

## **Atelier sur les Inventaires de Gaz à Effet de Serre du GCE**

Nom : \_\_\_\_\_.

### **Secteur de l'Energie – Emissions Fugitives**

1. Quel est le facteur le plus important pour déterminer la quantité d'émissions de méthane provenant des mines de charbon ?
  - (a) L'âge de la mine
  - (b) Le type de charbon
  - (c) Le type de mine
  - (d) La région géographique
  
2. Quel est le segment d'un système de gaz naturel risquant le plus de présenter les plus grandes pertes de gaz naturel par unité de débit ?
  - (a) Exploration
  - (b) Production et traitement
  - (c) Transmission
  - (d) Distribution
  
3. Quelle est la catégorie d'installations risquant le moins de constituer une source notable d'émissions fugitives de méthane ?
  - (a) Puits d'huiles lourdes
  - (b) Unités pétrolières à puits unique
  - (c) Unités pétrolières groupées
  - (d) Terminaux pétroliers
  
4. Quelle est la partie de l'industrie pétrolière risquant le plus de constituer la source dominante d'émissions de gaz à effet de serre provenant de fuites fugitives d'équipements (en supposant qu'il n'y ait pas d'importations) ?
  - (a) Exploration
  - (b) Production
  - (c) Transport
  - (d) Raffinage/stockage
  - (e) Distribution de produits pétroliers

5. Quelle est la partie de l'industrie pétrolière risquant le moins d'avoir des émissions de gaz à effet de serre sous forme de méthane provenant de fuites fugitives d'équipements ?
- (a) Exploration
  - (b) Production
  - (c) Transport
  - (d) Raffinage/stockage
  - (e) Distribution de produits pétroliers
6. Quelles est la partie de l'industrie pétrolière risquant le plus d'avoir d'importantes émissions de gaz à effet de serre provenant de la ventilation et du brûlage à la torche ?
- (a) Exploration
  - (b) Production
  - (c) Transport
  - (d) Raffinage/stockage
  - (e) Distribution de produits pétroliers
7. Le gaz naturel produit en association avec du pétrole brut peut être :
- (a) Utilisé pour les besoins de traitement sur site
  - (b) Réinjecté dans la formation productrice pour maintenir la pression du réservoir
  - (c) Ventilé ou brûlé à la torche
  - (d) Collecté dans un système de collecte de gaz
  - (e) Perdu dans l'atmosphère en raison de fuites d'équipements
  - (f) Utilisé pour produire de l'énergie électrique à utiliser sur site et à vendre dans le réseau électrique
  - (g) Toutes les possibilités ci-dessus
  - (h) (a)–(d) et (f)
  - (i) (a)–(e)
8. Quelle est la partie de l'industrie du gaz naturel risquant le moins de brûler à la torche des volumes de gaz résiduels ?
- (a) Exploration
  - (b) Production/traitement
  - (c) Transmission
  - (d) Distribution
9. Quelle est l'activité de post-exploitation risquant le plus de produire des émissions fugitives de méthane ?
- (a) Criblage
  - (b) Transport

- (c) Chargement/déchargement
- (d) Concassage
- (e) Combustion

10. Quelle est, parmi les contributions ci-dessous, celle qui n'est pas une contribution valable aux émissions fugitives issues de l'exploitation et de la manutention du charbon ?

- (a) Dégagement de gaz provenant de la couche de charbon
- (b) Dégagement de gaz provenant des strates se trouvant au-dessus
- (c) Dégagement de gaz provenant des strates se trouvant au-dessous
- (d) Brûlage à la torche/ventilation du méthane issu des puits de dégazage des mines
- (e) Fuites provenant d'un système de production de méthane houiller
- (f) (c), (d) et (e)
- (g) (d) et (e)

11. Quelle est celle des indications suivantes qui n'est pas vraie ?

- (a) Les raffineries de pétrole ne constituent pas des sources normalement notables d'émissions fugitives de gaz à effet de serre dues à des fuites des équipements
- (b) Tout le gaz naturel produit est traité avant d'être mis sur le marché
- (c) Tous les pays ayant des systèmes de distribution de gaz naturel ont une production de gaz naturel
- (d) Les pays ayant des raffineries de pétrole n'ont pas nécessairement une production de pétrole

12. Quelle est celle des indications suivantes qui est fautive ?

- (a) Les grandes installations constituent les sources principales d'émissions fugitives, tant sur les systèmes de pétrole que sur les systèmes de gaz naturel
- (b) Les cuves de stockage risquent de constituer des sources importantes d'émissions de méthane dans les installations de production
- (c) La ventilation des gaz de cuvelage provenant de puits d'huiles lourdes constitue potentiellement une source importante d'émissions de méthane
- (b) Le gaz résiduaire n'est normalement brûlé à la torche que s'il est hautement toxique ou odorant, faute de quoi il est ventilé

13. Quelle est celle des indications suivantes qui est fautive ?

- (a) Les pays ayant un système de gaz naturel, une production de pétrole ou un raffinage de pétrole doivent rendre compte des volumes ventilés et brûlés à la torche

- (b) Les usines de traitement du gaz ayant des unités d'adoucissement du gaz auront probablement des émissions de CO<sub>2</sub> brut
- (c) Toutes les usines de traitement du gaz utilisent le gaz naturel comme source d'approvisionnement des instruments actionnés au gaz
- (d) Les usines qui traitent le gaz naturel acide ont probablement des émissions de CO<sub>2</sub> brut
- (e) Aucune des indications ci-dessus

14. Quelle est celle des indications suivantes qui est fausse ?

- (a) Le gaz résiduaire acide est plus apte à être brûlé à la torche qu'à être ventilé
- (b) Les puits peu profonds risquent moins de produire du gaz naturel acide que les puits profonds
- (c) Les raffineries de pétrole ont tendance à être à l'origine de plus d'émissions de méthane provenant de fuites fugitives d'équipements que les installations de champ en amont
- (d) Un critère important, dans l'évaluation de la quantité d'émissions provenant de systèmes de distribution de gaz, est le nombre de pipelines en fonte
- (e) Aucune des indications ci-dessus

15. Les cuves de stockage, dans les terminaux pétroliers, sont normalement des sources de :

- (a) Pertes en procédé
- (b) Pertes par respiration (ou permanentes)
- (c) Pertes éclair
- (d) Fuites fugitives d'équipements
- (e) Toutes les indications ci-dessus
- (f) (a) et (b) uniquement
- (g) (a), (b) et (c) uniquement
- (h) (a), (b) et (d) uniquement

16. Les émissions provenant de fuites fugitives d'équipements ne sont généralement pas affectées par :

- (a) Le type de composant
- (b) Le type de service
- (c) Le secteur industriel
- (d) L'âge de l'installation
- (e) La toxicité ou la valeur économique du fluide de procédé
- (f) Aucune des indications ci-dessus

17. Quelle est, parmi les sources ci-dessous, celle qui n'est normalement pas une source d'émissions de ventilation ?
- (a) Puits d'huiles lourdes
  - (b) Puits de gaz naturel
  - (c) Utilisation de gaz naturel comme source d'approvisionnement des équipements actionnés au gaz
  - (d) Stations de compresseurs de gaz naturel
18. Quelle est, parmi les sources ci-dessous, celle qui n'est pas une source d'émissions fugitives ?
- (a) Egouts industriels
  - (b) Bassins de réception des résidus
  - (c) Séparateurs IAP
  - (d) Events de secours
  - (e) Cuves d'eau produite
  - (f) Feux de charbon souterrains
  - (g) Aucune des indications ci-dessus

## Secteur de l'Énergie – Emissions Fugitives

1. Réponse : (c). C'est le type de mine qui a l'impact le plus grand sur la quantité d'émissions de méthane qui seraient escomptées de l'exploitation du charbon. Comme indiqué aux sections 1.7.2.2 et 1.7.2.3 du Manuel de Référence de la Version révisée 1996 des Lignes directrices du GIEC, la différence entre le taux d'émissions de méthane provenant de l'exploitation souterraine et le taux d'émissions de méthane provenant de l'exploitation de surface est plus grande que la plage potentielle de valeurs pour l'un ou l'autre des types d'exploitation. Les émissions de méthane provenant de mines souterraines sont de l'ordre de 10 à 25 m<sup>3</sup>/tonne de charbon, contre 0.3 à 2.0 m<sup>3</sup>/tonne pour les mines de surface.
2. Réponse : (b). Les pertes spécifiques de gaz naturel risquent d'être plus grandes pour la production et le traitement de gaz naturel que pour les autres segments figurant sur la liste. Cependant, toutes les Parties n'auront pas nécessairement chacun de ces segments industriels. Les activités d'exploration peuvent s'accompagner d'importantes émissions, mais celles-ci sont généralement de brève durée. Les installations de transmission de gaz naturel peuvent avoir des émissions fugitives importantes en raison de leur taille mais, globalement, la quantité d'équipements et de ventilation a tendance à être inférieure, par unité de débit, à celle de la production et du traitement de gaz. Parce qu'ils sont exploités à de basses pressions et qu'ils transportent du gaz odorisé, les systèmes de distribution de gaz ont tendance à avoir des émissions relativement faibles, sauf lorsque des quantités importantes de tuyauteries en fonte sont utilisées.
3. Réponse : (d). Parmi les types d'installations figurant sur la liste, ce sont les terminaux pétroliers qui risquent le moins de constituer des sources importantes d'émissions fugitives de méthane parce que le pétrole brut ne contient que des traces de méthane au moment où il atteint le système de pipelines de transmission. Le méthane a un point d'ébullition de -161,5° C à la pression atmosphérique, ce qui fait que la plus grande partie se volatilise rapidement lorsque le pétrole est traité et dans un premier temps remis dans les conditions des cuves de stockage, dans les installations de production en amont.
4. Réponse : (b). C'est le segment production de l'industrie pétrolière qui risque le plus de constituer la source dominante d'émissions de gaz à effet de serre provenant de fuites fugitives d'équipements. Le pétrole brut ne contient que des traces de méthane en aval des installations de production. Les équipements utilisés dans l'exploration du pétrole ne fonctionnent que pendant des périodes de temps relativement courtes et, pris ensemble, ils ne sont pas aussi importants que la quantité d'équipements en service dans les installations de production de pétrole.
5. Réponse : (e). C'est la distribution de produits pétroliers qui risque le moins d'avoir des émissions de méthane provenant de fuites fugitives d'équipements. La distribution de produits pétroliers s'effectue en aval des raffineries de pétrole. Le pétrole brut reçu des raffineries ne contient que des quantités traces de méthane et les produits raffinés que les raffineries produisent ne contiennent généralement pas de méthane. Les seules émissions fugitives de méthane qui pourraient se

- produire dans les installations de distribution de produits raffinés proviennent de fuites de composants dans les services de gaz combustible, où le gaz naturel est acheté pour être utilisé sur site (p. ex. pour le chauffage des locaux).
6. Réponse : (b). En supposant qu'une Partie ait une industrie de pétrole et de gaz équilibrée, c'est le segment production de l'industrie pétrolière qui risque le plus de constituer une source importante de ventilation et de brûlage à la torche. Les facteurs d'émission de Niveau I, présentés sur le tableau 2.16 de la section 2.7.1.2 des Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques, le montrent.
  7. Réponse : (g). Le gaz naturel produit en association avec du pétrole brut peut être utilisé à toutes les fins indiquées sur la liste. On produit habituellement plus de gaz associé que ce qui est nécessaire pour répondre aux besoins en combustible sur site. Le gaz dont on n'a pas besoin est soit conservé, s'il est économique de le faire, soit éliminé par ventilation ou brûlage à la torche. Dans les deux cas, quelques émissions fugitives provenant de fuites des équipements se produiront.
  8. Réponse : (c). C'est le segment transmission de l'industrie du gaz qui risque le moins de brûler à la torche des volumes de gaz résiduaux. En général, il est plus simple et plus économique, pour les compagnies, de ventiler que de brûler à la torche les volumes de gaz résiduaux (c'est-à-dire qu'il faut moins de protections et moins de terrain pour les systèmes de ventilation). De même, les activités de brûlage risquent plutôt de déclencher une réaction négative de la part du public (c'est-à-dire qu'elles ont tendance à être plus bruyantes et plus visibles, que la vue d'une grande flamme nue peut alarmer le public lorsqu'il n'est pas habitué à ces activités). Par conséquent, la pratique industrielle générale consiste à ne brûler les gaz résiduaux à la torche que s'ils contiennent des contaminants toxiques (p. ex. du sulfure d'hydrogène), s'ils sont malodorants ou si le brûlage à la torche constitue une exigence réglementaire. Le gaz manipulé par les systèmes de transmission a normalement été traité pour éliminer tous les contaminants et il n'a pas été odorisé. Les systèmes de distribution transportent généralement du gaz naturel odorisé, et les applications d'exploration et de production/traitement peuvent souvent impliquer des gaz odorants ou toxiques.
  9. Réponse : (d). Le concassage ou la pulvérisation du charbon constitue l'activité post-exploitation qui risque le plus de produire des émissions fugitives de méthane. Le méthane contenu dans le charbon, au moment où il quitte la mine, est largement présent en tant que gaz libre dans les pores et les espaces interstitiels du charbon (c'est-à-dire méthane interstitiel), bien qu'un peu de méthane soit faiblement adsorbé à la surface du charbon. Une partie du méthane lié au charbon est progressivement rejetée dans l'atmosphère par diffusion moléculaire, et une partie est rejetée chaque fois que le charbon est perturbé (c'est-à-dire déplacé ou manipulé). Le concassage ou la pulvérisation du charbon provoque un rejet rapide à la fois du méthane interstitiel et du méthane adsorbé.
  10. Réponse : (e). Les fuites provenant d'un système de production de méthane houiller ne constituent pas une source valable d'émissions fugitives provenant de l'exploitation et de la manutention du charbon. La production de méthane houiller dans un système de collecte de gaz fait partie de l'industrie du gaz naturel. Par conséquent, toute fuite provenant du système de production de méthane houiller

- doit être répertoriée à la rubrique systèmes de pétrole et de gaz plutôt qu'à la rubrique exploitation du charbon.
11. Réponse : (b). Tout le gaz naturel produit n'est pas traité dans sa totalité avant d'entrer sur le marché. Une partie du gaz naturel produit peut être d'une qualité suffisante pour une consommation immédiate sur le marché ; cependant, il est normalement nécessaire d'au moins comprimer et déshydrater le gaz pour répondre aux spécifications de vente du gaz. La compression et la déshydratation, seules, ne sont pas réputées constituer une usine de traitement du gaz. L'élément distinctif d'une usine de traitement du gaz est une unité de procédé pour le contrôle du point de rosée des hydrocarbures ou l'extraction de constituants de gaz d'hydrocarbure plus lourds que le méthane ; cependant, il peut également y avoir des unités de compression et de traitement pour éliminer des contaminants tels que la vapeur d'eau, le sulfure d'hydrogène, le dioxyde de carbone et l'azote, unités auxquelles s'ajoutent des installations pour la récupération du soufre et le traitement des liquides hydrocarbures.
  12. Réponse : (a). Les grandes installations ne constituent pas nécessairement les sources principales d'émissions fugitives pour ou bien les systèmes de pétrole, ou bien les systèmes de gaz naturel. La partie en amont de l'industrie du pétrole et du gaz, où la plupart des émissions fugitives se produisent, est habituellement caractérisée plus par de nombreuses petites installations et installations de champ, que par quelques grandes installations.
  13. Réponse : (c). Toutes les usines de traitement du gaz n'utilisent pas toutes du gaz naturel comme source d'approvisionnement des dispositifs actionnés au gaz (p. ex. les boucles de contrôle, les pompes à injection chimique, les échantillonneurs automatiques). Si le total des besoins de consommation de tout le site est suffisamment grand et que l'on dispose de l'énergie électrique, il peut être plus économique d'utiliser de l'air comprimé à titre de source d'approvisionnement. Ceci est habituellement le cas dans les grandes usines à gaz (capacité de conception supérieure à  $7 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ ) et dans la plupart des usines à gaz de moyenne taille (capacité de conception de  $0.7 \text{ to } 7 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ ).
  14. Réponse : (c). Les raffineries de pétrole ne sont pas susceptibles d'être à l'origine d'autant d'émissions de méthane provenant de fuites fugitives d'équipements que les installations de champ en amont. Il y a relativement peu de composants en service de gaz naturel dans les raffineries et, habituellement, uniquement le système de gaz combustible et la tuyauterie d'entrée dans l'unité d'hydrogène, s'il en existe une. La totalité des courants de pétrole brut et de produits raffinés contiendrait du méthane en quantité négligeable ou pas de méthane. De plus, il risque d'y avoir beaucoup plus d'équipements et, par conséquent, plus de points de fuites potentiels, associés à l'ensemble des installations en amont, qu'au niveau de la raffinerie.
  15. Réponse : (h). Les cuves de stockage des terminaux pétroliers constituent des sources potentielles de pertes en procédé, de pertes par respiration (ou permanentes) et de fuites fugitives d'équipements, mais elles ne constituent pas de sources potentielles de pertes éclair. Les spécifications générales des pipelines de pétrole brut empêchent la réception de produits résultant de la distillation flash (par détente) ou du bouillonnement dans les terminaux pétroliers. De plus, le gaz

- dissous (c'est-à-dire le gaz en solution), qui provoquerait l'ébullition du produit, doit déjà avoir été rejeté au moment où il atteint les conditions des cuves de stockage dans les installations de production en amont.
16. Réponse : (f). Aucune des indications ci-dessus, étant donné que la quantité moyenne d'émissions provenant de fuites fugitives d'équipements est en corrélation avec chacun des paramètres listés.
  17. Réponse : (b). Certains gaz peuvent être ventilés au niveau des puits de pétrole lorsqu'il n'est pas économique de les conserver ; cependant, des puits de gaz ne sont générés, par définition, que si le gaz peut être conservé. Il peut encore survenir des problèmes qui contribueraient à la ventilation au niveau des puits de gaz (p. ex. migration du gaz vers la surface entourant l'extérieur du tube-guide ou éclatements de l'évent du tube-guide) ; cependant, la plupart des puits de gaz n'ont pas ces problèmes.
  18. Réponse : (g). Les égouts industriels, les bassins de réception des résidus et les séparateurs API constituent des sources potentielles d'émissions fugitives de méthane dues à des pertes par évaporation. Les bassins de réception des résidus peuvent également être à l'origine d'émissions de dioxyde de carbone dues à la décomposition aérobie des résidus d'hydrocarbure contenus dans les produits de queue (résidus). Les événements de secours peuvent également être à l'origine d'émissions de méthane dues à des épisodes de décompression d'urgence, de même qu'à des fuites dans le système de ventilation. Les cuves d'eau produite peuvent constituer une source d'émissions de méthane si du gaz est entraîné dans les cuves de stockage en raison d'une séparation gaz-liquide inefficace en amont ou de fuites au-delà du drain et des vannes d'extraction raccordées au collecteur d'entrée de cuve. Les feux de charbon souterrains peuvent constituer une source d'émissions de méthane et de dioxyde de carbone, en fonction de la quantité d'air à disposition pour soutenir le feu.