont été déployés pour tirer parti des possibilités rentables dans les installations; cependant, bon nombre de pays et d'entreprises ont encore de la difficulté à décider où et comment affecter les ressources pour réduire les émissions de GES. Souvent, les entreprises choisissent leurs technologies de contrôle de façon arbitraire et les appliquent sans d'abord chercher quelles sont leurs applications optimales, ce qui peut produire des résultats partagés.

Ce guide met de l'avant une approche fondée sur les pratiques exemplaires pour d'abord trouver des possibilités de contrôle rentables propre à une installation ou à un site, puis déterminer la solution de contrôle la plus pratique pour chacune de ces possibilités en fonction des contraintes et des circonstances propre au site. Des expériences menées en Amérique du Nord² ont démontré

² Principalement par l'intermédiaire d'études de recherche financées par le gouvernement fédéral et réalisées au Canada par la Canadian Environmental Technology Advancement Corporation (CETAC-West) et la Petroleum Technology Alliance of Canada (PTAC), avec le soutien financier de programmes comme le PRDE, les Mesures

qu'une approche systématique et globale pour évaluer et comparer les installations permet de cerner les possibilités optimales de réduction des émissions et d'obtenir les résultats les plus cohérents fondés sur la valeur. De plus, une approche bien structurée et transparente pour trouver et évaluer les meilleures possibilités de contrôle fournit les renseignements nécessaires au bout du compte pour générer des crédits de carbone vérifiables. Le premier objectif est de trouver et de délimiter suffisamment ces possibilités afin de faire l'analyse de rentabilisation du projet exigée pour obtenir l'approbation de la direction et les pouvoirs nécessaires pour les dépenses.

Les efforts déployés pour cerner d'importantes possibilités rentables de réduction des émissions dans les installations pétrolières et gazières en amont de l'Amérique du Nord ont révélé que ne nombreux types de possibilités sont répartis de façon asymétrique, quelques installations affichant un rendement très faible (à l'égard d'une question spécifique relative aux émissions ou à l'efficacité) et d'autres, un très bon rendement. Compte tenu de la vaste gamme de possibilités, la majorité des installations ont à tout le moins quelques possibilités importantes d'amélioration de la gestion des émissions de GES et de l'efficacité énergétique.

L'application de méthodes d'étude holistiques visant des segments à potentiel élevé de l'industrie a permis de générer des avantages environnementaux constants grâce à des solutions rentables et réalisables. Cette approche permet de tirer le maximum de l'expertise et de l'équipement de mesure de l'équipe d'examen de l'atténuation des émissions pendant qu'elle se trouve sur le site et augmente le nombre potentiel de possibilités rentables de réduction des émissions. Une approche rationnelle et systématique à la recherche de possibilités pratiques et à impact élevé de réduction des émissions de GES profite à l'environnement et à l'industrie.

1.2 Pourquoi y a-t-il d'importantes possibilités d'atténuation rentables?

Il y a deux principales raisons pour lesquelles une importante possibilité rentable d'amélioration de la gestion des émissions de GES ou de l'efficacité énergétique peut persister dans une installation : 1) la possibilité ne produit pas rapidement un effet perceptible (p. ex., la possibilité peut évoluer graduellement au fil du temps ou être masquée par d'autres facteurs) ou 2) l'ampleur de la possibilité n'est pas facile à déterminer pour ce qui est d'orienter ou de justifier les mesures d'atténuation appropriées.

Les possibilités d'atténuation se présentent en premier lieu pour les raisons suivantes :

- détérioration progressive des installations;
- changements dans les conditions d'exploitation par rapport aux valeurs de conception initiales;
- utilisation de technologies, de conceptions ou de pratiques d'exploitation désuètes;
- contraintes budgétaires lors de la mise en œuvre initiale d'un projet de développement énergétique qui ont entraîné des entraves, des lacunes et des compromis en matière de

d'action précoce en matière de technologie (TEAM) et l'Office de l'efficacité énergétique (OEE) the Office of Energy Efficiency (OEE), et de travaux similaires menés aux États-Unis par l'EPA.

conception, ce qui a contribué à une consommation excessive de combustible et à une augmentation de l'évacuation, du torchage et des émissions fugitives;

- manque d'instruments, de contrôles des procédés, de systèmes de surveillance et d'analyses comparatives du rendement pour détecter et quantifier les pertes et les inefficacités évitables;
- politiques et indicateurs de rendement clés internes qui créent des facteurs de dissuasion pour ce qui de l'optimisation du rendement opérationnel.

1.3 Quels sont les principaux avantages des examens intégrés de l'atténuation des émissions?

Bien que les installations puissent effectuer des autoexamens, il est généralement préférable de faire appel à une équipe spécialisée, même si elle est composée d'employés de l'entreprise, qui dispose des outils et des ressources nécessaires pour effectuer l'examen. Le présent document encourage les entreprises à mettre sur pied de telles équipes, et ces équipes l'utiliseront pour déterminer les possibilités d'atténuation. Les principaux avantages d'avoir une équipe spécialisée sont les suivants :

- accès pratique aux technologies de mesure et d'essai spécialisées nécessaires à l'exécution du travail;
- idées et points de vue nouveaux associés aux connaissances et aux capacités spécialisées de l'équipe d'examen;
- probabilité accrue d'identifier des possibilités importantes et rentables de réduction des émissions de CH₄ par l'intermédiaire d'un examen exhaustif et multidisciplinaire des installations;
- permet d'éviter de faire appel à des ressources autres que celles qui sont déjà sur place;
- synergies potentielles entre les disciplines afin de mieux cerner les possibilités;
- utilisation optimale de l'expertise de l'équipe d'examen;
- vérification indépendante du rendement de l'installation;
- détermination transparente, par une tierce partie, des données de référence sur les émissions et d'autres données nécessaires pour élaborer une analyse de rentabilisation crédible pouvant être approuvée par la haute direction, les investisseurs ou les bailleurs de fonds;
- possibilité de transférer des technologies et d'offrir de la formation au personnel de l'installation.

De plus, l'examen fournit les moyens pour surveiller le rendement à long terme en comparant le rendement du système à la base de référence établie au moment des examens initiaux de l'installation. Cette analyse comparative s'applique à l'échelle de l'installation et des unités de procédé.

1.4 Qu'est-ce que le potentiel d'une possibilité?

Bien que les résultats obtenus puissent varier considérablement d'une installation à l'autre, les examens de l'atténuation des émissions de GES effectués dans des installations en Amérique du Nord et ailleurs dans le monde indiquent que les améliorations moyennes sont raisonnables, comme il est indiqué dans le tableau 1.

Tableau 1 : Améliorations moyennes types découlant de la mise en œuvre de possibilités rentables de réduction des émissions et d'amélioration de l'efficacité énergétique

Paramètre	Réduction (en pourcentage)
Consommation de gaz combustible	13 %
Demandes en électricité	9 %
Fuites fugitives provenant de l'équipement	70 %

Source : Observations générales d'une série de programmes de gestion des mesures et de l'énergie parrainés par CETAC-West au début des années 2000.

Les installations plus anciennes, en particulier celles dont les programmes d'entretien ne sont pas correctement financés, sont les plus susceptibles de présenter les meilleures possibilités. Voici d'autres facteurs contributifs :

- efficacité des normes technologiques et de conception, des systèmes de gestion et de la culture organisationnelle de l'exploitant;
- efficacité des efforts locaux d'application de la réglementation;
- réduction de l'utilisation d'instruments de procédés et systèmes de surveillance continue qui rendent la détermination et l'évaluation des possibilités plus difficiles;
- règles, règlements, systèmes de gestion et politiques fiscales qui peuvent avoir un effet dissuasif sur la gestion des émissions et de l'énergie;
- accès limité aux meilleures technologies et pratiques, et coûts accrus de ces dernières;
- enjeux de contrôle de la qualité (CQ) possibles avec les produits et les technologies produits localement.

1.5 Quels sont les principaux facteurs qui influent sur la viabilité des possibilités d'atténuation?

Les principaux facteurs qui influent sur la viabilité des possibilités d'atténuation des GES potentielles sont les suivants :

- coûts du financement;
- coûts en capital et d'exploitation de l'option d'atténuation;
- droits de douane;
- régimes d'imposition et de redevances, et étendue des concessions;

- accessibilité au marché et fixation des prix pour tous les produits fabriqués;
- possibilité de conservation ou d'utilisation de gaz naturel récupéré;
- existence des frais d'émission et du marché du carbone;
- taux de réduction de la production et durée de vie restante de l'installation;
- possibilité de redéploiement de la technologie d'atténuation dans d'autres installations à la fin de la durée de vie de l'installation actuelle.

1.6 Pourquoi les bons projets d'atténuation ne sont-ils pas toujours réalisés?

Pour qu'un projet soit mis en œuvre au sein d'une organisation, les critères suivants doivent être respectés :

- définition claire et bien documentée du projet (p. ex., une analyse de rentabilisation crédible, suffisamment détaillée et précise pour permettre à la haute direction et aux investisseurs ou aux bailleurs de fonds potentiels d'investir dans le projet en connaissance de cause);
- risques connus et acceptables liés aux coûts et au temps de mise en œuvre du projet;
- facteurs économiques atteignant ou dépassant les taux de rendement minimaux de l'investissement prévus par rapport au niveau de risque;
- projet aligné sur les objectifs prioritaires, les compétences de base, la stratégie commerciale et les ressources financières disponibles de l'exploitant;
- projet aligné sur les indicateurs de rendement clés du marché (p. ex., augmentation des réserves, de la production, des revenus et des bénéfices);
- projet entrant en concurrence avec d'autres possibilités d'investissement;
- projet suffisamment important pour justifier les coûts de diligence raisonnable.

Le respect de la réglementation peut l'emporter sur ces critères, en particulier si le non-respect de la réglementation présente un risque pour la poursuite de l'exploitation de l'installation.

L'existence d'avantages ou de récompenses matériels secondaires peut améliorer l'attrait du projet, mais ne suffit généralement pas pour qu'un projet soit approuvé. Ces avantages peuvent inclure une acceptation sociale renforcée, la conformité à la législation future, l'amélioration de la sécurité en milieu de travail, le développement durable, l'amélioration de la fiabilité des systèmes, la reconnaissance des exploitants comme étant les meilleurs de leur catégorie et des crédits de carbone potentiels ou l'évitement des droits d'émission.

1.7 Quelles sont les incertitudes?

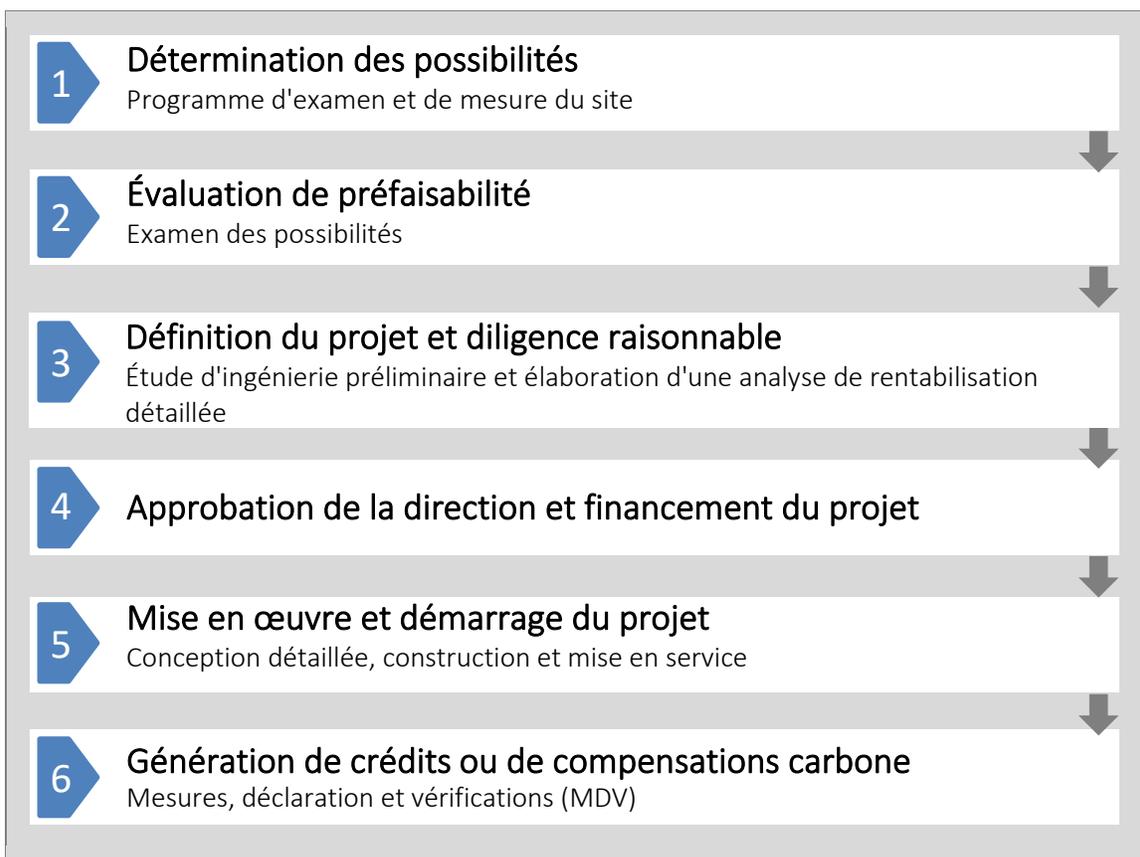
Les principales incertitudes sont les différences potentielles en ce qui concerne les possibilités rentables et la distribution des fréquences. Les facteurs qui contribuent à ces incertitudes sont notamment les suivants :

- différences dans les normes de conception et les pratiques d'exploitation;
- différences dans l'étendue de l'accès au marché;
- éloignement des installations;
- problèmes de sécurité potentiels;
- âge des installations combiné à une baisse du taux de production et de l'efficacité opérationnelle;
- utilisation réduite des instruments de procédé et des systèmes de surveillance continue, ce qui rend la détermination et l'évaluation des possibilités plus difficiles;
- règles, règlements, systèmes de gestion et politiques fiscales qui peuvent avoir un effet dissuasif sur la gestion de la réduction des émissions;
- faible coût de la main-d'œuvre et importance correspondante accordée aux solutions manuelles par rapport aux solutions instrumentales ou automatisées;
- accès limités aux technologies étrangères et coûts accrus de ces dernières;
- accès limité à la main-d'œuvre qualifiée ou à la formation nécessaire pour exploiter et entretenir les technologies de pointe;
- enjeux de contrôle de la qualité (CQ) possibles avec les produits et les technologies produits localement;
- lois et droits de douane protectionnistes visant à exclure les biens et services étrangers.

2 Élaboration de projets d'atténuation des GES

La réalisation d'un examen de l'atténuation des émissions de GES dans une installation n'est que la première d'une série d'étapes nécessaires pour élaborer et mettre en œuvre des projets stratégiques ayant un impact élevé d'atténuation des émissions de GES, et potentiellement générer des crédits d'émissions de carbone échangeables ou compensatoires. La figure 1 illustre le déroulement général d'un projet dans lequel la mesure d'atténuation nécessite une solution en capital, bien que les besoins réels puissent varier selon l'entreprise et l'ampleur du projet. En fin de compte, pour qu'un projet puisse être mis en œuvre, il doit être quantifiable, viable et conforme aux objectifs prioritaires de l'entreprise. Les projets pour lesquels seule une simple solution d'entretien ou d'exploitation est requise peuvent généralement être traités grâce aux budgets de fonctionnement normaux des installations et éviter les exigences plus onéreuses et plus coûteuses en temps des projets d'investissement.

Figure 1 : Diagramme général du déroulement d'un projet



Les principales étapes types de l'élaboration d'un projet d'investissement dans l'atténuation des GES peuvent être classées comme il est indiqué ci-dessous et sont examinées plus en détail dans les sous-sections correspondantes suivantes :

1. détermination des possibilités;
2. évaluation de préfaisabilité;
3. définition du projet et diligence raisonnable;
4. approbation de la direction et financement du projet;
5. mise en service et démarrage du projet;
6. génération de crédits et de compensations carbone.

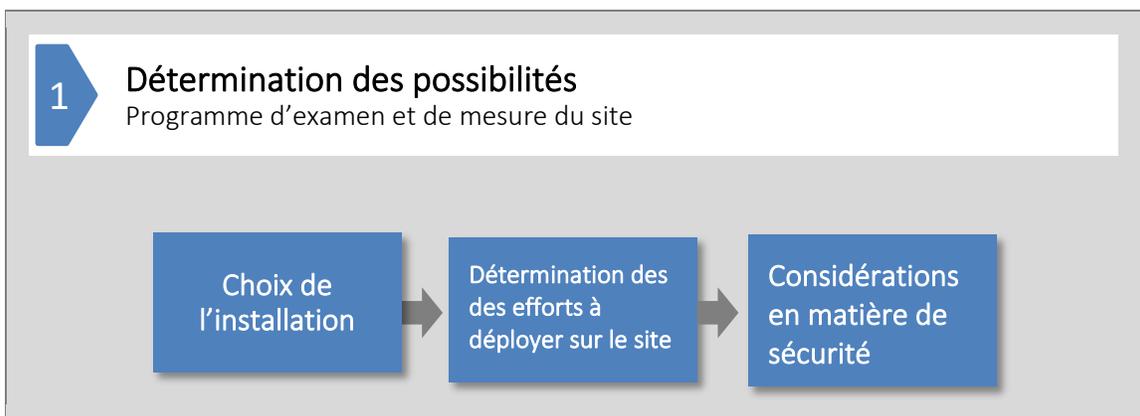
Les exigences réelles varient selon l'entreprise.

2.1 Détermination des possibilités

Une installation peut connaître ou entrevoir certaines possibilités d'atténuation qui ne sont pas prises en compte parce que les données permettant de quantifier leur impact économique et d'orienter les mesures d'atténuation ne sont pas disponibles, et que la question n'est pas perçue comme un facteur préoccupant pour les procédés ou la sécurité. D'autres possibilités peuvent se présenter et persister, mais l'installation peut ne pas en être informée en raison de l'absence de systèmes de surveillance pertinents, de l'incapacité à déclencher des indicateurs liés aux procédés ou de l'absence d'indicateurs sonores, visuels ou olfactifs (SVO).

L'examen intégré de l'atténuation des émissions répond à deux objectifs essentiels. Premièrement, il s'agit d'un outil utile pour rechercher et délimiter les possibilités d'atténuer les émissions de GES de manière rentable et de maximiser les avantages potentiels obtenus. Deuxièmement, l'examen fournit une évaluation des émissions de référence et les renseignements quantitatifs propres aux sources nécessaires à un examen préliminaire de ces possibilités sur les plans technique, opérationnel et de la faisabilité. Les principaux éléments de l'étape de détermination des possibilités sont illustrés sur la figure 2 et abordés dans les sous-sections suivantes.

Figure 2 : Principaux éléments de l'étape de la détermination des possibilités



2.1.1 Choix de l'installation

D'importantes possibilités rentables d'atténuation des émissions peuvent se présenter et se sont présentées dans presque toutes les situations imaginables; toutefois, elles sont plus susceptibles de se présenter dans certaines situations prévisibles. Le meilleur point de départ est celui des installations qui ont une demande de chaleur de compression ou de chaleur industrielle importante, qui ont plus de 20 ans (durée de vie maximale type d'une installation), et qui ont connu de multiples changements de propriétaire ou une baisse importante de la production.

Les installations plus anciennes ont souvent été conçues lorsque les prix de l'énergie étaient bas et que l'efficacité énergétique n'était pas vraiment une préoccupation; ces installations peuvent donc offrir de bonnes possibilités d'amélioration de l'efficacité. Les installations conçues pendant des périodes de restrictions budgétaires sont susceptibles de présenter des possibilités d'amélioration significative de l'efficacité et de récupération des gaz résiduels.

Les installations qui ont changé plusieurs fois de propriétaires sont souvent soit très peu rentables, soit en fin de vie. De nombreuses installations âgées de 40 à 60 ans et toujours en activité aujourd'hui ont été conçues à l'origine pour fonctionner pendant seulement 20 ans ou moins. En raison de l'augmentation des prix de l'énergie et l'amélioration des technologies de forage et de production, la durée de vie des installations est souvent prolongée bien au-delà des attentes initiales. Il serait utile d'examiner les installations dont la fermeture est envisagée dans les quelques années à venir, compte tenu des courts délais de recouvrement de certaines possibilités, notamment lorsque des crédits de carbone commercialisables peuvent être produits.

Les autres indicateurs à observer lors du choix d'une installation sont les suivants :

- mauvaise administration interne : généralement un indicateur que le moral est à la baisse, ce qui peut contribuer à la négligence et à la détérioration du rendement de l'équipement;
- évacuation et torchage importants dans les anciennes installations : la rentabilité de la récupération ou de l'utilisation des gaz résiduels peut avoir été considérablement améliorée depuis la première mise en service de l'installation;
- évacuation et torchage importants dans les installations de production, de traitement et de transport de gaz : ces installations ont déjà accès aux infrastructures nécessaires pour conserver le gaz, de sorte que la gestion de ces pertes peut être très attrayante sur le plan économique;
- évacuation et torchage importants dans les raffineries de pétrole et les usines pétrochimiques : comme ces installations achètent l'ensemble de leur énergie et de leurs matières premières, il peut être très intéressant sur le plan économique de s'attaquer à la cause première du torchage ou de l'évacuation;
- installations de production pétrolière qui ont un accès à des systèmes de collecte ou d'utilisation de gaz, mais dont réservoirs de stockage ne sont pas équipés de systèmes de récupération de la vapeur : une fois qu'une solution est en place pour conserver ou utiliser le gaz produit par une installation de production pétrolière, la mise en œuvre de systèmes de récupération de la vapeur est souvent possible.

2.1.2 Détermination des efforts à déployer sur le site

Il n'est pas réaliste de s'attendre à ce que l'équipe d'examen déploie des efforts considérables pour déterminer et évaluer toutes les possibilités potentielles dans chaque installation cible. Il y a en fin de compte un point de rendement décroissant, à la fois en ce qui concerne la taille et la diversité de l'équipe d'examen affectée à la tâche et de l'étendue du travail à effectuer. Les sections 3 à 8 du présent document mettent en évidence une série de possibilités qui méritent d'être prises en considération.

L'objectif devrait être de recueillir à l'avance autant de renseignements utiles sur l'installation que possible pour aider à planifier et à cibler les efforts de l'équipe d'examen sur le terrain. En outre, une fois que l'équipe d'examen est sur le site, et avant de commencer l'examen sur le terrain, les cadres supérieurs de l'installation devraient se réunir pour discuter des opérations de l'installation et des domaines de préoccupation potentiels. Souvent, le personnel de l'installation sera au courant des bonnes possibilités, mais n'aura pas toutes les données quantitatives nécessaires pour présenter à la direction une analyse de rentabilisation défendable. Il est important de tirer parti de ces renseignements, sans toutefois que ceux-ci biaisent l'examen (c'est-à-dire sans que cela amène l'équipe à négliger d'autres possibilités). L'équipe doit s'adapter aux circonstances réelles du moment et faire preuve de jugement professionnel. Pour cette raison, l'équipe d'examen doit comprendre des cadres supérieurs capables d'exercer un jugement sûr sur le terrain.

Le temps et les efforts consacrés à chaque point doivent être proportionnels à l'ampleur de la possibilité. Par exemple, dès qu'il y a une indication quantitative ou qualitative raisonnable qu'une possibilité sera petite, l'équipe doit documenter la base de cette conclusion et passer au point suivant. Si l'équipe découvre une grande possibilité, il peut être approprié de procéder à des mesures répétées et de documenter la variabilité de la possibilité.

Des fiches de collecte de données et des listes de contrôle doivent être utilisées tout au long de l'examen pour aider à guider le processus et éviter de manquer des renseignements essentiels.

Les renseignements que l'équipe doit demander avant la visite du site incluent notamment les suivants :

- plan cadastral du site;
- résumé de la comptabilité de production, y compris les débits de tous les flux d'entrée et de sortie et une analyse de l'élimination des gaz combustibles;
- résumé des achats de propane, de carburant et d'électricité;
- copies des analyses de flux récentes à utiliser pour effectuer des bilans de masse;
- listes de l'ensemble des moteurs et des appareils de chauffage, et, s'ils sont disponibles, les renseignements suivants à leur sujet : marque, modèle, âge, capacité nominale et contrôle des émissions;
- diagrammes des procédés montrant tous les points où les débits sont mesurés;
- captures d'écran du système d'acquisition de données sur les procédés et des feuilles de contrôle des procédés montrant toutes les températures, pressions et débits surveillés dans l'installation.

L'équipe peut utiliser ces renseignements pour réaliser des bilans de masse et des bilans énergétiques préliminaires afin d'aider à déterminer les zones où se produisent des pertes excessives ou de faibles rendements. Ces renseignements permettent également à l'équipe d'examen de se familiariser avec la conception et l'aménagement des installations, et de déterminer les objectifs et les besoins prioritaires de l'examen.

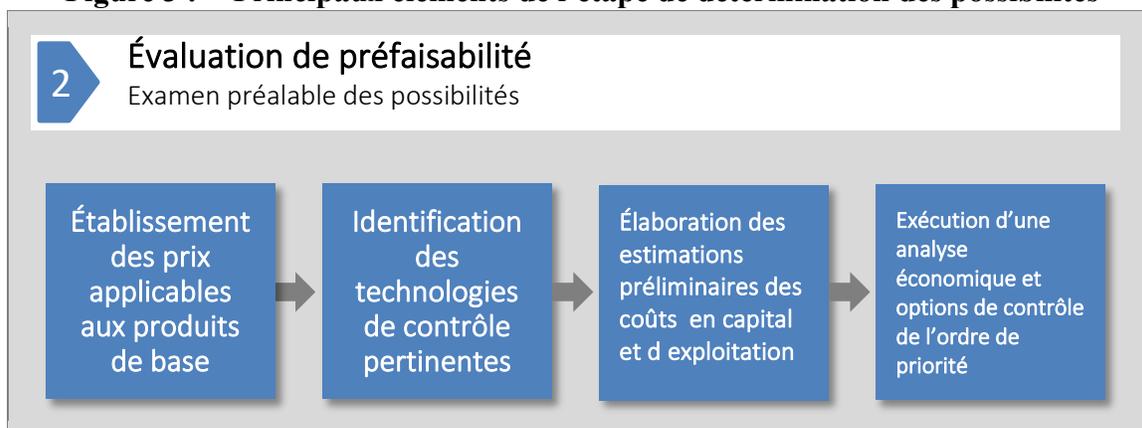
2.1.3 Considérations en matière de sécurité

Les mesures d'émissions et les essais de procédés doivent être effectués lorsque cela ne présente aucun danger. L'équipe d'examen devrait être chargée de fournir son propre équipement de protection individuelle de base. L'installation hôte devrait être chargée de fournir les ressources particulières (p. ex., échelles, monte-charges, cordons, surveillance de la sécurité et système de ventilation) nécessaires pour accéder en toute sécurité aux différents composants et aux sorties d'évent (p. ex., les sorties d'évent du joint d'étanchéité des compresseurs).

2.2 Évaluation de pré faisabilité

Une évaluation de pré faisabilité fournit une indication quantitative approximative de la viabilité économique d'une possibilité identifiée et constitue un outil pour un examen préliminaire des possibilités; elle comprend les activités de base illustrées à la figure 3. Pour aller au-delà de l'évaluation de pré faisabilité, la possibilité devra montrer un potentiel à la fois économique favorable et à impact élevé. Si la possibilité est trop petite, l'exploitant pourrait trouver la diligence raisonnable nécessaire trop coûteuse par rapport aux avantages. Il peut être nécessaire de combiner plusieurs petites possibilités du même type ou d'un type apparenté pour obtenir des avantages suffisants. À l'inverse, si un projet est trop important, l'obtention du financement requis pourrait être difficile. Un projet est normalement considéré comme petit lorsque les dépenses en capital sont inférieures à 1 million de dollars, et comme grand lorsque sa valeur dépasse environ 10 millions de dollars.

Figure 3 : Principaux éléments de l'étape de détermination des possibilités



En règle générale, les recettes brutes ou les coûts d'exploitation évités pouvant être obtenus par une mesure d'atténuation sont estimés sur la base des prix actuels des produits de base et des données provenant de mesures ponctuelles limitées effectuées pendant l'examen. Un facteur clé à considérer dans les installations de production de pétrole (selon le prix actuel des produits de base) est que la plus grande partie de la valeur économique des flux de gaz résiduaire riche en hydrocarbures non méthaniques a tendance à provenir des fractions de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et de liquides de gaz naturel (LGN) plutôt que du méthane. Il est possible de tirer de la valeur du GPL et des LGN que si les gaz sont traités sur place ou dans une usine de traitement du gaz naturel en aval. La récupération du GPL et des LGN (même à petite échelle) pour alimenter le procédé et le torchage du bilan, s'il ne peut pas être utilisé, présentent des occasions économiques réalisables. Les liquides récupérés peuvent être recombinaés avec du pétrole brut altéré et envoyés sur le marché par le système de transport de pétrole brut existant, à condition que la pression de vapeur (ou la volatilité) du produit mélangé soit gérée conformément aux spécifications de l'acheteur et de l'expéditeur.

Les coûts en capital utilisés dans une évaluation de préfaisabilité sont déterminés en utilisant des techniques d'estimation des coûts de la classe 5 (capacité pondérée) ou de la classe 4 (équipement pondéré) publiées par les organisations internationales de normalisation ASTM International (ASTM) et ACE International (voir le tableau 2 ci-dessous). Les résultats sont corrigés en fonction des valeurs actuelles et tendent à être des estimations de coûts par ordre de grandeur. Une estimation de classe 5 est dérivée des coûts disponibles d'une installation ou d'un système similaire en utilisant un modèle paramétrique, un jugement ou une analogie. Une estimation de classe 4 est dérivée d'estimations de coûts similaires d'équipements majeurs et de l'utilisation de facteurs d'installation d'équipement.

Les coûts de fonctionnement peuvent être estimés en utilisant la méthode publiée par Chemical Engineering Projects (<https://chemicalprojects.wordpress.com/2014/05/11/estimation-of-operating-costs/>). Les besoins en énergie et autres services publics sont souvent les principaux coûts d'exploitation. Les contraintes et considérations propres au site qui pourraient avoir une incidence importante sur la viabilité du projet sont mal connues à cette étape. Il s'agit notamment, mais pas exclusivement, des éléments suivants :

- capacité des services publics, des procédés et des systèmes de contrôle existants (le cas échéant) à répondre aux besoins du projet, et implications financières de la satisfaction des demandes supplémentaires;
- type de système de contrôle requis;
- emplacements et détails des points de raccordement des procédés et des services publics existants;
- quantité de travail lié à la tuyauterie, à l'électricité et aux instruments nécessaire pour intégrer la mesure d'atténuation au procédé existant;
- disponibilité et fiabilité des dessins actuels montrant les structures, les services souterrains, les systèmes de protection contre les incendies, les routes et les couloirs de pipelines.
- exigences environnementales et autres exigences réglementaires cruciales;

- disponibilité d'un espace suffisant pour la nouvelle infrastructure ou capacité à satisfaire des besoins supplémentaires à un coût raisonnable;
- accès aux systèmes de transport et aux marchés avoisinants pour tout nouveau produit;
- durée de vie restante de l'opération existante;
- besoins accrus en main-d'œuvre et besoin de disciplines spécialisées qui ne peuvent être pleinement utilisées;
- considérations géotechniques;
- nombre de résidents opposés dans le voisinage;
- mesures dissuasives, comme les accords contractuels, la structure administrative et les politiques d'entreprise qui empêchent les responsables des coûts de mise en œuvre de partager les bénéfices obtenus;
- manque de possibilités pratiques, sur place, d'utiliser l'énergie résiduaire;
- nécessité de mesures de protection et de surveillance coûteuses;
- variabilité excessive ou nature intermittente de la source;
- incertitudes concernant la représentativité des données sources compilées.

Dans les pays en développement et les pays à économie en transition, d'autres considérations peuvent être prises en compte, à savoir :

- manque d'accès aux renseignements, aux entrepreneurs, à l'expérience et aux ressources financières nécessaires pour réaliser l'évaluation technique initiale;
- différences culturelles, linguistiques et en matière d'échéancier nécessitant une plus grande planification et des temps de réponse plus longs;
- différences et difficultés dans le contexte politique local dans lequel les entreprises opèrent;
- lenteur des entreprises locales à adopter un programme international, pour des raisons allant de l'indépendance de la politique d'entreprise à la réticence à l'égard des engagements.

En supposant que les enjeux ci-dessus puissent être réglés, le projet doit encore faire concurrence à d'autres possibilités d'investissement. Non seulement le projet doit être concurrentiel d'un point de vue financier, mais il doit aussi dépasser l'objectif traditionnel d'augmentation de la valeur actionnariale par l'exploration et le développement, plutôt que de réduire les gaspillages ou les pertes et d'améliorer l'efficacité.

Tableau 2 : Résumé des classes d'estimation des coûts publiée par AACE International

Classe d'estimation	Nom	Objectif	Plage d'incertitude prévue	Niveau de maturité de la définition du projet
Classe 5			F : de -20 % à -50 %	De 0 % à 2 %

Classe d'estimation	Nom	Objectif	Plage d'incertitude prévue	Niveau de maturité de la définition du projet
	Ordre de grandeur	Sélection ou faisabilité	É : de +30 % à +100 %	
Classe 4	Intermédiaire	Étude conceptuelle ou de faisabilité	F : de -15 % à -30 % É : de +20 % à +50 %	De 1 % à 15 %
Classe 3	Préliminaire	Autorisation du budget	F : de -10 % à -20 % É : de +10 % à +30 %	De 10 % à 40 %
Classe 2	Substantif	Contrôle ou soumission/appels d'offres	F : de -5 % à -15 % É : de +5 % à +20 %	De 30 % à 40 %
Classe 1	Définitif	Vérification de l'estimation de la soumission/appels d'offres	F : de -3 % à -10 % É : de +3 % à +15 %	De 50 % à 100 %

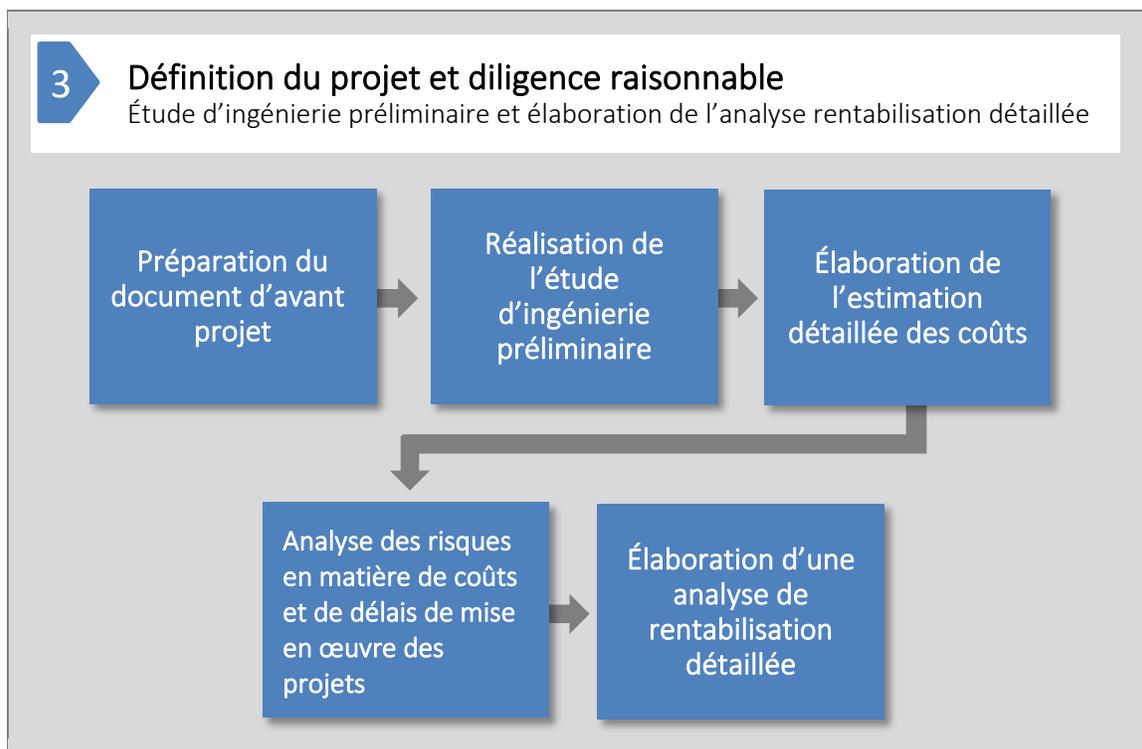
2.3 Définition du projet et diligence raisonnable

Si la possibilité franchit l'étape d'évaluation de préfaisabilité ou d'examen préalable, l'étape suivante consiste à mieux définir le projet afin d'évaluer avec précision sa faisabilité et ses risques, comme le montre la figure 4. Pour ce faire, il faut préparer les éléments suivants :

- rapport de base sur le projet (RBP);
- étude d'ingénierie préliminaire;
- analyse de rentabilisation détaillée.

De nombreuses possibilités qui semblent prometteuses à l'étape de préfaisabilité peuvent être jugées irréalisables ou impossibles à mesure que le projet se précise, ou peuvent simplement être rejetées parce qu'elles ne correspondent pas au modèle commercial de l'exploitant ou sont perçues comme présentant des risques inacceptables.

Figure 4 : Principaux éléments de l'étape de définition du projet et de diligence raisonnable



2.3.1 Rapport de base sur le projet

L'une des premières tâches à accomplir pendant la phase de définition du projet est la préparation du RBP (ou critères de la conception du projet). Le RBP établit les paramètres de conception de base nécessaire à la réalisation des travaux d'ingénierie préliminaires. En règle générale, le RBP comprend une description et les objectifs du projet, des spécifications relatives au rendement des mesures d'atténuation envisagées, des données d'entrée sur la conception (p. ex., compositions, débits, températures et pressions) ainsi que les normes et la réglementation en fonction desquelles la solution doit être conçue. Des mesures supplémentaires peuvent être nécessaires pour confirmer et compléter les résultats de la vérification (p. ex., essais d'une durée de 24 h, échantillonnages répétés ou renouvelés et analyse des liquides issus de procédés). De plus, l'exploitant pourrait devoir examiner et extraire les dessins et les registres de données sur l'équipement existants de l'installation pour obtenir des renseignements pertinents. Le RBP a tendance à être un document évolutif qui est révisé tout au long du processus d'ingénierie à mesure que de nouveaux renseignements deviennent disponibles et que la conception est peaufinée.

2.3.2 Étude d'ingénierie préliminaire

L'EIP est le travail d'ingénierie nécessaire pour réduire les options d'atténuation pertinentes à un seul choix ou concept ainsi que pour déterminer les principales exigences techniques associées au concept final. Les principales activités liées à l'EIP peuvent inclure la préparation ou l'obtention de ce qui suit :

- plan cadastral du site mis à jour indiquant où toutes les infrastructures et l'équipement proposés se situeraient par rapport à l'infrastructure existante sur le site;
- schémas de procédé et d'instrumentation montrant les détails de la solution et la façon dont elle sera intégrée au procédé existant;
- fiches techniques indiquant la taille et les spécifications de l'ensemble des pièces d'équipement, des commandes et des instruments principaux devant être installés;
- taille et tracé de tous les segments de pipeline requis;
- approbations réglementaires (si le risque de ne pas obtenir les approbations est faible, cette étape être reportée jusqu'à l'obtention de l'approbation du projet);
- estimations de coûts de classe 3 (voir le tableau 2); il s'agit d'une estimation du coût budgétaire utilisé pour les décisions d'investissement finales qui est dérivée des coûts unitaires semi-détaillés et du calcul des matériaux en vrac nécessaires.

2.3.3 Analyse de rentabilisation détaillée

L'analyse de rentabilisation détaillée est nécessaire pour appuyer les décisions de la haute direction de l'exploitant ainsi que des investisseurs et des bailleurs de fonds potentiels. Cela suppose la préparation d'estimations de coûts plus précises (habituellement de classe 3) en fonction de la définition améliorée du projet présentée dans l'EIP, la mise à jour de l'évaluation de faisabilité et la description détaillée des risques liés aux coûts, la mise en œuvre en temps opportun du projet et l'application continue et fiable des mesures d'atténuation. Les résultats relatifs à la faisabilité sont comparés aux critères d'acceptation de l'exploitant, des investisseurs et/ou des bailleurs de fonds. Enfin, l'analyse de rentabilisation renferme des détails montrant comment le projet s'harmonise avec les objectifs prioritaires et le modèle opérationnel de l'exploitant.

2.4 Approbation de la direction et financement du projet

Il faudra peut-être consacrer beaucoup de temps et d'efforts pour peaufiner le projet et le faire progresser jusqu'à ce que la haute direction et les investisseurs/bailleurs de fonds puissent prendre une décision éclairée à son sujet. Il ne suffit pas que le projet soit rentable ou procure des avantages connexes importants. En effet, le projet doit aussi être concurrentiel par rapport aux autres possibilités d'investissement de l'exploitant, présenter un niveau de risque acceptable, s'aligner sur les indicateurs de rendement clés de l'exploitant et être compréhensible et précieux pour les actionnaires, les investisseurs et les bailleurs de fonds.

Si le projet comporte une mesure d'atténuation que l'exploitant connaît bien et qu'il met couramment en œuvre, son cycle d'élaboration et d'approbation sera beaucoup plus court et moins coûteux. Les projets qui sont nouveaux pour l'exploitant ou qui ne s'harmonisent pas bien avec son modèle opérationnel auront beaucoup moins de chance de réussir.

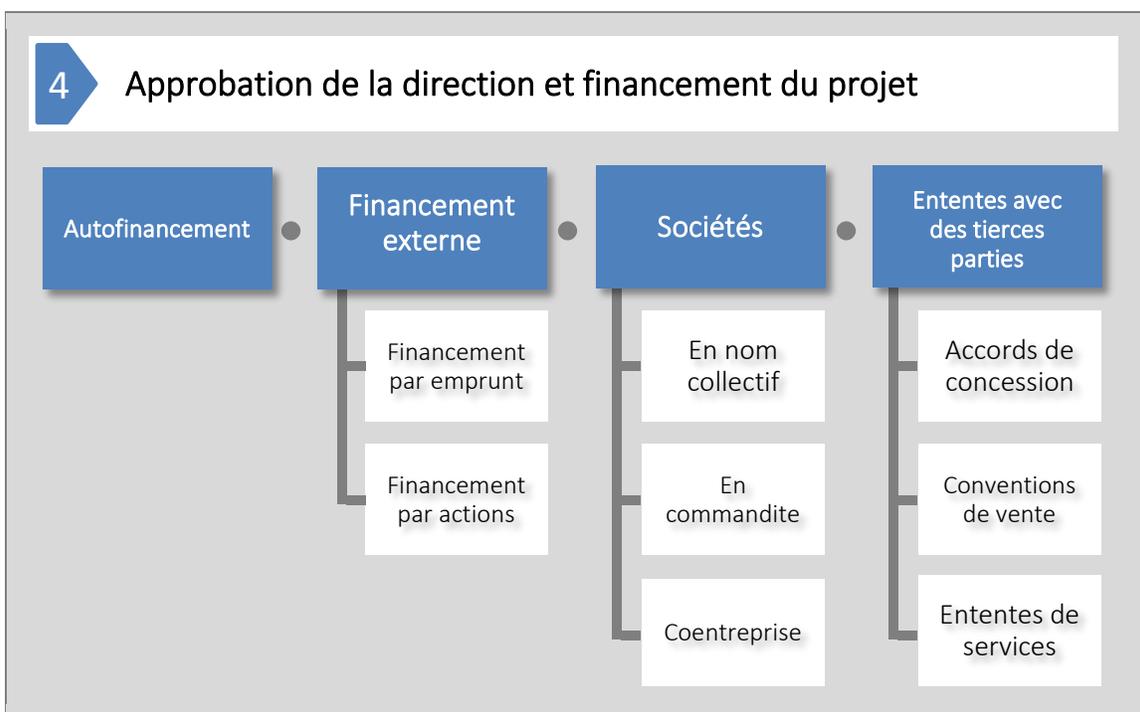
Pour vendre le projet à la direction, l'exploitant doit présenter des données financières concurrentielles alignées sur les objectifs prioritaires et le modèle opérationnel de l'entreprise, en plus de mettre en évidence des avantages connexes quantifiables, notamment :

- amélioration de la qualité de l'air en milieu de travail, qui se traduit par des avantages pour la santé et la sécurité des travailleurs;
- amélioration de la qualité de l'air local, qui se traduit par des avantages pour la santé humaine et l'environnement, ainsi que par une amélioration des relations publiques;
- réduction du gaspillage, des inefficacités et des pertes du système, ce qui se traduit par une augmentation de la rentabilité (c.-à-d. grâce à la conservation d'une ressource non renouvelable, à l'augmentation du rendement des produits, à l'amélioration de la fiabilité du système, à la hausse des ventes et à la réduction de la consommation d'énergie).

Les mécanismes de financement pour des projets rentables d'atténuation des émissions de GES incluent les suivants, qui sont illustrés à la figure 5 :

- autofinancement (flux de trésorerie internes);
- financement externe;
- sociétés;
- ententes avec des tierces parties.

Figure 5 : Mécanismes de financement possibles pour les projets



2.4.1 Autofinancement

Si une entreprise est rentable, elle peut envisager de financer ses projets d'atténuation des émissions de GES à même ses revenus. Cela permet d'éviter le paiement d'intérêts et la nécessité de rembourser du capital, mais ne peut être envisageable que pour les projets de petite ou moyenne envergure.

De la même façon que certaines entreprises consacrent un certain pourcentage de leurs revenus à la recherche et au développement, certaines entreprises ont envisagé d'affecter un certain pourcentage de leurs revenus à des projets écologiques ou d'établir un fonds vert interne qui servirait à financer leurs projets écologiques. Dans ce dernier cas, l'objectif serait que le fonds partage avec ses parrains une partie des revenus générés par les projets écologiques de manière à ce que le fonds puisse croître et continuer à soutenir des projets de même nature.

2.4.2 Financement externe

Il existe deux principaux types de financement externe : le financement par emprunt et le financement par actions. Une comparaison de ces deux modes de financement est présentée dans le tableau 3. Le financement par emprunt consiste à emprunter de l'argent à des prêteurs externes, comme une banque, qui doivent être remboursés avec intérêts conformément à un calendrier de remboursement convenu. Le financement par actions consiste à recevoir de l'argent d'un investisseur en échange d'un pourcentage de l'entreprise. Les investisseurs ou les « partenaires actionnaires » ne s'attendent généralement pas à un rendement sur leur investissement avant trois à cinq ans, mais se retirent généralement après cinq à sept ans.

Tableau 3: Comparaison entre le financement par emprunt et le financement par actions

Paramètre	Emprunt	Actions
Exigences	Rentabilité et garantie constituée sur un bien	Potentiel de croissance et portée élevés
Effort	Temps exigé pour le processus de demande d'emprunt	Trouver et convaincre des investisseurs peut prendre des mois
Propriété	L'emprunteur détient 100 % de l'entreprise	L'emprunteur doit renoncer à un pourcentage de la participation dans l'entreprise et, éventuellement, à une participation majoritaire
Taux	Les intérêts peuvent être élevés et les remboursements commencent presque immédiatement	Il n'y a pas de pression pour obtenir des rendements anticipés, mais les rendements sont généralement supérieurs aux intérêts engagés sur le financement par emprunt équivalent
Prévisibilité	Les montants et le calendrier des paiements sont connus	Retrait imprévisible de l'investisseur
Surveillance	Surveillance minimale	Les investisseurs veulent qu'on leur transmette des rapports et peuvent participer à la prise de décisions

Paramètre	Emprunt	Actions
Flux de trésorerie	Les paiements de prêts diminuent le flux net de trésorerie	Aucun remboursement de l'argent versé; l'argent est investi directement dans l'entreprise
Intérêts du prêteur	Souvent peu intéressé par la réussite de l'entreprise	Très intéressé par la réussite de l'entreprise

Parmi les principaux avantages du financement par emprunt, mentionnons le fait que l'intérêt sur les prêts est habituellement inférieur au rendement des investissements en actions et qu'il est déductible d'impôt; cependant, l'emprunteur est pris avec des paiements réguliers de capital et d'intérêts, peu importe le rendement de l'entreprise. Le financement par actions évite d'avoir à rembourser le capital, mais exige de laisser aller une partie du contrôle de l'entreprise et d'imposer un fardeau supplémentaire à l'entreprise en matière de production de rapports.

PREQIN (www.preqin.com) est une source d'information importante sur les investisseurs par emprunt et par actions privés. Sa base de données contient plus de 500 000 contacts, dont 3 856 investisseurs actifs dans les ressources naturelles, 3 749 sociétés en commandite actives dans le domaine des infrastructures, 3 822 investisseurs par emprunt privés actifs et 7 835 sociétés en commandite privées dans le domaine du financement par actions (Sick, 2019).

Les obligations sont un autre moyen de financer un projet. Une obligation est un instrument à revenu fixe par le biais duquel un investisseur prête de l'argent à une entité (entreprise ou gouvernement) qui emprunte l'argent en question pour une période déterminée à un taux d'intérêt fixe. Les obligations vertes sont des obligations dédiées aux projets climatiques et environnementaux admissibles. Elles sont généralement liées à des actifs et soutenues par le bilan de l'émetteur. Selon James Chen d'Investopedia (2019), les obligations vertes s'accompagnent d'incitatifs fiscaux, comme une exonération fiscale et des crédits d'impôt, ce qui en fait un investissement plus attrayant qu'une obligation imposable comparable. Cela constitue un incitatif financier permettant de s'attaquer à des enjeux sociaux importants, comme les changements climatiques et le passage à des sources d'énergie renouvelables. Pour qu'elle soit qualifiée de « verte », une obligation doit être vérifiée par une tierce partie, comme le Climate Bond Standard Board, qui certifie que l'obligation servira à financer des projets qui seront avantageux pour l'environnement. En règle générale, les obligations vertes ne sont pas accordées aux producteurs de combustibles fossiles, surtout si la mesure d'atténuation des émissions de GES est considérée comme un moyen de prolonger la durée de vie d'un projet de combustibles fossiles. Les seuls projets pétroliers ou gazières qui pourraient être admissibles sont ceux qui impliquent la conversion à des énergies renouvelables (p. ex., utilisation de panneaux solaires pour alimenter les instruments) et ceux qui visent à gérer les émissions fugitives. D'autres options possibles sont les obligations durables et les obligations sociales.

Les obligations durables sont des obligations dont le produit est appliqué exclusivement au financement ou au refinancement d'une combinaison de projets écologiques et sociaux. L'International Capital Market Association (ICMA) a publié des Lignes directrices applicables aux obligations durables (LDAOD) ainsi que les Principes sur les obligations vertes (POV) et les Principes sur les obligations sociales (POS), accessibles à <https://www.icmagroup.org/>. Les projets sociaux peuvent avoir des avantages environnementaux connexes et les projets écologiques, des avantages sociaux connexes.

2.4.3 Sociétés

Un exploitant (ou un propriétaire de ressources) peut envisager de participer à une société ou à une autre entité avec de tierces parties dans le but de mettre en œuvre et d'exploiter un projet ou un groupe de projets visant l'atténuation des émissions de GES. Cette approche pourrait empêcher d'imposer un fardeau de la dette à l'exploitant. En effet, ce dernier, à titre de propriétaire des hydrocarbures produits, pourrait fournir du gaz naturel de combustion à une nouvelle entité formée avec la ou les tierces parties et recevoir les recettes des produits fabriqués et vendus par cette entité. La nouvelle entité assumerait tous les risques liés au financement et à l'exploitation en tant qu'entité indépendante. Cela évite à l'exploitant d'obtenir du financement directement. L'intégration d'une nouvelle entité faciliterait la participation de différents investisseurs spécialisés dans la réduction des émissions de GES en leur permettant de participer directement à l'entité créée.

Il existe trois types de sociétés : société en nom collectif, société en commandite et coentreprise. Dans une société en nom collectif, chaque associé se partage proportionnellement la charge de travail, les responsabilités et les profits générés. Les sociétés en commandite permettent à des investisseurs de l'extérieur d'acheter des parts d'une entreprise, lesquels auront des responsabilités et une participation limitées en fonction de leur contribution. Bien qu'il s'agisse d'une forme de société plus complexe, les sociétés en commandite offrent plus de souplesse en matière de propriété et de prise de décisions. Les coentreprises sont destinées à des projets ou à des alliances de courte durée. Lorsque la coentreprise donne de bons résultats, elle continue en tant que société en nom collectif. Dans les autres cas, elle est dissoute.

Certains pays ont signé des traités internationaux relatifs aux investissements étrangers qui offrent de la certitude et de la protection aux investisseurs étrangers. Par ailleurs, certains pays proposent des concessions visant spécifiquement à faire progresser certains types de projets d'atténuation des émissions de GES (p. ex., exemptions temporaires et exonérations de droits relativement à l'équipement importé pour des projets écologiques).

2.4.4 Ententes avec des tierces parties

Il existe trois principaux types d'ententes avec des tierces parties pouvant être envisagées pour le financement d'un projet : accord de concession, convention de vente et entente de service.

2.4.4.1 Accord de concession

Un accord de concession peut prendre différentes formes, à savoir : CET (construction-exploitation-transfert), CPET (construction-possession-exploitation-transfert), CLT (construction-location-transfert) et CCET (conception-construction-exploitation-transfert). Tous les accords de concession impliquent une entité privée qui reçoit une concession de l'exploitant (propriétaire des ressources) dans le but de financer, de concevoir, de construire et d'exploiter les installations définies dans l'accord en contrepartie de la réalisation par l'entreprise privée d'un taux de rendement interne satisfaisant par rapport à son investissement. À la fin de la période de concession, les actifs sont transférés sans frais à l'exploitant. En règle générale, l'entité privée crée une entité spéciale qui conclut l'accord de concession, et cette entité obtient souvent un financement par emprunt pour le projet. Ensuite, l'entité spéciale sous-traite une tierce partie

pour exécuter ses obligations en vertu de l'accord de concession. Un contrat d'approvisionnement est conclu dans cet accord pour veiller à ce que le projet ait l'accès nécessaire au flux de gaz naturel de combustion pendant la période de concession.

2.4.4.2 Convention de vente

Dans le cadre d'une convention de vente, l'exploitant transfère le gaz naturel de combustion à une tierce partie qui doit alors concevoir et installer tout l'équipement nécessaire pour capturer et commercialiser la ressource. Il s'agit d'une forme d'accord de type construction-possession-exploitation (CPE). L'exploitant vend le gaz naturel brut (non transformé) à la tierce partie à la source et permet à la tierce partie d'effectuer, par ses propres moyens, les activités nécessaires pour capturer et commercialiser le gaz naturel. La propriété du gaz naturel est transférée à la tierce partie après l'établissement du point budgétaire pour la quantification du gaz naturel aux fins de taxes et de redevances. Il incombe à l'exploitant de payer ces droits, mais il tire profit des revenus générés par la vente du gaz naturel à une tierce partie. De plus, il n'a pas à transférer la propriété de ses actifs autres que le gaz naturel ni à faire d'investissements.

La tierce partie prend à son compte la totalité des coûts d'immobilisation et d'exploitation du projet ainsi que la responsabilité de convertir le gaz naturel brut en un ou plusieurs produits commercialisables et de les acheminer vers les marchés. Toutefois, tous les profits découlant de la vente de ses produits reviennent à la tierce partie.

2.4.4.3 Entente de service

Dans le cadre d'une entente de service – un autre accord de type CPE – l'exploitant reçoit, moyennant des frais, un service intégral d'une tierce partie pour la gestion des pertes de gaz naturel et des inefficacités évitables du système. Il peut s'agir, par exemple, d'un plan de conservation du gaz, de l'utilisation de gaz combustible pour réduire l'achat de carburant et d'électricité par l'exploitant, l'installation de systèmes de récupération de la vapeur et de la chaleur, et de la gestion des émissions fugitives et des inefficacités évitables du système.

L'exploitant n'a aucune autre responsabilité envers les autres parties pour ce qui est de la mise en œuvre et de l'exploitation continue du projet autre que le paiement des frais de service.

Il incombe à la tierce partie d'obtenir tous les fonds nécessaires pour le projet, mais, en retour, elle obtient une entente de service à long terme qui lui permet de couvrir ses coûts d'exploitation et d'obtenir un taux de rendement raisonnable sur son investissement.

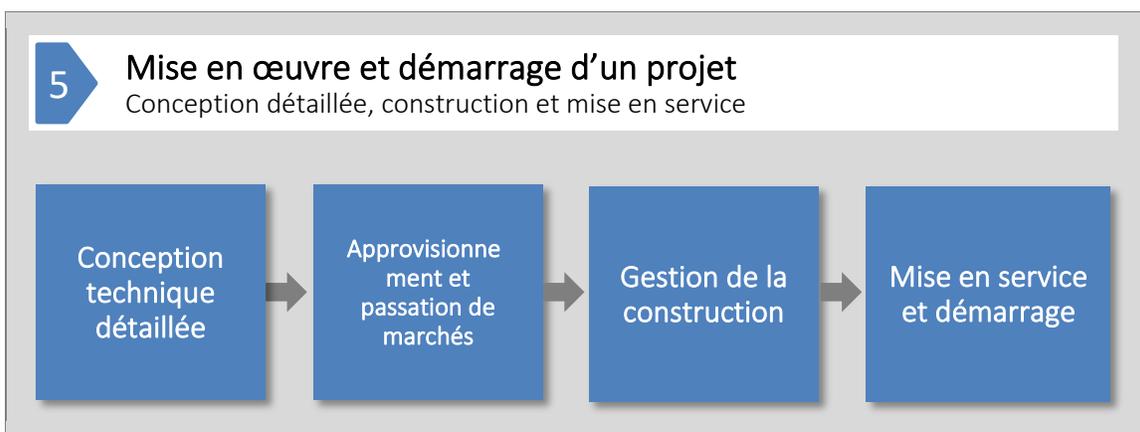
Si la capacité de l'exploitant à payer les frais de service est remise en question, il est possible d'inclure dans l'entente de service des dispositions relatives au paiement en nature ou à l'affectation d'une partie des économies ou des revenus générés par le projet pour le paiement des frais de service. Si la fiabilité de l'exploitation en amont est incertaine, une clause d'achat ferme peut être envisagée. Cette clause permet au fournisseur de service de s'assurer un revenu régulier pour la mise à disposition de certaines infrastructures, même lorsque le consommateur n'utilise pas le service ou n'en a pas besoin.

2.5 Mise en œuvre et démarrage d'un projet

Cette étape du cycle d'élaboration et de mise en œuvre d'un projet comprend les activités suivantes, comme l'illustre la figure 6 :

- conception technique détaillée;
- approvisionnement et passation de marchés;
- gestion de la construction;
- mise en service et démarrage.

Figure 6 : Principaux éléments de l'étape de mise en œuvre et de démarrage d'un projet



2.5.1 Conception technique détaillée

La conception technique détaillée est l'étape d'ingénierie qui suit l'EIP. L'objectif de la conception est de définir tous les détails techniques du projet, y compris les aspects civils et structurels ainsi que ceux liés à la tuyauterie, à l'électricité et aux instruments. Au cours de cette phase, les coûts estimatifs détaillés du projet sont établis en fonction des exigences complètes en matière d'équipement et des calculs des matériaux nécessaires détaillés.

2.5.2 Approvisionnement et passation de marchés

Il s'agit du processus concurrentiel d'approvisionnement et de passation de marchés pour l'ensemble des matériaux, de l'équipement, des instruments ainsi que des services nécessaires aux phases de construction, de mise en service et de démarrage. Les documents générés pendant l'étape d'approvisionnement et de passation de marchés comprennent les demandes de prix et de soumissions, les évaluations de soumissions, les bons de commande et les contrats de service.

2.5.3 Gestion de la construction

La gestion de la construction est un service professionnel qui consiste à superviser la planification et la construction d'un projet. Elle comprend l'inspection et la gestion de l'équipement, des instruments et des matériaux achetés dans les installations du fournisseur ou au

moment où ils arrivent au site. La gestion de la construction comprend aussi la coordination avec les différents entrepreneurs – génie civil, mécanique, électricité, instruments, peinture et sécurité – ainsi que l'assurance de la conformité aux normes de conception technique et de qualité.

2.5.4 Mise en service et démarrage

La mise en service et le démarrage constituent l'étape entre l'achèvement de la construction et l'exploitation commerciale. Elle englobe toutes les activités qui relient ces deux phases, y compris le transfert des systèmes, la vérification des systèmes, la mise en service des systèmes, l'ajout de matières premières et les essais de rendement. Des renseignements sur la mise en service et le démarrage sont disponibles auprès du Construction Industries Institute (<https://www.construction-institute.org/resources/knowledgebase/knowledge-areas/commissioning-and-startup>).

2.6 Génération de crédits compensatoires de carbone ou de GES

Un crédit de carbone est un permis qui donne le droit à un pays ou à une organisation de produire une certaine quantité d'émissions de carbone et qui peut être échangé si l'allocation n'est pas utilisée dans son intégralité.

Une compensation carbone est une réduction des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) ou d'autres gaz à effet de serre permettant de compenser les émissions produites ailleurs. Les compensations sont mesurées en tonnes d'équivalent de dioxyde de carbone (éq. CO₂).

Les exigences relatives à la production de crédits et de compensations carbone commercialisables varient en fonction des marchés. Dans tous les cas, l'accent est fortement mis sur la transparence et l'exactitude des normes sur les transactions commerciales. Un document de conception de projet officiel qui décrit la méthode ou la technologie à appliquer pour générer des réductions d'émissions, la surveillance et les calculs permettant de déterminer la quantité de ces réductions ainsi que les mesures d'assurance et de contrôle de la qualité (AQ/CQ) à mettre en œuvre, doit être préparé. Enfin, il existe des exigences quant à la validation indépendante du plan par une tierce partie et à la vérification continue des allégations de réduction des émissions, généralement par une tierce partie accréditée différente.

Lorsque qu'un projet a été financé, les investisseurs exigeront habituellement, comme mesure d'AQ/CQ, une surveillance technique continue par un conseiller qualifié de leur choix.

Dans cadre du marché précédent établi en vertu de l'Accord de Kyoto, on mettait particulièrement l'accent sur l'additionnalité et la gestion des fuites de projet. L'additionnalité est le critère utilisé pour évaluer si un projet entraîne une amélioration des réductions ou des absorptions de GES en plus de celle qui se serait produite en son absence. Chaque marché dispose de critères précis pour déterminer l'additionnalité. Les fuites de projet font référence la transformation du marché ou à l'évolution d'une activité en raison du projet. Les fuites peuvent être positives (bonnes) ou négatives (mauvaises).

L'article 6 de l'Accord de Paris de 2015 offre l'occasion d'élargir la portée de la tarification du carbone pour permettre la mise en œuvre pleine et entière des contributions déterminées au niveau national (CDN)

(https://www.ieta.org/resources/UNFCCC/IETA_Article_6_Implementation_Paper_May2016.pdf). Les deux principaux éléments d'intérêt de l'article 6 sont les suivants (International Emissions Trading Association [IETA], 2016) :

1. Il décrit les résultats d'atténuation transférés à l'international (RATI).
2. Il établit un mécanisme pour contribuer à l'atténuation des émissions de GES, ou mécanisme d'atténuation des émissions (MAE), et soutenir le développement durable.

Le MAE, conjointement avec les RATI, pourrait servir à faire la promotion de la tarification du carbone. Avec la mise en œuvre intégrale de l'Accord de Paris, le MAE pourrait offrir une allocation ou un crédit carbone universel aux pays qui choisissent de l'utiliser, ce que faciliterait les échanges entre les CDN (RATI), fournirait des services de registre et offrirait la possibilité de mettre en œuvre la tarification du carbone dans bon nombre d'économies (IETA, 2016). Cela pourrait, par conséquent, attirer des investissements supplémentaires.

L'expression « mesure, déclaration et vérification (MDR) » provient à l'origine du Plan d'action de Bali 2007. Ce qu'il faut avant tout retenir du Plan d'action de Bali, c'est que les mesures d'atténuation des changements climatiques (principalement les réductions des émissions de GES) seront mises en œuvre d'une manière « mesurable, déclarable et vérifiable ». La fonction principale de la MDR est d'accroître la transparence en faisant le suivi des niveaux nationaux d'émissions de GES, des flux financiers pour la lutte contre les changements climatiques et de l'impact des mesures d'atténuation.

Les exigences de la MDR en ce qui a trait aux RATI évoluent toujours; toutefois, il existe des exemples de programmes d'échange de droits d'émission de carbone (voir le tableau 4). Dans tous les cas, les exigences relatives aux crédits carbone doivent être conformes aux principes d'exactitude, de comptabilisation et de transparence pour les produits fongibles.

Tableau 4 : Exemples de programmes de compensation des émissions de GES établis

Administration	Programme	Site Web	Renseignements disponibles
Alberta, Canada	Alberta Emissions Offset System	https://www.alberta.ca/alberta-emission-offset-system.aspx	<ul style="list-style-type: none"> • Normes et lignes directrices • Protocoles de quantification
Australie	National Carbon Offset Standard	http://www.environment.gov.au/climate-change/government/carbon-neutral/ncos	<ul style="list-style-type: none"> • Conseils sur les pratiques exemplaires pour mesurer, réduire, compenser, déclarer et vérifier les émissions • Certification de carboneutralité
Californie, É.-U.	California Air Resources Board (CARB)	https://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/offsets/offsets.htm	<ul style="list-style-type: none"> • Orientation du programme de compensation pour mesures précoces • Attestations

Administration	Programme	Site Web	Renseignements disponibles
	Compliance Offset Program		<ul style="list-style-type: none"> • Protocoles de compensation de conformité • Projets de compensation de conformité • Registre des projets de compensation • Programme de vérification des mesures de compensation
Union européenne (UE)	Système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de l'UE	https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_fr	<ul style="list-style-type: none"> • Loi sur le SEQE-UE • Rapports sur le marché du carbone • Mise en œuvre • Application de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA)
États américains et provinces canadiennes sélectionnés	Western Climate Initiative	http://www.wci-inc.org/	<ul style="list-style-type: none"> • Conception de programme

3 Possibilités d'atténuation à évaluer n° 1 : Réservoirs de stockage

Les installations de production et de traitement sont souvent équipées d'un ou de plusieurs réservoirs à pression atmosphérique pour le stockage temporaire d'hydrocarbures liquides produits (pétrole ou condensat) et d'eau (voir la figure 7). Si ces réservoirs sont évacués à l'air libre, ils constituent des sources de pertes de stockage (c.-à-d. que le produit s'échappe dans l'atmosphère en raison des effets de l'évaporation). La quantité et le type d'émissions dépendent normalement de la composition du produit stocké, de sa pression de vapeur, des conditions de stockage et de la quantité de mouvement du liquide dans le réservoir. Dans les réservoirs contenant des hydrocarbures liquides, la pression de vapeur réelle du produit dans les conditions de stockage doit être bien en deçà de la pression atmosphérique pour éviter les pertes liées à l'ébullition ou aux évaporations spontanées.

Figure 7 : Photo de réservoirs de stockage d'hydrocarbures et d'eau produite d'une installation de production



Selon la quantité de perte par évaporation et la valeur du produit, il peut devenir rentable d'installer des systèmes de contrôle de la vapeur. Ces systèmes n'étaient peut-être pas rentables au moment de la conception de l'installation, mais la situation pourrait avoir changé au fil du temps en raison de l'augmentation de la valeur du pétrole et du gaz. De plus, les conditions du procédé peuvent elles aussi avoir changé, entraînant des pertes par évaporation plus importantes que prévu.

Les émissions de méthane provenant des réservoirs de stockage se produisent lorsqu'une ou plusieurs des conditions suivantes s'appliquent : (1) les hydrocarbures liquides ont été en contact direct avec du gaz naturel dans une enceinte pressurisée immédiatement avant d'entrer dans le réservoir à pression atmosphérique (c.-à-d. qu'une partie du gaz naturel a été dissoute dans les hydrocarbures liquides et s'évaporerait instantanément en entrant dans le réservoir de stockage); (2) le réservoir est équipé d'un système à gaz de couverture conçu pour que l'évacuation se fasse à l'air libre ou est sujet à des problèmes de fonctionnement; et (3) il se produit des traversées de gaz (« gas carry-through ») non intentionnelles vers le réservoir (p. ex., la vanne de décharge en amont ferme mal, ce qui entraîne la formation d'un tourbillon lors des décharges).

3.1.1 Vérifications recommandées

Il faut mesurer les taux d'émissions de tous les réservoirs à pression atmosphérique contenant des liquides issus de procédés (pétrole, condensat ou eau) et déterminer la valeur de conservation de ces vapeurs. De plus, la cause de toute contribution aux émissions dépassant les pertes par évaporation normales (ou prévues) doit être déterminée et le problème, résolu. Les contributions aux émissions sur lesquelles il faut porter une attention particulière sont les suivantes : évaporations instantanées, traversées de gaz non intentionnelles vers les réservoirs, systèmes à couverture de gaz défaillants et unités de récupération des vapeurs sous-dimensionnées.

3.1.1.1 Évaporations instantanées

Les évaporations instantanées se produisent lorsque la pression de vapeur des hydrocarbures liquides est supérieure à la pression atmosphérique locale. Lorsque les hydrocarbures liquides pénètrent dans le réservoir de stockage, leur pression de vapeur diminue rapidement vers la pression atmosphérique locale, puis plus lentement à mesure que l'évaporation se stabilise. La pression de vapeur du produit entrant sera égale à la pression de vapeur de la première enceinte en amont du réservoir (habituellement 275 kilopascals [kPa] et plus aux installations de production de pétrole et 2000 kPa et plus aux installations de production de gaz naturel). Aux installations pétrolières, cette enceinte est généralement le séparateur d'entrée ou le traiteur. Aux installations gazières, il s'agit généralement du séparateur d'entrée ou, dans le cas des stations de compression, des épurateurs du côté aspiration et des épurateurs intermédiaires.

3.1.1.2 Traversées de gaz non intentionnelles vers les réservoirs

Les traversées de gaz naturel non intentionnelles vers des réservoirs de stockage de pétrole brut se produisent dans différentes situations, notamment les suivantes :

- Une séparation inefficace des phases gazeuse et liquide en amont des réservoirs a entraîné la traversée de gaz (par entraînement) vers les réservoirs. Cela peut se produire lorsque la production de liquide d'entrée (p. ex., eau produite) a augmenté considérablement au fil du temps, ce qui a causé un sous-dimensionnement des séparateurs d'entrée d'une installation dans les conditions actuelles.
- Il est possible que le régulateur automatique de niveau de liquide en amont ferme mal à la fin d'un cycle de décharge, de sorte que le séparateur se vide jusqu'à ce qu'il permette la traversée de gaz vers le réservoir de stockage.

- La valeur de réglage du régulateur automatique de niveau est peut-être trop faible.
- Un robinet de vidange manuel peut avoir été laissé partiellement ou complètement ouvert, ou ferme mal, ce qui permet le drainage de liquides de l'enceinte vers les réservoirs de stockage de gaz.
- Sur un système de vidange connecté à un collecteur de liquide, le robinet de vidange des gaz peut avoir été laissé partiellement ou complètement ouvert, ou ferme mal.
- Une modification de la tuyauterie entraîne la traversée non intentionnelle d'un produit à pression de valeur élevée vers des réservoirs qui ne sont pas équipés d'un système de contrôle de la vapeur approprié (p. ex., acheminement de liquides des épurateurs du côté aspiration et des épurateurs intermédiaires directement vers des réservoirs à pression atmosphérique).
- De grandes quantités de gaz peuvent être déplacées vers des réservoirs de stockage lors d'opérations de raclage.

3.1.1.3 Système à gaz de couverture défaillant

L'objectif d'un système à gaz de couverture est d'empêcher l'air d'entrer dans l'espace réservé à la vapeur et, lorsque le réservoir est connecté à un système de récupération de la vapeur, d'empêcher des conditions de surpression. Si le système fonctionne correctement, le gaz devrait pénétrer dans le réservoir uniquement lorsque le niveau de liquide baisse ou qu'un effet de refroidissement se produit (p. ex., en raison d'une baisse de la température ambiante), ce qui fait chuter la pression à l'intérieur du réservoir sous la valeur de réglage de basse pression du système au gaz isolant. Le reste du temps, aucun gaz ne devrait pénétrer dans le réservoir de stockage.

Le mauvais fonctionnement des régulateurs de gaz de couverture et des vannes de contrôle de la vapeur peut entraîner une consommation excessive de gaz de couverture et, par conséquent, augmenter le débit vers le dispositif de contrôle final (p. ex., évent, torche ou compresseur de récupération de la vapeur). Le gaz de couverture est à la fois un vecteur de vapeurs de produit et un polluant potentiel (c.-à-d. que le gaz naturel est habituellement utilisé comme milieu de couverture dans les réservoirs des usines de traitement de gaz).

3.1.1.4 Unités de récupération de la vapeur sous-dimensionnées

Les systèmes de récupération de la vapeur peuvent devenir sous-dimensionnés en raison de changements dans les niveaux de production, et les conduites de collecte de vapeur peuvent s'encrasser, ce qui limite le débit de vapeur hors du réservoir. Ces deux situations contribueront à des conditions de surpression dans le réservoir et feront en sorte que du gaz sera évacué par les soupapes de décompression et le trou d'échantillonnage qui se trouvent sur la paroi supérieure du réservoir. En règle générale, quand cela se produit, des signes de condensation ou d'encrassement sont visibles sur les sorties des soupapes de décompression. De plus, à l'apparition de ces conditions, les soupapes de décompression fermeront mal, ce qui causera une perte de gaz de couverture et de vapeur.

3.1.2 Mesures

Les contributions aux émissions ci-dessus peuvent être déterminées grâce à la mesure des taux d'évacuation et à la comparaison des émissions observées aux pertes en cours de manutention calculées selon les conditions au moment de l'essai. Reportez-vous à la section 5.2 pour prendre connaissance des techniques de mesure possibles.

3.1.3 Potentiel de réduction

Les réservoirs de cinq usines de traitement du gaz (trois aux États-Unis et deux au Canada) ont fait l'objet de vérifications afin de déterminer s'il s'y produisait des émissions supérieures aux pertes normales par évaporation des produits altérés. Deux sites présentaient des émissions anormalement élevées provenant des événements des réservoirs de stockage. Dans un cas, les émissions totales d'hydrocarbures s'élevaient à $4,56 \times 10^3$ mètres cubes par jour (m^3/j) (ou environ 0,017 million de tonnes par année [Mt/a] d'émissions d'éq. CO_2 d'après la teneur en CH_4 des vapeurs) et, dans l'autre cas, à $1,39 \times 10^3 m^3/j$ (0,005 Mt/a d'émissions d'éq. CO_2). Les pertes moyennes aux cinq sites étudiés s'élevaient à 0,0045 Mt/a d'émissions d'éq. CO_2 en raison de l'évacuation excessive par les réservoirs de stockage. Les pertes moyennes sur les cinq sites étudiés s'élèvent à 0,0045 Mt/an d'émissions d'éq. CO_2 en raison de l'évacuation excessive par les réservoirs de stockage. Des pertes de stockage excédentaires ne se produisent pas dans tous les sites, mais, lorsque des pertes se produisent, la quantité d'émissions peut être considérable et, par conséquent, il peut être très rentable de les contrôler. La fréquence de telles situations est suffisamment élevée pour justifier le ciblage de ces sources.

Voici une liste des mesures de contrôle qui peuvent être envisagées :

- optimisation des procédés;
- soupapes de décompression;
- toits flottants;
- systèmes de contrôle de la vapeur;
- tours de récupération de la vapeur.

Le programme Natural Gas STAR fournit des renseignements supplémentaires et plus précis au sujet des technologies de contrôle applicables aux réservoirs de stockage. Le tableau 5 contient un résumé de ces renseignements.

Tableau 5 : Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables pour réduire les émissions de CH₄ provenant des réservoirs de stockage

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Convert Water Tank Blanket from Natural Gas to Produced CO ₂ Gas, PRO Fact Sheet #503 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-water-tank-blanket-natural-gas-produced-co2-gas).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓			
Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, Pro Fact Sheet #504 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	✓
Recovery Gas from Pipeline Pigging Operations, PRO Fact Sheet #505 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-pipeline-pigging-operations).	De 10 000 à 50 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	
Recovery Gas During Condensate Loading, PRO Fact Sheet #502 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/recover-gas-during-condensate-loading).	Moins de 1 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	
Install Pressurized Storage of Condensate, PRO Fact Sheet #501 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-pressurized-storage-condensate).	De 10 000 à 50 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	
Installing Vapor Recovery Units on Storage Tanks, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-vapor-recovery-units-storage-tanks).	Plus de 50 000 \$	De 1 à 3 ans	✓			

Des directives supplémentaires sur l'atténuation des émissions provenant des réservoirs de stockage de produits pétroliers sont fournies dans le document de la CCAP intitulé *Technical*

Guidance Document Number 6 : Unstabilized Hydrocarbon Liquid Storage Tanks (CCAP, 2017f) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks>).

3.1.3.1 Optimisation des procédés

Plusieurs variables relatives aux procédés ainsi que la taille et le coût des mesures de contrôle supplémentaires qui pourraient être nécessaires peuvent être optimisés pour aider à réduire au minimum les pertes durant le stockage. Si des pertes par évaporation instantanée se produisent, il peut être très avantageux de réduire au minimum les variables suivantes :

Pression de vapeur du produit devant être stocké. Les trois options décrites ci-après peuvent être envisagées pour réduire cette variable :

- Diminuer la pression d'exploitation de la première enceinte en amont des réservoirs. La pression de vapeur initiale des hydrocarbures liquides sera équivalente à cette pression dans la majorité des installations pétrolières et gazières. Il faudra sans doute faire des compromis entre l'augmentation des besoins en énergie (p. ex., augmentation des exigences relatives au pompage ou à la compression) d'autres éléments du procédé et la réduction des pertes durant le stockage; toutefois, cette option pourrait s'avérer avantageuse dans un grand nombre de cas.
- Installer une tour de récupération de la vapeur (reportez-vous à la section 3.1.3.5) directement en amont des réservoirs de stockage et raccorder le circuit d'échappement des gaz au système de torchage. Une tour de récupération de la vapeur est un séparateur surélevé à deux phases fonctionnant à une pression tout juste suffisante pour pousser les vapeurs dans le système de torchage à basse pression et placée assez haut pour permettre l'écoulement du pétrole par gravité dans les réservoirs de stockage. Cette approche peut éliminer la nécessité d'installer un coûteux système de récupération de la vapeur sur les réservoirs de stockage.
- Installer un stabilisateur en amont des réservoirs de stockage. Cette option peut être envisagée tant pour les systèmes de stockage de pétrole brut que de condensat d'hydrocarbures. Cette installation n'est possible qu'aux sites où les effluents gazeux peuvent être conservés ou utilisés.

Quantité de produit à stocker. Aux stations de compression, il peut convenir de pomper les hydrocarbures liquides à partir des épurateurs jusqu'à la tuyauterie d'évacuation du compresseur plutôt que vers un réservoir de stockage sur place. Cela permettrait une manutention plus centralisée des liquides, mais cela ne pourrait être possible que lorsque la quantité de liquide est relativement petite comparativement à la quantité de gaz.

La même approche pourrait être envisagée pour les déshydrateurs de champ, mais en faisant preuve de prudence. Le condensat dans le séparateur d'entrée contient de l'eau dissoute qui peut être suffisante pour causer des problèmes d'hydrates même si le gaz est déshydraté. La déshydratation du condensat pourrait aussi être nécessaire.

Taux d'émission de pointe. Dans les installations pétrolières, le recyclage du produit dans le traiteur permet au pétrole de réabsorber le gaz dissous et, par conséquent, fait augmenter les

perles par évaporation instantanée. Ainsi, tout effort visant à réduire la quantité de pétrole recyclé sera avantageux. En règle générale, environ 10 à 15 % du pétrole produit est recyclé, habituellement par lots. Étant donné que toutes les mesures de contrôle supplémentaires seront dimensionnées de manière à gérer le taux d'émission maximal, il serait utile de réduire au minimum le taux de pompage réel au cours de ces opérations de recyclage. La même logique s'applique aux expéditions de pétrole en lot qui peuvent être transportées à l'installation par camion-citerne pour traitement ou nettoyage.

Une autre possibilité consiste à limiter les déplacements des vapeurs du réservoir causées par la hausse et la baisse de la surface liquide (c.-à-d. les pertes en cours de manutention) en planifiant correctement les activités de remplissage, de vidange et de recyclage. Par exemple, l'expédition d'un produit à partir d'un réservoir qui est en train de se faire remplir réduira la variation nette du niveau de liquide et la quantité de pertes en cours de manutention.

Si le produit a été altéré ou stabilisé avant d'être stocké, il n'y aura pas de pertes dues à l'évaporation instantanée et le fait de réduire au minimum les variables suivantes pourrait être utile :

- **Température de stockage.** La réduction de la température du produit stocké réduira sa pression de vapeur et, par conséquent, ses taux d'évaporation. Il est possible d'abaisser la température de stockage en appliquant de la peinture réfléchissante à l'extérieur du réservoir, en diminuant la valeur de réglage des réchauffeurs de réservoir et, possiblement, en diminuant la valeur de réglage des réchauffeurs de procédé directement en amont des réservoirs.
- **Surface liquide exposée.** À de nombreuses anciennes installations, les réservoirs sont habituellement surdimensionnés par rapport à la quantité de production. Le remplacement de ces réservoirs par des réservoirs plus appropriés et d'un diamètre moindre permettra de réduire les pertes de stationnement par la variation en pourcentage de la superficie de la section transversale et, dans une moindre mesure, de réduire les pertes en cours de manutention. Cette stratégie sera la plus avantageuse lorsqu'elle sera appliquée aux réservoirs dont le taux de renouvellement est faible (p. ex., réservoirs de produits pétroliers contaminés ou d'huiles usées).

La possibilité de réduire les émissions grâce à l'optimisation des procédés dépend grandement de l'âge et de la conception de l'installation, des pratiques d'entretien et d'exploitation, de la formation du personnel et de la détermination de la direction.

3.1.3.2 Soupapes de décompression

Une soupape de décompression est un dispositif de contrôle utilisé pour réguler la sortie de la vapeur en provenance de réservoirs utilisés pour stocker des produits à la pression atmosphérique ou à proximité de celle-ci, ainsi que l'arrivée d'air dans ces réservoirs. Elle permet une légère augmentation de pression ou une légère dépression (habituellement jusqu'à 30 cm de pression de colonne d'eau) avant de s'ouvrir pour permettre la décompression du réservoir. Une fois activée, la soupape demeure ouverte jusqu'à ce que la pression dans le réservoir se trouve dans les limites de la valeur de réglage la plus élevée et la plus basse.

En plus de protéger le réservoir contre les effets dommageables de surpression, cette mesure de contrôle aide à empêcher certains types de pertes par évaporation, comme les pertes de stationnement et, dans une moindre mesure, les pertes en cours de manutention. Cela permet de contrôler légèrement les émissions en cas de pertes importantes dues à l'évaporation instantanée ou à l'étanchéité déficiente à la vapeur du réservoir.

3.1.3.3 Toits flottants

Un toit flottant est une structure imperméable ayant l'apparence d'une assiette qui repose librement sur la surface liquide. Elle réduit les pertes durant le stockage en constituant une barrière à l'évaporation de la surface liquide.

Des événements de purge automatiques sont utilisés sur le toit pour empêcher le gaz (p. ex., gaz dissous ou bouchons de gaz provenant du pipeline) de s'accumuler sous celui-ci, car cela pourrait faire basculer le toit, voire le faire s'effondrer et couler. Ces événements servent également à égaliser la pression de l'espace réservé à la vapeur sous le toit, lorsque celui-ci est repose sur ses supports ou flotte. Des pattes ou des câbles suspendus sont utilisés pour maintenir le toit à une distance prédéterminée du fond du réservoir pour éviter d'endommager les raccords qui se trouvent sous le toit et permettre le nettoyage ou la réparation du réservoir.

En raison de l'utilisation d'événements de purge et de la nécessité de faire fonctionner les réservoirs près de la pression atmosphérique, un toit flottant n'est efficace que pour réduire les pertes de stationnement et les pertes en cours de manutention; il ne permet pas d'empêcher les pertes dues aux évaporations instantanées. L'utilité d'un toit flottant se limite donc aux applications impliquant des produits dont la pression de vapeur réelle est inférieure à la pression atmosphérique locale (p. ex., produits altérés ou stabilisés).

L'efficacité du toit flottant (sauf en ce qui concerne les pertes dues à l'évaporation instantanée) est déterminée par sa capacité à maintenir une barrière étanche à la vapeur sur toute la surface liquide. Généralement, les pertes sont causées par de l'évaporation par les espaces entre les parois du réservoir et le périmètre du toit, et par les assemblages et les raccords boulonnés qui pénètrent dans le toit. Le liquide qui adhère aux parois lorsque le toit descend est aussi sujet à évaporation. Les mécanismes d'étanchéité et d'essuyage aident à réduire ces pertes, mais les variations radiales de la forme du réservoir et la nature des raccords du toit réduisent considérablement la possibilité d'obtenir une barrière complètement étanche à la vapeur.

Des problèmes pourraient survenir lors de l'utilisation de réservoirs à toit flottant pour stocker du pétrole brut lourd et cireux. La cire solide a tendance à adhérer aux parois à mesure que le toit est abaissé, puis elle fond et coule sur le toit et le mécanisme d'étanchéité lorsque les parois du réservoir se réchauffent pendant la journée. Cela peut présenter un risque d'incendie et encrasser certains raccords sur le toit. De plus, si des joints d'étanchéité durs sont utilisés, ils peuvent gratter la cire des parois et la faire tomber sur le toit, aggravant ainsi la situation, ou ils peuvent faire en sorte que le toit se lie en présence d'une accumulation de cire. Toutefois, le risque que ces problèmes surviennent est beaucoup plus grand pour les toits flottants externes, car ils sont plus susceptibles de s'encrasser et exigent des joints d'étanchéité plus rigides que les toits flottants internes (EPA, 1987).

Si l'un de ces problèmes se produit, il est possible d'isoler les réservoirs à toit flottant interne et de les équiper de serpentins de vapeur pour garder la cire en solution; cependant, cela entraîne des coûts d'exploitation plus élevés et exige une source de vapeur.

3.1.3.4 Système de collecte et de contrôle de vapeur

Les systèmes de collecte et de contrôle de vapeur (SCCV) servent à recueillir et à récupérer les vapeurs du produit stocké, ou à les éliminer. Ils peuvent aussi aider à réduire l'évaporation à la surface du liquide en aidant à maintenir des concentrations élevées de vapeur d'hydrocarbures au-dessus du liquide. Il est possible qu'il y ait moins de vapeur lorsque le réservoir est abondamment ventilé. Les SCCV peuvent être envisagés pour toutes les applications de stockage, mais ils sont particulièrement adaptés à celles qui causent d'importantes pertes dues à l'évaporation instantanée.

Un important facteur à considérer lors de la conception d'un SCCV est le potentiel de condensation dans la tuyauterie de collecte de la vapeur. La pratique normale consiste à concevoir la tuyauterie de collecte de la vapeur de façon à ce qu'elle bascule vers un séparateur où le condensat peut s'accumuler, puis être éliminé. Il est également important d'utiliser un matériau résistant à la corrosion pour la tuyauterie (p. ex., acier inoxydable ou acier au carbone à revêtement intérieur). La tuyauterie en acier au carbone sans revêtement intérieur est vulnérable à la corrosion dans ces applications. Les produits de corrosion peuvent s'accumuler dans la tuyauterie et limiter le débit en raison de l'encrassement de certains dispositifs, comme les pare-flammes et les antidétonants. Dans les climats nordiques, si les râteliers de tuyauterie ne sont pas conçus pour empêcher le soulèvement par le gel, ils peuvent perdre leur alignement vertical initial et entraîner la formation de creux où des liquides peuvent s'accumuler et limiter la circulation de la vapeur.

Par ailleurs, la condensation qui peut se former dans le système de collecte de la vapeur peut être très volatile et difficile à pomper. Par conséquent, un monte-jus pourrait être nécessaire pour transférer les liquides vers les réservoirs de stockage ou d'autres contenants de stockage appropriés.

La norme de rendement type pour les systèmes de contrôle de la vapeur est une efficacité de contrôle minimale de 95 %.

3.1.3.5 Tours de récupération de la vapeur

Une tour de récupération de la vapeur est une enceinte verticale conçue pour rejeter et éliminer le gaz qui peut être dissous ou entraîné dans les hydrocarbures liquides à stocker. La tour est située en amont du ou des réservoirs récepteurs. La conduite de gaz située sur le dessus de l'enceinte est reliée directement au système de collecte de la vapeur. La conduite de liquide au bas de l'enceinte est quant à elle reliée directement aux réservoirs. Certaines enceintes sont équipées de plusieurs plateaux pour favoriser l'évaporation instantanée complète du gaz dissous.

La pression d'exploitation nominale de la tour de récupération de la vapeur est proche de la pression atmosphérique locale et légèrement supérieure à celle du système de collecte de la vapeur d'un réservoir de stockage (p. ex., de 15 à 30 cm de pression de colonne d'eau). La pression statique nominale dans l'enceinte est habituellement de 40 kPa. Ainsi, l'enceinte peut

être utilisée avec une gamme de pressions beaucoup plus large que celle des réservoirs, et elle est beaucoup moins susceptible d'être endommagée en cas de défaillance du système. La pression d'exploitation réelle de l'enceinte dépend de la quantité de pertes par frottement dans la tuyauterie de collecte de la vapeur, ainsi que de la pression d'aspiration et de la capacité du dispositif de contrôle.

Pour éliminer la nécessité d'avoir recours à des pompes, l'enceinte est positionnée à une hauteur suffisante au-dessus du sol ou est suffisamment haute pour que le liquide s'écoule par gravité dans les réservoirs. Elle doit habituellement mesurer au moins cinq mètres de plus que les réservoirs pour compenser les pertes par frottement dans la tuyauterie de raccordement et les clapets de non-retour.

Les hydrocarbures liquides pénètrent dans la tour à une pression de vapeur réelle d'environ 250 à 400 kPa (c.-à-d. la pression d'exploitation absolue de la prochaine enceinte en amont, soit le traicteur ou le séparateur d'entrée) et en sortent à une pression de vapeur réelle d'environ 90 à 100 kPa (c.-à-d. à peu près la pression atmosphérique locale). Par conséquent, le produit devant être stocké est encore très volatil. L'utilisation d'une tour de récupération de la vapeur n'exclut pas nécessairement de devoir recourir à une forme quelconque de mesure de contrôle des émissions sur les réservoirs de stockage. Les avantages de la tour de récupération de la vapeur sont qu'elle est simple, qu'elle protège les réservoirs des dommages possibles dus à la pression causés par des bouchons de gaz inattendus et soudains, et qu'elle peut être moins coûteuse à mettre en œuvre si de nombreux réservoirs sont reliés au système de collecte de la vapeur.

Une limite de la tour de récupération de la vapeur est son inefficacité à rejeter le gaz dissous provenant des pétroles lourds visqueux, en particulier le bitume (c.-à-d que le temps de séjour n'est pas assez long pour atteindre un équilibre vapeur-liquide).

4 Possibilités d'atténuation à évaluer n° 2 : Fuites fugitives provenant de l'équipement

Les fuites fugitives provenant de l'équipement (figure 8) sont des fuites non intentionnelles de composants d'équipement, ce qui comprend, sans toutefois s'y limiter, les soupapes, les brides et autres raccords, les pompes, les compresseurs, les dispositifs de détente de pression et de vidange des procédés, les soupapes ouvertes, les événements de dégazage des systèmes de joints d'étanchéité des pompes et des compresseurs, les événements des cuves d'accumulateurs, les joints d'étanchéité des agitateurs et les joints d'étanchéité des portes d'accès. Une fois qu'une fuite commence, elle a tendance à demeurer une source continue d'émissions jusqu'à ce qu'elle soit colmatée.

Figure 8 : Photo montrant des fuites fugitives étiquetées dans une installation de traitement du gaz



Voici quelques tendances et considérations dignes de mention concernant les fuites :

- Les composants des systèmes de gaz combustible ont tendance à fuir plus que les composants des systèmes de gaz de procédé. Ces fuites sont probablement attribuables à un degré de soin et d'attention moindre et à l'utilisation de composants de moins bonne qualité dans les applications de gaz combustible.
- Le risque de fuite a tendance à diminuer à mesure que la valeur ou la toxicité du fluide de procédé augmente ou lorsque le gaz est odorisé. Ainsi, la fréquence de fuites pour les

composants des équipements en service sulfureux est bien inférieure à celle des composants en service non corrosif. Dans les usines de gaz acide, seule une petite partie de l'usine est souvent réellement en service sulfureux.

- La garniture de tige des vannes de commande a tendance à fuir plus que celle des vannes de sectionnement.
- Les régulateurs hydromécaniques³ du moteur des compresseurs ont tendance à être les composants les plus enclins aux fuites pour ce qui est du service des vannes de commande. Leur taux de fuite moyen est de 0,479 kilogramme par heure (kg/h) par source comparativement à 0,049 kg/h par source pour les autres vannes de commande et à 0,011 kg/h par source pour les vannes de sectionnement.
- Les composants ont tendance à générer des émissions moyennes plus importantes lorsqu'ils sont soumis à des cycles thermiques, à des vibrations ou à un service cryogénique fréquents.

4.1 Vérifications recommandées

Une bonne pratique consiste à inclure un relevé complet des fuites dans le cadre de la vérification, car les émissions que ces fuites occasionnent sont souvent les plus faciles et les plus rentables à contrôler et leur colmatage n'exige habituellement pas de dépenses en immobilisations. De plus, les fuites sont plus susceptibles de poser des problèmes de sécurité que d'autres types de possibilités mis en évidence dans le présent guide.

4.1.1 Sources à risque élevé

Il est important de reconnaître que différents types de composants dans différentes applications de service auront des potentiels de fuite différents (c.-à-d. des probabilités de fuite différentes et des taux de fuite moyens différents lorsqu'ils fuient). En règle générale, la majorité des émissions attribuables aux fuites fugitives provenant de l'équipement dans une installation sont le fait de quelques grosses fuites plutôt que d'un grand nombre de petites fuites. En théorie, tous les composants peuvent être à l'origine de grosses fuites, mais les sources les plus probables sont les suivantes :

- événements des joints d'étanchéité des compresseurs;
- soupapes de surpression;
- systèmes intermittents d'évacuation ou de torchage;
- soupapes de décompression, trous d'échantillonnage et couvercles de puits de jauge des réservoirs de stockage équipés d'un système au gaz isolant.

³ Le régulateur du moteur commande la vitesse du moteur et, dans certaines applications de générateurs, la charge du générateur. Les régulateurs hydramécaniques détectent la vitesse du moteur mécaniquement et utilisent la pression d'huile du moteur pour mettre hydrauliquement en mouvement l'actionneur contrôlant le flux de carburant allant aux cylindres.

Par conséquent, ces composants sont ceux qui méritent la plus grande attention, comme en témoigne le tableau 6, qui présente des exemples de statistiques d'échantillonnage d'un réseau de transport de gaz. Les vannes, soupapes et connecteurs représentent la majorité des composants (97,96 %), mais ils contribuent à une portion relativement petite des émissions totales (13,0 %), tandis que les conduites ouvertes, les systèmes de purge et les joints d'étanchéité des compresseurs représentent une très petite portion des composants (1,7 %), mais sont responsables de 86,7 % des émissions totales.

Les composants qui présentent le plus grand potentiel de fuite sont souvent ceux qui sont les plus difficiles d'accès et sont donc les plus susceptibles d'être exclus d'un relevé de fuites, ce qui peut faire passer à côté d'une importante occasion de contrôle. Il est important de prendre des dispositions préalables avec l'installation afin de lui fournir l'aide spéciale qui pourrait être nécessaire pour accéder aux sources à fort potentiel de fuites. En définitive, les installations devraient explorer la possibilité d'installer des ports de surveillance facilement accessibles, des conduites d'échantillonnage ou des solutions permanentes de surveillance instrumentée pour faciliter l'autosurveillance de ces composants.

Tableau 6 : Statistiques sur l'échantillonnage des fuites dans une installation de transport de gaz

Catégorie principale	Sous-catégorie	Fréquence type des fuites (%)	Proportion de l'ensemble des composants (%)	Contribution aux fuites totales (%)
Connecteurs	Toutes	1,21	87,33	6,06
Vannes	Vannes de commande	14,65	0,27	1,34
	Vannes de sectionnement	3,98	10,36	5,63
Conduites ouvertes	Toutes	S.o.	1,33	28,27
Dispositifs de détente de pression	Toutes	14,65	0,20	14,21
Régulateurs de pression	Toutes	16,28	0,30	0,25
Systèmes de purge	Station ou unité de pression pressurisée	73,53	0,08	18,38
	Compresseur alternatif dépressurisé	73,33	0,00	0,00
	Compresseur centrifuge dépressurisé	61,11	0,00	0,00
Joints d'étanchéité des compresseurs	Compresseur alternatif	86,11	0,06	10,62
	Compresseur centrifuge	95,23	0,07	15,24
Débitmètres	Débitmètres à orifice	20,19	0,00	0,00

Catégorie principale	Sous-catégorie	Fréquence type des fuites (%)	Proportion de l'ensemble des composants (%)	Contribution aux fuites totales (%)
	Autres	2,63	0,00	0,00
Toutes	Toutes	100	100,00	100,00

Source : Selon les données de programmes de mesure parrainés par Canadian Energy Partnership for Environmental Innovation (CEPEI) en 2007 et au cours des années précédentes.

Voici des facteurs particuliers à considérer lors de la vérification de certains composants à potentiel de fuite élevé :

- Les fuites provenant du système de purge d'un compresseur sont moindres lorsque le compresseur est pressurisé que lorsqu'il ne l'est pas. Dans le cas d'un compresseur pressurisé, les fuites ne se produisent qu'après le siège de la vanne de purge. Dans le cas d'un compresseur dépressurisé, les fuites se produisent après les sièges des vannes de sectionnement en amont et en aval.
- Lors de la vérification des joints d'étanchéité des compresseurs, il est important de vérifier les événements du boîtier, des pièces d'écartement et du réservoir de purge de l'huile de graissage (ou réservoir de dégazage) à la recherche d'émissions.
- Les compresseurs équipés d'un système de récupération des gaz d'étanchéité comprennent généralement un événement de surpression pour évacuer le débit de gaz d'étanchéité dépassant la capacité du système de récupération des gaz d'étanchéité. Ces événements et l'événement du carter du compresseur (sur les compresseurs alternatifs) doivent être vérifiés pour détecter les fuites.

4.1.2 Composants à faible risque

Les composants à faible risque de fuite, comme les connecteurs et les systèmes de garniture de tige de vanne, sont moins susceptibles d'être à l'origine de fuites importantes, mais ils peuvent à l'occasion être des sources de fuites majeures. Voici des exemples de ce genre de fuites et d'autres situations entraînant d'importantes fuites inattendues :

- raccords mal serrés à la suite de la révision ou de l'entretien d'une usine et qui passent inaperçus en raison d'un niveau élevé de bruit de fond ou parce que le composant se trouve à un endroit difficile d'accès ou peu visité (p. ex., à des endroits élevés ou sur un râtelier de tuyauterie);
- trous qui se sont formés dans l'équipement ou la tuyauterie en raison de la corrosion, de l'abrasion ou de dommages;
- composants mal installés ou pas installés (p. ex., un manomètre qui a été retiré pendant les travaux d'entretien et qui n'a pas été remis en place dans son port de surveillance, et la vanne sur la porte est en position ouverte ou partiellement ouverte);
- défaillance majeure d'un système de garniture de tige de vanne (p. ex., rupture du matériau de garniture).

Pour toutes ces raisons, il est recommandé d'effectuer la vérification des composants à faible risque de fuite.

4.2 Mesures

Les fuites de méthane sont détectées lors des relevés de fuites officiels à l'aide des techniques de la méthode 21 de l'EPA des É.-U. (US EPA, 2017) (<https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>) et de l'utilisation de caméras infrarouges d'imagerie optique des gaz (IOG) conformément aux autres pratiques de travail de l'EPA suivantes : *Alternative Work Practice (AWP) to Detect Leaks from Equipment* (EPA 2008) (<https://www.federalregister.gov/documents/2008/12/22/E8-30196/alternative-work-practice-to-detect-leaks-from-equipment>). Des directives supplémentaires sont fournies dans le rapport de l'EPA (2007) intitulé *Leak Detection and Repair : A Best Practices Guide* (<https://www.epa.gov/compliance/leak-detection-and-repair-best-practices-guide>).

La méthode 21 de l'EPA permet l'utilisation de capteurs de gaz portatifs et d'essais à bulle pour détecter les points de fuite sur l'équipement de procédé qui cause des émissions fugitives dans l'atmosphère. L'équipe responsable des relevés doit entrer en contact direct avec les composants à vérifier, mais il peut être impossible de le faire, car certains d'entre eux sont inaccessibles. Par ailleurs, des points de fuite inhabituels peuvent ne pas être vérifiés (p. ex., soudures fissurées, trous causés par la corrosion et l'abrasion, dommages mécaniques).

Les caméras d'IOG sont moins sensibles que les techniques de la méthode 21, mais elles permettent de vérifier les composants beaucoup plus rapidement et d'inspecter des composants inaccessibles à courte distance. Une comparaison des deux approches est fournie dans la présentation de T. Trefiak intitulée *LDAR Case Study Comparison of Conventional Method 21 Vs Alternative Work Practice* (US EPA, 2015) (<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/ldar-case-study-comparison-conventional-method-21-vs-alternative-work>) qui a été présentée lors de l'atelier annuel de mise en œuvre du programme Natural Gas STAR de l'EPA en 2015. Cette présentation montre que, malgré sa sensibilité moindre, la caméra d'IOG est plus efficace pour détecter les fuites, en particulier les fuites importantes qui contribuent le plus aux émissions, ainsi que les points de fuite inattendus. Qui plus est, les coûts des relevés menés à l'aide des caméras d'IOG ont tendance à être 28 % moins élevés que ceux des relevés conformes à la méthode 21.

De nouvelles techniques faisant appel à des drones et à la télédétection sont en cours d'élaboration. Ces techniques ont toutes les chances d'être efficaces pour effectuer l'évaluation préalable des installations dans leur ensemble pour déterminer quels sites doivent être visés par des relevés conformes aux autres pratiques de travail (APT) ou à la méthode 21.

La quantification des fuites permet de classer les fuites détectées par ordre de priorité pour ce qui est du colmatage, d'effectuer une analyse économique de chacun des colmatages, et d'effectuer une surveillance de l'efficacité globale du programme de détection et de colmatage des fuites (DCF) au fil du temps. Les techniques utilisées pour quantifier les fuites comprennent les échantillonneurs à haut débit et l'ensachage. La quantification des fuites provenant des systèmes d'évacuation et de torchage peut être réalisée à l'aide des techniques présentées à la section 5.2.

Des renseignements supplémentaires sur les techniques de détection et de quantification des fuites sont fournis dans le rapport de la CCAP intitulé *Conducting Emissions Surveys, Including Detection and Quantification Equipment (Appendix A of the OGMP Technical Guidance Documents)* (CCAC, 2017j) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/conducting-emissions-surveys-including-emission-detection-and-quantification-equipment>).

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a élaboré un rapport sur les pratiques de gestion exemplaires (PGE) en matière de détection, de mesure et de gestion des émissions fugitives aux installations pétrolières et gazières intitulé *Management of Fugitive Emissions at Upstream Oil and Gas Facilities* (ACPP, 2007) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/116116>). L'ACPP fournit aussi des PGE pour les programmes de détection des fuites de pipeline (ACPP, 2018) (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/310502>).

4.3 Potentiel de réduction

Des études sur le terrain ont révélé que la prise de mesures de contrôle des fuites dont le délai de recouvrement est d'un an ou moins peut réduire les émissions fugitives de 70 % ou plus. Les fuites qui peuvent être facilement colmatées doivent être colmatées; l'accent doit être clairement mis sur la détection et le contrôle des quelques fuites d'importance présentes sur le site.

Une bonne pratique consiste à faire un relevé de tous les composants chaque année et à faire un relevé des composants à grand potentiel de fuite à une fréquence plus élevée afin de gérer le plus grand risque qu'ils présentent. De plus, les composants de l'équipement qui ont fait l'objet de réparations ou d'entretien, ou qui ont été remplacés ou démontés, doivent être vérifiés afin de détecter toute fuite après leur remise en service.

Lorsque la réparation d'un composant qui fuit est reportée pour quelque raison que ce soit, le composant doit au minimum faire l'objet d'une surveillance mensuelle ou plus fréquente, au besoin, pour s'assurer que la situation ne pose aucun problème pour la santé et la sécurité au travail. La surveillance consiste, à tout le moins, à déterminer que la fuite n'entraîne pas des conditions d'alarme de LIE à pourcentage élevé dans les zones non classifiées (p. ex., comme il a été déterminé grâce à l'utilisation d'un moniteur individuel ou d'un autre détecteur de gaz combustible).

Le tableau 7 présente des directives sur l'exécution de programme d'inspection et d'entretien dirigés dans différents types d'installations.

Tableau 7 : Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur l'inspection et l'entretien dirigés

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Conduct Directed Inspection and Maintenance at Remote Sites, PRO Fact Sheet #901 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/conduct-directed-inspection-and-maintenance-remote-sites).	Moins de 1 000 \$	De 0 à 1 an			✓	✓
Directed Inspection and Maintenance at Gate Stations and Surface Facilities, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an			✓	✓
Directed Inspection and Maintenance at Compressor Stations, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gate-stations-and-surface-facilities).	De 10 000 à 50 000 \$	De 0 à 1 an			✓	✓
Directed Inspection and Maintenance at Gas Processing Plants and Booster Stations, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/directed-inspection-and-maintenance-gas-processing-plants-and-booster).	De 10 000 à 50 000 \$	De 1 à 3 ans		✓		

Les inspections SVO par le personnel de l'installation doivent être effectuées sur une base régulière comme mesure de détection des fuites entre les relevés officiels des fuites, soit à l'intérieur et à l'extérieur de chaque bâtiment de procédé actif, autour de toutes les unités de procédé et le long de toute la tuyauterie hors sol pour vérifier les signes suivants :

- givrage ou suintement des vannes et des dispositifs de détente de pression reliés aux conduites de mise à l'air libre;
- panaches de vapeur visibles ou gouttes qui s'écoulent des composants de l'équipement;
- vannes normalement fermées reliées à des événements ou à des conduites ouvertes qui ne sont pas complètement fermées pendant les opérations normales;
- composants (p. ex., couvercles, bouchons, manomètres) qui ont été retirés pour inspection, entretien ou d'autres fubs et qui n'ont pas été remis en place par la suite;
- brûleurs de veilleuse éteints sur de l'équipement au gaz (p. ex., réchauffeurs de conduites) et torches éteintes;
- odeurs à l'intérieur des bâtiments et sous le vent de la tuyauterie et de l'équipement de procédé;
- bruits indiquant une fuite.

Les inspections SVO peuvent être consignées soit comme des ajouts aux fiches de vérification existantes de l'exploitant, soit sur des formulaires d'entretien préventif qui indiquent quand les inspections SVO ont eu lieu.

Le tableau 8 présente un sommaire des renseignements fournis par le programme Natural Gas STAR de l'EPA au sujet des technologies de contrôle applicables à différents types de fuites fugitives provenant de l'équipement.

Tableau 8 : Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables pour contrôler différents types de fuites fugitives provenant de l'équipement

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Wet Seal Degassing Recovery System for Centrifugal Compressors, PRO Fact Sheet (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/wet-seal-degassing-recovery-system-centrifugal-compressors).	33 000\$ (un compresseur) 90 000\$ (quatre compresseurs)	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Reducing Methane Emissions from Compressor Rod Packing Systems, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reducing-methane-emissions-compressor-rod-packing-systems).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	
Test and Repair Pressure Safety Valves, PRO Fact Sheet #602 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/test-and-repair-pressure-safety-valves).	Moins de 1 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	✓
Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, PRO Fact Sheet #504 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-and-or-systems).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	
Replace Compressor Cylinder Unloaders, PRO Fact Sheet #106 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-compressor-cylinder-unloaders).	De 10 000 à 50 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	
Replacing Wet Seals with Dry Seals in Centrifugal Compressors, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-wet-seals-dry-seals-centrifugal-compressors).	Plus de 50 000 \$	De 1 à 3 ans	✓		✓	
Install BASO Valves, PRO Fact Sheet #604 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-baso-valves).	Moins de 1 000 \$	De 0 à 1 an	✓			
Perform Valve Leak Repair During Pipeline Replacement, PRO Fact Sheet #601 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/perform-valve-leak-repair-during-pipeline-replacement).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an			✓	✓

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Replace Burst Plates with Secondary Relief Valves, PRO Fact Sheet #605 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-burst-plates-secondary-relief-valves).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	
Install Excess Flow Valves, PRO Fact Sheet #603 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-excess-flow-valves).	De 1 000 à 10 000 \$	3 to 10 years				✓

Des directives supplémentaires sur la gestion des émissions provenant des joints d'étanchéité des compresseurs et des fuites fugitives provenant d'autres composants d'équipement sont disponibles dans les documents suivants de la CCAP :

- *Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks* (CCAC, 2017b) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks>).
- *Technical Guidance Document Number 3: Centrifugal Compressors with "Wet" (Oil) Seals* (CCAC, 2017c) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals>).
- *Technical Guidance Document Number 4: Reciprocating compressors Rod Seal/Packing Vents* (CCAC, 2017d) (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents>).

5 Possibilités d'atténuation à évaluer n° 3 : Systèmes d'évacuation et de torchage

Les systèmes d'évacuation et de torchage sont présents dans presque tous les segments de l'industrie pétrolière et gazière. Ils sont utilisés pour l'élimination de deux types de gaz résiduaux : intermittents et continus. Les rejets intermittents peuvent comprendre les volumes résiduaux issus d'événements d'évacuation d'urgence de la surpression, d'interventions de dépressurisation actionnées par le personnel ou par des instruments (p. ex., la dépressurisation de l'équipement de traitement aux fins d'inspection ou d'entretien, ou la dépressurisation de conduites pour des raccordements), de perturbations d'une usine ou d'un système, d'activités d'entretien ou de tests des puits, d'interventions de raclage, ou encore de baisses de pression routinières dans les instruments, les pots de purge et les épurateurs. Les rejets continus peuvent comprendre ce qui suit :

- des mélanges de gaz et de vapeurs provenant des réservoirs de stockage aux installations de production de pétrole, lorsqu'il n'est pas économique de les conserver ou en attendant que l'évaluation des économies éventuelles découlant de leur conservation puisse être effectuée;
- du gaz de puits de pétrole lourd;
- des résidus de procédé ou des sous-produits de valeur faible ou nulle qu'il ne serait pas économique de récupérer (p. ex., des gaz évacués de déshydrateurs au glycol, des gaz acides provenant d'unités d'adoucissement du gaz, et parfois des produits de tête de stabilisateurs).
- des gaz évacués de dispositifs fonctionnant au gaz naturel, dans lesquels le gaz naturel sert de milieu compressible (p. ex., des boucles de commande d'instruments, pompe d'injection de produits chimiques, ou des échantillonneurs).

La figure 9 présente un exemple d'un type courant de torche à l'air libre sur une installation pétrolière et gazière du secteur amont.

Les volumes de gaz résiduaux sont normalement torchés s'ils posent un problème d'odeur, de santé ou de sécurité. Autrement, ils sont simplement évacués.

5.1 Vérifications recommandées

5.1.1 Évacuation ou torchage en continu

Les systèmes de torchage ou d'évacuation en continu doivent être examinés pour déterminer avec exactitude la quantité de gaz qui doit être éliminée, et évaluer si les conditions actuelles du marché sont économiquement favorables à sa récupération ou à son utilisation. De plus, un examen suffisamment approfondi du procédé doit être effectué afin de vérifier si les valeurs mesurées correspondent à celles qui sont attendues et si des émissions sont générées de façon non intentionnelle.

Figure 9 : Photographie d'une torche type d'une installation pétrolière et gazière du secteur amont



5.1.2 Évacuation et torchage intermittent

Les principaux problèmes liés aux systèmes d'évacuation et de torchage comprennent ce qui suit :

- Souvent, les systèmes ne sont pas munis d'un débitmètre ou, lorsqu'il y en a un, celui-ci manque de fiabilité ou n'est adapté que pour mesurer les débits de pointe lors d'événements d'évacuation de la surpression ou de purge. Les faibles débits mesurés le reste du temps sont alors soit ignorés, soit considérés comme du bruit de mesure.
- En l'absence d'instruments de mesure, il est difficile de détecter les débits excessifs de gaz résiduaire, sauf dans les cas extrêmes. Cette difficulté est en partie le résultat de la position élevée et généralement inaccessible du point d'émission. En plus, ces systèmes sont conçus pour des événements de fortes dépressurisations, purges ou évacuations de surpression, et les débits beaucoup plus faibles ne produisent donc pas d'indications SVO perceptibles. Lorsqu'ils se produisent de manière prolongée, les débits de gaz résiduaires peuvent contribuer de manière importante aux émissions et à la perte de gaz commercialisable.
- Un minimum de turbulence est nécessaire au bec de torche pour favoriser la destruction efficace des hydrocarbures. Aux débits moins élevés, l'efficacité de cette destruction est beaucoup plus faible que celle observée lors d'épisodes de torchage dans les conditions pour lesquelles le système a été conçu.

5.1.2.1 Fuites dans les systèmes d'évacuation et de torchage

Les systèmes d'évacuation et de torchage intermittents doivent être examinés pour détecter la présence de fuites dans le collecteur. Lorsque des débits résiduaires sont détectés, des efforts supplémentaires doivent être déployés afin de déterminer la cause exacte de la fuite ou du débit résiduaire. Il peut s'agir d'une fuite au niveau d'un raccord de soupape de décharge ou de valve de purge, mais il est aussi possible qu'une valve ait été laissée partiellement ou complètement ouverte par inadvertance.

En définitive, les exploitants d'installations doivent envisager d'installer des débitmètres, des ports de surveillance et des interrupteurs de débit sur leurs systèmes d'évacuation et de torchage, afin de permettre la surveillance fréquente ou continue des fuites dans ces systèmes.

Lorsque des pertes dans le collecteur de l'évent ou de la torche sont difficilement évitables, les installations devraient envisager l'installation d'un système de récupération du gaz.

5.1.2.2 Consommation excessive de gaz de purge

Toutes les torches doivent être examinées afin de vérifier que la consommation de gaz de purge est raisonnable (c'est-à-dire suffisante pour que les exigences minimales soient respectées de façon sécuritaire). Les aspects auxquels une attention particulière doit être portée sont les suivants :

- Certaines installations utilisent du gaz de détente provenant d'unités d'adoucissement aux amines ou de déshydrateurs au glycol en guise de gaz de purge, comme remplacement ou

comme source supplémentaire. Cette façon de faire peut entraîner une consommation qui dépasse la quantité requise et devrait être revue de manière à envisager la conservation de ces gaz et à n'utiliser que la quantité nécessaire pour satisfaire en toute sécurité aux exigences minimales.

- Le système de commande pour l'apport en gaz de purge à un système de torchage est généralement composé d'une simple valve actionnée manuellement, et parfois d'un régulateur ou d'un diaphragme, mais sans indicateur ni surveillance du débit. Dans ce genre de situation, la pratique courante est de pencher du côté de la prudence, ce qui peut entraîner une consommation de gaz de purge beaucoup plus grande que nécessaire. Souvent, le personnel d'exploitation ajuste manuellement le débit jusqu'à ce qu'une flamme de bonne taille soit visible au bec de la torche, sans critère précis quant à la taille de la flamme et sans prendre en considération que de petites variations dans la taille de la flamme peuvent correspondre à des changements importants dans l'apport en gaz de purge.
- De nombreuses torches ne sont pas munies d'un joint réducteur de purge, mais auraient avantage à l'être. Le joint de purge est un dispositif qui, installé près du bec de la torche, réduit de manière importante le débit de gaz nécessaire pour prévenir l'infiltration d'air dans le conduit. Une telle infiltration peut causer un retour de flamme qui pourrait endommager la torche et présenter un risque pour la sécurité.
- Lorsqu'une torche est munie d'une veilleuse ou d'un système d'allumage peu fiable, le personnel d'exploitation doit augmenter le débit de gaz de purge pour maintenir une flamme au bec de torche. Cette façon de faire est une solution facile à court terme, mais peut devenir extrêmement coûteuse à long terme en raison d'une consommation excessive de combustible.

5.1.3 Systèmes d'enrichissement des gaz torchés

Les gaz torchés peuvent parfois être enrichis avec du gaz combustible, soit pour respecter les exigences de la réglementation locale portant sur le pouvoir calorifique de ces gaz (afin d'assurer la stabilité de la combustion), soit pour favoriser la dispersion des émissions (particulièrement celles de SO₂) dans l'atmosphère grâce à une poussée thermique accrue. Les systèmes d'enrichissement des gaz sont souvent des systèmes manuels semblables aux commandes d'apport en gaz de purge. Ils peuvent donc présenter les mêmes problèmes, pour lesquels ils devraient faire l'objet d'une vérification (voir la section 5.1.2.2).

5.1.4 Veilleuses de torche à faible efficacité sur les systèmes intermittents et continus

Au cours des dernières années, de nombreux progrès technologiques ont été réalisés en ce qui concerne la conception des systèmes de veilleuses de torche. Ces progrès ont conduit à une nette amélioration de la fiabilité, du rendement et de l'efficacité des systèmes sur le plan des besoins en combustible. La consommation de combustible des veilleuses actuellement installées devrait être examinée afin de déterminer si des économies substantielles pourraient être réalisées en les remplaçant par des modèles plus avancés.

5.2 Mesures

Le Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés (GGFR), une initiative de la Banque mondiale associant les secteurs privés et publics

(<http://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction>), a élaboré un guide de mesure des gaz d'évacuation et de torchage (GGFR, 2008) qui devrait être mis en application

(<http://documents.worldbank.org/curated/en/689451468158369316/Guidelines-on-flare-and-vent-measurement>).

5.3 Potentiel de réduction

Voici quelques documents de référence utiles sur la réduction de l'évacuation et du torchage, ainsi que sur l'optimisation des systèmes :

- CAPP. 2006. *Best Management Practices for Facility Flare Reduction*. (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>).
- American Petroleum Institute (API). *Recommended Practice 521: Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems*. (<https://www.api.org/>).
- API. *Recommended Practice 520: Sizing, Selection, and Installation of Pressure-Relieving Devices in Refineries*.
- API. *Recommended Practice 537: Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service*.

Des renseignements supplémentaires sont présentés brièvement au tableau 9.

Tableau 9 : Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA portant sur les options rentables pour la réduction des émissions de CH₄ dans les systèmes d'évacuation et de torchage

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et Traitement	Transport	Distribution
Redesign Blowdown Systems and Alter ESD Practices, PRO Fact Sheet #908 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/redesign-blowdown-systems-and-alter-emergency-shutdown-practices).	De 1 000 \$ à 10 000 \$	De 0 à 1 an			✓	
Install Flares, PRO Fact Sheet #904 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-flares).	De 10 000 \$ à 50 000 \$	De 0 à 1 an	✓		✓	
Install Electronic Flare Ignition Devices, PRO Fact Sheet #903 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-electronic-flare-ignition-devices).	De 1 000 \$ à 10 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	✓

De plus, l'ACPP a publié un document portant sur les pratiques exemplaires en matière de réduction du torchage aux installations :

ACPP (2006) *Best Management Practices for Facility Flare Reduction*
(<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>).

6 Possibilités d'atténuation à évaluer n° 4 : Équipement de combustion

Les appareils de chauffage, les chaudières et les moteurs sont très répandus dans l'industrie du pétrole et du gaz. Ensemble, ces appareils forment la principale source d'émissions de GES en raison des grandes quantités de combustibles qu'ils consomment. Dans la plupart des installations, du gaz naturel, et parfois même du pétrole, est extrait du cycle de production pour servir de combustible. À l'échelle de l'industrie, la majeure partie de ce combustible sert à l'alimentation de moteurs de compresseurs et de pompes, d'appareils de chauffage, ainsi que de chaudières. Le tableau 10 présente la répartition estimée de la consommation de combustible pour chaque type d'appareils.

Le combustible sert aussi à une variété d'autres usages. Par exemple, il peut servir de gaz d'entraînement ajouté au gaz de torche dans le but de satisfaire aux exigences sur le pouvoir calorifique. Il peut aussi servir de supplément de combustible dans des incinérateurs afin d'assurer une destruction efficace des polluants de même qu'une bonne dispersion de ceux-ci dans l'atmosphère grâce à une température suffisante dans le conduit de la torche. Enfin, il peut servir de gaz d'alimentation de veilleuses de torche et d'incinérateurs, ainsi que de gaz de purge acheminé vers des collecteurs de torches et d'évents (voir section 5).

Tableau 10 : Répartition, en pourcentage, de la consommation totale de combustible par principales catégories de source selon le secteur de l'industrie pétrolière et gazière

Secteur	Répartition type par catégorie de source en pourcentage de l'usage total			
	Moteurs alternatifs	Turbines au gaz	Appareils de chauffage/ chaudières	Incinérateurs
Production de pétrole	40,0	0,0	60,0	0,0
Production de gaz	68,9	3,5	27,6	0,0
Production de pétrole lourd	0,0	0,0	100,0	0,0
Production de bitume brut	0,0	0,0	100,0	0,0
Installations de gaz non corrosif	84,9	0,0	15,1	0,0
Installations de gaz corrosif – torchage	17,5	11,4	71,1	0,0
Installations de gaz corrosif – récupération	15,6	10,2	73,4	10,9
Installations de retraitement	0,0	85,0	15,0	0,0

Secteur	Répartition type par catégorie de source en pourcentage de l'usage total			
	Moteurs alternatifs	Turbines au gaz	Appareils de chauffage/ chaudières	Incinérateurs
Transport du gaz	5,3	94,3	0,4	0,0
Consommation de propane	40,0	0,0	60,0	0,0

Source : Colley *et al.* 1983. Alberta Oxides of Nitrogen Emissions Forecast: 1980-2000. A report prepared by Western Research Ltd. for Alberta Environment. Calgary, Alberta.

6.1 Vérifications recommandées

Deux principaux aspects doivent être évalués afin de déterminer les possibilités rentables de réduction de la consommation de combustible : 1) l'optimisation du procédé pour réduire au minimum les besoins en chaleur et la charge des moteurs et 2) l'optimisation du fonctionnement de chaque appareil de chauffage, chaudière, moteur et incinérateur. L'évaluation du premier aspect peut comprendre l'examen de la conception de l'installation pour veiller à profiter, lorsqu'il est raisonnable de le faire, de toutes les occasions de récupération de chaleur résiduelle, de minimisation des chutes de pression et de recyclage. Des analyses comparatives du rendement par rapport à des simulations de procédé rigoureuses ou à des références historiques peuvent être effectuées pour évaluer le rendement global.

L'évaluation des appareils individuels (moteurs ou appareils de chauffage) comporte des essais de rendement afin de vérifier le fonctionnement acceptable des appareils et, dans le cas des moteurs, le fonctionnement efficace de la pompe ou du compresseur auxquels ils sont couplés. Ces essais doivent comprendre la vérification des aspects suivants : le rapport air-combustible, l'efficacité de la combustion, et le régime de fonctionnement de l'appareil, qui doit se situer dans une portion efficace de sa courbe de rendement.

Les exploitants d'installations doivent aussi envisager la vérification des fuites internes qui pourraient contribuer à un double traitement dans certains circuits, en particulier dans les compresseurs alternatifs. Dans ces compresseurs, les fuites aux sièges de soupapes d'aspiration et de décharge peuvent causer une recompression du gaz, ce qui entraîne une augmentation de la température à la sortie du cylindre et une diminution de l'efficacité du compresseur.

De plus, tous les échangeurs de chaleur (refroidisseurs aériens) doivent être inspectés pour vérifier que leur rendement correspond aux spécifications de conception et qu'ils ne se sont pas encrassés. Une petite variation de la température de part et d'autre de l'échangeur de chaleur peut avoir une incidence importante sur la consommation de combustible ou sur la demande en énergie ailleurs dans le procédé.

6.2 Mesures

6.2.1 Consommation de combustible

Les systèmes de mesures aux installations peuvent avoir des configurations très diversifiées, ce qui complique les calculs d'émissions découlant de la production et peut donc être une source d'erreurs. De nombreuses installations ne mesurent, au moyen d'un seul débitmètre, que la quantité totale de combustible extraite du cycle de production. Parfois, des débitmètres secondaires sont installés pour mesurer la quantité de combustible affectée aux principales catégories d'usage. Dans certains cas, le ou les débitmètres présents ne mesurent qu'une partie de la consommation de gaz. Par exemple, il n'est pas rare que les compresseurs soient fournis avec un débitmètre intégré. Un exploitant d'installation pourrait alors se fier à ces mesures pour calculer la consommation de ces appareils, puis simplement estimer celle des autres sources (p. ex., les appareils de chauffage, les chaudières, les incinérateurs, les veilleuses de torche, et les gaz de purge et d'entraînement dans les collecteurs de torche). Les gaz combustibles employés à d'autres fins que la combustion (p. ex., les gaz d'instrumentation, les gaz d'amorçage dans les compresseurs, les gaz de distillation dans les déshydrateurs, les gaz d'aspiration dans les monte-jus, les gaz de couverture, et parfois les gaz utilisés pour la purge d'appareils) peuvent être extraits en amont ou en aval des débitmètres installés, ou encore une combinaison des deux. La complexité des mesures de consommation de gaz est souvent le résultat de l'évolution ou des ajouts à l'installation au fil du temps.

Connaître la répartition de la consommation de combustible par type d'appareil est particulièrement important pour évaluer les émissions des principaux contaminants atmosphériques, comme le CO, le NO_x et les particules. Les émissions de ces polluants varient beaucoup d'un type d'appareil à l'autre (c.-à-d. les moteurs alternatifs, les turbines, ou les chaudières et appareils de chauffage). Le calcul des émissions de GES issues de la combustion est quant à lui moins problématique, puisque le CO₂ en est le gaz prédominant et que les émissions de ce polluant sont moins sujettes à des variations entre les types d'appareils à combustion. Par contre, les coefficients d'émission du méthane, eux, varient beaucoup entre les divers types d'appareils et peuvent représenter jusqu'à 17 % des émissions de GES issues de l'usage de combustibles. Quant aux émissions de N₂O issues de la combustion, elles constituent une moindre part des émissions de GES. De plus, les coefficients d'émission de ce gaz sont actuellement indépendants du type d'appareil à combustion.

Même si la composition du gaz naturel peut être très variable d'un site à un autre, la teneur en carbone du combustible varie relativement peu, soit de 64 à 76 % de la masse selon le type de gaz (p. ex., le gaz brut, le gaz traité, les vapeurs de réservoir et le gaz évacué des déshydrateurs). Dans le cas du gaz naturel traité, la teneur en carbone est encore plus stable, soit de 72 à 74 % de la masse.

6.2.2 Essais de rendement

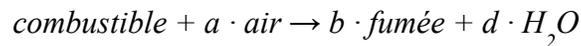
Les essais de rendement d'une source de combustion comportent l'analyse du gaz de fumée de même que la mesure de sa température, la détermination de la composition du gaz combustible et, si possible, la mesure du débit de l'un des gaz suivants : gaz combustible, air comburant ou

gaz de fumée. De plus, le fabricant et le modèle de chaque appareil, de même que les conditions ambiantes au site (c.-à-d., la température et la pression barométrique) devraient être consignés dans la mesure du possible.

Généralement, les données relatives au procédé sont insuffisantes pour obtenir une estimation fiable de la quantité de travail utile produite par chaque appareil ou pour déterminer son rendement global. Par conséquent, on peut recourir à une approche simplifiée pour évaluer certains paramètres et en déterminer l'écart par rapport aux conditions normales de fonctionnement, et ainsi quantifier les possibilités d'améliorations. Ces paramètres comprennent :

- la chaleur résiduelle contenue dans le gaz de fumée évacué (pertes dans le conduit);
- le réglage de l'excès d'air;
- la concentration de CO et d'hydrocarbures imbrûlés dans le gaz de fumée.

Les compositions mesurées du gaz combustible et du gaz de fumée doivent servir de référence pour déterminer les rapports air-combustible et gaz d'échappement-combustible. À cette fin, des bilans molaires d'espèces chimiques peuvent être effectués à l'aide de l'équation de combustion suivante :



où b , a et d peuvent être déterminés par bilans molaires du carbone, de l'azote et de l'hydrogène, respectivement. Ces coefficients peuvent ensuite servir à déduire les débits inconnus à partir du débit connu.

L'efficacité de la combustion peut être définie comme l'enthalpie totale des réactifs, moins l'enthalpie totale des produits, le tout divisé par la valeur énergétique du combustible :

$$\text{Efficacité de la combustion} = \frac{\dot{m}_{\text{combustible}} \cdot h_{\text{combustible}}^f + \dot{m}_{\text{air}} \cdot h_{\text{air}}^f - \dot{m}_{\text{fumée}} \cdot h_{\text{fumée}}^f}{\dot{m}_{\text{combustible}} \cdot PCI}$$

Où :

- \dot{m} = débit molaire du flux gazeux (combustible, air ou fumée) (kmol/h)
- h^f = chaleur de formation du flux (mégajoules par kilomole [MJ/kmol])
- PCI = pouvoir calorifique inférieur du flux de gaz combustible (MJ/kmol)

Idéalement, l'efficacité de la combustion calculée au moyen de cette équation devrait se situer entre 95 et 98 %.

Même si le calcul de l'efficacité de la combustion est utile pour indiquer quelle quantité d'énergie contenue dans le combustible est convertie en chaleur, il n'est pas suffisant pour décrire l'efficacité avec laquelle l'énergie produite est utilisée. Le bilan énergétique d'un moteur alternatif fonctionnant à pleine charge génère normalement les résultats suivants (selon les données du fabricant sur la puissance calorifique) :

- Énergie du combustible : 100 %
- Travail utile : de 30 à 35 %
- Eau de refroidissement et refroidisseur à l'huile : de 15 à 40 %
- Pertes par rayonnement : de 3,5 à 7,5 %
- Turbocompresseur après refroidissement : de 1 à 6 %
- Échappement : de 20 à 35 %

La puissance calorifique évacuée par l'eau de refroidissement, le refroidisseur à l'huile, le turbocompresseur après refroidissement, et les pertes par rayonnement dépendent généralement de la conception ou des conditions de fonctionnement sécuritaire. La quantité de chaleur perdue dans les gaz d'échappement dépend de l'efficacité de la combustion et de la quantité d'air comburant nécessaire pour un fonctionnement optimal. Le travail utile correspond à la chaleur restante une fois toutes les pertes prises en considération. Puisque la chaleur évacuée par l'eau de refroidissement, le refroidisseur à l'huile, le turbocompresseur après refroidissement et le rayonnement est normalement déterminée par les caractéristiques du moteur, la quantité de chaleur perdue dans l'échappement est un bon indicateur de l'efficacité du fonctionnement de l'appareil.

Dans le cas des appareils de chauffage et des chaudières, ainsi que des moteurs de turbines au gaz, le portrait est semblable, mais moins complexe. Voici le bilan énergétique pour les appareils de chauffage et les chaudières :

- Énergie du combustible : 100 %
- Travail utile : de 70 à 85 %
- Pertes par rayonnement : de 2 à 5 %
- Échappement : de 15 à 25 %

Et pour les turbines au gaz :

- Énergie du combustible : 100 %
- Travail utile : de 30 à 40 %
- Pertes par rayonnement : de 2 à 5 %
- Échappement : de 60 à 70 %

Les pertes de chaleur sont calculées au moyen d'un bilan énergétique simplifié :

$$\text{Fraction de la chaleur perdue} = \frac{\text{Pertes d'échappement}}{\text{Apport énergétique}}$$

Où :

Apport énergétique = valeur énergétique du combustible + chaleur sensible du combustible + chaleur sensible de l'air comburant

Pertes d'échappement = valeur énergétique du gaz d'échappement + pertes par convection + chaleur sensible du gaz d'échappement

Le rapport air-combustible optimal varie beaucoup d'un moteur alternatif à l'autre, selon le fabricant et le modèle de l'appareil. Par conséquent, il faut utiliser les caractéristiques fournies par le fabricant dans les calculs. Dans le cas des appareils de chauffage et des chaudières, on peut considérer que 15 pour cent d'excès d'air suffisent à leur bon fonctionnement.

6.2.3 Fuites internes

On peut détecter les fuites qui surviennent dans les compresseurs aux sièges de soupapes, clapets et robinets au moyen d'un suivi des températures des gaz entre les phases du cycle et lors de la décharge. L'ampleur des fuites et la chute de rendement qui en résulte peuvent être calculées rétroactivement au moyen d'une simulation du cycle de compression. L'imagerie thermique est aussi communément utilisée pour la détection des problèmes de fuites internes. Cette méthode parvient souvent à détecter les robinets de vidange ou de dérivation dont le siège n'est pas étanche. Les techniques ultrasonores offrent la plus grande sensibilité pour la détection des fuites aux sièges de soupapes, de clapets et de robinets.

6.3 Potentiel de réduction

De façon générale, la consommation de combustible aux installations pétrolières et gazières peut être réduite par la mise en œuvre de programmes de vérification et de conservation énergétiques plus stricts.

Le potentiel de réduction est généralement plus faible aux installations récentes, de grande taille et dotées d'un personnel d'entretien dédié à plein temps. À l'inverse, il est plus grand aux vieilles installations dépourvues de personnel, surtout lorsque ces installations sont réputées être aux derniers stades de leur vie utile. Les résultats d'expériences récentes effectuées dans diverses installations indiquent un potentiel de réduction moyen allant de 10 à 15 % en ce qui concerne la consommation de combustible. Malgré ces réductions, l'intensité énergétique moyenne

attribuable à l'industrie pétrolière et gazière est globalement en augmentation, en raison de besoins accrus en élimination d'eaux usées et en gaz comprimés à mesure que les réservoirs s'épuisent, et en raison d'un transport qui se fait sur de plus grandes distances puisque les sociétés doivent aller puiser de plus en plus loin pour réapprovisionner leurs réserves.

Voici quelques éléments importants à prendre en considération dans le cadre du programme de gestion énergétique d'une installation pétrolière et gazière :

- Optimisation des procédés afin de réduire la demande directe en énergie ainsi que la quantité de matière à recycler et à retraiter. Par exemple, certaines usines de traitement de gaz corrosifs découvrent des occasions financièrement intéressantes d'optimiser la consommation de combustible des incinérateurs de gaz résiduels, grâce à la mise en place de boucles de commande complexes pour évaluer les besoins en combustible en fonction des conditions de traitement et des conditions météorologiques locales.
- Amélioration de l'efficacité énergétique des appareils au gaz grâce à une surveillance accrue du rendement et d'une augmentation de la fréquence des mesures d'entretien. La plupart des fabricants recommandent d'effectuer de petits réglages afin d'ajuster les rapports air-combustible au moins quatre fois par an, soit chaque nouvelle saison. Le personnel devrait alors en profiter pour vérifier les moteurs afin de détecter d'éventuels problèmes de soupapes ou d'ignition par l'analyse des gaz de fumée et pour mener des inspections de routine des flux de gaz dans les carters. Même si les événements du carter ne font généralement pas partie d'une inspection normale, les fuites aux bagues de piston et aux événements peuvent contribuer de manière importante aux pertes énergétiques.
- Lorsque les conditions des procédés diffèrent considérablement par rapport aux caractéristiques de conception initiales, il peut se présenter une occasion de remplacer des moteurs de compresseurs ou de pompes dont la puissance est devenue excessive par de plus petits appareils, mieux adaptés et capables de fonctionner à un régime plus proche la zone optimale de leur courbe de rendement. Par exemple, un moteur au gaz naturel type de 746 kilowatts consomme 16,7 % moins de combustible lorsqu'il fonctionne à pleine charge que lorsqu'il fonctionne à la moitié de sa pleine charge. Dans certains cas extrêmes, la réduction de la consommation peut atteindre 50 %.
- Mise en œuvre de plans de récupération de la chaleur résiduelle ou de cogénération aux installations de grande taille.

7 Possibilités d'atténuation à évaluer n° 5 : Systèmes de traitement chimique par recirculation

Les déshydrateurs au glycol et les unités d'adoucissement aux amines sont les types les plus courants de système de traitement chimique par recirculation dans les installations pétrolières et gazières. Dans ces systèmes, la liqueur en circulation entre en contact avec un flux gazeux, généralement dans une colonne d'absorption (ou contacteur), puis elle est séparée et passe à travers une boucle de régénération avant de retourner à la section d'absorption. La boucle de régénération comprend un rebouilleur qui chauffe la liqueur pour inverser le processus d'absorption.

Un séparateur de détente est parfois installé entre l'absorbeur et le régénérateur afin de libérer un gaz dissous qui peut être entraîné dans la liqueur enrichie (humide). Le gaz séparé dans le séparateur de détente peut être utilisé en tant que complément au combustible et au gaz de distillation requis pour le rebouilleur. Tout excès de gaz est rejeté dans l'atmosphère par une soupape de contrepression. Le système est également équipé d'un échangeur de chaleur pour préchauffer la liqueur enrichie avant qu'elle n'atteigne le rebouilleur.

Les principales causes des émissions d'hydrocarbures sont l'absorption/la désorption par la liqueur, l'entraînement d'une partie du gaz de l'absorbeur dans la liqueur enrichie et, sans doute, l'utilisation de gaz de distillation dans le rebouilleur. Dans les systèmes au glycol et aux amines, les principaux composés secondaires éliminés par la liqueur sont les hydrocarbures aromatiques (p. ex., le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et les xylènes [BTEX]), qui sont des substances toxiques notables.

7.1 Vérifications recommandées

Les principaux points à prendre en considération en ce qui concerne les systèmes de traitement chimique par recirculation sont les suivants :

- optimisation de l'unité pour réduire au minimum le taux de circulation de la liqueur et, par conséquent, réduction de la charge sur le rebouilleur, des émissions ou des rejets de produits d'absorption secondaires dans le gaz de détente et le rebouilleur;
- élimination du gaz de détente, qui peut habituellement être récupérée et être utilisée comme carburant ou être comprimée pour être recirculée à l'entrée du procédé;
- élimination du gaz de détente du rebouilleur (pour les systèmes au glycol, il peut être possible de condenser la vapeur d'eau et de récupérer la fraction d'hydrocarbures; pour les systèmes aux amines, des options d'élimination plus efficaces peuvent être disponibles).

7.2 Mesures

Voir la section 6.2 pour des renseignements sur le rendement du rebouilleur et la section 5.2 pour des renseignements sur l'évacuation ou le torchage des émissions de procédés. Des simulations

de procédés sont normalement effectuées pour déterminer les conditions d'exploitation optimales pour l'ensemble du processus de traitement chimique par recirculation.

7.3 Potentiel de réduction

L'ACPP (2000) a élaboré le document *Best Management Practice for Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydration* (<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/279307>), qui fournit des directives sur la mesure et la gestion des émissions attribuables aux procédés provenant de ces unités. Les directives spécifiques fournies par le programme Natural Gas STAR de l'EPA sont résumées dans le tableau 11.

Tableau 11 : Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables de gestion des émissions de méthane provenant des déshydrateurs au glycol

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Reroute Glycol Skimmer Gas, PRO Fact Sheet #201 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reroute-glycol-skimmer-gas).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	
Pipe Glycol Dehydrator to Vapor Recovery Unit, PRO Fact Sheet #203 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/pipe-glycol-dehydrator-vapor-recovery-unit).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	
Replace Glycol Dehydrator Units with Methanol Injection, PRO Fact Sheet #205 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replace-glycol-dehydration-units-methanol-injection).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	
Portable Desiccant Dehydrators, PRO Fact Sheet #207 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/portable-desiccant-dehydrators).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓			

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Eliminate Unnecessary Equipment and/or Systems, PRO Fact Sheet #504 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/eliminate-unnecessary-equipment-andor-systems).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	✓
Zero Emissions Dehydrators, PRO Fact Sheet #206 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/zero-emissions-dehydrators).	De 10 000 à 50 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	✓
Optimize Glycol Circulation and Install Flash Tank Separators in Glycol Dehydrators, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/optimize-glycol-circulation-and-install-flash-tank-separators-glycol).	De 10 000 à 50 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓		
Convert Natural Gas-Driven Chemical Pumps, PRO Fact Sheet #202 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps).	De 1 000 à 10 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	
Convert Pneumatics to Mechanical Controls, PRO Fact Sheet #301 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls).	De 1 000 à 10 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	✓
Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps).	De 1 000 à 10 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓		

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Replacing Glycol Dehydrators with Desiccant Dehydrators, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps).	De 10 000 à 50 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓		

Les directives correspondantes de la CCAP (2017e) figurent dans le document *Technical Guidance Document Number 5 : Glycol Dehydrators* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators>).

Vous trouverez ci-dessous quelques variables de procédé qui peuvent être optimisées pour aider à réduire au minimum la charge de chauffage pour le rebouilleur et, dans une moindre mesure, contrôler les émissions ou les pertes de produits d'absorption secondaires :

- Réservoir de détente** : Si des quantités appréciables de gaz naturel sont absorbées ou entraînées dans la liqueur, un séparateur de détente biphasé devrait être installé en aval de l'échangeur de chaleur de la liqueur enrichie/pauvre. Le gaz séparé peut être utilisé comme carburant pour le rebouilleur ou comme gaz de distillation ou, en dernier recours, envoyé à la torche pour élimination. Si des quantités importantes d'hydrocarbures liquides sont présentes à ce point, le réservoir de détente doit être conçu pour une séparation triphasée. Autrement, les hydrocarbures liquides pourraient causer des problèmes dans le rebouilleur (c.-à.-d. une accumulation graduelle de coke dans le tube de fumée) et entraîner une réduction de l'efficacité du rebouilleur et une augmentation des émissions de combustion.
- Taux de circulation du glycol** : La quantité réelle de gaz traitée par les systèmes de traitement chimique par recirculation est habituellement déterminée par le taux de circulation de la liqueur. Cependant, comme ce taux détermine également la quantité de produits d'absorption secondaire émise, il est important de ne pas le fixer à un niveau plus élevé que nécessaire. La pratique habituelle consiste à régler le taux de circulation pour les débits de pointe et d'y ajouter un coefficient de sécurité confortable (p. ex., 10 %). Par la suite, les rectifications devant être apportées au taux de circulation et les changements de débit sont peu fréquents, voire inexistants. Ainsi, il peut y avoir énormément à tirer de l'optimisation du taux de circulation de la liqueur; en effet, cela éliminerait les émissions d'évacuation, en plus de réduire les charges inutiles provenant du rebouilleur, ce qui réduirait les émissions de combustion et permettrait d'économiser du combustible.

- Une option consiste à exécuter des essais de rendement périodique (p. ex., échantillonnage du glycol enrichi et du glycol pauvre) à chaque unité, et de régler manuellement le taux de circulation du glycol. Il peut parfois être nécessaire de remplacer la pompe existante par une pompe plus petite (la pompe à glycol et d'autres composants du déshydrateur sont souvent surdimensionnés en raison d'une baisse de production ou d'une faible demande en gaz).
- Une autre option consiste à mettre en place une boucle de réaction continue pour réguler une pompe de recirculation à vitesse variable.
- **Température et pression du gaz à l'entrée** : La quantité d'émissions pouvant provenir d'une application bien conçue exploitée par opérateurs dûment formés est ultimement déterminée par la quantité de contaminants à éliminer par le système de traitement chimique. Pour les déshydrateurs au glycol, la quantité de vapeur d'eau à éliminer est déterminée par la température et la pression du gaz à l'entrée. La teneur en eau du gaz diminuera par condensation à mesure que la température baissera et que la pression augmentera, tout comme les concentrations de composés aromatiques à point d'ébullition plus élevé et leurs émissions correspondantes. Par conséquent, la température de fonctionnement doit être réduite au minimum et la pression de fonctionnement, maximisée dans toute la mesure du possible. Dans la majorité des cas, la température sera plus facile à régler, ce qui offrira sans doute les plus grands avantages. Parfois, lorsque la pression est relativement faible, il peut être possible d'installer un refroidisseur d'air d'entrée lorsque la température d'entrée du gaz est trop élevée; toutefois, lorsque la température est trop basse, la liqueur peut devenir suffisamment visqueuse pour nuire à l'efficacité du contact dans l'absorbeur.
- **Température du rebouilleur** : La température de fonctionnement du rebouilleur doit être aussi élevée que possible sans dépasser le seuil de tolérance de la liqueur afin d'assurer une reconcentration maximale de celle-ci et, ainsi, de supprimer le taux de recirculation nécessaire. Des températures trop élevées entraîneront des pertes de liqueur trop importantes et peut-être une décomposition thermique de la liqueur. Sur une unité standard (c.-à-d. l'unité avec un rebouilleur au gaz), la température est contrôlée par thermostat automatiquement. Néanmoins, la température du rebouilleur devrait être vérifiée à l'occasion à l'aide d'un thermomètre d'essai pour s'assurer que les lectures sont exactes. Le rebouilleur fonctionne mieux lorsqu'il peut maintenir une température uniforme. Si la température fluctue trop pendant le fonctionnement, notamment en deçà de la capacité nominale, la pression du gaz combustible doit être réduite. S'il est impossible d'augmenter la température de rebouilleur comme prévu, il pourrait être nécessaire d'augmenter la pression du gaz combustible à environ 200 kPa et de réajuster les clapets d'entrée d'air.

8 Possibilités d'atténuation à évaluer n° 6 : Appareils pneumatiques

Dans l'industrie pétrolière du secteur amont, lorsque l'on n'a pas accès à de l'air comprimé ou que l'utilisation de ce dernier est jugée non rentable, la pratique courante consiste à utiliser le gaz naturel comme source d'énergie pour les instruments pneumatiques et les appareils alimentés au gaz (p. ex., pompes à injection chimique et démarreurs de compresseur). Cette situation prévaut habituellement dans les installations pétrolières à puits unique, les stations de compression à une seule unité, les installations avec emplacements de puits, les installations de terrain mineures et certaines petites (capacité nominale inférieure à 0,7 million de mètres cubes par jour [Mm³/j]) et moyennes (capacité nominale de 0,7 à 7 Mm³/j) installations de traitement de gaz. Le gaz naturel peut aussi être utilisé pour des applications particulières pour lesquelles la pression d'air est trop faible pour faire fonctionner un appareil donné (p. ex., de grandes soupapes).

8.1 Vérifications recommandées

Des mesures devraient être effectuées pour quantifier les taux de consommation de gaz par les appareils alimentés au gaz qui utilisent le gaz naturel comme milieu compressible. L'expérience révèle que les taux de consommation sont souvent beaucoup plus élevés que prévu dans les circonstances suivantes :

- peu de renseignements sont disponibles sur le nombre d'appareils et, en règle générale, le nombre d'appareils est sous-estimé;
- ces appareils reçoivent très peu d'attention et n'ont pas été réglés en vue d'un rendement optimal. Par exemple, les pressions d'alimentation ainsi que les valeurs de réglage liées aux activités des appareils peuvent être trop élevées;
- certains appareils, comme les boucles de commande des instruments de purge continue commenceront à consommer davantage de gaz à mesure qu'ils s'useront.

8.2 Mesures

Les mesures de la consommation de gaz par les appareils pneumatiques ne sont pas exécutées systématiquement dans les installations pétrolières et gazières. En ce qui concerne les plus petits appareils, ces mesures peuvent être effectuées à l'aide de rotamètres, de compteurs à parois déformables ou d'échantillonneurs à haut débit. En ce qui concerne les appareils plus gros, comme les démarreurs pneumatiques, il peut être difficile de prendre des mesures fiables en raison de leur rapidité d'exécution et des débits élevés en cause. Dans de tels cas, la pratique courante consiste à se reporter aux spécifications et aux données du fabricant; cependant, l'utilisation de débitmètre à ultrasons à pince et à mesure du temps de transit peut convenir.

8.3 Potentiel de réduction

Les options suivantes peuvent être envisagées pour réduire ou éliminer les émissions provenant des instruments alimentés au gaz :

- réglage de la boucle de commande;
- systèmes de commande à faible consommation;
- utilisation de l'air comme milieu compressible;
- remplacement des instruments pneumatiques par des systèmes électroniques équivalents;
- systèmes d'élimination ou de récupération des gaz d'évacuation.

Le tableau 12 présente un résumé des directives du programme Natural Gas STAR de l'EPA.

Tableau 12 : Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables pour la gestion des émissions de méthane provenant des appareils pneumatiques qui utilisent le gaz naturel comme milieu compressible

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Convert Gas Pneumatic Controls to Instrument Air, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-gas-pneumatic-controls-instrument-air).	Plus de 50 000 \$	De 0 à 1 an	✓	✓	✓	✓
Options for Reducing Methane Emissions from Pneumatic Devices in the Natural Gas Industry, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-reducing-methane-emissions-pneumatic-devices-natural-gas-industry).	Moins de 1 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	✓
Convert Pneumatics to Mechanical Controls, PRO Fact Sheet #301 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-pneumatics-mechanical-controls).	De 1 000 à 10 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	✓

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Convert Natural Gas-Driven Chemical Pumps, PRO Fact Sheet #202 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/convert-natural-gas-driven-chemical-pumps).	De 1 000 à 10 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓	✓	
Replacing Gas-Assisted Glycol Pumps with Electric Pumps, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/replacing-gas-assisted-glycol-pumps-electric-pumps).	De 1 000 à 10 000 \$	De 1 à 3 ans	✓	✓		

Les directives correspondantes de la CCAP (2017a) figurent dans le document *Technical Guidance Document Number 1 : Natural Gas-Driven Pneumatic Controller and Pumps* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps>).

9 Possibilités d'atténuation à évaluer n° 7 : Évacuation des puits

Les puits peuvent être des sources d'émissions d'évacuation ou de torchage pour les raisons suivantes :

- complétions (c.-à-d. la période de reflux qui suit la fracturation hydraulique en plusieurs étapes de puits horizontaux);
- déchargements de liquides;
- évacuation du gaz de tête de sonde.

9.1 Vérifications recommandées

Les périodes de reflux qui suivent les activités de fracturation hydraulique en plusieurs étapes durent en général de une à deux semaines, mais elles peuvent aussi durer de deux à quatre semaines.

9.2 Mesures

Il faut effectuer des mesures pour quantifier le taux d'évacuation et son taux de déclin afin d'éclairer les décisions sur la meilleure façon de gérer les différents types d'évacuation de puits. Habituellement, les quantités de gaz évacuées ou torchées pendant les complétions de puits sont surveillées et déclarées conformément aux exigences réglementaires. La probabilité de pouvoir obtenir les volumes de gaz mesurés pendant les déchargements de liquides et l'évacuation de gaz de tête de sonde est beaucoup plus faible.

9.3 Potentiel de réduction

Les périodes de reflux qui suivent les activités de fracturation hydraulique en plusieurs étapes durent en général de une à deux semaines, mais elles peuvent aussi durer de deux à quatre semaines. Les hydrocarbures liquides présents pendant la période de reflux sont séparés des fluides de facturation et conservés. La plupart des administrations exigent que le gaz soit brûlé à la torche plutôt qu'évacué. Au puits d'exploitation, le gaz peut être séparé et produit dans un système de collecte de gaz existant. Cette approche est généralement connue sous le nom de « complétion verte ».

Une fois qu'un puits de gaz est terminé et qu'il passe à la phase de production de son cycle de vie, le débit de gaz peut devenir trop faible pour permettre le transport de liquides connexes vers la surface. Une procédure d'exploitation parfois utilisée pour régler ce problème consiste à ventiler périodiquement le puits vers l'atmosphère afin d'en extraire les liquides accumulés. Une solution de rechange à cette pratique consiste à mettre en œuvre un système d'extraction artificiel à l'aide de l'une des options suivantes :

- agents moussants ou agents de surface;

- colonne de tubage de vitesse;
- piston élévateur, exploité manuellement ou à l'aide d'un système intelligent d'automatisation du puits;
- pompes de fond, notamment les pompes alternatives (à balancier) et les pompes rotatives (à cavitation progressive).

Les détails techniques, les coûts, les avantages et les limites de ces méthodes sont abordés dans le document du programme Natural Gas STAR de l'EPA suivant : *Lessons Learned – Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells* (https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_options.pdf). D'autres documents connexes sont énumérés dans le tableau 13.

Lorsque les puits de pétrole classique atteignent les dernières étapes d'exploitation, le tubage de production peut être mis à l'air libre afin de réduire au minimum la pression dans le trou de forage et favoriser un débit maximal de pétrole vers le puits. Lorsqu'un puits de pétrole atteint cette étape, on parle alors généralement d'un « puits marginal ». Les bonnes pratiques consistent à utiliser le gaz pour répondre à tous les besoins en combustible sur place et à installer un petit compresseur pour équilibrer la conduite d'écoulement du pétrole. Si ces options ne sont pas réalisables, il est préférable de torcher le gaz de tête de sonde que de l'évacuer. Un puits de pétrole lourd peut commencer à évacuer du gaz de tête de sonde à un stade beaucoup plus précoce de son cycle de vie et pourrait éventuellement ne pas avoir accès à une conduite d'écoulement ou à un système de collecte de gaz; cependant, les technologies de contrôle disponibles sont les mêmes. Le tableau 13 contient une liste de leçons apprises et de fiches d'information pertinentes

Tableau 13 : Documents du programme Natural Gas STAR de l'EPA sur les options rentables de gestion des émissions de méthane provenant de l'évacuation des puits

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Connect Casing to Vapor Recovery Unit, PRO Fact Sheet #701 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/connect-casing-vapor-recovery-unit).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓			

Titre du document	Coût en capital (USD)	Délai de recouvrement estimé	Segments de l'industrie concernés			
			Production	Collecte et traitement	Transmission	Distribution
Installing Plunger Lift System in Gas Wells, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/installing-plunger-lift-systems-gas-wells).	De 1 000 à 10 000 \$	De 0 à 1 an	✓			
Install Compressors to Capture Casinghead Gas, PRO Fact Sheet #702 (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/install-compressors-capture-casinghead-gas).	De 10 000 à 50 000 \$	De 0 à 1 an	✓			
Reduced Emission Completions for Hydraulically Fractured Natural Gas Wells, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/reduced-emission-completions-hydraulically-fractured-natural-gas-wells).	Plus de 50 000 \$	De 0 à 1 an	✓			
Options for Removing Accumulated Fluid and Improving Flow in Gas Wells, Lessons Learned (https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/options-removing-accumulated-fluid-and-improving-flow-gas-wells).	De 10 000 à 50 000 \$	De 1 à 3 ans	✓			

Les directives correspondantes de la CCAP (2017) figurent dans les documents suivants :

- Directives techniques n° 7 (CCAP, 2017g) : *Well Venting for Liquids Unloading* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading>).
- Directives techniques n° 8 (CCAP, 2017h) : *Well Venting/Flaring During Well Completion for Hydraulically Fractured Gas* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-venting-flaring-during-well-completion>).
- Directives techniques n° 9 (CCAP, 2017i) : *Casinghead Gas Venting* (<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting>).

10 Résumé

Le présent document fournit les observations et les éléments clés nécessaires pour faire progresser un projet de l'étape initiale de détermination des possibilités à l'étape finale de mise en œuvre, à savoir :

- Les résultats de l'examen de l'atténuation des émissions de GES en Amérique du Nord et à l'échelle internationale indiquent qu'il existe des possibilités raisonnables de réduire les émissions de GES de façon rentable et à impact élevé dans la majorité des installations pétrolières et gazières.
- Une approche globale, mais stratégique, pour cerner de telles possibilités a de bonnes chances d'être la plus rentable et la plus productive. Elle pourrait exiger d'avoir recours à de l'équipement ou à des services spécialisés de mesure et d'essai.
- Pour pouvoir être exploitée par une entreprise, une possibilité doit être quantifiable, viable et concurrentielle par rapport aux autres possibilités d'investissement, en plus d'être bien alignée sur les objectifs prioritaires de l'entreprise.
- Des évaluations de pré faisabilité sont généralement effectuées pour évaluer de façon préliminaire les possibilités d'atténuation relevées.
- Pour faire progresser les possibilités au-delà de l'étape de la pré faisabilité, il est généralement nécessaire d'effectuer une évaluation de la diligence raisonnable et d'élaborer une analyse de rentabilisation détaillée. À cette fin, il peut être nécessaire de réaliser une EIP afin de cerner les contraintes propres au site qui peuvent s'appliquer et les surmonter; de définir les exigences en matière d'équipement, de matériaux et de main-d'œuvre afin d'améliorer l'estimation des coûts; et d'élaborer une analyse de rentabilisation détaillée. Ces activités peuvent être coûteuses et prendre beaucoup de temps. De façon générale, de 10 à 40 % des coûts en capital d'un projet peuvent être engagés pour atteindre ce point de décision.
- Même si l'analyse de rentabilisation détaillée indique que le projet répond à tous les critères d'acceptation de l'entreprise, l'approbation du projet dépendra de la disponibilité d'un financement adéquat.
- Il existe une variété de mécanismes de financement, y compris l'autofinancement, le financement externe, les sociétés et les ententes avec des tierces parties. Les avantages et les inconvénients de chaque mécanisme sont présentés à la section 2.4.
- La conception technique détaillée, l'approvisionnement et la passation de marchés, la construction, la mise en service et le démarrage doivent normalement suivre l'approbation de la direction et l'attribution des pouvoirs nécessaires pour les dépenses. Le coût d'obtention de toutes les approbations nécessaires fait souvent partie du processus de diligence raisonnable préalable et de l'élaboration de l'analyse de rentabilisation détaillée.
- Après la mise en œuvre complète d'un projet, il peut être possible de générer des compensations d'émissions commercialisables si le projet se déroule dans une administration où un programme actif d'échange de droits d'émission de carbone existe. Autrement, il pourrait être possible de mettre au point des RATI commercialisables. Dans

les deux cas, les exigences en matière de MDV peuvent être exigeantes et comparables aux normes commerciales pour d'autres produits fongibles.

11 Références

- Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). 2000. *Best Management Practice for Control of Benzene Emissions from Glycol Dehydration*.
<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/279307>
- ACPP. 2006. *Best Management Practices for Facility Flare Reduction*. 47 pp. Prepared by T. Michelussi at Altus Engineering Ltd. for CAPP. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/114231>
- ACPP. 2007. *Best Management Practice for Fugitive Emissions Management*. 59 pp. Prepared by Clearstone Engineering Ltd. for CAPP. <https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/116116>
- ACPP. 2018. *Best Management Practice: Pipeline Leak Detection Programs*. 15 pp.
<https://www.capp.ca/publications-and-statistics/publications/310502>
- Coalition pour le climat et l'air pur (CCAP). 2017a. *Technical Guidance Document Number 1: Natural Gas-Driven Pneumatic Controllers and Pumps*. 20 pp.
<https://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-1-natural-gas-driven-pneumatic-controllers-and-pumps>
- CCAP. 2017b. *Technical Guidance Document Number 2: Fugitive Component and Equipment Leaks*. 19 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-2-fugitive-component-and-equipment-leaks>
- CCAP. 2017c. *Technical Guidance Document Number 3: Centrifugal Compressors with "Wet" (Oil) Seals*. 13 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-3-centrifugal-compressors-%E2%80%9Cwet%E2%80%9D-oil-seals>
- CCAP. 2017d. *Technical Guidance Document Number 4: Compresseur alternatifs Rod/Seal Packing Vents*. 10 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-4-reciprocating-compressors-rod-sealpacking-vents>
- CCAP. 2017e. *Technical Guidance Document Number 5: Glycol Dehydrators*. 10 pp.
<http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-5-glycol-dehydrators>
- CCAP. 2017f. *Technical Guidance Document Number 6: Unstabilized Hydrocarbon Liquid Storage Tanks*. 13 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-6-unstabilized-hydrocarbon-liquid-storage-tanks>
- CCAP. 2017g. *Technical Guidance Document Number 7: Well Venting for Liquids Unloading*. 18 pp. <http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-7-well-venting-liquids-unloading>

- CCAP. 2017h. *Technical Guidance Document Number 8: Well Venting/Flaring During Well Completion for Hydraulically Fractured Gas*. 8 pp.
<http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-8-well-venting-flaring-during-well-completion>
- CCAP. 2017i. *Technical Guidance Document Number 9: Casinghead Gas Venting*. 10 pp.
<http://www.ccacoalition.org/en/resources/technical-guidance-document-number-9-casinghead-gas-venting>
- CCAP. 2017j. *Technical Guidance Document Appendix A: Conducting Emissions Surveys, Including Emission Detection and Quantification Equipment*. 20 pp.
<http://www.ccacoalition.org/en/resources/conducting-emissions-surveys-including-emission-detection-and-quantification-equipment>
- Colley *et al.* 1983. Alberta Oxides of Nitrogen Emissions Forecast: 1980-2000. A report prepared by Western Research Ltd. for Alberta Environment. Calgary, Alberta.
- Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés (GGFR). 2008. Guidelines on Flare and Vent Measurement. Prepared by Clearstone Engineering Ltd. for GGFR. 36 pp.
<http://documents.worldbank.org/curated/en/689451468158369316/Guidelines-on-flare-and-vent-measurement>
- Sick, G. 2019. Draft White Paper on Financing Mexican Petroleum GHG Emissions Abatement. 14 pp. (non accessible au public).
- United States Environmental Protection Agency (US EPA). 1987. VOC Emissions from Volatile Organic Liquid Storage Tanks – Background Information for Promulgated Standards. EPA-450/3-81-003b. 78 pp. National Service Center for Environmental Publications.
<https://www.epa.gov/nscep>
- US EPA. 2007. *Leak Detection and Repair: A Best Practices Guide*.
<https://www.epa.gov/compliance/leak-detection-and-repair-best-practices-guide>.
- US EPA. 2008. *Alternative Work Practice to Detect Leaks from Equipment*.
<https://www.federalregister.gov/documents/2008/12/22/E8-30196/alternative-work-practice-to-detect-leaks-from-equipment>
- US EPA. 2015. LDAR Case Study Comparison of Conventional Method 21 Vs Alternative Work Practice. A presentation by T. Trefiak of Target Emission Services given at the 2015 Natural Gas STAR Annual Implementation Workshop. 22 pp.
<https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/ldar-case-study-comparison-conventional-method-21-vs-alternative-work>
- US EPA. 2017. Method 21 – Volatile Organic Leaks. 7 pp. <https://www.epa.gov/emc/method-21-volatile-organic-compound-leaks>