

**GROUPE CONSULTATIF D'EXPERTS SUR LES
COMMUNICATIONS NATIONALES EMANANT DES
PARTIES NON VISEES A L'ANNEXE I DE LA CONVENTION
(GCE)**



**MANUEL DU
SECTEUR DE L'ENERGIE
Emissions Fugitives**

SOMMAIRE

1	Introduction	3
2	Exploitation et manutention du charbon	3
3	Systèmes de pétrole et de gaz naturel.....	5
4	Autres sources d'émissions fugitives.....	13
5	Incertitude	13
6	Logiciel CCNUCC et tableaux de communication des données.....	13
7	Matériel de référence et données internationales	14
7.1	Exploitation et manutention du charbon.....	14
7.2	Systèmes de pétrole et de gaz naturel.....	15
8	Conclusion.....	17
9	Glossaire.....	17
9.1	Installations de pétrole et de gaz.....	17
	Puits.....	17
	Installations pétrolières	20
	Installations de production et de traitement de gaz	23
	Installations de transmission de gaz.....	24
	Installations de distribution de gaz.....	26
9.2	Terminologie statistique du pétrole et du gaz.....	28
9.3	Terminologie relative aux équipements	35
9.4	Terminologie relative aux émissions.....	42



1 Introduction

L'objectif du présent manuel est de vous permettre d'améliorer vos compétences et vos connaissances en ce qui concerne la préparation des inventaires de gaz à effet de serre. Plus spécifiquement, ce manuel se concentre sur la partie Emissions Fugitives du secteur de l'énergie, conformément à la *Version Révisée 1996 des Lignes Directrices du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat) pour les Inventaires Nationaux de Gaz à Effet de Serre* (ci-après appelée Version révisée 1996 des Lignes directrices du GIEC) et en tenant compte des *Recommandations en matière de Bonnes Pratiques et Gestion des Incertitudes dans les Inventaires Nationaux de Gaz à Effet de Serre* (ci-après appelées Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques).

Dans le secteur de l'énergie, les émissions fugitives provenant des combustibles peuvent être divisées en catégories de sources liées aux combustibles solides (le charbon, essentiellement) et aux systèmes de pétrole et de gaz naturel. Le principal gaz à effet de serre rejeté par l'ensemble de ces catégories de sources est le méthane (CH₄), même si des quantités plus faibles de dioxyde de carbone (CO₂) sont également rejetées par certaines sources.

2 Exploitation et manutention du charbon

Pour ce qui est des combustibles solides, la ventilation et l'élimination du méthane provenant des couches de houille constituent la principale source d'émissions fugitives. La plupart de ces émissions se produisent à la mine, certaines émissions résiduelles résultant d'activités de manutention/de traitement post-exploitation.

Il existe deux types de mines de charbon : les mines de surface et les mines souterraines. Les taux d'émission spécifiques résultant de l'exploitation du charbon dépendent essentiellement de la contribution relative de l'exploitation de surface et de l'exploitation souterraine à la production totale de charbon d'un pays. Les émissions de méthane provenant des mines de surface sont habituellement d'un ordre de grandeur inférieur à celles provenant des mines souterraines. Pour les mines souterraines, la quantité d'émissions a tendance à augmenter avec la profondeur de la mine. Pour les deux types de mines, le potentiel d'émissions est déterminé par la teneur en gaz du charbon. Une partie du gaz peut rester dans le charbon jusqu'au point de combustion ; cependant, la plus grande partie (60-75%) est rejetée pendant l'activité d'exploitation. Les émissions résultant de la manutention du charbon sont liées au type de mine à partir duquel le charbon a été produit et elles sont essentiellement associées aux opérations de concassage.

Les émissions provenant des mines de charbon peuvent se poursuivre après l'arrêt de la production de charbon des mines (c'est-à-dire dans les mines abandonnées). En général, la quantité d'émissions diminue rapidement dès que la production souterraine de charbon cesse ; dans certains cas, cependant, les émissions de CH₄ venant des strates environnantes peuvent être importantes et se poursuivre pendant des années encore. Les résidus de charbon ou les tas de rebus ne constituent qu'une source mineure d'émissions de CH₄.

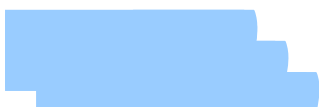


Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

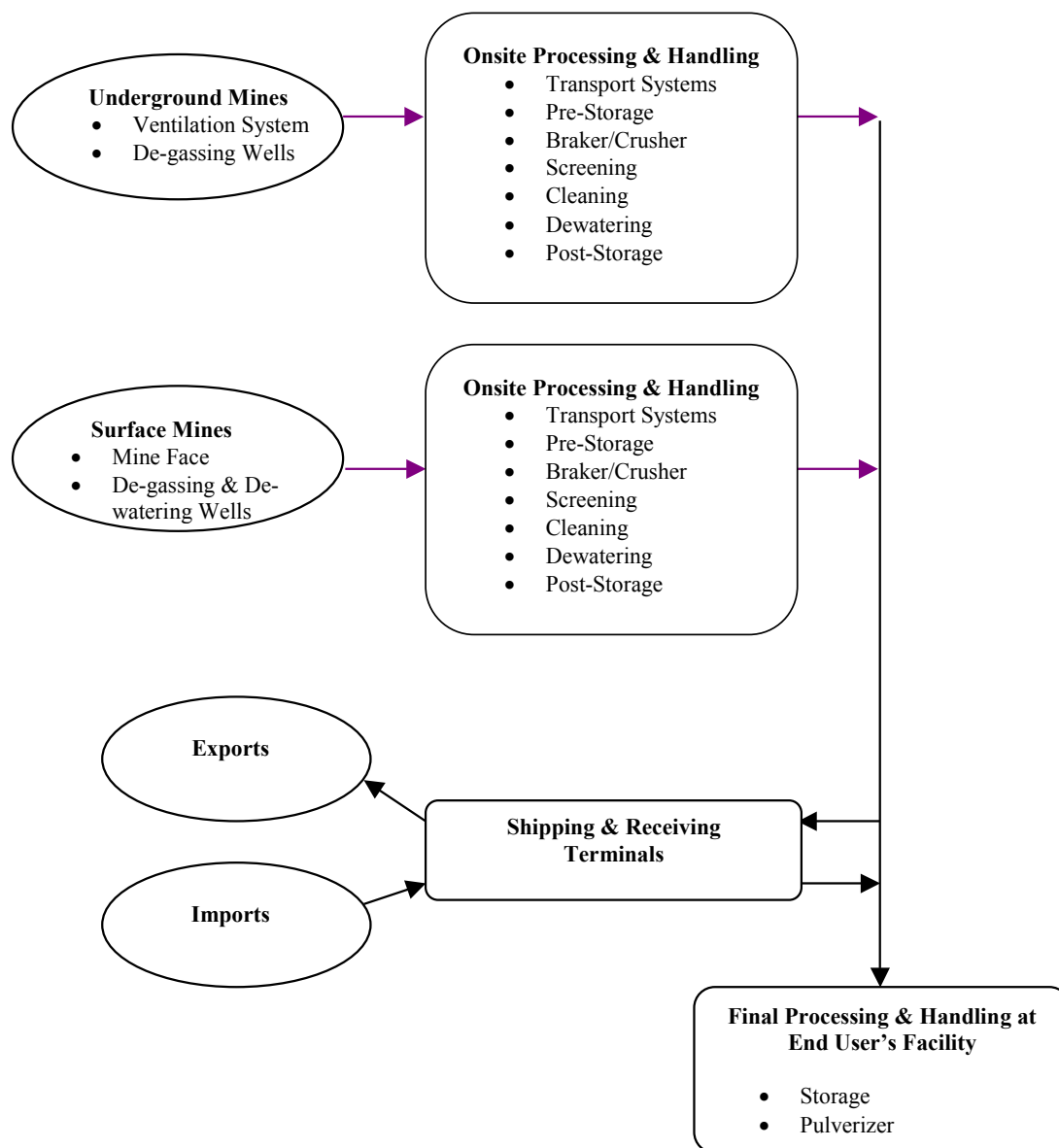
Il existe des solutions pratiques pour contrôler les émissions provenant de l'exploitation et de la manutention du charbon. Il peut s'agir de l'utilisation de puits de dégazage avec ou bien conservation, ou bien brûlage à la torche du gaz produit, et de l'utilisation de chambres de combustion catalytique placées à la sortie des systèmes de ventilation des mines souterraines.

Les données utiles sur le suivi et les activités, dont on peut disposer pour élaborer des estimations des émissions, peuvent comprendre la teneur en CH₄ de l'air de ventilation évacué, la production de charbon, les importations et les exportations par type de charbon, et des informations sur la profondeur de chaque mine.

Le graphique suivant illustre les composants d'un système général d'exploitation et de manutention du charbon.



COAL SYSTEM



3 Systèmes de pétrole et de gaz naturel

Les systèmes pétroliers et gaziers sont potentiellement très complexes et variés. Les taux d'émissions fugitives spécifiques peuvent varier de manière importante selon 1) le type de pétrole ou de gaz produit, traité ou manutentionné (p. ex. le pétrole brut conventionnel, l'huile lourde, le bitume brut, le gaz sec, le gaz acide, le gaz associé), 2) l'étape du système, 3) le type et l'âge de

Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

l'installation, 4) les pratiques d'exploitation, d'entretien et de conception, ainsi que 5) les exigences réglementaires locales et leur application.

Les principaux types de sources d'émissions fugitives, au niveau des installations de pétrole et de gaz, concernent les fuites des équipements, le traitement par ventilation et brûlage à la torche, les pertes par évaporation (c'est-à-dire provenant du stockage et de la manutention des produits, en particulier lorsque des pertes résultant de la distillation flash (par détente) se produisent) et les rejets accidentels ou les pannes des équipements.

Les rejets accidentels sont difficiles à prévoir mais peuvent constituer une source substantielle lorsque d'importantes éruptions de puits ou ruptures de pipelines se sont produites. Les rejets accidentels ou les pannes d'équipements peuvent comprendre :

- 1) Les éruptions de puits ;
- 2) Les ruptures de pipelines ;
- 3) Les accidents de pétroliers ;
- 4) Les explosions de cuves ;
- 5) La migration des gaz vers la surface entourant l'extérieur des puits ;
- 6) Les éclatements de l'évent du tube-guide : un éclatement de l'évent du tube-guide peut être provoqué par une fuite du tubage de production vers le tube-guide ou par la migration ascendante de fluides jusqu'au tube-guide ;
- 7) Les fuites provenant de puits abandonnés : les émissions provenant de puits abandonnés résultent de procédures d'abandon qui ont échoué.

La migration de gaz vers la surface peut être provoquée par une fuite dans la colonne de production, en un certain point au-dessous du tube-guide, ou par la migration d'un matériau provenant d'une ou de plusieurs des zones porteuses d'hydrocarbures qui ont été pénétrées (p. ex. une couche de charbon).

Les pertes de stockage sont essentiellement une source d'hydrocarbures non méthaniques mais elles peuvent être à l'origine de quantités substantielles d'émissions de CH₄ lorsque des pertes résultant de la distillation flash (par détente) ou du bouillonnement se produisent. Ces pertes se produisent lorsqu'un liquide hydrocarbure sort d'un récipient sous pression où il a été en contact avec une phase gazeuse, ce qui est le cas dans la plupart des installations de production. Par la suite, les liquides hydrocarbures contiennent peu de CH₄.

Globalement, la quantité d'émissions fugitives provenant des activités liées au pétrole et au gaz a tendance à être peu en rapport avec les niveaux de production ou les débits des systèmes. Elle est plus étroitement liée à la quantité, au type et à l'âge de l'infrastructure de procédé (c'est-à-dire des équipements), aux caractéristiques des hydrocarbures produits, traités ou manutentionnés, et aux pratiques industrielles en termes de conception, d'exploitation et d'entretien. Les émissions provenant de la ventilation et du brûlage à la torche dépendent :

- du volume de l'activité de procédé ;
- des pratiques d'exploitation ;
- des opportunités d'utilisation sur site ;
- de l'accès économique aux marchés ;
- de l'environnement réglementaire local.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

A l'exception des raffineries de pétrole et des opérations intégrées d'exploitation et de valorisation de sables pétrolifères, les systèmes pétroliers et gaziers ont tendance à être caractérisés par un grand nombre de petits équipements et installations, plutôt que par quelques grands. De plus, alors que l'on dispose généralement d'informations fiables concernant les équipements les plus importants, ce sont habituellement les nombreux équipements plus petits qui sont à l'origine de la majorité des émissions fugitives, avec des informations pouvant être beaucoup moins faciles à obtenir concernant ces équipements plus petits.

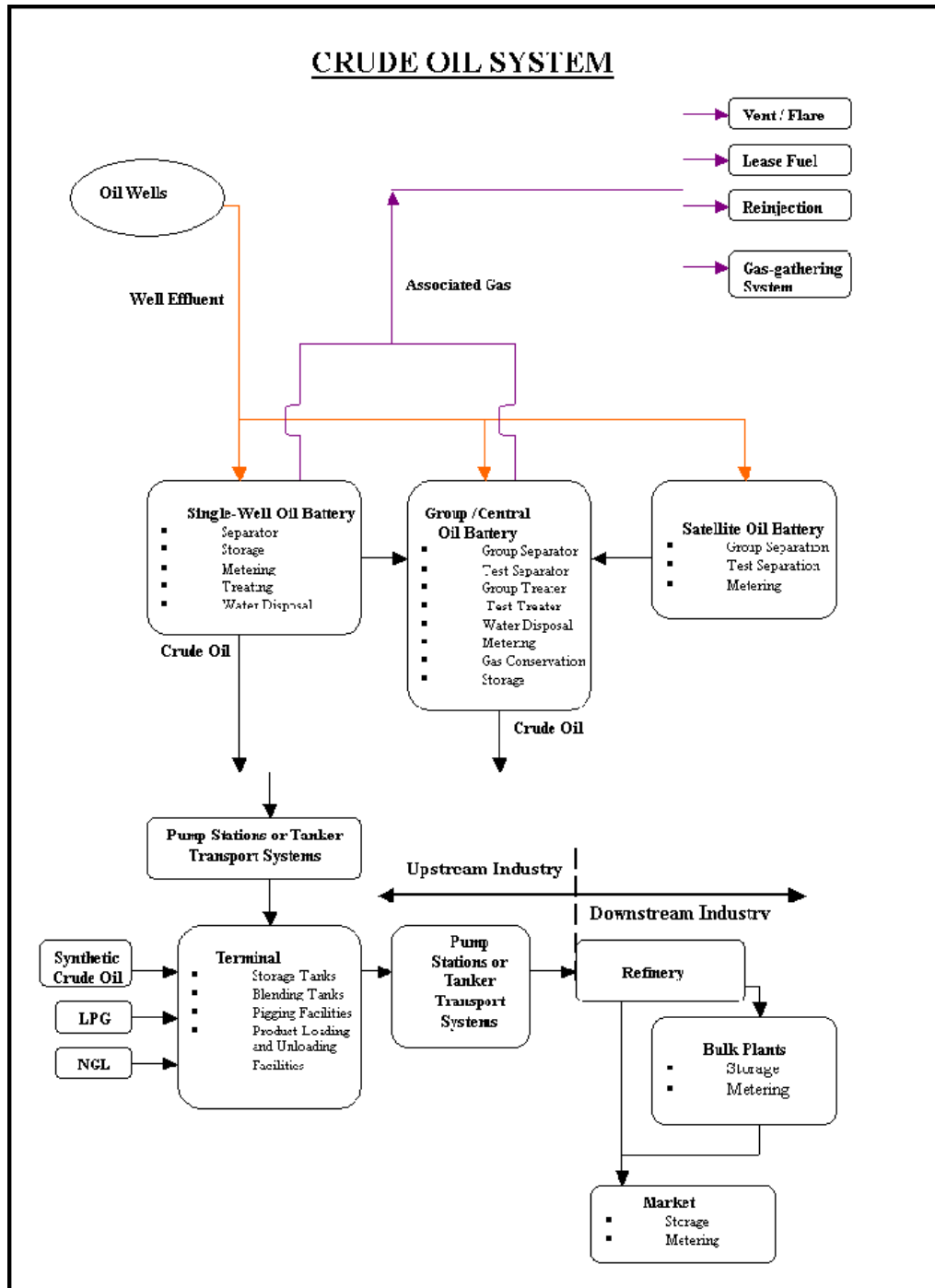
Globalement, la quantité relative d'émissions fugitives dépend de nombreux facteurs, mais les émissions ont tendance à augmenter au fur et à mesure que l'on va en amont d'un système et à diminuer avec la concentration de sulfure d'hydrogène (H_2S) dans le pétrole et le gaz produits. Généralement, le gaz naturel non traité et le pétrole brut contiennent un mélange d'hydrocarbures et de différentes impuretés, dont du H_2O , du N_2 , de l'argon, du H_2S et du CO_2 . Si du gaz naturel contient plus de 10 parties par million en volume (ppmv) de H_2S , on lui donne en général le nom de 'gaz acide', sinon celui de 'gaz non corrosif'. Les impuretés sont éliminées par traitement, épuration ou raffinage, selon la technique qui convient. Le CO_2 brut qui est retiré des hydrocarbures est normalement ventilé dans l'atmosphère et constitue une source d'émissions fugitives. Certains pays n'ont pas tenu compte de ce fait. Les émissions de CO_2 brut se produisent essentiellement au niveau des usines de traitement de gaz acide. Le gaz produit en mer et dans des régions de contreforts ou des régions montagneuses a tendance à être acide ou à présenter de fortes concentrations en CO_2 . La concentration de H_2S a tendance à augmenter avec la profondeur du puits.

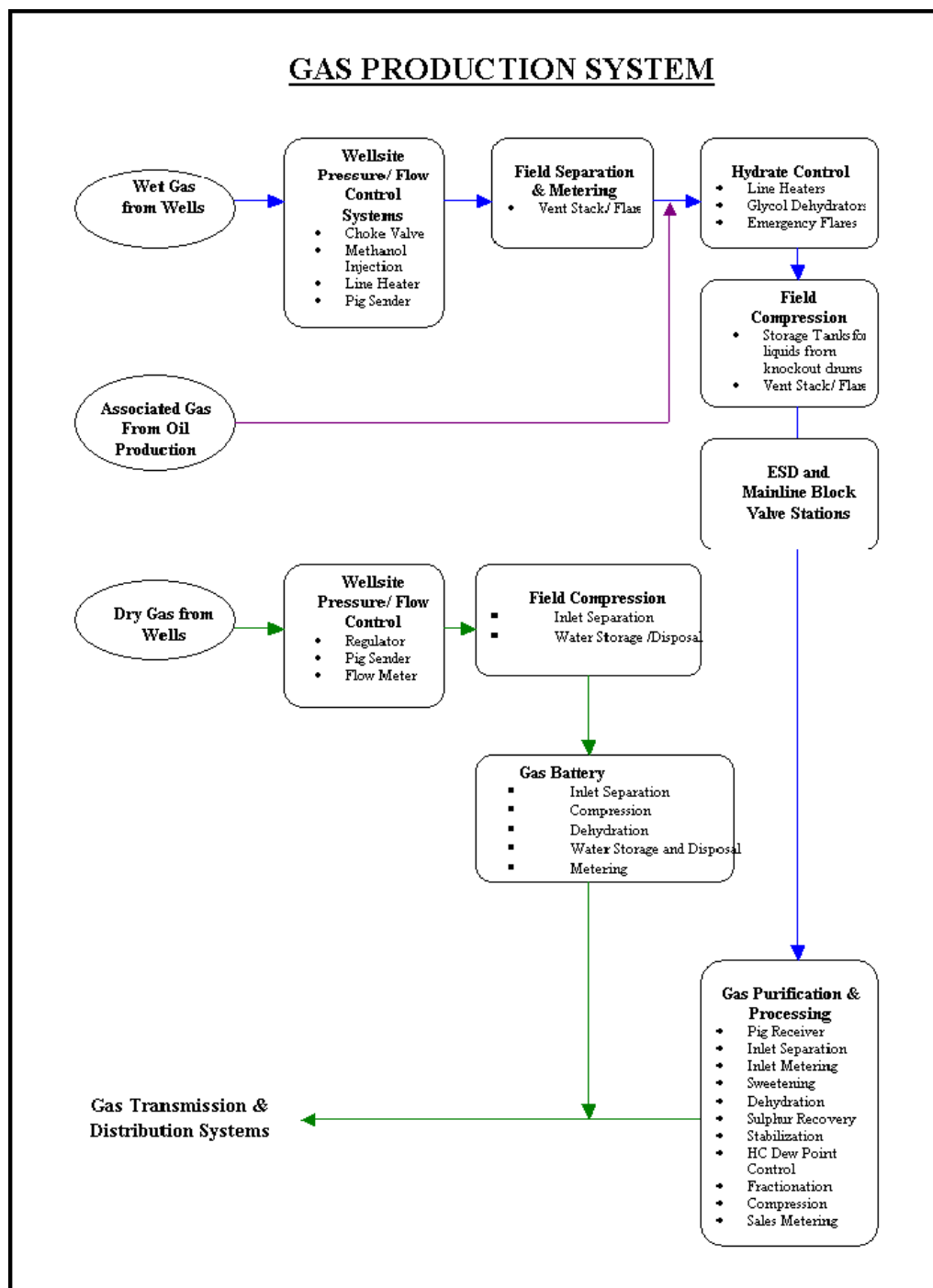
Les deux questions majeures concernant les émissions fugitives répertoriées, qui proviennent des systèmes pétroliers et gaziers, sont les suivantes : 1) l'insuffisance qualitative et quantitative des données disponibles sur la ventilation dans l'atmosphère et le brûlage à la torche, et 2) le fait qu'une large part de l'infrastructure contribuant aux fuites des équipements concerne les petites installations pour lesquelles les statistiques sont soit inexistantes, soit incomplètes (p. ex. les installations sur les chantiers de forage et les installations dans les champs).

Les deux graphiques suivants illustrent respectivement les composants d'un système général de pétrole et d'un système général de gaz naturel.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
 Secteur de l'Énergie – Émissions Fugitives





Les procédés clés suivants, associés aux émissions fugitives provenant des systèmes pétroliers et gaziers, sont décrits de manière plus détaillée.

Fuites fugitives provenant des équipements

Des fuites accidentelles peuvent provenir de composants des équipements comme les vannes, les brides et autres dispositifs de raccordement, les pompes, les compresseurs, les détendeurs de pression, les conduites de drainage des procédés, les vannes de bout de ligne, les événements de dégazage des systèmes de joints des pompes et des compresseurs, les événements des cuves d'accumulateurs, les joints des agitateurs et les joints des portes d'accès, cette liste n'étant pas exhaustive. Les sources fugitives ont tendance à générer des émissions continues et présentent des taux d'émission faibles à modérés. En substance, tous les composants des équipements fuient dans une certaine mesure ; cependant, seul un faible pourcentage des sources potentielles d'un site fuit en réalité suffisamment, à un moment donné, pour nécessiter une réparation ou un remplacement. Si le nombre de sources de fuites est inférieur à 2% du nombre total de sources potentielles, l'installation est normalement considérée comme étant bien entretenue et les fuites fugitives des équipements comme étant correctement contrôlées.

Les fuites fugitives provenant des équipements constituent une source importante, pour ne pas dire la source la plus importante d'émissions de CH₄ et d'hydrocarbures non méthaniques des installations pétrolières et gazières. Certaines des tendances courantes mises en évidence par les données sur les fuites dont on dispose, sont les suivantes :

- Les composants des systèmes de gaz combustible ont tendance à fuir plus que les composants des systèmes de gaz de traitement. Ceci traduit probablement un moindre degré de soin et d'attention et l'utilisation de composants de moins bonne qualité dans les applications de gaz combustible ;
- Le potentiel de fuites a tendance à diminuer lorsque la valeur ou la nature toxique du fluide de traitement augmente, et lorsque le gaz a été 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 des tiges des vannes de commande a tendance à fuir plus que celle des vannes de sectionnement ;
- Les régulateurs hydra-mécaniques¹ des moteurs des compresseurs ont tendance à être les composants les plus enclins aux fuites pour ce qui est du service des vannes de commande ;
- 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.

Ventilation et brûlage à la torche

Les systèmes de brûlage à la torche et de ventilation existent essentiellement dans tous les secteurs de l'industrie du pétrole et du gaz, et ils sont utilisés pour deux types fondamentaux d'élimination des gaz résiduels : intermittent et continu.

Les applications intermittentes peuvent comprendre :

¹ Le régulateur du moteur commande la vitesse du moteur et, dans certaines applications de générateurs, la charge du générateur. Les régulateurs hydra-mécaniques 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.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

- L'élimination de volumes résiduels résultant d'épisodes de décompression d'urgence ;
- Des opérations de dépressurisation déclenchées ou régies par l'opérateur (p. ex. la dépressurisation d'équipements de traitement à des fins d'inspection ou d'entretien, ou la dépressurisation de tuyauteries à des fins de travaux de raccordement) ;
- Des problèmes d'usines ou de systèmes ;
- L'entretien des puits et la réalisation d'essais ;
- Des opérations de raclage ;
- La purge de routine des instruments, des pots de purge et des épurateurs.

Les applications continues peuvent comprendre :

- L'élimination de gaz associé et/ou de vapeurs des cuves dans les installations de production de pétrole où la conservation du gaz n'est pas rentable, ou tant que son intérêt économique n'a pas été évalué ;
- Les gaz de cuvelage dans les puits d'huiles lourdes, les résidus de procédé ou les courants de sous-produits qui ont peu ou pas de valeur, ou dont la récupération n'est pas rentable (p. ex. le gaz d'évent provenant des déshydrateurs au glycol, le gaz acide provenant des unités d'adoucissement de gaz et, parfois, les produits de tête des stabilisateurs) ;
- Les gaz d'évent provenant de dispositifs actionnés au gaz, dans lesquels le gaz naturel est utilisé comme source d'approvisionnement (p. ex. les boucles de commande des appareils, les pompes à injection chimique, les échantillonneurs).

Généralement, les volumes de gaz résiduels sont brûlés à la torche s'ils posent un problème d'odeur, de santé ou de sécurité, faute de quoi ils sont évacués dans l'atmosphère.

Il existe souvent des incohérences concernant les volumes de gaz ventilés et brûlés à la torche que les compagnies comptabilisent. Dans certains cas, ceci est dû à des différences d'exigences en termes de communication des données d'une juridiction à l'autre. Dans d'autres cas, ceci est dû à un manque de précision des exigences en vigueur, à des pratiques industrielles incohérentes et à une vérification superficielle des résultats.

Toutes les quantités mesurées sont généralement comptabilisées dans leur intégralité. Cependant, les débitmètres, lorsqu'ils existent, ne sont normalement installés que sur les systèmes de ventilation ou de brûlage à la torche importants. Lorsque des débitmètres sont installés sur des torches intermittentes, ils sont habituellement dimensionnés pour ne mesurer que les taux de débit de pointe, du fait de limitations de leur zone de fonctionnement. Il est par conséquent possible que des fuites substantielles au niveau des systèmes de ventilation et de brûlage à la torche demeurent non détectées.

En l'absence de données de mesure, les volumes doivent être estimés dans le cadre d'un avis d'experts. Les problèmes sont ici le manque de lignes directrices d'estimation détaillées, l'absence de toute traçabilité officielle des données sur les activités, qui sont nécessaires pour établir bon nombre de ces jugements (p. ex., la fréquence et des informations détaillées sur les opérations de purge des équipements ou des tuyauteries, la fréquence des démarrages des moteurs de compresseurs), et des différences concernant les sources que les opérateurs individuels prennent en considération.



Dans le passé, il est arrivé que certains volumes ventilés soient répertoriés en tant que brûlés. La distinction réelle a un impact important sur le total des émissions d'équivalents CO₂ provenant de ces activités, car le CH₄ non brûlé entraîne un forçage radiatif environ 7,6 fois supérieur, sur un horizon temporel de 100 ans, à celui du CH₄ entièrement consommé (c'est-à-dire que le carbone oxydé provenant d'une tonne de CH₄ rejette 2,75 tonnes de CO₂ dans l'atmosphère mais, en valeur pondérée par les valeurs de leur potentiel de réchauffement du globe (PRG), le CO₂ possède un effet de forçage radiatif cumulatif 7,6 fois inférieur à celui du CH₄).

Gaz acide

Le gaz acide est un sous-produit du procédé d'adoucissement mis en œuvre dans les usines et les raffineries de traitement de gaz acide, qui peut contenir de grandes quantités de CO₂ brut extrait du gaz de traitement (généralement, de 20 à 95 moles pour cent de CO₂). Le reste du gaz acide a tendance à être la plupart du temps du H₂S. La quantité de production de gaz acide est habituellement mesurée et la teneur en CO₂, bien qu'elle ne soit normalement pas enregistrée par les organismes de réglementation, est connue des opérateurs des installations. Que le gaz acide soit traité dans une unité de récupération du soufre, brûlé à la torche ou ventilé, le CO₂ brut passe intact à travers le système et finit par être rejeté dans l'atmosphère.

Pertes de stockage

Les cuves de stockage ne constituent généralement une source d'émissions de CH₄ qu'en cas de survenue de pertes issues de distillation flash (par détente) ou de bouillonnement (c'est-à-dire que le produit contient du gaz naturel en solution). Ceci se produit dans les installations de production et de traitement, lorsqu'un liquide hydrocarbure s'écoule directement d'un récipient sous pression, où il a été en contact avec du gaz naturel (par exemple, un séparateur d'entrée ou un purificateur de pétrole), à une cuve de stockage atmosphérique. Une fois placé dans les cuves de stockage, le gaz dissous se volatilise rapidement, en laissant un produit altéré et plus stable qui est quasiment débarrassé de tout CH₄. Les terminaux maritimes et à approvisionnement par pipeline, et les raffineries, reçoivent normalement des produits altérés.

D'autres sources, moins connues et souvent non répertoriées, d'émissions atmosphériques de CH₄ provenant des cuves de stockage peuvent comprendre :

- Les fuites de gaz de traitement ou de liquides hydrocarbures volatiles au-delà d'un drain fermé ou de vannes d'extraction, jusqu'à l'intérieur du collecteur de produit conduisant aux cuves ;
- La séparation inefficace des phases gazeuse et liquide en amont des cuves, laissant passer une partie du gaz (par entraînement) vers les cuves. Ceci se produit habituellement lorsque la production de liquide d'entrée (p. ex. de l'eau produite) a sensiblement augmenté avec le temps, avec pour conséquence le fait que la taille des séparateurs d'entrée de l'installation n'est plus adaptée aux nouvelles conditions ;
- Des changements de tuyauterie donnant lieu au placement accidentel de produits sous haute pression de vapeur dans des cuves non équipées de dispositifs de contrôle de vapeur adéquats ;
- Le déplacement de volumes importants de gaz vers des cuves de stockage pendant les opérations de raclage ;



- Un dysfonctionnement ou un réglage incorrect des régulateurs de gaz de couverture et des vannes de contrôle de vapeur, qui peuvent entraîner une consommation excessive de gaz de couverture et, par conséquent, des débits accrus vers le dispositif de contrôle final (p. ex. l'évent, la torche ou le compresseur de récupération de vapeur). Le gaz isolant est à la fois un transporteur des vapeurs des produits et un polluant potentiel (c'est-à-dire que l'on utilise habituellement du gaz naturel à titre de moyen de couverture pour cuves isolées dans les usines de traitement du gaz).

4 Autres sources d'émissions fugitives

Parmi les autres sources moins courantes d'émissions fugitives provenant de combustibles, on citera la production de tourbe et les émissions liées à l'énergie géothermique. Il convient d'effectuer des contrôles afin de déterminer si ces sources complémentaires sont pertinentes et, dans l'affirmative, si leurs émissions ont été répertoriées.

Toutes les catégories de sources d'émissions fugitives ont tendance à émettre des quantités importantes de CH₄ et/ou de CO₂, mais elles ne contribuent que faiblement, voire pas du tout, aux émissions de N₂O. Les émissions fugitives de N₂O peuvent résulter d'activités de brûlage à la torche. Certains facteurs d'émission sont à disposition dans les documentations pour estimer les émissions de N₂O provenant du brûlage à la torche, lesquelles sont généralement comparables aux valeurs publiées pour les petits réchauffeurs et chaudières, ou inférieures à ces valeurs.

5 Incertitude

Il existe des incertitudes associées aux estimations des émissions fugitives de CH₄ résultant de l'exploitation du charbon et des systèmes de pétrole et de gaz naturel. La nature diffuse de ces catégories de sources les rend difficiles à estimer avec précision. Cependant, ces sources ne sont pertinentes et ne valent l'investissement en ressources que pour les pays où les activités de production de charbon, de pétrole ou de gaz naturel sont importantes.

Il est important de documenter les causes probables d'incertitudes dans les rapports d'inventaires nationaux et d'examiner les mesures prises afin de réduire ces incertitudes.

6 Logiciel CCNUCC et tableaux de communication des données

La CCNUCC fournit un logiciel destiné à aider les pays non visés à l'Annexe I à préparer leurs inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Les feuilles de calcul incluses dans ce logiciel sont celles auxquelles référence est faite dans la décision 17/CP.8 et elles utilisent dans la plupart des cas les méthodes par défaut (c'est-à-dire le Niveau 1) du GIEC, même si des facteurs nationaux peuvent également être utilisés.

Le logiciel est disponible à l'adresse suivante :

<http://unfccc.int/resource/cd_roms/nal/ghg_inventories/index.htm>.

Il est important de noter que la version Excel de ce logiciel (version 1.3.2) sera remplacée par un outil web qui sera disponible à compter de juin 2013.



7 Matériel de référence et données internationales

En tant qu'expert en matière d'inventaires, vous devez connaître les matériels techniques suivants et vous tenir informé des développements et des mises à jour des lignes directrices et des décisions correspondantes de la Conférences des Parties de la CCNUCC :

- Secrétariat de la CCNUCC à Bonn (décisions de la Conférence des Parties, lignes directrices sur la communication des données, etc.)
<<http://unfccc.int>>.
- Institut des Stratégies Environnementales Mondiales (IGES) au Japon, pour la Version révisée 1996 des Lignes directrices du GIEC
<<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.htm>>.
- IGES pour les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques
<<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm>>.
- IGES pour la Base de Données du GIEC sur les Facteurs d'Emission (BDEF)
<<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/EFDB/main.php>>.
- Agence Internationale de l'Energie (AIE) pour les statistiques nationales sur l'énergie
<<http://www.iea.org>>.

7.1 Exploitation et manutention du charbon

Des statistiques sur le charbon sont disponibles, pour la plupart des pays, auprès de la United States Energy Information Administration (EIA) (Agence d'Information sur l'Energie (AIE) des Etats-Unis) <www.eia.doe.gov>, de la Division des Statistiques des Nations Unies (DSNU) <<http://unstats.un.org/unsd/>> et de l'Agence Internationale de l'Energie <www.iea.org>, de même qu'auprès des agences nationales respectives.

Les indications suivantes portent sur des questions courantes relatives aux données dont il faut être informé :

- Les valeurs concernant la production doivent être corrigées car elles peuvent ne pas comprendre les données sur la production nationale. Il est possible que des données sur les importations et les exportations soient disponibles pour un pays, mais que des données sur la production ne le soient pas ; il est cependant peu probable que l'inverse soit vrai.
- Sauf indication contraire, les statistiques sur le charbon comprennent habituellement à la fois les combustibles primaires (dont le charbon dur (anthracite) et le lignite) et les combustibles dérivés (dont les agglomérés, le coke de four, le coke de gaz, les briquettes de houille brune (lignite), le gaz de cokerie et le gaz de haut fourneau). La tourbe peut également être comprise dans cette catégorie. Ces ensembles de données statistiques résument généralement le total de la consommation de charbon, de la production, des réserves, des échanges et du



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

contenu calorifique moyen. Des ventilations sont aussi réalisées par type de charbon produit (c'est-à-dire anthracite, charbon bitumineux ou lignite). Au niveau international toutefois, aucune information n'est fournie concernant la méthode d'exploitation (c'est-à-dire exploitation de surface/à ciel ouvert ou souterraine) ou la profondeur des mines. En l'absence d'informations concernant le type d'exploitation, une première approximation prudente consiste à supposer que tout le lignite est exploité en surface et que tout le charbon bitumineux et l'anthracite sont produits à partir de mines souterraines. Les émissions auront ainsi tendance à être surestimées, étant donné que des quantités importantes de charbon bitumineux et des quantités moindres d'anthracite sont produites à partir d'opérations d'exploitation en surface. A travers le monde, environ 60 pour cent de l'ensemble de la production de charbon proviendraient d'une exploitation de surface, bien que ceci varie fortement d'un pays à l'autre et d'une région à l'autre.

- Les données émanant des agences internationales de communication de données sont généralement moins actuelles que les données provenant d'agences nationales, et elles sont habituellement considérées comme étant moins fiables ; cependant, elles sont plus faciles à obtenir et pratiques à utiliser.
- Les données communiquées par l'AIE sont en unités de mesure impériales, tandis que les autres références utilisent des unités métriques. La base calorifique (c'est-à-dire la valeur calorifique nette ou brute/forte ou faible) peut aussi différer entre les agences de statistiques. Il peut par conséquent être nécessaire d'appliquer des facteurs de conversion avant d'utiliser ces données. Une "règle empirique" générale permettant de convertir les combustibles solides d'une valeur calorifique brute à une valeur calorifique nette, consiste à multiplier par 0,95.
- Certaines données utiles non publiées, parmi lesquelles la profondeur des mines, peuvent être obtenues auprès de l'AIE sur demande spéciale.

7.2 Systèmes de pétrole et de gaz naturel

En l'absence d'une approche de Niveau 3 du GIEC, bien définie pour les systèmes de pétrole et de gaz dans le Manuel de Référence de la Version révisée 1996 des Lignes directrices du GIEC, un certain nombre d'associations et d'agences industrielles différentes ont élaboré leurs propres manuels méthodologiques. Ces organismes comprennent :

- L'Institut Américain du Pétrole (IAP) <www.api.org>.
- L'Association Canadienne des Producteurs de Pétrole (ACPP) <www.capp.ca> et l'Association Canadienne du Gaz (ACG) <www.cga.ca>.
- L'Institut de Technologie du Gaz (ITG) <www.gastechnology.org>.

Des statistiques sur le pétrole et le gaz sont disponibles, pour la plupart des pays, auprès de l'AIE.

<www.eia.gov>.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Division des Statistiques des Nations Unies

<http://unstats.un.org/unsd/methods/inter-natlinks/sd_natstat.htm>

et

<<http://unstats.un.org/unsd/databases.htm>>.

Agence Internationale de l'Energie

<www.iea.org/statist/index.htm>.

Les informations complémentaires suivantes sont disponibles auprès du *Oil and Gas Journal* (*Journal du Pétrole et du Gaz*) <www.ogjresearch.com>:

- Certaines données sur les infrastructures (nombre de puits, liste des usines à gaz, annonces concernant les principaux projets) ;
- Projets liés au raffinage, aux pipelines et au traitement du gaz à travers le monde ;
- Historique des projets liés au raffinage, aux pipelines et au traitement du gaz ;
- Etude sur la production des champs de pétrole à travers le monde ;
- Etude sur le raffinage à travers le monde ;
- Etude sur le traitement du gaz à travers le monde ;
- Etude sur la récupération assistée du pétrole.

Les questions spécifiques relatives aux données dont vous devez être informé sont récapitulées ci-dessous :

- Les statistiques en matière de production de pétrole sont susceptibles d'être mal utilisées en raison de la confusion potentielle concernant la terminologie, les systèmes de classification et la base utilisée pour la communication des données. Les données sur la production, communiquées par les sources internationales, sont exprimées sur une base nette (c'est-à-dire après contraction, pertes et volumes réinjectés, ventilés et brûlés à la torche). Les données sur l'énergie, communiquées par la DSNU et l'AIE, sont calculées sur une base de valeur calorifique nette. Cependant, l'Agence d'Information sur l'Energie (AIE) des Etats-Unis (US EIA) utilise des valeurs calorifiques brutes pour la communication des données sur l'énergie. La convention relative à la valeur calorifique, utilisée pour la communication des données sur l'énergie, varie entre les organismes chargés de communiquer les données. Le pétrole brut comporte normalement tous les liquides hydrocarbures produits à partir des puits de pétrole et le condensat de concession (liquides séparateurs) récupéré dans les installations de gaz naturel. Il peut également comporter la production de pétrole brut synthétique provenant des sables pétrolifères et les opérations d'exploitation de l'huile de schiste. Le total comprend le pétrole brut, les liquides issus des usines de gaz naturel, les pétroles bruts synthétiques et le gain résultant du traitement en raffinerie.
- Les données sur les infrastructures sont plus difficiles à obtenir que les statistiques sur la production et l'utilisation d'une terminologie cohérente et de définitions claires revêt une très grande importance pour permettre des décomptes corrects des équipements. Les informations concernant les nombres et les types d'installations principales, les types de procédés utilisés dans ces installations, les nombres et les types de puits actifs, les nombres de puits forés et les longueurs des pipelines, ne sont généralement disponibles qu'auprès des agences



nationales, pour autant qu'elles le soient. Les informations relatives aux petites installations (p. ex. les équipements de tête de puits, les stations de raclage, les portes de champs et les stations de pompage) ne sont habituellement pas disponibles, même auprès des compagnies pétrolières elles-mêmes.

Les seules données sur les infrastructures potentiellement nécessaires pour l'application de l'approche du GIEC de Niveau 1, sont les nombres de puits et les longueurs des systèmes de pipelines. Les informations concernant les installations ne sont actuellement requises que pour les méthodes de Niveau 3 du GIEC.

8 Conclusion

Ce manuel vous a indiqué quelles sont les compétences et les connaissances nécessaires pour élaborer un inventaire de haute qualité des émissions de gaz à effet de serre, pour la partie combustion de combustibles du secteur de l'énergie.

Vos suggestions, pour améliorer ce manuel, seront les bienvenues, et elles sont à envoyer à secretariat@unfccc.int.

9 Glossaire

Les termes présentés et leurs définitions ont été adaptés d'un large éventail de sources, parmi lesquelles l'Institut Américain du Pétrole, l'US Environmental Protection Agency (Agence pour la Protection de l'Environnement des Etats-Unis), l'Association Canadienne du Gaz, Alberta Environment, Alberta Energy and Utilities Board (Conseil de l'Energie et des Services Publics de l'Alberta), des producteurs de pétrole et de gaz et des fabricants d'équipements. Ils sont destinés à aider à l'interprétation et à la compréhension générales des estimations des émissions et des données sur les activités relatives à l'industrie du pétrole et du gaz.

9.1 Installations de pétrole et de gaz

Puits

Puits abandonné

Puits ayant été foré, abandonné, coupé et recouvert en surface.

Eruption

Perte de maîtrise totale de l'écoulement de fluides d'un puits dans l'atmosphère ou de l'écoulement de fluides d'un réservoir souterrain à un autre (éruption souterraine). Les fluides du puits de forage s'échappent de manière incontrôlée au niveau du puits ou à proximité du puits de forage. La maîtrise du puits ne peut être rétablie qu'en installant ou en remplaçant l'équipement destiné à fermer ou à tuer le puits, ou encore en forant un puits d'intervention.



Puits cyclique

Puits de bitume brut nécessitant l'injection de vapeur pour produire les hydrocarbures. L'injection de vapeur et la production sont effectuées par cycles alternatifs.

Puits de développement

Puits foré au sein de la zone avérée d'un réservoir de pétrole ou de gaz, jusqu'à atteindre une formation stratigraphique connue pour être productive. Si le puits est achevé à des fins de production, il est classé comme étant un puits de développement pétrolier ou gazier. Si le puits n'est pas achevé à des fins de production, il est classé comme étant un puits de développement sec.

Puits de refoulement

Puits utilisé pour évacuer les fluides résiduels ou l'eau produite par le traitement ou les gisements pétrolifères, en les injectant dans un réservoir ou un aquifère.

Puits sec

Puits d'exploration ou de développement considéré comme incapable de produire du pétrole ou du gaz en quantités suffisantes pour justifier son achèvement en tant que puits de pétrole ou de gaz.

Puits de ferme

Puits utilisé pour approvisionner une ferme en hydrocarbures ou en eau à des fins utilitaires.

Puits éruptif

Puits capable de produire des fluides acheminés jusqu'à la surface par des mécanismes d'écoulement naturels, habituellement sous l'effet de la pression du gisement.

Puits d'extraction à injection de gaz

Puits produisant des fluides dans la colonne de production/l'espace annulaire à l'aide d'injection de gaz seule ou en association avec des équipements mécaniques.

Puits industriel

Puits utilisé pour l'élimination des résidus de traitement provenant d'une raffinerie ou d'une usine chimique ou encore de la saumure résultant de la préparation ou de l'exploitation d'un parc de stockage.

Puits d'injection

Puits utilisé essentiellement pour injecter des fluides dans un réservoir, dans le cadre d'un programme de récupération assistée, expérimental ou pilote.

Puits d'observation

Puits utilisé pour contrôler le rendement d'un réservoir de pétrole ou de gaz, d'un dépôt de sables pétrolifères ou d'un aquifère.

Puits en mer

Puits installé ou produisant à partir d'un point situé en mer, au large du littoral.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Puits de production

Tout puits foré dans le sol à partir duquel on extrait du pétrole brut, du condensat ou du gaz naturel de gisement.

Puits producteur

Puits produisant des hydrocarbures à partir d'un réservoir ou d'un dépôt de sables pétrolifères.

Puits en pompage

Puits produisant des fluides à l'aide d'équipements mécaniques (p. ex. chevalet de pompage ou pompe de fond), pour remonter des fluides à la surface.

Puits de service

Puits foré ou achevé à des fins de soutien de la production dans un champ existant. Les puits de ce type sont forés aux fins spécifiques suivantes :

- Injection de gaz (gaz naturel, propane, butane ou gaz de carneau) ;
- Injection d'eau ;
- Injection de vapeur ;
- Injection d'air ;
- Injection d'eau salée ;
- Alimentation en eau pour injection ;
- Observation ;
- Injection pour combustion in situ.

Puits fermé

Puits achevé mais ne produisant pas. Un puits peut être fermé pour des essais, des réparations ou dans l'attente de la construction de lignes de collecte ou de conduites d'écoulement, ou encore de conditions économiques meilleures.

Puits d'absorption par gravité à vapeur

Puits utilisé pour produire de l'huile lourde à l'aide d'un chauffage thermique à vapeur.

Puits de stockage

Puits utilisé pour injecter des hydrocarbures dans un réservoir ou un parc de stockage.

Tête de puits sous-marine

Tête de puits installée sur le fond marin et contrôlée à distance depuis une plate-forme, une installation de production flottante ou la terre ferme.

Puits suspendu

Puits dans lequel les opérations de production ou d'injection ont été suspendues pour une période de temps indéfinie.

Puits

Trou foré dans le sol dans le but (1) de trouver ou de produire du pétrole brut ou du gaz naturel, ou (2) de fournir des services liés à la production de pétrole brut ou de gaz naturel.



Tête de puits

Équipement mis en place au sommet du revêtement d'un puits afin de conserver le contrôle en surface du puits (p. ex. sorties, vannes, blocs obturateurs de puits).

Essai de puits

Essai d'écoulement réalisé pour déterminer la livrabilité d'un puits. L'essai peut parfois être réalisé dans une conduite d'écoulement ou une ligne de collecte ; cependant, les liquides sont plus souvent produits dans une cuve provisoire amenée sur le site pour l'essai et la phase gazeuse est soit ventilée, soit brûlée à la torche.

Reconditionnement ou entretien des puits

Travaux effectués sur un puits après son achèvement initial, afin de réparer les équipements de fond ou d'augmenter les taux de production.

Installations pétrolières

Usine centrale de traitement du pétrole

Système d'unités ou aménagement de cuves ou d'autres équipements de surface, sans que des puits n'y soient directement associés.

Unité groupée de bitume brut

Installation de production composée de deux ou plusieurs puits de bitume brut/d'huiles lourdes à conduites d'écoulement, comportant des équipements de séparation et de mesure individuels, tous les équipements partageant toutefois un emplacement commun à la surface.

Unité de proration de bitume brut

Installation de production composée de deux ou plusieurs puits de bitume brut/d'huiles lourdes à conduites d'écoulement, comportant des équipements de séparation et de mesure communs. La production totale est répartie au prorata pour chaque puits, sur la base d'essais des puits individuels. Les essais de production de puits individuels peuvent être réalisés sur le site central ou dans des installations satellites distantes.

Unité simple de bitume brut

Installation de production pour un puits unique d'huiles lourdes/de bitume brut ou une zone unique de puits d'huiles lourdes/de bitume brut à complétion multiple.

Unité groupée de pétrole brut

Installation de production composée de deux ou plusieurs puits de pétrole à conduites d'écoulement, comportant des équipements de séparation et de mesure individuels, tous les équipements partageant toutefois un emplacement commun à la surface.

Unité de proration de pétrole brut (ou porte de champ)

Installation de production composée de deux ou plusieurs puits de pétrole à conduites d'écoulement, comportant des équipements de séparation et de mesure individuels. La production totale est répartie au prorata pour chaque puits, sur la base d'essais des puits individuels. Les essais de production de puits individuels peuvent être réalisés sur le site central ou dans des installations satellites distantes.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Unité simple de pétrole brut

Installation de production pour un puits unique de pétrole ou une zone unique de puits de pétrole à complétion multiple.

Usine d'épuration à façon

Système ou aménagement de cuves et d'autres équipements de surface recevant de l'émulsion de pétrole/d'eau exclusivement par camion, pour qu'elle soit séparée avant sa livraison sur le marché ou une autre utilisation.

Pipeline à haute pression

Système de pipelines contenant des mélanges d'hydrocarbures à l'état liquide ou quasi-liquide, dont la pression de vapeur est supérieure à 110 kPa en valeur absolue à 38°C. Il s'agit par exemple d'éthane, d'éthylène, de propane, de butanes et de pentanes liquides.

Installation d'injection/d'évacuation

Installation construite et exploitée pour transférer un produit/des produits dans un réservoir.

Unité pétrolière

Système ou aménagement de cuves ou d'autres équipements de surface recevant essentiellement du pétrole ou du bitume d'un ou de plusieurs puits, avant leur livraison sur le marché ou une autre utilisation. Une unité pétrolière peut comporter des équipements pour réaliser des mesures, séparer les courants d'entrée en phases pétrolière, gazeuse et/ou aqueuse, nettoyer et épurer le pétrole, éliminer l'eau et conserver le gaz produit. Une unité de cuves peut comporter, ou non, une unité de déshydratation au glycol et un compresseur.

Terminal maritime

Système ou aménagement de cuves et d'autres équipements de surface destinés à recevoir le pétrole acheminé par les pétroliers ou à le transférer sur ces derniers.

Usine d'extraction de sables bitumineux

Installation destinée à extraire le bitume brut des sables pétrolifères. L'extraction peut se faire à la fois à l'aide de techniques thermiques et de techniques physiques. Les techniques d'extraction physiques comprennent soit (1) le conditionnement des sables pétrolifères par utilisation de broyeurs rotatifs et de cuves d'agitation, assorti d'un programme tertiaire ou de récupération, soit (2) un pipeline de bitume brut à basse température, des épaisseurs et des clarificateurs.

Mine de sables pétrolifères

Mine à ciel ouvert qui produit des sables pétrolifères.

Terminaux de déchargement en vrac de pétrole

Toutes les installations de stockage exploitées par les compagnies chargées du raffinage, des pipelines et des terminaux de déchargement en vrac qui (1) reçoivent leur principaux produits de pétroliers, de péniches ou de pipelines ou (2) possèdent une capacité totale combinée de 8 000 m³ (50 000 barils) ou plus, quels que soient les moyens de transport par lesquels les produits sont reçus.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Raffinerie de pétrole

Installation complexe d'équipements conçus pour fabriquer des produits pétroliers finis et des matières premières pour d'autres procédés à base de pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides, le traitement ne se limitant pas à un mélange mécanique.

Plate-forme de production

Plate-forme à partir de laquelle des puits de développement sont forés et qui héberge toutes les usines de traitement et les autres équipements nécessaires pour maintenir un champ en production.

Terminal de pipelines

Système ou aménagement de cuves et d'autres équipements de surface, essentiellement destiné à recevoir le pétrole des pipelines et à le transférer vers ceux-ci. Le terminal peut aussi comporter des installations permettant de mélanger les liquides hydrocarbures et des installations de chargement et de déchargement des camions-citernes et/ou des wagons-citernes.

Station de pompage

Système d'équipements situé à certains intervalles le long d'un pipeline principal, afin de maintenir le débit jusqu'au point d'arrivée.

Satellite ou unité satellite

Petit groupe d'équipements de surface (ne comprenant pas les cuves de stockage) situé entre un certain nombre de puits et l'unité principale, et destiné à séparer et à mesurer la production de chaque puits, après quoi les fluides sont recombinaés et refoulés vers l'unité principale pour y être épurés et stockés ou livrés.

Parc de stockage

Système ou aménagement de cuves ou d'autres équipements de surface associé à l'exploitation d'un pipeline, qui peut comporter des équipements de mesure et des réchauffeurs de conduites, mais qui ne comporte pas d'équipements de séparation ou de récipients de stockage dans une unité.

Terminal

Usine et équipements conçus pour traiter le pétrole brut ou le gaz afin d'éliminer les impuretés et l'eau.

Terminal routier

Système ou aménagement de cuves et d'autres équipements de surface recevant le pétrole brut acheminé par camion en vue de son transfert dans un pipeline.

Unité de valorisation

Installation qui transforme le bitume et l'huile brute lourde en pétrole brut synthétique (PBS) ayant une densité et une viscosité similaires à celles du pétrole brut léger-moyen traditionnel. Les unités de valorisation ajoutent chimiquement de l'hydrogène au bitume, en retirent le carbone, ou les deux. Dans les procédés de valorisation, pratiquement tout le soufre contenu dans le bitume, soit sous forme d'éléments, soit en tant que constituant du coke de sables pétrolifères, est retiré.



Installations de production et de traitement de gaz

Station de compression

Equipement de service destiné à maintenir ou à augmenter la pression d'écoulement du gaz reçu d'un puits, d'une unité ou d'un réseau collecteur, avant sa livraison sur le marché ou une autre utilisation.

Station de vanne d'arrêt d'urgence (ESD)

Vanne installée sur un pipeline, qui se ferme automatiquement lorsque la pression de la conduite descend au-dessous d'une valeur critique prédéterminée. L'objectif est de minimiser la quantité de gaz rejeté en cas de rupture de conduite. Les stations de vannes ESD (Arrêt d'Urgence) sont principalement utilisées sur les réseaux collecteurs de gaz acide.

Déshydrateur de champ

Unité de déshydratation située en amont d'une usine de traitement de gaz ou d'une unité gazière, pour contrôler les hydrates plutôt que d'assurer un traitement final quelconque pour satisfaire aux spécifications commerciales.

Installation de champ

Installation conçue pour une ou plusieurs fonctions spécifiques limitées. Ces installations traitent habituellement le gaz naturel produit par plus d'une concession, dans le but de récupérer le condensat du courant de gaz naturel ; cependant, certaines installations de champ sont conçues pour récupérer du propane, du butane, de l'essence naturelle, etc., et pour contrôler la qualité du gaz naturel à commercialiser. Les installations de champ comprennent des compresseurs, des unités de déshydratation, des unités d'extraction de champ, des épurateurs, des points de purge, des unités de séparation traditionnelles à un ou à plusieurs étages, des séparateurs à basse température et d'autres types d'équipements de séparation et de récupération.

Système de collecte des gaz

Installation composée de gazoducs utilisés pour transférer les produits d'une installation à une autre. L'installation peut comporter des compresseurs et/ou des réchauffeurs de conduites.

Unité gazière

Système ou aménagement d'équipements de surface qui reçoit essentiellement du gaz d'un ou de plusieurs puits, avant de l'acheminer vers un système collecteur de gaz, vers le marché ou une autre destination. Les unités gazières peuvent comporter des équipements de mesure et de séparation des courants d'entrée en phases gazeuses, de liquides hydrocarbures et/ou aqueuses.

Usine à gaz

Installation de traitement de gaz destinée à extraire du gaz de l'hélium, de l'éthane ou des liquides de gaz naturel (LGN) ou à fractionner des LGN mélangés en des produits de gaz naturel, ou une combinaison des deux. Une usine à gaz peut aussi comprendre des processus de purification du gaz afin de valoriser la qualité du gaz à commercialiser, pour répondre aux spécifications contractuelles (c'est-à-dire en retirant des contaminants tels que le H₂O, le H₂S et le CO₂, et en ajustant éventuellement la valeur calorifique par ajout ou retrait de N₂). Le gaz naturel d'entrée peut avoir été traité, ou non, par des séparateurs de concession et des installations de champ.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Unité gazière simple

Installation de production pour un seul puits de gaz, où la production est mesurée au niveau de la tête de puits. La production est livrée directement et n'est pas combinée à la production d'autres puits avant d'être livrée à une usine à gaz, un système collecteur de gaz ou une autre destination.

Unité d'analyse de gaz

Installation de production permettant d'analyser la production de gaz d'un puits avant de commencer une production régulière.

Séparateur de concession

Installation située en surface pour séparer le gaz de tête de tubage du pétrole brut et de l'eau produits, dans les conditions de température et de pression du séparateur.

Plate-forme de production

Plate-forme à partir de laquelle des puits de développement sont forés et qui héberge toutes les usines de traitement associées et les autres équipements nécessaires pour maintenir un champ en production.

Installations de transmission de gaz

Station de sectionnement

Vanne de sectionnement utilisée pour isoler un segment du pipeline principal à des fins de raccordement ou d'entretien. Sur les systèmes de transmission de gaz, les vannes de sectionnement sont généralement placées à des distances de 25 à 80 km le long de chaque conduite, pour limiter la quantité de tuyauteries qu'il pourrait être nécessaire de dépressuriser à des fins de raccordements et d'opérations d'entretien, et pour réduire la quantité de gaz qui serait perdue en cas de rupture de conduite.

Station de relais

Installation dans laquelle la pression du gaz est augmentée afin de palier les pertes par frottement à travers un pipeline. Des compresseurs centrifuges ou à flux axial sont très couramment utilisés dans ces applications. Une station comprend généralement plusieurs unités en série ou en parallèle, ainsi que les tuyaux d'aspiration et de décharge nécessaires. De nombreuses stations de relais comportent également des refroidisseurs de décharge pour réduire la viscosité du gaz comprimé et, ainsi, augmenter l'efficacité de la transmission de gaz.

Station de comptage frontalier

Station de comptage où s'effectue le transfert de garde du gaz d'un système de transmission à un autre, au point de frontière entre deux provinces ou deux pays. Ces stations sont généralement plus grandes que les stations de comptage normales. Elles comportent généralement entre 10 et 20 séries de compteurs de grand diamètre (conduites d'un diamètre nominal (DN) compris entre 16 et 20) et pas de régulation de pression.



Station de compression

Installation dans laquelle la pression du gaz est augmentée pour permettre au gaz de pénétrer dans un système de pipelines à haute pression (c'est-à-dire un service de charge plutôt qu'un service de relais). Aussi bien des unités de compresseurs centrifuges que des unités de compresseurs à pistons peuvent être utilisées dans ces applications. Cependant, l'utilisation de compresseurs à pistons est la plus courante. Une station comprend généralement plusieurs unités en série ou en parallèle, ainsi que les tuyaux d'aspiration et de décharge nécessaires. De nombreux compresseurs comportent également des refroidisseurs de décharge pour réduire la viscosité du gaz comprimé et, ainsi, augmenter l'efficacité de la transmission de gaz.

Station de vanne de contrôle

Vanne modulante qui contrôle soit le débit, soit la pression, à travers le pipeline. Dans le deuxième cas, cette installation est souvent appelée station de régulation. Habituellement, le gaz à haute pression du pipeline est utilisé comme source d'approvisionnement pour alimenter l'actionneur de la vanne.

Station de comptage de réception

Station de comptage pour mesurer la quantité de gaz fournie par une source donnée (p. ex. une usine de traitement de gaz ou une unité gazière) à un système de transmission de gaz.

Station de comptage de vente

Station de comptage pour mesurer la quantité de gaz prélevée d'un système de transmission de gaz par un client (p. ex. un système de distribution de gaz, une exploitation agricole ou un utilisateur final industriel). Elle peut comporter un équipement de régulation de pression.

Stockage

La plupart des systèmes de transmission utilisent des parcs ou aires de stockage pour aider à équilibrer les variations de charges quotidiennes et saisonnières, et ces systèmes sont par conséquent capables de fonctionner la plupart du temps à pleine capacité pratiquement.

Installation d'extraction secondaire

Installation de traitement de gaz située sur ou à proximité d'une conduite de transmission de gaz, qui retire les liquides de gaz naturel du gaz et renvoie le gaz résiduaire à la conduite.

Robinet de transmission agricole

Vente directe de gaz à partir d'un pipeline de transmission à un client individuel, habituellement dans les zones rurales où il n'y a pas d'accès à un système de distribution de gaz. Ces installations ne comportent souvent qu'un équipement de régulation de pression (le gaz peut être fourni gratuitement, pour cause de servitude, ou bien le compteur est situé près de la résidence et fait partie de l'installation du compteur du client).

Pipeline de transmission

Pipeline utilisé pour le transport de gaz naturel traité et désodorisé à destination du marché (c'est-à-dire vers les systèmes de distribution de gaz et les principaux clients industriels). La plupart des pipelines de transmission comportent également des robinets agricoles qui fournissent le gaz aux exploitants agricoles se trouvant le long du pipeline, dans des zones où un service à partir des systèmes de distribution est difficilement assuré.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Les pipelines sont habituellement réalisés en acier, bien que l'aluminium soit utilisé pour certaines applications à basse pression (généralement jusqu'à 3 450 kPa ou 500 psig (pression manométrique en livres par pouce carré)). La taille des tuyaux varie entre 60,3 mm to 1 219,2 mm DE (2 à 48 DN), les tailles intermédiaires étant les plus courantes. Les pressions de service sont généralement comprises entre 1 380 et plus de 6 900 kPa_g (200 à 1 000+ psig).

Stations de transmission

Stations associées aux pipelines de transmission qui transportent du gaz désodorisé. Ils mesurent et/ou régulent la pression du gaz. Ils comportent des stations de réception/vente, des stations de comptage frontalières et des robinets de transmission agricoles.

Installations de distribution de gaz

Pipelines en fonte

Pipelines réalisés en fonte.

Installation de compteur commercial

Installations de mesure des comptes des clients pour la vente de gaz à des clients commerciaux. Elles comportent à la fois la régulation et la mesure de la pression. Le régulateur réduit la pression à partir de la pression de distribution jusqu'à 1,7 kPa_g (0,25 psig) ou, souvent, une pression plus élevée ne dépassant généralement pas 140 kPa_g (20 psig).

Conduites de service en cuivre

Conduites de service faites de tubes de cuivre. Depuis les années 60, les tubes de cuivre ne sont généralement plus utilisés pour les nouvelles constructions.

Station frontière

Installation de distribution située à côté d'une installation de transmission, où le gaz est odorisé et s'écoule à travers un système de séparation afin d'être distribué à différents secteurs ou zones. Le gaz d'entrée est souvent mesuré, chauffé, et sa pression est réduite. Ces stations peuvent comporter de multiples séquences de mesurage et de régulation de pression.

Robinet de distribution agricole

Petite station de régulation de la pression située en zone rurale ou semi-rurale, sur des pipelines à haute pression transportant du gaz odorisé. Elle ne régule habituellement la pression que jusqu'à une pression de distribution et elle comporte rarement un équipement de mesure.

Canalisations de distribution

Les canalisations de distribution fournissent du gaz odorisé aux clients. Leur taille varie entre 26,7 mm DE (¾ DN), pour la distribution rurale, et 609,6 mm DE (24 DN), les tailles les plus courantes étant comprises entre 60,3 et 219,1 mm DE (2 à 8 DN). Les systèmes construits en tuyaux de plastique (la plupart du temps du polyéthylène, mais également du polychlorure de vinyle (PVC) ou d'autres matières plastiques), fonctionnent généralement à des pressions allant jusqu'à 690 kPa_g (100 psig), bien que certaines résines de polyéthylène permettent un fonctionnement à des pressions légèrement supérieures à 700 kPa_g (100 psig). Les pipelines en acier à haute pression (avec ou sans protection cathodique) transportant du gaz odorisé sont



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

considérés comme des canalisations de distribution. Il existe également quelques systèmes plus anciens réalisés en fonte.

Stations de distribution

Stations associées aux canalisations de distribution, qui transportent du gaz naturel odorisé. De par leur fonction, elles comportent des stations frontières, des stations de régulation locales, des robinets de distribution agricoles et des installations de compteurs industriels.

Stations de régulation locales

Installation de régulation secondaire, située en aval d'une station frontière sur un système de distribution de gaz, où la pression du gaz est encore réduite (habituellement jusqu'à 400 kPa_g [60 psig] environ, mais parfois jusqu'à 1 200 kPa_g [175 psig] seulement, en fonction de la compagnie).

Installation de compteur industriel

Installation de mesure qui transfère le gaz depuis le système de distribution jusqu'à un important client industriel. Généralement, le gaz est fourni à une pression intermédiaire ou haute (400 à 3 000 kPa_g [60 à 435 psig] ou plus), il est mesuré et sa pression est régulée.

Equipements de pipelines divers

Composants des équipements souterrains ou exposés (p. ex. des vannes d'isolation/de sectionnement, des limiteurs de pression, des connecteurs, etc.) utilisés sur le pipeline mais pas au niveau d'une station de distribution. Les composants enterrés sont considérés comme faisant partie de la tuyauterie.

Pipelines en plastique

Pipelines faits de différents types de plastiques, dont le polyéthylène, le PVC, l'acrylonitrilebutadiène-styrène (ABS), etc.

Pipelines en acier protégés

Pipelines en acier comportant une protection cathodique.

Installation de compteur résidentiel

Installations de compteurs clients pour la vente de gaz à des clients résidentiels. Elles comportent à la fois des dispositifs de régulation et des dispositifs de mesure de pression. Le régulateur ramène habituellement la pression de distribution à 1,7 kPa_g (0,25 psig).

Conduite de service

Pipeline habituellement court et de petit diamètre, qui achemine du gaz depuis une canalisation de distribution ou un pipeline de transmission, jusqu'au client. Ces conduites sont habituellement faites de tuyaux ou de tubes d'acier (avec protection cathodique ou non) ou de plastique (habituellement du polyéthylène, mais parfois du PVC ou une autre matière plastique), bien que des tubes de cuivre aient parfois été également utilisés dans le passé.

Les tailles varient de 21,3 à 60,3 mm DE (0n5 à 2n0 DN), certains clients commerciaux ou industriels ayant des conduites de service d'un diamètre beaucoup plus grand.



Les conduites de service raccordées à des conduites de transmission peuvent fonctionner à des pressions dépassant la pression de distribution. On les appelle « conduites de service à haute pression » et elles nécessitent une double régulation au niveau de l'installation de compteur du client. En général, elles fonctionnent à des pressions supérieures à 860 kPa_g (125 psig).

Pipelines en acier non protégés

Pipelines en acier ne comportant pas de protection cathodique.

9.2 Terminologie statistique du pétrole et du gaz

Abandon

Démantèlement permanent d'une installation pour la rendre incapable, de façon permanente, de remplir la fonction à laquelle elle était destinée à l'origine. Ceci consiste notamment à laisser les structures de fond ou souterraines dans un état sûr et stable permanent, à retirer les équipements et structures associés, à enlever tous les liquides produits, à retirer et à éliminer de manière appropriée le béton de charpente.

Gaz acide

Gaz contenant de l'hydrogène sulfuré, des composés sulfurés totalement réduits, et/ou du dioxyde de carbone qui est séparé lors du traitement de gaz dissous ou de gaz non associé.

Densité IAP

Masse par unité de volume des liquides hydrocarbures, mesurée selon un système recommandé par l'Institut Américain du Pétrole (IAP). L'échelle de mesure est calibrée en termes de degrés IAP. La densité IAP constitue la norme industrielle pour exprimer la densité spécifique des pétroles bruts. Une densité IAP élevée signifie une gravité spécifique moins élevée et des pétroles plus légers.

Gaz associé

Gaz produit à partir d'un gisement de pétrole ou de bitume. Cela peut s'appliquer à des gaz produits à partir d'une calotte de gaz ou en liaison avec du pétrole ou du bitume.

Huile noire

Liquide hydrocarbure (pétrole) dont la proportion initiale de production gaz/huile (GOR) est inférieure à 0,31 mètre cube par litre et dont la densité IAP est inférieure à 40 degrés.

Gaz de tête de tubage

Du gaz dissous et du gaz associé peuvent être produits simultanément à partir du même puits de forage. Dans de tels cas, il n'est pas possible de mesurer séparément la production de gaz dissous et celle de gaz associé ; la production est par conséquent répertoriée en tant que gaz de tête de tubage. Il arrive parfois qu'on lui donne simplement le nom de gaz associé ou gaz dissous.

Coke

Résidu solide à haute teneur en carbone provenant d'une raffinerie de pétrole ou d'un procédé de valorisation, qui peut être utilisé en tant que combustible de chaudière pour produire de la vapeur ou de l'énergie électrique.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Gaz naturel comprimé (GNC)

Gaz naturel comprimé dans des cylindres à carburant à haute pression et servant de carburant aux voitures ou aux camions. Il provient de stations spécialisées en GNC.

Condensat

Liquide hydrocarbure séparé du gaz naturel, qui se condense sous l'effet des changements de température, de pression, ou les deux, et reste liquide dans les conditions normales.

Point de transfert de garde

Transfert de liquides hydrocarbures ou de gaz naturel après transformation et/ou traitement au cours des opérations de production, ou à partir de récipients de stockage, d'installations de transfert automatique ou d'autres équipements de ce type, y compris des rampes de chargement des produits, à destination des pipelines ou de tout autre mode de transport.

Bitume brut

Mélange visqueux se formant naturellement, composé d'hydrocarbures plus lourds que le pentane et d'autres contaminants tels que des composés sulfurés, et qui, dans son état naturel, ne coule pas.

Pétrole brut

Mélange d'hydrocarbures existant en phase liquide dans des gisements naturels souterrains et qui reste liquide à la pression atmosphérique après être passé par des installations de séparation en surface.

Pétrole brut, pertes

Volume de pétrole brut (y compris le condensat de concession) répertorié par les raffineries de pétrole, les détenteurs de pipelines et de concessions, comme étant perdu ou non comptabilisé dans leurs opérations. Ces pertes ne sont pas liées aux traitements (il s'agit de pertes résultant de déversements, de contamination, d'incendies, etc.), par opposition aux pertes ou gains de traitement en raffinerie.

Pétrole brut, entrée en raffinerie

Total du pétrole brut (domestique et étranger), y compris le condensat de concession, entrant dans les unités de distillation de pétrole brut, auquel s'ajoutent les entrées de pétrole brut dans d'autres unités de traitement en raffinerie (cokers, etc.).

Entrées totales en raffinerie signifient la somme (1) de tout le pétrole brut (y compris les pentanes plus), (2) des produits provenant des usines de traitement de gaz naturel (dont les condensats d'usine), (3) des huiles brutes redistillées pendant cette période, moins les huiles brutes produites, (4) des autres hydrocarbures tels que l'huile de schiste, la gilsonite et les huiles extraites de sables bitumeux, (5) du gaz naturel reçu pour être reformé en hydrogène, mais non du gaz naturel utilisé en tant que combustible de raffinerie, (7) de l'hydrogène, (8) de l'alcool et (9) de tous les autres hydrocarbures ou liquides traités ou mélangés par des moyens mécaniques dans une raffinerie.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Pétrole brut, réception en raffinerie

Réception du pétrole brut domestique et étranger (dont le condensat de concession) dans une raffinerie, pour inclure tous les volumes en transit, à l'exception des volumes en transit par pipeline. Le pétrole brut étranger n'est comptabilisé comme reçu qu'après son dédouanement. Le pétrole brut d'origine étrangère, en transit ou retenu sous douane, n'est pas comptabilisé.

Diluants

Liquides pétroliers légers utilisés pour diluer le bitume et les huiles lourdes, afin qu'ils puissent s'écouler dans les pipelines.

Gaz dissous

Gaz naturel se trouvant en solution avec du pétrole brut dans le réservoir, dans les conditions du réservoir.

Gaz naturel sec

Gaz de gisement ne nécessitant aucun traitement pour satisfaire aux exigences contractuelles relatives au point de rosée des hydrocarbures.

Emulsion

Combinaison de deux liquides non miscibles ou de liquides qui ne se mélangent entre eux dans des conditions normales.

Pertes d'extraction (ou contraction)

Réduction du volume du gaz naturel résultant de l'enlèvement des constituants liquides du gaz naturel à l'usine de traitement.

Champ

Zone comprenant un gisement ou de multiples gisements, tous regroupés sur la même caractéristique structurelle géologique et/ou condition stratigraphique, ou en dépendant. Un champ peut comporter un ou plusieurs gisements séparés verticalement par la présence de strates imperméables ou latéralement par des barrières géologiques locales, ou les deux.

Gaz naturel de gisement

Gaz naturel extrait d'un puits de production avant d'entrer dans la première phase de traitement, la déshydratation par exemple.

Conservation du gaz

Production bénéficiaire de gaz associé acheminée d'une installation pétrolière à un réseau collecteur, un système d'injection ou d'utilisation, plutôt que d'être éliminée de façon permanente (p. ex. par ventilation ou brûlage à la torche).

Recyclage du gaz

Processus de récupération pétrolier qui prélève le gaz produit et le condensat, et les réinjecte dans le réservoir pour augmenter la pression et la production de liquides de gaz naturel.

Injection de gaz

Technique de récupération assistée, dans laquelle le gaz naturel est comprimé dans un réservoir producteur par un puits d'injection pour amener le pétrole jusqu'au puits de forage et à la surface.



Proportion gaz/huile

Nombre de mètres cubes standard de gaz produit par litre de pétrole brut ou d'un autre liquide hydrocarbure.

Huile lourde

Catégorie de pétrole brut caractérisée par une viscosité relativement élevée, une proportion carbone-hydrogène plus grande, une proportion importante de bitume et des densités spécifiques (masses) plus fortes. L'huile lourde a généralement une densité IAP d'environ 28° ou moins, elle est difficile à extraire avec les techniques traditionnelles et son raffinage est plus coûteux.

Hydrocarbure à forte tension de vapeur

Tout hydrocarbure et mélange d'hydrocarbures stabilisé, dont la tension de vapeur Reid (TVR) est supérieure à 14 kPa.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel ayant été réfrigéré à -160° C pour le condenser en un liquide. Le processus de liquéfaction enlève la plupart de la vapeur d'eau, du butane, du propane et des autres gaz traces qui sont habituellement contenus dans le gaz naturel ordinaire. Le GNL qui en résulte est habituellement du méthane pur à plus de 98%.

Gaz de pétrole liquéfié (GPL)

Mélange de gaz naturel composé principalement d'éthane, de propane et de butanes, avec de petites quantités de pentanes plus (C5+), sous quelque combinaison que ce soit. Le fluide est habituellement gazeux dans les conditions atmosphériques, mais il devient liquide sous pression.

Teneur en méthane du gaz naturel

Volume de méthane contenu dans un volume unitaire de gaz naturel à 15° C et 101,325 kPa.

Dégagement gazeux

Emissions de vapeur ou de gaz rejetées par un processus ou un équipement.

Pétrole

Terme utilisé pour désigner le pétrole brut, que ce soit avant ou après qu'il ait été soumis à un raffinage ou un traitement, tout hydrocarbure récupéré à partir de pétrole brut, de sables pétrolifères, de gaz naturel ou de charbon, pour être transmis à l'état liquide, et le gaz naturel liquéfié, ainsi que tout autre substance associée à ce pétrole brut, à cet hydrocarbure ou à ce gaz naturel liquéfié.

Sables pétrolifères

Sables et autres matériaux rocheux contenant du bitume brut.

Gaz naturel

Mélange se formant naturellement à partir de composés d'hydrocarbures et de non hydrocarbures existant dans la phase gazeuse ou en solution avec des liquides hydrocarbures, dans des formations géologiques sous la surface de la terre. Le principal constituant d'hydrocarbure est le méthane.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Liquides de gaz naturel (LGN)

Hydrocarbures liquides tels que l'éthane, le propane, le butane, le pentane, l'essence naturelle et le condensat, qui sont extraits du gaz naturel de champ.

Gaz non associé

Gaz produit à partir d'un gisement de gaz (p. ex. gaz qui n'est pas associé à des réservoirs ou à la production de pétrole ou de bitume).

Offshore

Zone géographique située en mer, au large du littoral. En général, le terme « littoral » signifie la ligne des basses eaux ordinaires, le long de la partie de la côte qui est en contact direct avec la pleine mer, ou la ligne marquant la limite côté mer des eaux intérieures.

Opérateur

Compagnie nommée par les parties prenantes d'une entreprise pour assumer la responsabilité principale des opérations et des activités quotidiennes d'une usine ou d'une activité spécifique.

Distillats de tête

Gaz ou vapeur ayant été séparé ou généré à partir d'un courant d'entrée dans un récipient, et qui est rejeté depuis le sommet de ce récipient.

Pétrole

Autre nom pour désigner le pétrole brut.

Pentanes plus

Mélange d'hydrocarbures, la plupart du temps des pentanes et des fractions plus lourdes, extraits du gaz naturel. Cette catégorie comprend l'essence naturelle, l'isopentane et le condensat industriel.

Raclage

Opération consistant à insérer un racleur dans un pipeline au moyen d'un lanceur de racleur, en le laissant descendre le long du pipeline en même temps que l'écoulement de fluide, et à le récupérer à l'aide du récepteur de racleur en aval.

Rupture de pipeline

Rupture se produisant dans n'importe quelle partie d'un pipeline.

Combustible de pipeline

Gaz naturel consommé lors de l'exploitation d'un pipeline de gaz naturel, essentiellement dans les compresseurs.

Condensat industriel

L'un des produits provenant des usines de gaz naturel, la plupart du temps des pentanes et des fractions plus lourdes, récupérés et séparés sous forme de liquides au niveau des séparateurs de gaz d'entrée ou des épurateurs dans les usines de traitement ou les installations de champ.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES

Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Gisement

Synonyme du terme réservoir ; dans certaines situations, cependant, un gisement peut comporter plus d'un réservoir.

Eau produite

Eau extraite de la terre à partir d'un puits de production de pétrole ou de gaz naturel, ou qui est séparée du pétrole brut, du condensat ou du gaz naturel après extraction.

Réservoir

Formation souterraine poreuse et perméable contenant une accumulation naturelle individuelle et séparée d'hydrocarbures exploitables (pétrole et/ou gaz), qui est confinée par des barrières imperméables d'eau ou de roche et se caractérise par un système unique de pression naturelle. Dans la plupart des situations, les réservoirs sont classés en tant que réservoirs de pétrole ou réservoirs de gaz par un organisme de réglementation. En l'absence d'une autorité de réglementation, la classification repose sur l'occurrence naturelle des hydrocarbures dans le réservoir, telle qu'elle est déterminée par l'opérateur.

Produits raffinés

Production traitée et commercialisable d'une raffinerie de pétrole. Les exemples pouvant être cités sont le naphta, l'essence, le kérosène, le mazout domestique, le carburant diesel, les huiles à base de lubrifiants et l'asphalte.

Production de raffinerie

Quantité totale de produits pétroliers générée à partir des entrées en raffinerie au cours d'une période donnée, y compris les produits générés et consommés par la raffinerie. Ce chiffre comprend (1) les ventes ou les transferts de tous les produits finis, y compris l'utilisation au sein de la raffinerie à des fins autres qu'à des fins de combustibles, (2) l'ensemble de la consommation interne de produits finis ou non finis en tant que combustibles, (3) plus/moins toute addition/soustraction dans l'inventaire des stocks finis. Les additifs non pétroliers sont exclus.

Gain de traitement en raffinerie

Quantité volumétrique par laquelle la production totale est supérieure à l'entrée pour une période de temps donnée. Cette différence résulte du traitement de pétrole brut en des produits qui, au total, ont une densité spécifique inférieure à celle du pétrole brut traité. En termes de volume, la production totale des produits est par conséquent supérieure aux entrées.

Perte de traitement en raffinerie

Quantité volumétrique par laquelle la production totale est inférieure aux entrées pour une période de temps donnée. Cette différence résulte du traitement de pétrole brut en des produits qui, au total, ont une densité spécifique supérieure à celle du pétrole brut traité. Ainsi, en termes de volume, la production totale est inférieure aux entrées. Les pertes physiques sont également prises en compte (p. ex. les pertes dues au brûlage à la torche, les rejets dans l'atmosphère).

Gaz résiduaire

Gaz naturel dont on a extrait, dans une usine de traitement de gaz, des produits d'usine à gaz (liquides de gaz naturel) et, dans certains cas, des produits non hydrocarbures.



Huile de schiste

Huile produite à partir de schiste bitumeux, roche sédimentaire feuilletée contenant un hydrocarbure solide et cireux appelé kérogène, lequel est mélangé à la structure rocheuse. L'huile de schiste est la substance hydrocarbure produite à partir de la décomposition du kérogène, lorsque l'huile de schiste est chauffée en milieu anaérobie. L'huile de schiste brute ressemble à du pétrole brut lourd, visqueux, à faible teneur en soufre et à haute teneur en azote, mais elle peut être valorisée pour donner un pétrole brut non sulfuré de bonne qualité.

Gaz dissous

Gaz qui se trouve en solution avec le pétrole ou le bitume produit.

Huile acide

Pétrole brut contenant du soufre libre, du sulfure d'hydrogène ou d'autres composés de soufre.

Gaz acide

Gaz naturel brut qui contient des quantités suffisantes de sulfure d'hydrogène, de dioxyde de carbone et d'autres composés à base de soufre pour présenter un danger en termes de santé publique en cas de dégagement, ou des odeurs hors concession inacceptables en cas de ventilation dans l'atmosphère.

Conditions de référence standard

La plupart des fabricants d'équipements rapportent les données concernant le débit, la concentration et le rendement des équipements aux conditions standard ISO, qui sont de 15° C, 101,325 kPa, niveau de la mer et 0,0% d'humidité relative.

Vapeurs des cuves de stockage

Faible volume de gaz dissous présent dans les cuves de stockage de pétrole, qui peut être rejeté des cuves.

Suspension

Cessation des activités normales de production, d'exploitation ou d'injection d'une installation.

Gaz non corrosif

Gaz naturel brut contenant une concentration relativement faible de composants sulfurés, tels que le sulfure d'hydrogène.

Pétrole brut synthétique

Mélange d'hydrocarbures, similaire au pétrole brut, dérivé de la valorisation du bitume issu de sables pétrolifères.

Pétrole extrait de sables asphaltiques (ou bitume brut)

Mélanges d'hydrocarbures liquides entièrement dérivés de sables imprégnés de bitume (ou sables pétrolifères), qui nécessitent un nouveau traitement autre qu'un mélange mécanique avant de devenir des produits pétroliers finis.



Ensemble des stocks de pétrole

Volume de pétrole brut (comprenant le condensat de concession), de liquides d'usines à gaz naturel et de produits pétroliers détenus par les producteurs de pétrole brut, les entreposeurs de pétrole brut, les compagnies transportant le pétrole brut par voie d'eau, les compagnies responsables des pipelines de pétrole brut, les sociétés de raffinage, les sociétés de produits pour pipelines et les compagnies responsables des terminaux de déchargement en vrac. Sont compris le pétrole domestique et le pétrole étranger dédouanés aux fins de la consommation domestique (c'est-à-dire que le pétrole étranger en transit vers le pays de destination et le pétrole étranger entreposé en douane, y compris le pétrole se trouvant en zone franche, sont exclus de ces statistiques sur les stocks). Tous les stocks sont répertoriés sur une base de garde, quel que soit le propriétaire du pétrole.

Gaz naturel humide

Gaz de gisement devant être traité pour extraire les liquides de gaz naturel afin de satisfaire aux exigences contractuelles relatives au point de rosée des hydrocarbures.

9.3 Terminologie relative aux équipements

Équipement auxiliaire

Tout équipement parmi les suivants : pompes, limiteurs de pression, systèmes de raccordement d'échantillonneurs, vannes de bout de ligne, ou conduites, vannes, brides ou autres connecteurs.

Séparateur IAP

Séparateur huile-eau du type à gravité, tel que ceux décrits dans la publication N° 421 de l'Institut Américain du Pétrole. Ces séparateurs sont utilisés pour le traitement primaire de l'eau huileuse rejetée par les systèmes d'égouts industriels. Généralement, le séparateur comprend un ou plusieurs canaux ouverts en parallèle. Chaque canal est équipé d'un écrémeur d'huile et d'un système de collecte des boues.

Chaudière

Dispositif fermé utilisant la combustion à flamme contrôlée et dont le rôle est de récupérer et d'exporter de l'énergie thermique sous forme de vapeur ou d'eau chaude.

Systèmes d'étanchéité pour compresseurs centrifuges

Les compresseurs centrifuges nécessitent généralement des joints de bout d'arbre entre le compresseur et les corps de palier. On utilise ou bien des joints de recouvrement mécaniques lubrifiés à l'huile, ou bien des joints d'arbre à bague de lubrification, ou encore des joints d'arbre à gaz sec. Le volume de fuite d'un joint donné aura tendance à augmenter avec l'usure entre le joint et l'arbre du compresseur, la pression de service et la vitesse de rotation de l'arbre.

Système à évent fermé

Système qui n'est pas ouvert sur l'atmosphère et qui est composé de tuyauteries, de canalisations, de raccords et, si nécessaire, de dispositifs d'entraînement du débit qui transportent le gaz ou la vapeur d'un point d'émission vers un ou plusieurs dispositifs de contrôle.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Dispositif de combustion

Équipement individuel tel qu'une torche, un incinérateur, une chaudière ou un appareil de production de chaleur industrielle, utilisé pour la combustion d'émissions organiques.

Connecteurs

Toute connexion à bride ou fileté, ou assemblage mécanique, à l'exception de toutes les connexions soudées ou reprises à l'envers. S'il est correctement installé et entretenu, un connecteur peut assurer une étanchéité quasiment parfaite pendant de longues périodes. Cependant, de nombreux facteurs peuvent entraîner des problèmes de fuites. Parmi les causes les plus fréquentes, on peut citer les vibrations, les contraintes et les cycles thermiques, les surfaces de contact endommagées ou sales, des matériaux d'étanchéité incorrects, un serrage insuffisant, un défaut d'alignement et des dommages dus à une intervention extérieure.

Dispositif de contrôle

Tout équipement utilisé pour récupérer ou oxyder du gaz naturel résiduaire ou des vapeurs de composés organiques volatiles (COV). Ces équipements comprennent, entre autres, des absorbeurs, des adsorbants de carbone, des condensateurs, des incinérateurs, des torches, des chaudières et des appareils de production de chaleur industrielle.

Couvercle

Dispositif placé au sommet ou au-dessus d'un matériel, de sorte que la surface entière du matériel soit enfermée et étanche. Un couvercle peut comporter des ouvertures telles que des trappes d'accès, des orifices de prise d'échantillons et des puits de jauge, si ces ouvertures sont nécessaires pour l'exploitation, l'inspection, l'entretien ou la réparation de l'unité sur laquelle le couvercle est installé, à condition que chaque ouverture soit fermée et rendue étanche lorsqu'elle n'est pas utilisée. De plus, un couvercle peut comporter un ou plusieurs dispositifs de sécurité. Les exemples de couvercles pouvant être cités sont, entre autres, les toits fixes installés sur les cuves, les toits flottants externes installés sur les cuves et les couvercles installés sur les fûts ou sur d'autres conteneurs.

Séparateur de flottation à l'air dissous (FAD)

Séparateur huile-eau du type à gravité, équipé d'une méthode d'introduction d'air comprimé à la base du séparateur, près de l'entrée, afin de faciliter la flottation de l'huile et des particules solides en suspension (c'est-à-dire en épaississant la flottation à l'air dissous). Un séparateur FAD est généralement utilisé en liaison avec un séparateur IAP. Le séparateur IAP retire les produits hydrocarbures libres bruts qui flottent facilement, tandis que le séparateur FAD est utilisé pour polir l'effluent venant du séparateur IAP.

Traiteur d'émulsion

(Voir réchauffeur-traiteur)

Systèmes de torches et d'évents

La ventilation et le brûlage à la torche sont des méthodes courantes d'élimination des volumes de gaz résiduaire dans les installations de pétrole et de gaz. Les empilements sont conçus pour assurer une dispersion atmosphérique sans danger de l'effluent. Les torches sont normalement utilisées lorsque le gaz résiduaire contient des composants odorants ou toxiques (p. ex. du sulfure



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

d'hydrogène). Sinon, le gaz est habituellement ventilé. Des systèmes distincts torche/évent sont généralement utilisés pour les courants de gaz résiduels à haute et à basse pression.

Réchauffeur-traiteur

Récipient qui réchauffe une émulsion et élimine l'eau et le gaz de l'huile afin de lui donner une qualité acceptable pour un acheminement par pipeline ou d'autres moyens de transport. Un réchauffeur-traiteur est la combinaison d'un réchauffeur, d'un séparateur d'eau libre et d'un séparateur d'huile et de gaz.

Incinérateur

Dispositif de combustion clos qui est utilisé pour détruire les composés organiques. Un combustible auxiliaire peut être utilisé pour réchauffer le gaz résiduel jusqu'à des températures de combustion. Une section de récupération d'énergie n'est pas physiquement formée au sein d'une unité fabriquée ou assemblée avec la section de combustion ; au contraire, la section de récupération d'énergie est une section distincte suivant la section de combustion et toutes deux sont reliées par des conduites ou connexions transportant les gaz de carneau. La limitation de la section de récupération d'énergie ci-dessus ne s'applique pas à une section de récupération d'énergie utilisée uniquement pour préchauffer le courant d'évent ou l'air de combustion arrivant.

Réchauffeur de conduite

Réchauffeur à mise à feu indirecte utilisé pour réchauffer le fluide d'un pipeline à des températures supérieures à la formation d'hydrate ou au gel.

Réchauffeur à mise à feu directe

Réchauffeur dans lequel les gaz de combustion occupent la majeure partie du volume du réchauffeur et réchauffent le courant de procédé contenu dans des tuyaux disposés devant des murs réfractaires (section radiante) et regroupés dans la partie supérieure (section convective). Les réchauffeurs convectifs constituent une application spécifique où il n'y a qu'une section convective.

Torche

Flamme nue utilisée pour l'élimination de routine ou d'urgence de gaz résiduels. Il existe toute une variété de types de torches différents, parmi lesquels les fosses de brûlage, les fûts de torches, les torches à tambour protégé et les torches basses.

Toit fixe

Couvercle monté sur un récipient de stockage et qui ne bouge pas avec les fluctuations du niveau du liquide.

Indicateur de débit

Dispositif indiquant la présence ou non d'un débit de gaz dans une conduite, ou si la position de la vanne permettrait la présence d'un débit de gaz dans une conduite.

Réchauffeurs à tubes de fumée

Les gaz de combustion sont contenus dans un tube de fumée entouré d'un liquide qui remplit l'enveloppe du réchauffeur. Ce liquide peut être soit le courant de procédé, soit une source de chaleur qui entoure l'ensemble de serpentins contenant le courant de procédé. Les applications



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

courantes comprennent les chaudières à mise à feu indirecte, au bain-marie (réchauffeurs de conduites) et les rebouilleurs de glycol.

Séparateur gaz-condensat-glycol (GCG)

Séparateur en deux ou trois phases, à travers lequel on fait passer le courant de glycol « riche » d'une unité de déshydratation au glycol pour éliminer le gaz et le liquide hydrocarbure entraînés. Le séparateur GCG est couramment appelé séparateur à détente ou cuve de détente.

Déshydrateur au glycol

Dispositif dans lequel un absorbant glycol liquide (p. ex. de l'éthylène glycol, du diéthylène glycol ou du triéthylène glycol) entre directement en contact avec un courant de gaz naturel et absorbe l'eau dans une tour de contact ou colonne d'absorption (absorbeur). Le glycol établit un contact et absorbe la vapeur d'eau et d'autres constituants du courant de gaz issu du gaz naturel et devient du glycol « riche ». Ce glycol est ensuite régénéré dans le rebouilleur de l'unité de déshydratation au glycol. Le glycol « pauvre » est ensuite recyclé.

Event de rebouilleur de déshydrateur au glycol

Event par lequel passe l'échappement du rebouilleur d'une unité de déshydratation au glycol, depuis le rebouilleur jusqu'à l'atmosphère ou jusqu'à un dispositif de contrôle.

Compresseur intégral

Compresseur à piston partageant un vilebrequin et un carter de moteur avec le moteur entraînant le compresseur.

Vannes et conduites de bout de ligne

Toute vanne pouvant rejeter des fluides de procédé directement dans l'atmosphère en cas de fuite au-delà du siège. La fuite peut résulter d'une mauvaise assise due à une obstruction ou une accumulation de boue, ou à un siège endommagé ou usé. On appelle conduite de bout de ligne tout segment de tuyau qui peut être fixé à cette vanne et qui s'ouvre sur l'atmosphère à l'autre extrémité.

Peu de vannes et de conduites de bout de ligne sont conçues pour des systèmes de procédé. Cependant, leur nombre réel peut s'avérer relativement important sur certains sites, en raison de mauvaises pratiques d'exploitation et de différentes modifications de procédé pouvant intervenir au fil du temps.

Quelques exemples courants de cas dans lesquels ce type de source peut être observé sont indiqués ci-dessous :

- Epurateur, unité de compresseur, station et vannes de purge sur la conduite principale ;
- Vanne d'approvisionnement en gaz pour démarreur de moteur actionné au gaz (c'est-à-dire où le gaz naturel constitue la source d'approvisionnement) ;
- Vannes de sectionnement d'un instrument, où l'instrument a été retiré à des fins de réparation ou pour d'autres raisons ;
- Purge ou points d'échantillonnage.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Racleur

Dispositif pouvant être équipé de coupelles en élastomère, qui est inséré dans un pipeline et poussé par le fluide qui s'écoule pour remplir l'une quelconque des fonctions suivantes : nettoyage, déplacement, triage ou inspection interne. Il tire son nom des grincements que font les racleurs de pipelines lors de leur première utilisation.

Lanceur de racleur

Dispositif de tuyauterie permettant aux racleurs d'être lancés dans un pipeline sans en arrêter le débit.

Indicateur de passage de racleur

Dispositif installé sur un pipeline pour indiquer le passage d'un racleur. Le passage du racleur est signalé par une indication visuelle ou une indication électrique, ou une combinaison des deux. Les indicateurs de racleurs peuvent également être utilisés dans les systèmes automatisés, pour assurer le fonctionnement des vannes dans la séquence correcte. Il existe également un modèle non intrusif qui ne nécessite pas de robinet.

Récepteur de racleur

Dispositif de tuyauterie qui permet aux racleurs d'être retirés d'un pipeline sans en arrêter le débit.

Soupapes de décharge ou soupapes de sécurité

Ces soupapes sont utilisées pour protéger la tuyauterie et les récipients de procédé contre les surpressions accidentelles. Elles sont montées sur ressorts, si bien qu'elles sont complètement fermées lorsque la pression en amont est inférieure à la consigne, et elles ne s'ouvrent que lorsque la consigne est dépassée. Les soupapes de décharge s'ouvrent proportionnellement à la quantité de surpression, afin d'assurer une ventilation modulée. Les soupapes de sécurité s'ouvrent entièrement lorsqu'elles sont activées.

Lorsque les soupapes de décharge ou les soupapes de sécurité se remettent en place après avoir été activées, elles présentent souvent des fuites parce que le siège n'a pas repris sa position d'origine, soit à cause d'un endommagement de la portée, soit à cause d'une accumulation de matériaux étrangers sur le bouchon du siège. La conséquence en est qu'elles sont souvent responsables d'émissions fugitives. Un autre problème se pose si la pression de service est trop proche de la pression de consigne, ce qui conduit la soupape à « battre » ou à « sauter » à la pression de consigne.

Les fuites de gaz provenant d'une soupape de décharge peuvent être détectées à l'extrémité du tuyau de ventilation (ou corne). En outre, un port de contrôle est normalement installé au fond de la corne, près de la soupape.

Appareil de production de chaleur industrielle

Dispositif clos utilisant une flamme contrôlée, dont le principal objectif est de transférer de la chaleur à un fluide de procédé ou à un matériau de procédé qui n'est pas un fluide, ou encore de réchauffer un matériau de transfert destiné à être utilisé dans un procédé (plutôt que pour la production de vapeur).



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Réceptif de procédé

Réchauffeur, déshydrateur, séparateur, purificateur ou tout autre réceptif utilisé dans la transformation ou le traitement du gaz ou du pétrole produit.

Joint de pompes

Les pompes volumétriques sont normalement utilisées pour pomper les liquides hydrocarbures dans les installations de pétrole et de gaz. Les pompes volumétriques comportent un piston alternatif, un diaphragme ou un piston plongeur, ou encore une vis ou un engrenage rotatif.

Les garnitures d'étanchéité, avec ou sans produit d'étanchéité, constituent le moyen le plus simple de contrôler les fuites autour de l'arbre de la pompe. Elles peuvent être utilisées à la fois sur des pompes rotatives et des pompes à pistons. Des matériaux pour garnitures d'étanchéité spécialement conçus sont disponibles pour différents types de services. Le matériau sélectionné est placé dans un presse-étoupe et la boîte à garniture est serrée pour comprimer la garniture autour de l'arbre. Toutes les garnitures fuient et nécessitent généralement un serrage fréquent de la boîte à garniture et un remplacement périodique de la garniture.

La contamination particulaire, la surchauffe, l'usure des joints, les fuites dues au glissement du joint et les vibrations contribuent à augmenter les taux de fuites au fil du temps.

Compresseur à pistons

Équipement qui augmente la pression d'un gaz de procédé par déplacement positif, en utilisant le mouvement linéaire de l'arbre d'entraînement.

Systèmes de garnitures pour compresseurs à pistons

Ces systèmes sont utilisés sur les compresseurs à pistons pour contrôler les fuites autour de la tige de piston de chaque cylindre. Les systèmes de garnitures traditionnels ont toujours été sujets aux fuites, même dans les meilleures conditions. Selon un fabricant, les fuites provenant de l'intérieur du cylindre ou de n'importe lequel des différents événements seront de l'ordre de 1,7 to 3,4 m³/h dans des conditions normales, et pour la plupart des gaz. Cependant, ces taux peuvent augmenter rapidement au fur et à mesure de l'usure normale et de la dégradation du système.

Dispositif de dégagement

Dispositif utilisé uniquement pour rejeter un déversement imprévu et exceptionnel, afin d'éviter tout danger en matière de sécurité ou tout endommagement d'équipements. Un déversement du dispositif de dégagement peut résulter d'une erreur de l'opérateur, d'un dysfonctionnement comme, par exemple, une panne de courant ou d'équipement, ou de tout autre cause imprévue nécessitant de ventiler immédiatement le gaz de l'équipement de procédé afin d'éviter tout risque en matière de sécurité ou tout endommagement d'équipements.

Dispositif de sécurité

Dispositif remplissant les deux conditions suivantes : d'une part, le dispositif n'est pas utilisé pour la ventilation planifiée ou de routine de liquides, de gaz ou de fumées provenant de l'unité ou de l'équipement sur lequel le dispositif est installé ; d'autre part, le dispositif reste à tout moment dans une position fermée et étanche, sauf lorsqu'un événement imprévu nécessite d'ouvrir le dispositif afin d'empêcher tout endommagement physique ou déformation permanente de l'unité ou de l'équipement sur lequel le dispositif est installé, conformément aux bonnes



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

pratiques en matière d'ingénierie et de sécurité relatives à la manutention de matières inflammables, combustibles, explosives, ou d'autres matières dangereuses. Les exemples d'événements imprévus pouvant nécessiter l'ouverture d'un dispositif de sécurité comprennent la défaillance d'un composant essentiel de l'équipement ou une brusque coupure de courant.

Stabilisateur

Récipient sous pression chauffé utilisé pour faire évaporer la fraction volatile d'un courant liquide afin d'obtenir un produit moins volatile capable d'être stocké dans des cuves à la pression atmosphérique.

Récipient de stockage

Cuve ou autre récipient conçu pour contenir une accumulation de pétrole brut, de condensat, de liquides hydrocarbures intermédiaires ou d'eau produite, et qui est essentiellement composé de matériaux non terreux (p. ex. du bois, du béton, de l'acier et du plastique) assurant un soutien structurel.

Récipient de stockage doté d'un potentiel d'émission éclair

Tout récipient de stockage qui reçoit des liquides hydrocarbures contenant du gaz naturel dissous qui quitte l'état de solution lorsque la pression du fluide diminue.

Bassin de réception des résidus (ou ouvrage de retenue d'eau artificielle)

Bassin ouvert dans lequel on place et on laisse reposer les eaux usées contaminées par des polluants solides. Les polluants solides en suspension dans l'eau s'écoulent au fond du bassin. En fonction de la conception du bassin, il arrive qu'on laisse le liquide contaminé par des polluants dissous déborder de l'enceinte.

Cuve

Dispositif conçu pour contenir les matériaux produits, générés et utilisés par l'industrie pétrolière. Il est construit à partir de matériaux imperméables tels que le béton, le plastique, le plastique renforcé de fibre de verre ou l'acier, qui assure un soutien structurel.

Rotation

Activité d'entretien programmée et à grande échelle, qui consiste à mettre toute une unité de procédé hors service pour une période prolongée, afin qu'elle soit entièrement remodelée et renouvelée.

Vanne

Dispositif permettant de contrôler le débit d'un fluide. Il existe, sur une vanne ordinaire, trois endroits où des fuites peuvent se produire : (1) depuis le corps de la vanne et autour de la tige de la vanne, (2) autour des raccords d'extrémité ou (3) au-delà du siège de la vanne. Les fuites du premier type sont appelées fuites de vannes. Les émissions provenant des raccords d'extrémité sont rangées dans la catégorie des fuites de raccords. Les fuites se produisant au-delà du siège de la vanne constituent une source potentielle d'émissions si la vanne ou n'importe quelle tuyauterie en aval est ouverte sur l'atmosphère. On parle ici de conduite ou vanne de bout de ligne.

Les points de fuites potentiels, sur chacun des différents types de vannes, se situent selon le cas autour de la tige de la vanne, des joints du corps (p. ex. là où le chapeau est raccordé au corps de



la vanne, aux raccords de retenue), des accessoires du corps (p. ex. les graisseurs, les orifices de vidange), du guide de garniture et de tout orifice de contrôle du système de garniture de la tige. En général, la garniture de la tige de la vanne constitue, parmi ces pièces, celle qui risque le plus de fuir.

Les différents types de vannes comprennent les vannes à casque, les vannes à soupapes, les vannes papillons, les vannes à boisseaux et les vannes à opercule. Les deux premiers types sont des modèles à tige montante, les autres étant des vannes quart de tour. Les vannes peuvent être équipées ou bien d'un volant, ou bien d'un levier pour les opérations manuelles, ou encore d'un actionneur ou d'un moteur pour un fonctionnement automatisé.

9.4 Terminologie relative aux émissions

Déversements accidentels

Rejets de pétrole, d'eau produite, de produits chimiques de procédé et/ou de gaz naturel dans l'environnement à la suite d'une erreur humaine, d'un dysfonctionnement d'équipements ou d'une défaillance importante d'équipements (p. ex. rupture d'un pipeline, éruption d'un puits, explosion).

Fuites des équipements

Emissions de gaz naturel ou de liquides hydrocarbures provenant de composants d'équipements (c'est-à-dire des vannes, raccords, joints de compresseurs, joints de pompes, dispositifs de décharge et systèmes d'échantillonnage).

Pertes de remplissage

Pertes par évaporation qui se produisent lors du remplissage des camions-citernes, des wagons-citernes et des pétroliers.

Emissions résultant du brûlage à la torche

Produits de combustion (p. ex. CO₂, H₂O, SO₂ et N₂O) et produits de combustion incomplète (p. ex. CH₄ et COV) émis par le brûlage à la torche de volumes de gaz résiduaux.

Emissions fugitives

Somme des émissions résultant de déversements accidentels, de fuites d'équipements, de pertes de remplissage, du brûlage à la torche, de fuites de pipelines, de pertes de stockage, de la ventilation et de toutes les autres émissions directes, à l'exception de celles provenant de l'utilisation de combustibles.

Fuite de pipeline

Emission fugitive passant par une petite ouverture de la paroi d'un pipeline (p. ex. due à la corrosion ou à des défauts matériels) ou provenant de vannes, d'accessoires ou de raccords fixés à un pipeline.

Pertes de stockage

Pertes en procédé, pertes par respiration et pertes éclair à partir de cuves de stockage.



Groupe Consultatif d'Experts (GCE) – Inventaire National des GES
Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives

Emissions ventilées

Rejets de polluants dans l'atmosphère, par conception ou pratique opérationnelle. Ils peuvent se produire soit sur une base continue, soit sur une base intermittente. Les causes ou les sources de ventilation les plus courantes sont les dispositifs actionnés au gaz qui utilisent du gaz naturel comme source d'approvisionnement (p. ex. les moteurs de démarrage des compresseurs, les pompes à injection chimique et d'odorisation, les boucles de commande des équipements, les actionneurs de vannes et certains types de pompes de circulation du glycol), les purges des équipements et les activités de purge, ainsi que la ventilation de dégagement gazeux de distillation imputables aux déshydrateurs au glycol.

